
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 1 Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 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	18-05-2022	Parte 1 Informe Preliminar	Matías Agüero S. Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Carlos Prieto C. Eugenio Quintana P. Gonzalo Sánchez M.	Víctor Velar

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
1.1	Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación	5
1.2	Reserva para CPF	6
1.2.1	Reserva para CPF ante Contingencias de Generación.....	7
1.2.2	Sustitución de Reservas de CPF mediante CRF ante Contingencias de Generación ...	11
1.2.3	Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos.....	11
1.3	Reservas para CSF y CTF.....	13
1.3.1	Requerimiento de Rampas	14
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	18
3	ANTECEDENTES.....	19
3.1	Antecedentes Normativos	19
3.1.1	Informe de Definición de SSCC.....	19
3.1.2	Norma Técnica de Servicios Complementarios.....	21
3.1.3	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.....	21
3.2	Proyectos Considerados en el Estudio.....	29
3.3	Topología y Horizonte de Estudio	32
3.4	Escenarios Base.....	32
3.5	Antecedentes Específicos	38
3.5.1	Modelo de Carga	38
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO	41
4.1	Inercia y Reservas ante Contingencias.....	41
4.1.1	Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias	41
4.1.1	Requerimientos Mínimos de Inercia ante Contingencias de Generación.....	42
4.1.2	Reservas de CPF ante Contingencias de Generación	43
4.1.3	Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación	58
4.1.4	Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación ...	78
4.1.5	Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos	79
4.2	Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta.....	91
4.2.1	Metodología	91

4.2.1	Resultados	92
4.3	Asignación de las Reservas para el CPF	93
4.3.1	Cuantificación de Reservas para CPF.....	93
4.3.2	Resumen de Resultados	97
4.4	Reserva para CSF y CTF	100
4.4.1	Identificación de Requerimientos	100
4.4.2	Metodología	101
4.4.3	Resultados	107
4.4.4	Resumen de Requerimientos de Reservas para CSF y CTF.....	117
4.4.5	Requerimiento de Rampas de Toma de Carga.....	119
4.4.6	Asignación de las Reservas para el CSF y CTF.....	121
5	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	124
5.1	Inercia y Reservas ante Contingencias Generación	124
5.2	Reserva para CPF	125
5.2.1	Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos	125
5.2.2	Reserva para CPF para atender Contingencias.....	125
5.2.3	Sustitución de Reservas de CPF mediante CRF ante Contingencias de Generación .	130
5.2.4	Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos.....	130
5.3	Reservas para CSF y CTF.....	132
5.4	Requerimiento de rampas	134

1 RESUMEN EJECUTIVO

En conformidad con lo establecido en el Título 3-2 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, el Coordinador Eléctrico Nacional ha realizado el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (cuya periodicidad es semestral), y cuyos resultados de primera entrega (Parte 1) se resumen en el presente informe. Se presentan los resultados de las reservas de potencia activa requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°442, 2020), denominada de aquí en adelante “Resolución de SSCC”. Estas categorías 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)¹.

En lo principal, se presentan los resultados de los montos mínimos de reserva requeridos para el Control de Frecuencia (CF) en el año 2024.

Cabe señalar que, todos los análisis consideran que para la determinación de cada uno de los requerimientos mínimos por categoría, los recursos correspondientes a las restantes categorías se encuentran agotados. Por lo tanto, se debe dar cumplimiento a los requerimientos mínimos para cada una de las categorías por separado.

1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación

En primera instancia, para evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa. Específicamente, se evaluó la contingencia simple de la unidad de generación de mayor tamaño, y los requerimientos se determinaron con los objetivos de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia (Art. 3-11 NT SSCC) y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible ($50 \pm 0,7$ [Hz]).

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia y demanda previstas en el horizonte del estudio, según lo establece la NTSyCS. Estas corresponden a alrededor de 30 [GVAs] con un nivel de generación bruta total del

¹ Lo referente a Cargas Interrumpibles será abordado en el Informe de SSCC. Conforme al régimen de SSCC este informe deberá ser publicado a más tardar el 30 de junio del presente.

SEN de aproximadamente 7500 [MW]. No obstante, también se analizó un escenario con una generación bruta total del orden de 6500[MW].

Por otra parte, la inercia mínima prevista en el horizonte de estudio excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF (tasa de caída de la frecuencia) del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) alcance 0,6 [Hz/s], que corresponden a los ajustes de activación del EDAC por subfrecuencia.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. Se determinó la sustitución del CPF mediante CRF, según se establece en los artículos 3-15 y 3-17 de la NT SCCC, la que depende de las condiciones de inercia y demanda. Se observa que, para condiciones más favorables de inercia y demanda, la sustitución de CPF mediante CRF se ve reducida significativamente.

Para otras contingencias, como por ejemplo fallas en el sistema de 500 kV del Norte Chico que provoquen la separación del SEN en dos islas, la pérdida de la interconexión del SEN, desconexiones de montos de generación superiores a la unidad sincrónica de mayor tamaño, pudiera requerirse otra distribución o montos distintos de reservas. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

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

1.2 Reserva para CPF

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

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorpora los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV, cuyos montos fueron determinados en base a registros de la operación real del periodo desde enero a diciembre del año 2022.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

En la Tabla 1 se detallan los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente, determinados como el aporte efectivo en 5 minutos, en las condiciones más desfavorables previstas y que corresponden a un escenario de demanda baja y alta penetración ERV. La determinación de las reservas de potencia activa de subida y de bajada para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación con 3,4 [GVAs] de inercia y 200 [MW] de consumo, respectivamente.

Tabla 1: Montos de reservas para CPF permanentes.

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]
CPF	±47	+285/-76

1.2.1 Reserva para CPF ante Contingencias de Generación

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la ocurrencia de la mayor contingencia de generación bajo las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y cuyos requerimientos determinados son: 323 [MW] (valor o aporte instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN.

No obstante, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa a la cuantificación de aporte inicial al CPF, en vez del aporte instantáneo a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos), requiriéndose en este caso un monto mínimo de 183 [MW] de aporte efectivo.

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

- Aporte efectivo inicial (ya sea valor instantáneo a los 10 segundos o valor efectivo entre 0-10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

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

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 2, la Figura 1 y la Tabla 3, 4 y 5:

Tabla 2: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN

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

En el horizonte de análisis, no se prevén condiciones de operación con inercia bajo los 30 GVAs ni escenarios con una generación bruta total inferior a 7000 [MW]. En caso de presentarse dichas condiciones, se requerirán análisis particulares más detallados para evaluar la seguridad de la operación del SEN.

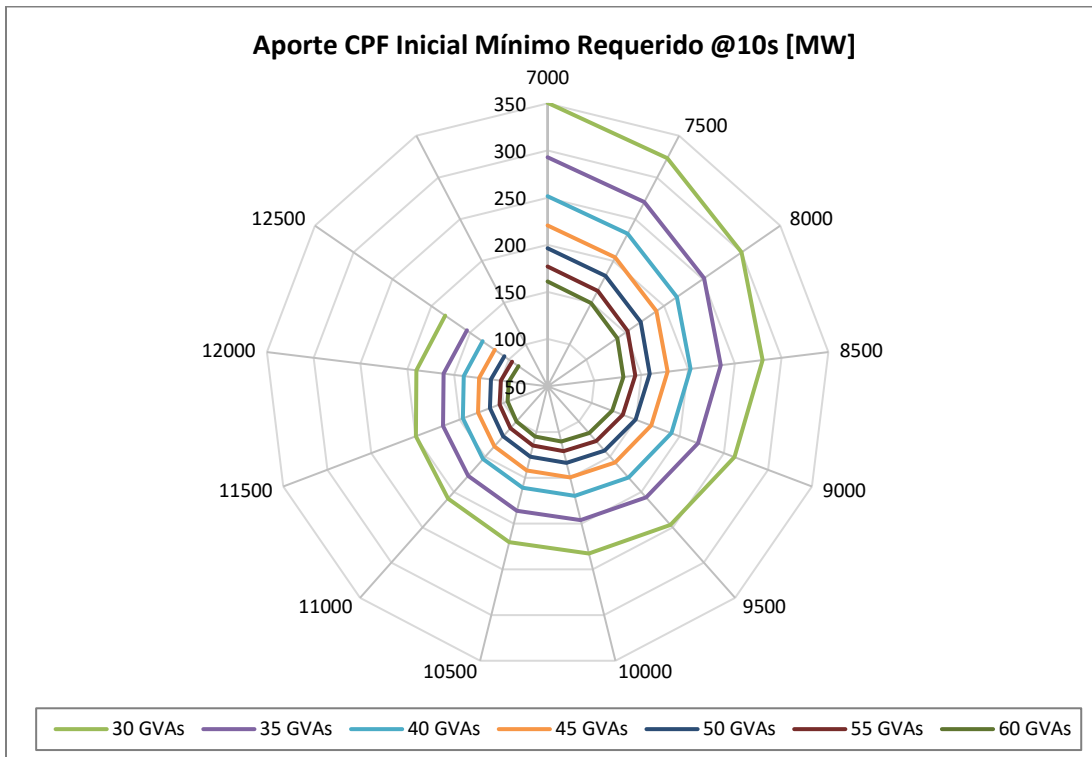


Figura 1: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Bruta Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]

No obstante, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda ir también evaluando como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF, en vez del aporte instantáneo a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos). Los resultados para este último caso se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3: Aporte CPF Inicial [MW] (valor efectivo entre 0-10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN

Gx Bruta Total SEN [MW] 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

En la Tabla 4 se muestran los requerimientos de CPF permanente, los que solamente tienen una dependencia significativa respecto el nivel de generación total del SEN (Demanda).

Tabla 4: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación (400 [MW] de desconexión).

Generación Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	293
7500	285
8000	278
8500	270
9000	262
9500	255
10000	247
10500	239
11000	231
11500	224
12000	216
12500	208

En casos donde se tenga certeza que los montos de potencia desconectada serían inferiores a 400 [MW], es posible reducir los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial, los que se

muestran a continuación en la Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7 considerando valores referenciales ante desconexiones de 350 y 300 [MW] de potencia.

Tabla 5: 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

Tabla 6: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN[MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	166	166	166
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	134	134	134
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	112	112	112
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	94	94	94
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	79	79	79
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	66	66	66
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	51	51	51

Tabla 7: 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
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	96	96	96
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	64	64	64
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	47	47	47
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	34	34	34
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	24	24	24

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	16	16	16
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	1	1	1

1.2.2 Sustitución de Reservas de CPF mediante CRF ante Contingencias de Generación

Tal como se señaló anteriormente, la sustitución del CPF mediante CRF depende de las condiciones de inercia y demanda, donde para condiciones más favorables (mayor demanda e inercia), su eficiencia se ve reducida significativamente. Estos resultados se resumen en la Tabla 8 y se sugiere considerar un monto disponible de CRF dado y a partir de este establecer los requerimientos mínimos de CPF iniciales.

Tabla 8: Sustitución CPF inicial mediante CRF para distintos montos de Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]. (400 [MW] de desconexión).

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,03	1,01
35	1,19	1,17	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97	0,95	0,92
40	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,98	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84
45	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,81	0,78	0,75
50	1,05	1,01	0,98	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80	0,77	0,73	0,70	0,66
55	1,00	0,96	0,92	0,88	0,84	0,80	0,77	0,73	0,69	0,65	0,61	0,57
60	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,74	0,70	0,65	0,61	0,57	0,53	0,49

(Nota: esta tabla de leerse como la razón de sustitución de CPF mediante CRF. Por ejemplo, para 7000 MW de Generación y 30 GVAs de Inercia, 1[MW] de CRF equivalen o sustituyen a 1,24[MW] de CPF.)

Se considera que los requerimientos de CPF permanentes tienen una sustitución mediante CRF prácticamente 1[MW] CRF a 1[MW]CPF.

1.2.3 Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos

Se han realizado análisis sobre los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples. Se realizó un levantamiento de contingencias en la operación real del SEN en los últimos años y se hizo una revisión de las instalaciones de grandes consumos modeladas en la BD del SEN para el horizonte de análisis y que se encuentran afectas ante simples contingencias. Considerando lo anterior, se determinó que los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 120MW, llegando en casos más específicos a los 200 [MW]. Considerando lo

anterior se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 120 [MW] y 200 [MW].

Se observa que ante desconexiones de 120 [MW] se alcanza una frecuencia permanente bajo 50,7Hz sin la necesidad de habilitar controladores de carga /velocidad de unidades participantes del CPF.

No obstante lo anterior, ante la desconexión de 200 [MW] de consumos, fueron requeridos alrededor de -76 [MW] de reserva de bajada permanentes (valor efectivo a 5 minutos). Estas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas, en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes que dependan de las distintas condiciones de demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9: 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

Para establecer la recomendación a considerar para la operación se tomó en cuenta lo siguiente:

- La NT SSCC no es taxativa en cuanto a la exclusividad de analizar fallas de severidad 5 y hay situaciones en que contingencias simples de elementos serie del sistema de transmisión, como así también contingencias que activan automatismos, dan origen a desconexiones de consumos del orden de 200 [MW].
- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistémico como parte de recursos generales para atender contingencias simples, como lo es el EDAC para baja frecuencia.
- Ante excursiones de frecuencia que sobrepasen los 51,5[Hz] puede producirse la desconexión descontrolada de unidades ERV que puede traducirse en condiciones de riesgo a la estabilidad del SEN.

- No sería recomendable prescindir de reservas de bajada ante contingencias sin una evaluación de la operación real del SEN y una revisión del comportamiento de grandes consumos, especialmente de carácter industrial.

Considerando todo lo anterior, se recomienda para la operación los montos indicados en la Tabla 9, los que son correspondientes a la desconexión de 200 [MW] de consumos.

En caso de contar con plantas ERV con sus lógicas de control HFRT (reducción de generación ante condiciones de sobrefrecuencia) homologadas y habilitadas, en conformidad a lo establecido en el Art. 3-17 de la NT SyCS, estas sirven para enfrentar riesgos de desconexiones descontroladas de generación en condiciones de sobrefrecuencia. La pertinencia de instruir la habilitación o deshabilitación de esta protección y sus ajustes generales requiere un análisis más profundo que excede los alcances de este estudio.

1.3 Reservas para CSF y CTF

Los requerimientos de reservas para Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF) fueron determinados de forma conjunta, como lo establece el artículo 3-21 de la NT de SCCC, con el objetivo de compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y generación que emplea recursos variables.

Los antecedentes empleados para la determinación de las reservas corresponden a los registros de la operación real y programada del periodo comprendido entre los meses de enero y diciembre del año 2022.

Las reservas para CSF son calculadas como el mayor valor entre los siguientes factores: **a)** mayor valor estadístico de las variaciones intrahorarias de la demanda y generación variable, **b)** requerimiento de reserva para el AGC y **c)** requerimiento de reserva para rampas de subida y bajada de la demanda neta.

Las reservas para CTF fueron obtenidas de la diferencia entre la reserva conjunta determinada y la reserva para CSF, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3-28 de la NT de SCCC.

Por otro lado, la reserva conjunta corresponde a aquella determinada a través de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los factores de influencia, entendiéndose estos, como aquellos que provoquen desequilibrios que impliquen reservas de CSF y CTF.

Los requerimientos de reservas han sido determinados para las categorías de estacionalidad (otoño-invierno y primavera-verano), tipo de día (laboral y no laboral) y bloques horarios. Estos requerimientos de reserva para CSF y CTF se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10: Reservas CSF y CTF

Reservas para CSF y CTF					
Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[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	-80 / +124	-149 / +149	-96 / +68
	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	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-171 / +171	-175 / +92	-150 / +150	-165 / +121
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-156 / +156	-47 / +70	-128 / +128	-97 / +108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267 / +167	-256 / +322	-257 / +160	-327 / +440
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-162 / +162	-236 / +210	-165 / +165	-320 / +183
	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

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

1.3.1 Requerimiento de Rampas

La NT SSCC establece la determinación de las rampas de subida y bajada para el CSF, para intervalos de tiempo de 1 minuto, 5 minutos y 15 minutos. De los análisis estadísticos de la operación del SEN,

en el periodo estudiado desde el 01 de enero al 31 de diciembre del año 2022, se obtuvieron los resultados que se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 11: 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	-58	37	-49	25
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-49	47	-46	36
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-86	54	-80	51
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-70	61	-70	58
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-50	80	-55	75
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-41	50	-38	48
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	-58	40	-51	32
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	45	-50	37
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-87	47	-79	42
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-61	50	-60	46
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-67	84	-70	79
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-49	60	-35	51

Tabla 12: 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	-135	80	-112	37
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-91	132	-88	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263	139	-264	101
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-148	118	-161	126
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-91	262	-140	264
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-94	206	-84	207
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	-108	77	-101	50
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-87	101	-79	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267	115	-257	97
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-140	110	-164	109
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-158	264	-137	261
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	194	-66	189

Tabla 13: 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	-290	191	-254	75
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-176	319	-196	122
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-685	339	-678	205
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-304	197	-278	214
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-111	684	-92	703
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-202	566	-180	564
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	-226	149	-230	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147	232	-148	142
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-701	271	-675	168
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-279	184	-309	176
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-245	698	-125	690
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-164	573	-105	589

Es importante indicar que los valores de rampa, en MW/min, fueron determinadas con 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 ha desarrollado la primera 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 NT SSCC que se prevén para el año 2024.

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 2024. En este contexto y para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados respecto de los requerimientos de reserva.

Cabe señalar que los análisis presentados en el informe del ECFyDR2023 parte 1 consideran distintas condiciones de operación previstas del SEN para el año 2024, específicamente distintas condiciones de nivel de generación, inercia y demanda. 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.

En conformidad con el Art 6-1, esta versión del ECFyDR2023 parte 1 incorpora las disposiciones contenidas en el Capítulo 3 de la NT SSCC relativas a la determinación conjunta de reservas de CSF y CTF. En particular acorde a la determinación de reservas mediante métodos probabilísticos que se establece en los Artículos 3-21, 3-23 y 3-28.

En el caso de contingencias de consumos se presentan análisis sobre los montos de desconexión de ante contingencias simples. Fue realizado un levantamiento de contingencias en la operación real del SEN en los últimos años y se hizo una revisión de las instalaciones de grandes consumos modeladas en la BD del SEN para el horizonte de análisis y que se encuentran afectas ante simples contingencias. Además, se presenta análisis de contingencias de consumos en distintas condiciones de operación.

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. Este estudio no contempla dentro de sus alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas Interrumpibles (CI). Lo referente a Cargas Interrumpibles será abordado en el Informe de SSCC y, en conformidad al régimen de SSCC, este deberá ser publicado a más tardar el 30 de junio del presente.

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

3.1 Antecedentes Normativos

3.1.1 Informe de Definición de SSCC

La Resolución Exenta N°442, 2020 aprueba modificaciones al Informe de definición de SSCC al 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 este, 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:** Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC.

El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5 [min], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 15 [min].

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

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

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

- 1. Error de Control de Área (ACE):** 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.

3.1.3.1 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.

3.1.3.2 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 este 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 SCCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras interconectadas al SI debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el Artículo 5- 40.
- c) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

- I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en Artículo 5- 40.
- II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.

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

- III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.
- IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10.
- V. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.
- VI. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

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

- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ 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 SCCC.
- 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 SCCC.
- 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 (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

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

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incursione fuera de su valor nominal de acuerdo 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, ± 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 ± 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].

3.1.3.3 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 EDAG 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 Considerados en el Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizada por la CNE en enero 2022 y aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos. Cabe señalar, que estos son los antecedentes con que contaba el Coordinador en enero de 2022, fecha en que se inició este estudio, por lo tanto, las fechas señaladas pudieran diferir actualmente.

Tabla 14: Proyectos de Generación Considerados

Proyecto	Fecha de Conexión	Resolución CNE	Propietario	Punto de conexión	Potencia Neta [MW]
Parque Eólico Cardonal	31-01-2023	N°262/abr-22	Statkraft Eólico S.A.	S/E Cardonal 23 kV	32,9
Ampliación Andes Solar IIB	31-01-2023	N° 498/dic-20	Andes Solar SpA	S/E Andes 220 kV	112,5
Llanos del Viento	31-01-2023	N° 286/jul-20	AR Llanos del Viento SpA	S/E O'Higgins 220 kV	156,1
Parque Eólico Atacama	31-01-2023	N°158/mar-22	Parque Eólico Atacama SpA	Nueva S/E Seccionadora Iberatacama 220kV	165,3
Las Salinas	28-02-2023	N° 527/dic-21	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Centinela 220 kV	364
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	31-03-2023	N° 323/ago-21	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Rande 33 kV	18
Trupán	31-03-2023	N° 694/oct-18	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV	20
Campo Lindo	31-03-2023	N° 407/oct-20	Parque Eólico Campo Lindo SpA	Nueva S/E Santa Clara 220 kV, en Línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén	71,6
Parque Eólico Manantiales	30-04-2023	N°263/abr-22	Statkraft Eólico S.A.	S/E Cardonal 23 kV	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	30-04-2023	N°303/abr-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E El Manzano Enel 220 kV	87
Parque Eólico Ckhúri (ex Ckani)	30-04-2023	N° 139/abr-20	AR Alto Loa SpA	S/E El Abra 220 kV	107,2
Andes IV	30-06-2023	N° 667/ago-22	Andes Solar SpA	S/E Andes 220 kV	130
P. Solar Fotovoltaico Elena – 1era Etapa	30-06-2023	N° 89/mar-21	Solar Elena SpA	S/E Kimal 220 kV	270
Parque FV Willka	31-07-2023	N° 286/jul-20	Inversiones Fotovoltaicas SpA.	S/E Parinacota 220 kV	98
Ampliación Parque Tchamma	31-08-2023	N° 776/oct-22	AR Tchamma SpA	S/E Tchamma 220 kV	17,5
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	30-09-2023	N° 776/oct-22	Doña Antonia Solar SpA	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	75
Meseta de Los Andes	31-10-2023	N°209/ jun-21	Tercera Región Solar SpA	S/E El Abra 220 kV	152,5
Planta Solar CEME 1	31-10-2023	N° 433/oct-21	CEME 1 SpA	S/E Miraje 220	350
Parque Eólico Caman - Etapa 1	31-10-2023	N° 209/jun-21	AR Caman SpA	S/E Cerros de Huichahue 220 kV	145,7
Punta de Talca	30-11-2023	N° 776/oct-22	Parque Eólico Punta de Talca SpA	S/E Central Talinay Oriente 220 kV	80
Planta Fotovoltaica Gran Teno	30-11-2023	N° 897/dic-22	GR Algarrobo SpA	S/E Seccionadora Solís 154 kV	200
Parque Fotovoltaico Sol del Vallenar	31-12-2023	N°766/sep-22	El Sol de Vallenar SpA	S/E Seccionadora Solís 154 kV.	100
Los Cóndores	31-12-2023	< 2015	Enel Generación Chile S.A.	S/E Ancoa 220 kV	136
CH Los Lagos	31-01-2024	N° 330/ago-20	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue	48,7
Parque Eólico La Cabaña Etapa 1	31-01-2024	N° 792/oct-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV	47
Parque Eólico La Cabaña Etapa 2	31-01-2024	N° 792/oct-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV	57
Planta FV Tocopilla	28-02-2024	N° 406/may-22	Planta Solar Tocopilla SpA	S/E María Elena 220 kV	200,3
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	30-04-2024	N°368/sep-21	Tamarico Solar Dos SpA	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	144,7
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	30-04-2024	N°368/sep-21	Tamarico Solar Dos SpA	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	144,7

Tabla 15: Proyectos de Transmisión Considerados

Proyecto	Fecha Conexión	Decreto Adjudicación	Propietario	Tipo	NUP
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	31-12-2021	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1090
S/E Seccionadora Puerto Patache 220 kV (QB2) y Tendido de 2do Circuito, Línea 2x220 kV Tarapacá –Puerto Patache	02-01-2022	S/I	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	S/I	1443
Ampliación en S/E Copayapu	31-10-2022	19T/2018	CGE S.A.	OA_D418	880
Ampliación en S/E San Gregorio	31-10-2022	17T/2019	Luz Parral	ON_D418	1122
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	31-10-2022	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1094
Ampliación en S/E Capricornio	31-10-2022	19T/2018	Engie Energía S.A.	OA_D418	1022
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x580 MVA	31-12-2022	373/2016	Eletrans III S.A.	ON_STxN	781
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Paniahue - Lihueimo	31-12-2022	469/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	Art. 102	S/I
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua	31-12-2022	467/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	Art. 102	S/I
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	31-12-2022	468/2020	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art. 102	S/I
Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa -Placilla	31-12-2022	8T/2020	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	S/I
Ampliación en S/E La Ruca	31-01-2023	152/2021	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Art. 102	2972
Ampliación en S/E Alto Melipilla	31-01-2023	198/2019	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	1108
Ampliación en S/E Monterrico	31-01-2023	293/2018	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1189
Interconexión Planta Desalinizadora Proyecto Aconcagua	31-01-2023	655/2019	Aguas Pacífico SpA	OPyM_ST	1650
S/E Santa Clara 220 kV	31-01-2023	S/I	Parque Eólico Campo Lindo SpA	S/I	2432
Nueva S/E Los Varones 220/66 kV	31-01-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1088
Seccionamiento línea 2x110 kV Alto Jahuel - Florida	31-01-2023	19/2020	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Art. 102	1838
Nueva Subestación Seccionadora Los Canelos 220-154/66 kV y Transformador 66/13,2 kV 30 MVA	28-02-2023	198/2020	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art. 102	2096
Proyecto de Subestación Seccionadora El Chacay 220 kV	31-03-2023	S/I	Minera Los Pelambres	OPyM_ST	2090
08 S/E El Chacay; STATCOM El Chacay	31-03-2023		Minera Los Pelambres	OPyM_ST	2090
Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en S/E Dolores	01-04-2023	18T/2020	Engie Energía S.A.	OA_STxZ	1537
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	30-04-2023	5T/2019	Besalco Transmisión SpA	ON_D418	1075
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa - Itahue en S/E Santa Isabel	30-04-2023	18T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxN	3092
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	30-04-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1089
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	30-04-2023	18T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxN	1592
Ampliación en S/E Calama 220 kV	30-04-2023	18T/2020	Transemel S.A.	OA_STxN	S/I
Nueva subestación Bajos de Mena	31-05-2023	19/2020	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Art. 102	1839
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	01-06-2023	4T/2021	Edelnor Transmisión s.a.	ON_STxN	1637
Nueva S/E Seccionadora Damascal	30-06-2023	231/2019	Transquinta S.A.	ON_STxZ	1640
Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	30-06-2023	231/2019	Transquinta S.A.	ON_STxN	1638
Nueva S/E Los Notros	31-07-2023	S/I	Empresa Eléctrica Pimaiquén S.A.	S/I	1191
Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	31-08-2023	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	1083
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	31-08-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1092
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	31-10-2023	422/2017	Centella Transmisión S.A.	ON_STxN	1136
Línea 1x110 kV Bosquemar - Tap Reñaca - Reñaca	31-10-2023	18T/2020	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	S/I
Subestación Seccionadora Colina 110 kV	31-10-2023	396/2021	EdgeConnex SpA	Art. 102	S/I
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	30-11-2023	17T/2018	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	S/I
Subestación Seccionadora Solís	31-12-2023	567/2021	GR Algarrobo SpA	Art. 102	3257
Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	31-12-2023	368/2021	Tamarico Solar Dos SpA	OPyM_ST	S/I
Proyecto Chiloé – Gamboa	01-01-2024	N°418/2017	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	OEO_D418	943
S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	31-01-2024	13T/2020	Edelnor Transmisión s.a.	ON_STxZ	S/I

Proyecto	Fecha Conexión	Decreto Adjudicación	Propietario	Tipo	NUP
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	31-01-2024	13T/2020	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	1145
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	31-01-2024	13T/2020	Centella Transmisión S.A.	ON_STxN	1158
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	31-01-2024	15T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1169
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	31-01-2024	15T/2020	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON_STxZ	1193
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	31-01-2024	13T/2020	Transec S.A.	ON_STxN	S/I
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	31-03-2024	17T/2020	Transec S.A.	OA_D418	1133
Subestación Seccionadora Cancura	31-05-2024	012/2022	Vientos de Renaico SpA	Art. 102	S/I
Nueva S/E Seccionadora Codegua	20-06-2024	4T/2021	Alfa Transmisora de Energía S.A.	ON_STxZ	1644
Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	20-06-2024	4T/2021	Alfa Transmisora de Energía S.A.	ON_STxZ	1645
Nueva S/E Caliche y línea de transmisión 2x220 kV Caliche - Geoglifos	30-06-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	30-06-2024	4T/2021	Transquinta S.A.	ON_STxZ	S/I
Ampliación en S/E Portezuelo	30-06-2024	4T/2021	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1565
Subestación Seccionadora Orcoma	31-07-2024	225/2022	Transec S.A.	Art. 102	S/I
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá - Puerto Collahuasi	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva S/E Las Dunas	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza - Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza - Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
S/E Nueva Casablanca 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa	31-08-2024	5T/2019	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x220 Mataquito - Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes - Dichato - Hualqui	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Dichato 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x66 Hualqui - Chiguayante	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	31-12-2024	11T/2021	Don Goyo Transmisión S.A.	OA_STxN	S/I
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	31-12-2024	11T/2021	Colbún Transmisión S.A.	OA_STxN	S/I
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	31-01-2025	13T/2020	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	S/I
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	31-02-2025	15T/2020	Transec S.A.	ON_STxN	S/I
Nueva Línea 2x66 Dichato - Tomé	31-08-20234	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I

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

A partir de las bases de datos DigSILENT del SEN se recrearon escenarios en demanda alta de día y noche, además de demanda baja también de día y noche para el horizonte en análisis.

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

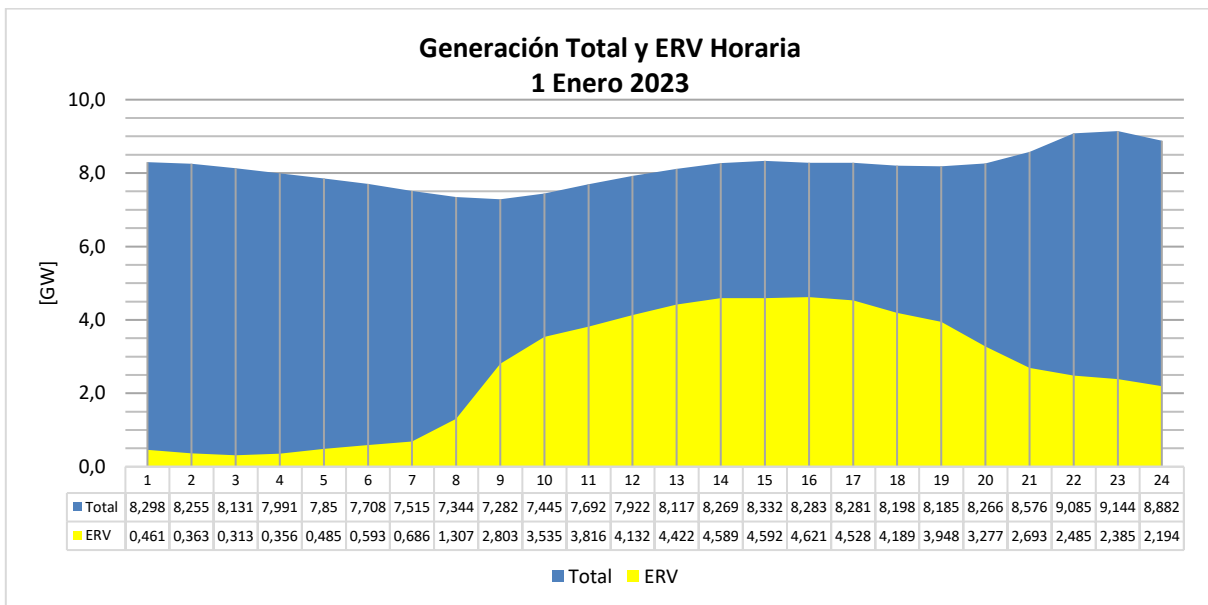


Figura 2: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 01-01-2023.

Considerando la menor inercia y demanda del SEN, los escenarios de demanda baja tienden a representar las condiciones más desfavorables en términos del control de frecuencia. De acuerdo con la experiencia de la operación real del SEN, para el 1 de enero se presentan condiciones

coincidentes de baja demanda y alta penetración ERV lo que se traduce en también una baja inercia. Lo anterior se muestra en la Figura 2.

También se pueden obtener los perfiles diarios de generación para cada día completo de los escenarios proyectados como resultados del PLP/Plexos. A partir de los despachos obtenidos con el Software PLP*/Plexos y la información de las unidades en lo que respecta a su potencia aparente e inercia, es posible determinar la inercia sistémica del SEN.

Por lo tanto, en primera instancia se tiene en la Figura 3 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 7 de abril de 2024. La demanda mínima ocurre a las 9:00 hrs con 6560 [MW] y la mínima inercia es del orden de 30,7 [GVA s] a las 15:00 hrs con una generación total de 7760 [MW].

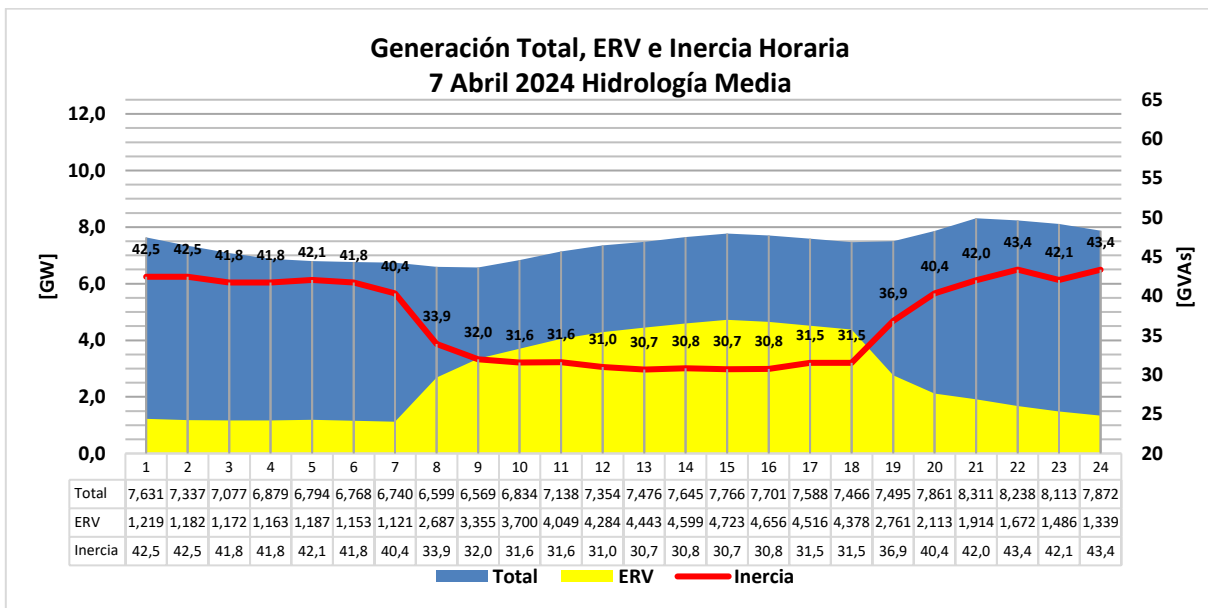


Figura 3: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 07-04-2024.

También durante fiestas patrias también se presentan condiciones de demanda mínima o cercana a la mínima anual y baja inercia, tal como se aprecia en la Figura 4. Por lo tanto, fue solicitado un escenario adicional de demanda baja para septiembre de 2023.

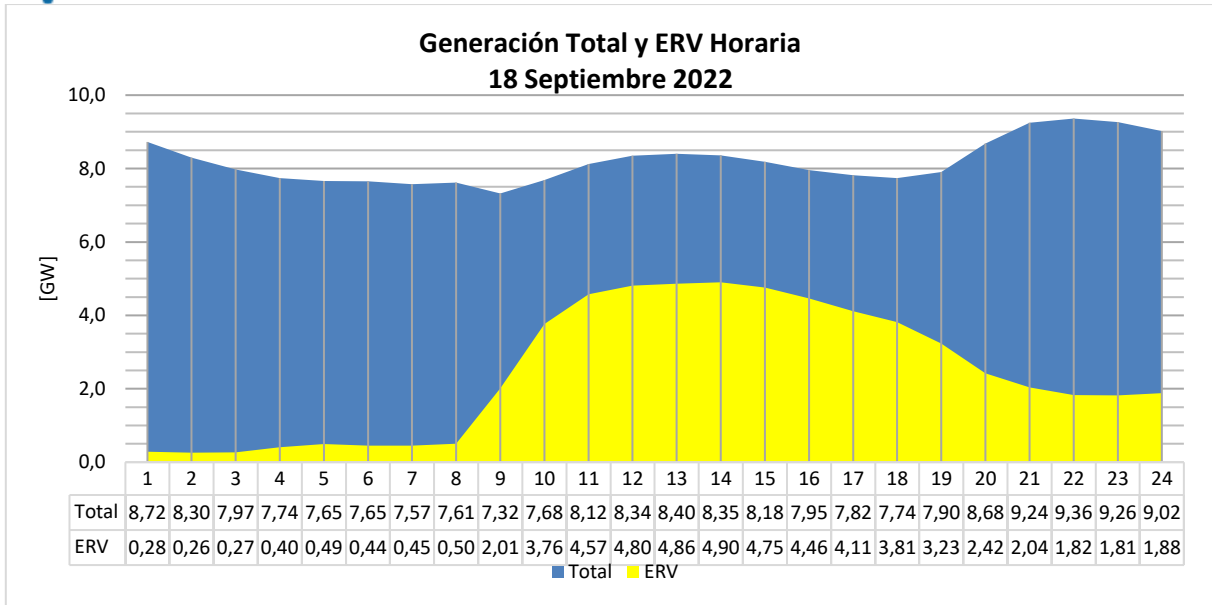


Figura 4: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 18-09-2022.

En la Figura 5 se tiene el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 18 de septiembre de 2023. La demanda mínima ocurre a las 9:00 hrs con 7829 [MW] y la mínima inercia es del orden de 37.6 [GVA s], más o menos constante entre las 10:00 y las 17:00 hrs, donde la mínima generación total (en ese horario) es de 7761 [MW] a las 10:00.

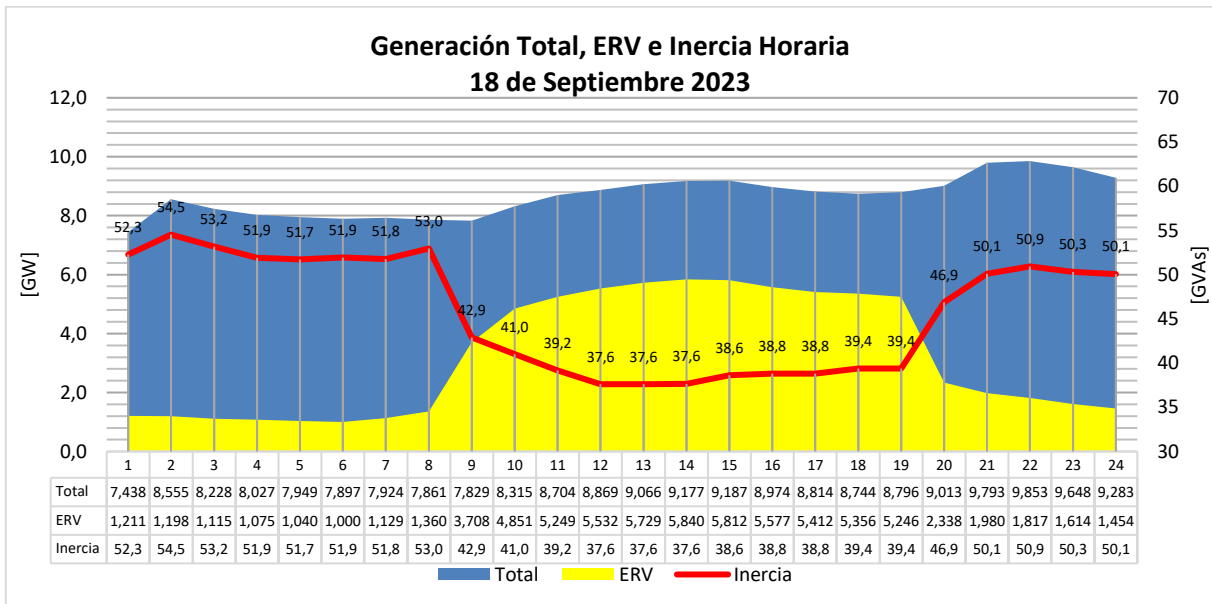


Figura 5: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 18-09-2023.

A partir de los resultados descritos, se puede concluir que las condiciones más desfavorables para efectos del control de frecuencia están previstas para el primer semestre de 2023, particularmente para el 7 de abril entre las 9:00 y 13:00 hrs.

Cabe destacar que esta versión del ECFyDR 2023 se enfoca en un análisis sobre requerimientos mínimos del sistema ante contingencias para distintos escenarios. Para esto fueron elaborados perfiles diarios de generación e inercia previstos para otras fechas del año 2024, adicionales a los ya descritos, donde se prevé que ocurran las mayores demandas estacionales.

- 22 de enero
- 4 de marzo
- 26 de junio.
- 9 de diciembre

En la Figura 6 se muestra el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 22 de enero del 2024. La demanda máxima ocurre a las 17:00 hrs con 10752 [MW] y la mínima a las 05:00 con 8232 [MW]. La mínima inercia es del orden de 30 [GVA s] entre las 10:00 y 18:00 hrs, con un nivel de generación entre 9738[MW] y 10752[MW]. Durante el resto del día la inercia prevista para el SEN se encuentra sobre los 41 [GVAs], alcanzando como máximo unos 44 [GVAs] a las 6:00 hrs.

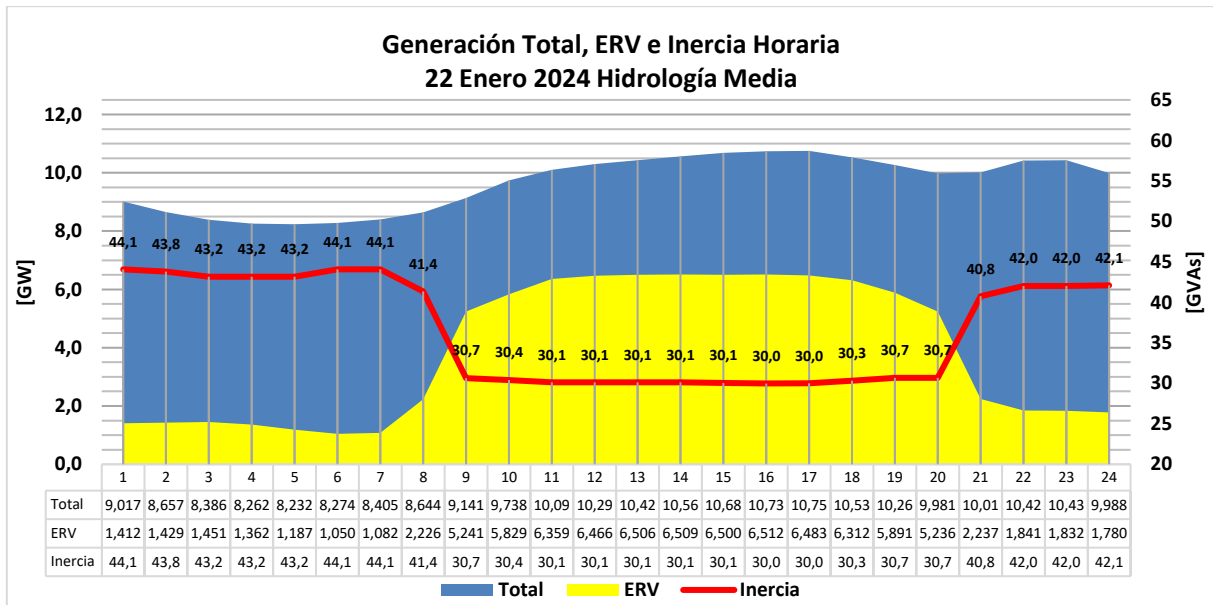


Figura 6: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 22-01-2024.

Posteriormente, se tiene en la Figura 7 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 4 de marzo de 2024. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 32 [GVA s] prácticamente entre las 11:00 y las 19:00 hrs con una generación total entre 11466 y 12276 [MW]. El resto del día se encuentra sobre los 50 [GVAs] y alcanza como máximo 59.9 [GVAs]. La generación mínima se alcanza a las 06:00 hrs con 9479 [MW]. La demanda máxima se prevé a las 17:00 hrs, alcanzando los 12276 [MW] y superando el 70% de penetración ERV.

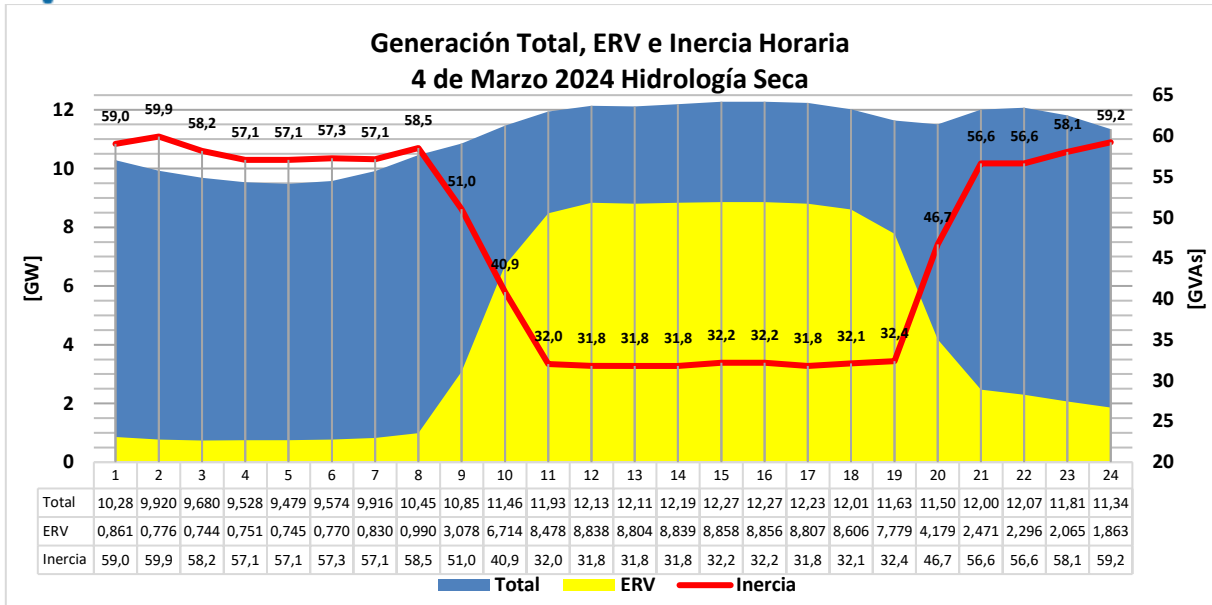


Figura 7: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 4-03-2024.

En la Figura 8 se muestra el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 26 de junio del 2024. La demanda máxima ocurre a las 20:00 hrs con 11320 [MW] y la mínima a las 05:00 con 8702 [MW]. La mínima inercia es del orden de 44,3 [GVA s] a las 13 hrs, mientras que la máxima es de 61.5 [GVA s] entre 19:00 y 20:00 hrs.

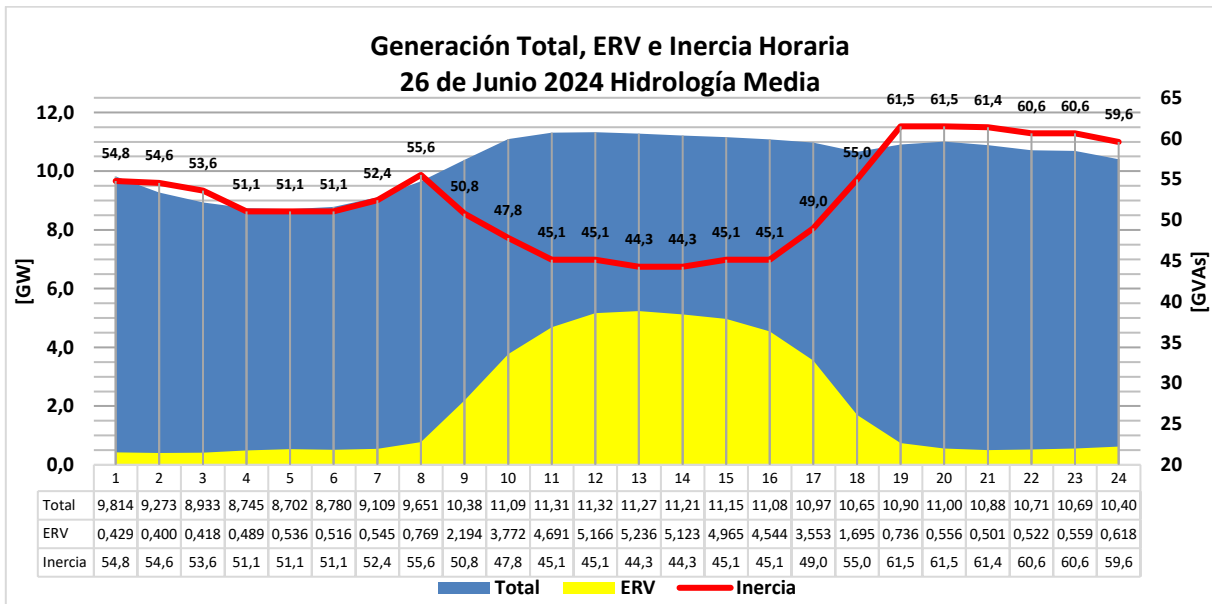


Figura 8: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 29-07-2023.

Finalmente, se tiene en la Figura 9 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 9 de diciembre de 2024. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 30.5 [GVA s] a las 16:00 hrs

con una generación total de alrededor de 11500 [MW], que corresponder a la generación máxima. Entre las 9:00 y las 13:00 hrs inercia es similar, entre 30,7 y 31.6 [GVAs] mientras que, la generación mínima, se alcanza a las 05:00 hrs con 8720 [MW].

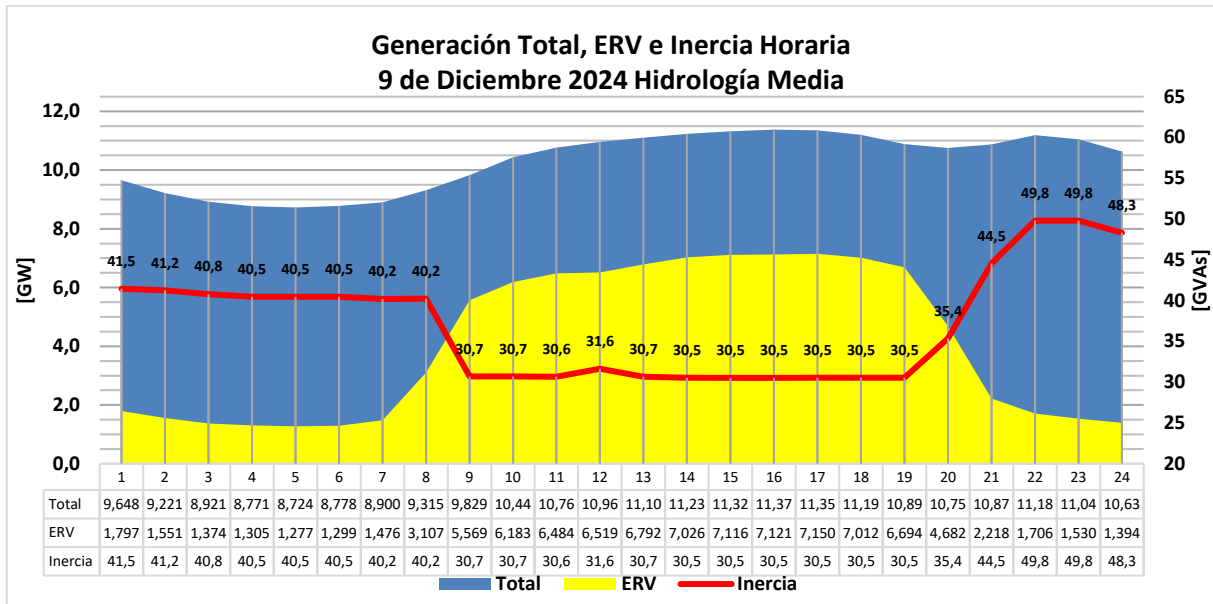


Figura 9: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 18-12-2023

Con ayuda de los perfiles diarios descritos, se busca elaborar escenarios con inercia creciente, de tal manera que también sea posible contar con crecientes de montos de generación bruta total del SEN para cada nivel de inercia. A continuación, en la Tabla 16 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados y elaborados en la BD DiGSILENT Power Factory del SEN:

Tabla 16. Resumen Generación Escenarios ECFyDR 2023 parte 1.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración 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

Es importante destacar que los escenarios previstos consideran una hidrología seca y que esto significa una mayor inercia prevista. Como referencia, la unidad de San Isidro U2 y la U16 de Central Tocopilla aportan una inercia sobre 3 [GVAs], Kelar TG1 TG2 TV incluso alcanza a aportar sobre 4[GVAs], mientras que unidades hidráulicas de gran tamaño como Ralco y Pehuenche aportan del 1.2 [GVAs] cada una. Debido a lo anterior, si bien la inercia prevista no desciende bajo 33 [GVAs], a efectos de realizar análisis más integrales, se construyeron escenarios con una inercia total de 30 [GVAs]. Esto se puede verificar de los perfiles diarios de las figuras anteriores y el detalle de los despachos que se adjuntan como parte de los anexos del presente informe.

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 enero hasta diciembre de 2022, con resolución de 10 segundos.
 - b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre 01 de enero al 31 de diciembre de 2022.
- b) Vigentes:
 - a. Esquema de EDAC vigente.
 - b. Base de datos (BD) Power Factory DIgSILENT del SEN.
- c) Previstos: Predicción de la demanda del año 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], por cuanto el escalón de 49,0 [Hz] del EDAC del Norte Grande se encuentra inhabilitado.

3.5.1 Modelo de Carga

El modelo de carga utilizado corresponde a la BD DIgSILENT oficial del SEN elaborada por el Coordinador. Las cargas del Norte Grande son constantes 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 literatura², los cuales fueron corroborados mediante estudios y ensayos concluidos durante el 2012.

² Power Systems Stability and Control (Kundur, 1994).

Las ecuaciones y parámetros que modelan el comportamiento dinámico de la carga son las siguientes³:

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

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

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 10, donde se muestra la respuesta de la carga total del SEN ante contingencias de generación para distintos casos analizados.

³ Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models, IEEE Transactions on Power Systems · May 2018

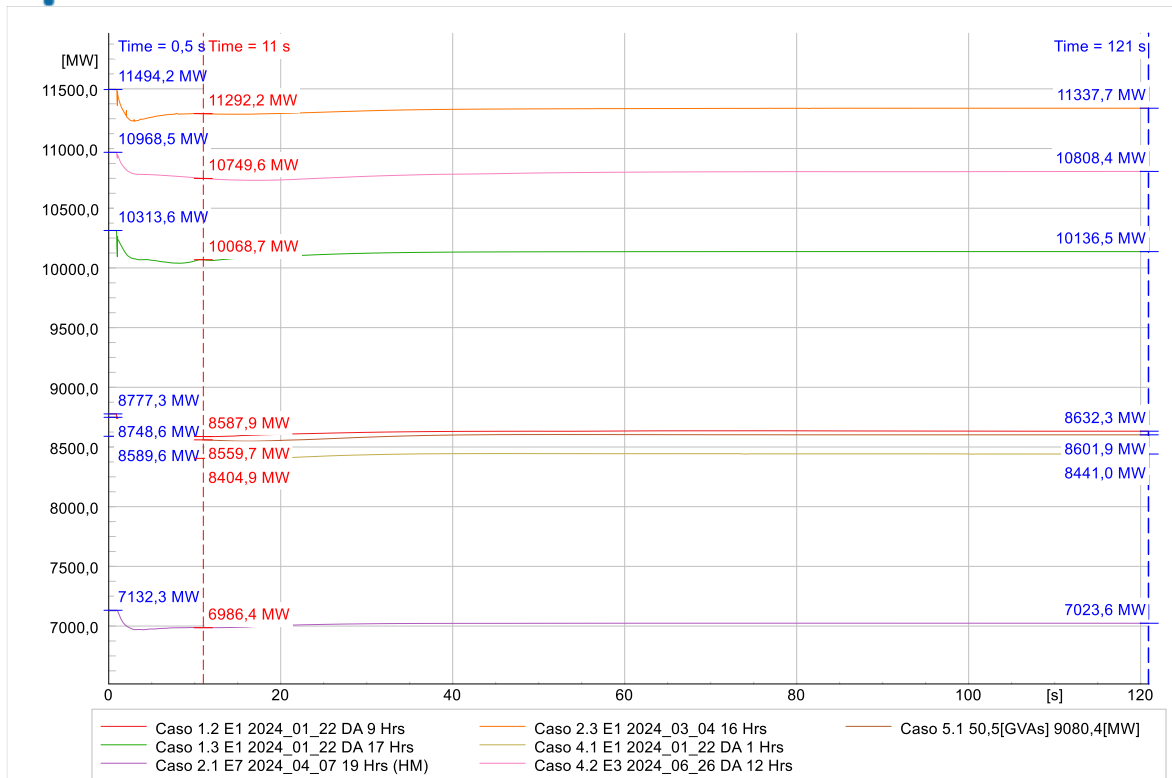


Figura 10: Respuesta Carga Total del SEN para Distintos Casos. Contingencias de Generación.

4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias

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

Para el caso de contingencias de generación, se consideró una contingencia de severidad 5, según lo señalado en la NT SyCS, que derive en la mayor potencia desconectada. Esta contingencia corresponde a un ciclo combinado en San Luis con alrededor de 397 [MW] de generación bruta y de 3,4 [GVAs] de inercia, aproximadamente.

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

4.1.1 Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias

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

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

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

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

4.1.1 Requerimientos Mínimos de Inercia ante Contingencias de Generación

En este caso se busca determinar si es pertinente establecer requerimientos mínimos de inercia para el SEN, para efectos de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC ante simples contingencias de generación. En este sentido, se observan las tasas de caída de frecuencia ante simple contingencia de los escenarios analizados (ROCOF) detallados en la Tabla 17, donde en la última columna señala con mayor detalle las condiciones que alcanza la frecuencia debido al desbalance de 397,7 [MW] asociadas a la desconexión de San Isidro U2. Hay que tener en cuenta también que dicha contingencia significa que se desconectan aproximadamente 3,4 [GVAs] de inercia. Con todo lo anterior, la mayor magnitud para el ROCOF alcanza -0,3830 [Hz/s].

Tabla 17: Resumen ROCOF Escenarios Analizados.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]	ROCOF Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs]) [Hz/s]	Frecuencia @1s Postcontingencia (397 [MW] 3,4 [GVAs]) [Hz]
Caso 1.1	07-04-2024	9	6527,0	30,9	3199,6	49%	8292,7	3,72	-0,3622	49,630
Caso 1.2	22-01-2024	9	9219,8	30,1	5332,9	58%	8268,5	3,64	-0,3727	49,627
Caso 1.3	22-01-2024	17	10762,5	29,4	7014,9	65%	8033,7	3,66	-0,3830	49,617
Caso 2.1	07-04-2024	19	7429,5	35,4	2754,2	37%	9378,2	3,77	-0,3109	49,689
Caso 2.2	09-12-2024	8	9246,8	34,9	4879,2	53%	9379,7	3,72	-0,3161	49,684
Caso 2.3	04-03-2024	16	12114,4	34,7	8763,5	72%	8870,5	3,91	-0,3176	49,682
Caso 3.1	09-12-2024	5	8770,0	40,7	1204,0	14%	11066,0	3,67	-0,2669	49,733
Caso 3.2	22-01-2024	21	10047,4	41,6	2921,8	29%	11232,0	3,70	-0,2602	49,740
Caso 4.1	22-01-2024	1	9090,8	44,0	1685,0	19%	11549,4	3,81	-0,2448	49,755
Caso 4.2	26-06-2024	12	11315,0	46,2	5164,4	46%	11413,7	4,05	-0,2324	49,768
Caso 5.1	26-06-2024	6	9080,4	50,5	585,5	6%	12578,8	4,02	-0,2111	49,789
Caso 5.2	09-12-2024	22	11315,0	50,8	1793,0	16%	13060,0	3,89	-0,2096	49,790
Caso 6.1	26-06-2024	24	10423,0	59,8	570,9	5%	14381,3	4,16	-0,1764	49,824
Caso 6.2	04-03-2024	22-23	12004,0	59,5	2202,0	18%	14359,9	4,15	-0,1771	49,823

Los resultados para el ROCOF se obtienen mediante la siguiente expresión, correspondiente a una aproximación en los primeros instantes postfalla:

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

Por lo tanto, se puede apreciar que, para los escenarios previstos, no se alcanza la tasa de caída -2 [Hz/s] que corresponde al límite de la tasa de cambio de la frecuencia establecida el Art 3-17 de la NT SSCC para la determinación de los requerimientos de inercia. Tampoco se alcanza la tasa de -0,6

[Hz/s] asociada a la activación de los escalones activados por tasa de variación del EDAC de baja frecuencia⁴. La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 [GVAs] y la inercia mínima prevista excede ampliamente dichos montos.

4.1.2 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación

4.1.2.1 Metodología

Se determinaron los requerimientos de CPF para una gran diversidad de condiciones, entre estas las más desfavorables previstas de inercia y demanda, considerando CRF nulo.

Por lo tanto, se determinaron los requerimientos de CPF tal que, la respuesta de la frecuencia del SEN ante la contingencia simple de generación más exigente cumpla con los estándares normativos. La relevancia de este análisis es que considera los recursos disponibles en el sistema para el cumplimiento de los estándares normativos, particularmente para evitar desconexión de carga por acción del EDAC.

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

Para evaluar la contribución del CPF a reducir la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia, se determinan los requerimientos de aporte de CPF a los 10 segundos con el fin de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. No obstante, debido a que hay casos donde la frecuencia mínima se alcanza previo a los 10 segundos para ese escenario, se determinó también el valor efectivo entre 0-10s postcontingencia calculado como la integral de la potencia de turbina en dicho intervalo dividida por 10 segundos. Además, se determinan los requerimientos de CPF para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 [Hz].

Por otra parte, se buscó obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho. Esta respuesta Crítica de Frecuencia cumple con los siguientes criterios.

- $48,9\text{Hz} < \text{Frecuencia mínima} < 48,925 \text{ Hz}$
- $49,3\text{Hz} < \text{Frecuencia permanente} < 49,35 \text{ Hz}$

En la Figura 11 se observa la respuesta crítica de la frecuencia eléctrica del SEN para 5 casos distintos. Para la frecuencia mínima, debe evitarse el desprendimiento de carga por acción del EDAC cuya activación para el primer escalón por valor absoluto es 48,9[Hz]. En este caso se considera suficiente una holgura de hasta 25 m[Hz] considerando como referencia la banda muerta de los controladores

⁴ El EDAC por Baja Frecuencia tiene Dos (2) escalones activados por tasa de variación de frecuencia de -0.6 Hz/s supervisados por umbrales de frecuencia absoluta de 49.0 Hz y 48.8 [Hz].

de carga/velocidad para unidades sincrónicas, conforme lo establece el artículo 3-17 de la NT SyCS. Para la frecuencia permanente se tiene una tolerancia de 50 [mHz], dado que los montos de requerimientos permanentes asociados a dicha tolerancia no son significativos. Además, no se justificaría mayor precisión en los resultados tomando en cuenta que no es trivial lograr cumplir con ambas exigencias en una sola simulación, donde una simulación de 121 segundos puede tardar alrededor de 35 minutos.

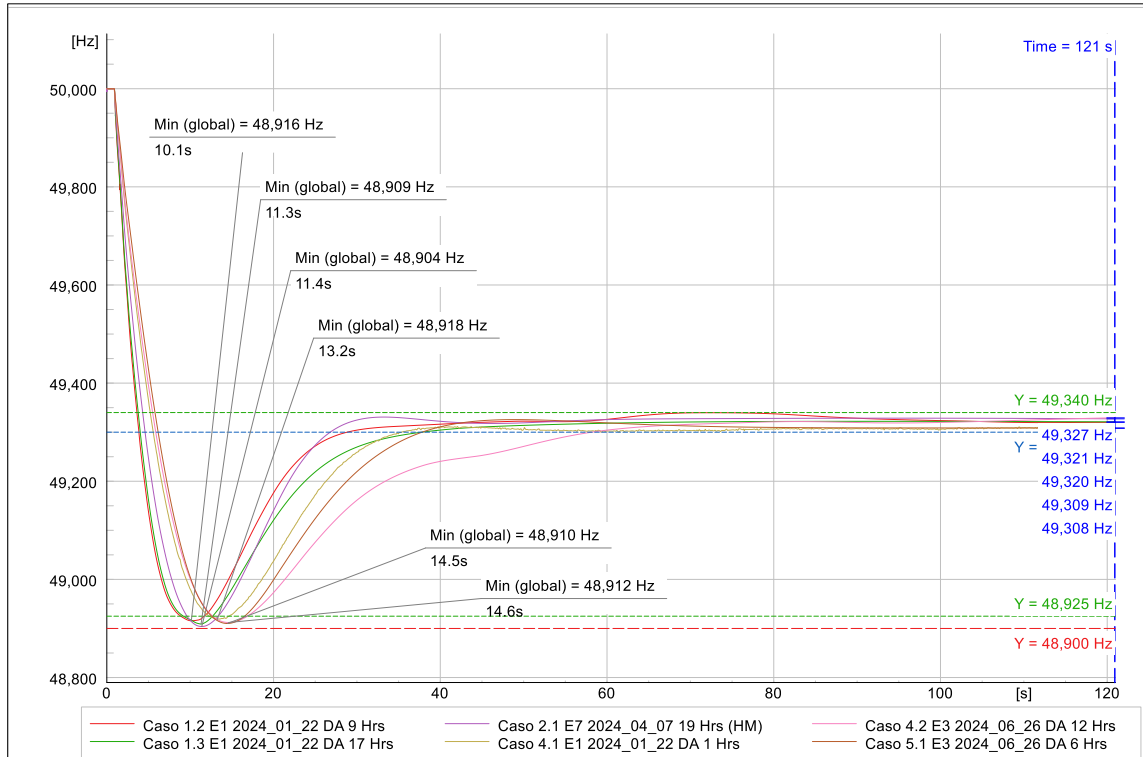


Figura 11: Respuesta Crítica de la Frecuencia eléctrica del SEN para 5 casos distintos.

Por otra parte, generalmente se tiene una reserva en giro disponible tal que los montos y cantidad de unidades requeridas para el CPF no siempre permiten reducirla significativamente. Por lo tanto, para efectos de los resultados, solamente tiene relevancia el aporte efectivo postcontingencia al CPF inicial y permanente, de manera que la reserva en giro es solo referencial.

Se realizaron análisis de variados escenarios, con objeto de determinar la tendencia de los montos de requerimientos de CPF inicial y permanente, respecto los niveles de inercia y generación bruta total del SEN (demanda).

4.1.2.2 Resultados Requerimientos para CPF

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los requerimientos mínimos de CPF inicial y permanente para el Caso 1.2. Se logra evitar el descenso de la frecuencia bajo los 48,9 [Hz], lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 [Hz].

Tabla 18: Resultados Requerimientos CPF contingencias Generación. Caso 1.2.

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P. Máx Dinámica [MW]	Desp	Potencia Eléctrica [MW]					Potencia Turbina [MW]					Valor Medio/Aporte @10s	Valor Efectivo 0-2min	Valor Efectivo 0-5min
					RGIRO	10segs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	10segs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	Valor Efectivo 0-10s			
HE ANGOSTURA U1	hidro	609,5	141,5	76,0	65,5	81,7	5,7	125,8	49,8	81,8	5,8	125,8	49,8	0,97	17%	37,8	45,0
HE EL TORO U1	hidro	302,6	122,6	8,1	114,5	25,8	17,7	40,8	32,7	25,8	17,7	40,8	32,7	8,07	45%	29,5	31,4
HE EL TORO U2	hidro	302,6	122,6	0,1	122,5	20,0	19,9	40,8	40,7	20,0	19,9	40,6	40,5	9,08	46%	35,5	38,5
HE RALCO U1	hidro	1193,9	381,6	61,6	320,0	106,9	45,2	135,6	74,0	107,0	45,3	135,6	74,0	19,44	43%	68,1	71,6
TER ANGAMOS U1	carbón	1584,0	280,0	109,6	170,4	142,0	32,4	117,6	8,0	142,5	32,9	117,7	8,1	18,82	57%	14,1	10,5
TER ANGAMOS U2	carbón	1584,0	284,4	110,1	174,3	143,4	33,3	118,2	8,1	143,9	33,8	118,3	8,2	19,33	57%	14,5	10,7
TER COCHRANE U1	carbón	1273,8	274,0	178,8	95,2	242,3	63,5	235,2	56,3	242,6	63,8	235,2	56,4	35,83	56%	57,3	56,8
					1062,3		217,8		269,6		219,2		269,7	111,5	50,9%	256,8	264,5

En la Figura 12 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras relevantes del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,916 [Hz] a los 9.12 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] a los 28.89 segundos de simulación, alcanzando finalmente 49.320 [Hz]. Por lo tanto, se cumple con las exigencias establecidas en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT SyCS.

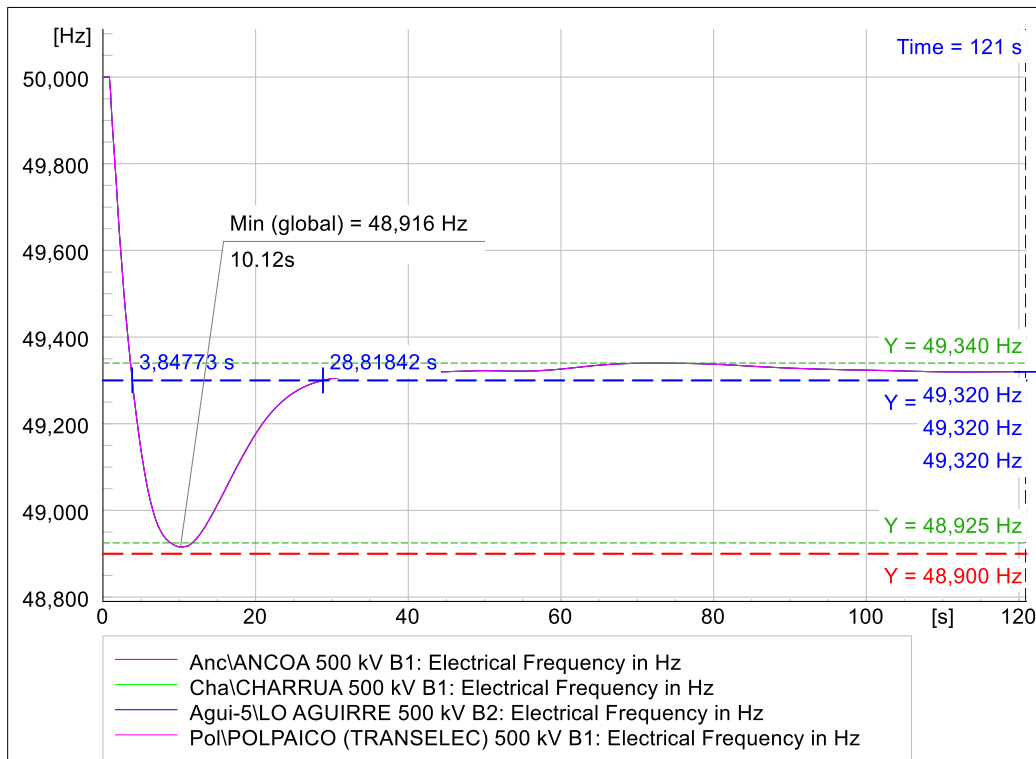


Figura 12: Frecuencia Eléctrica [Hz] Caso 1.2.

En la Figura 13 y Figura 14 se detallan los aportes individuales de potencia eléctrica y potencia de turbina para las unidades consideradas como participantes del CPF.

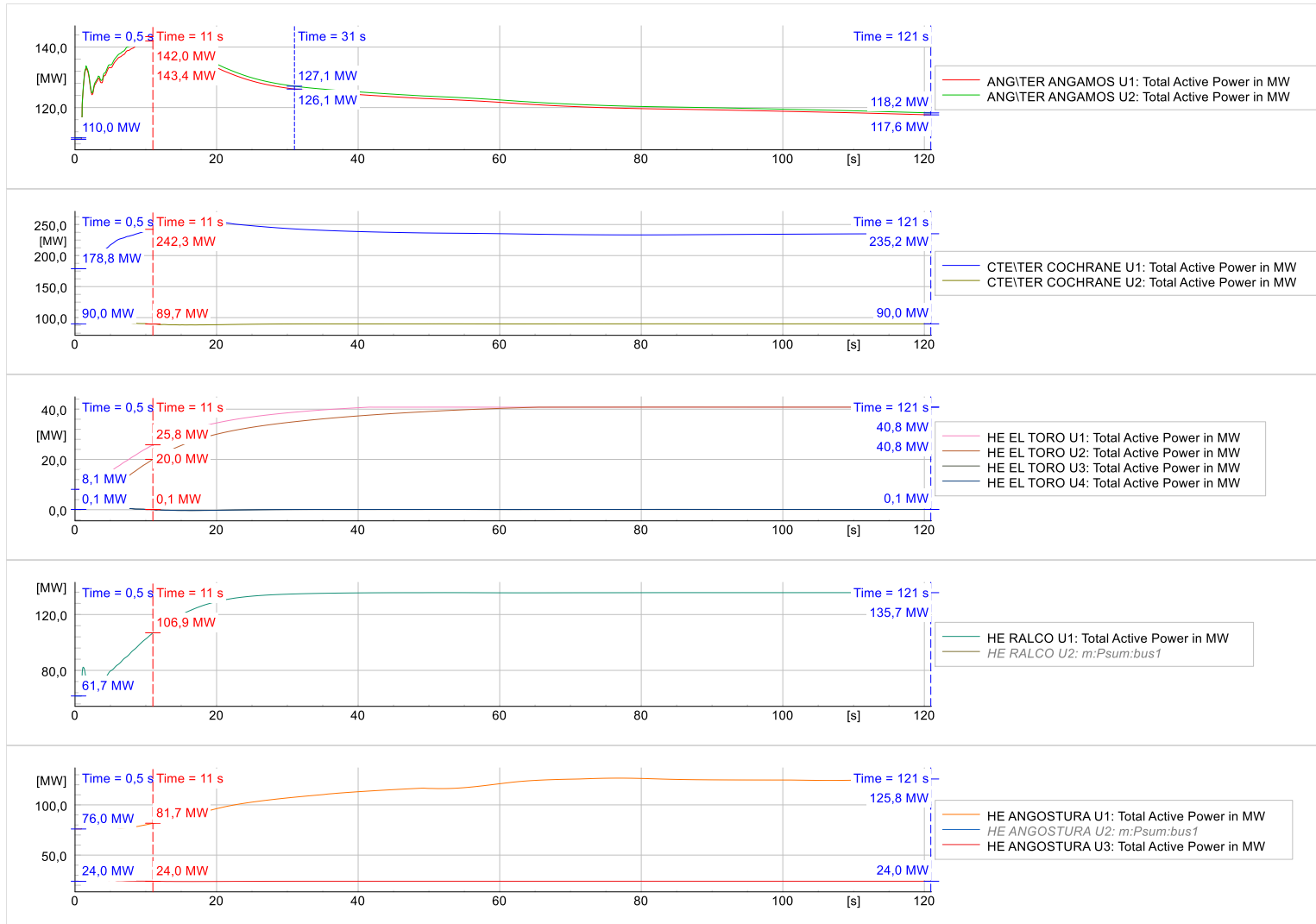


Figura 13: Potencia Eléctrica Unidades Participantes del CPF. Caso 1.2.

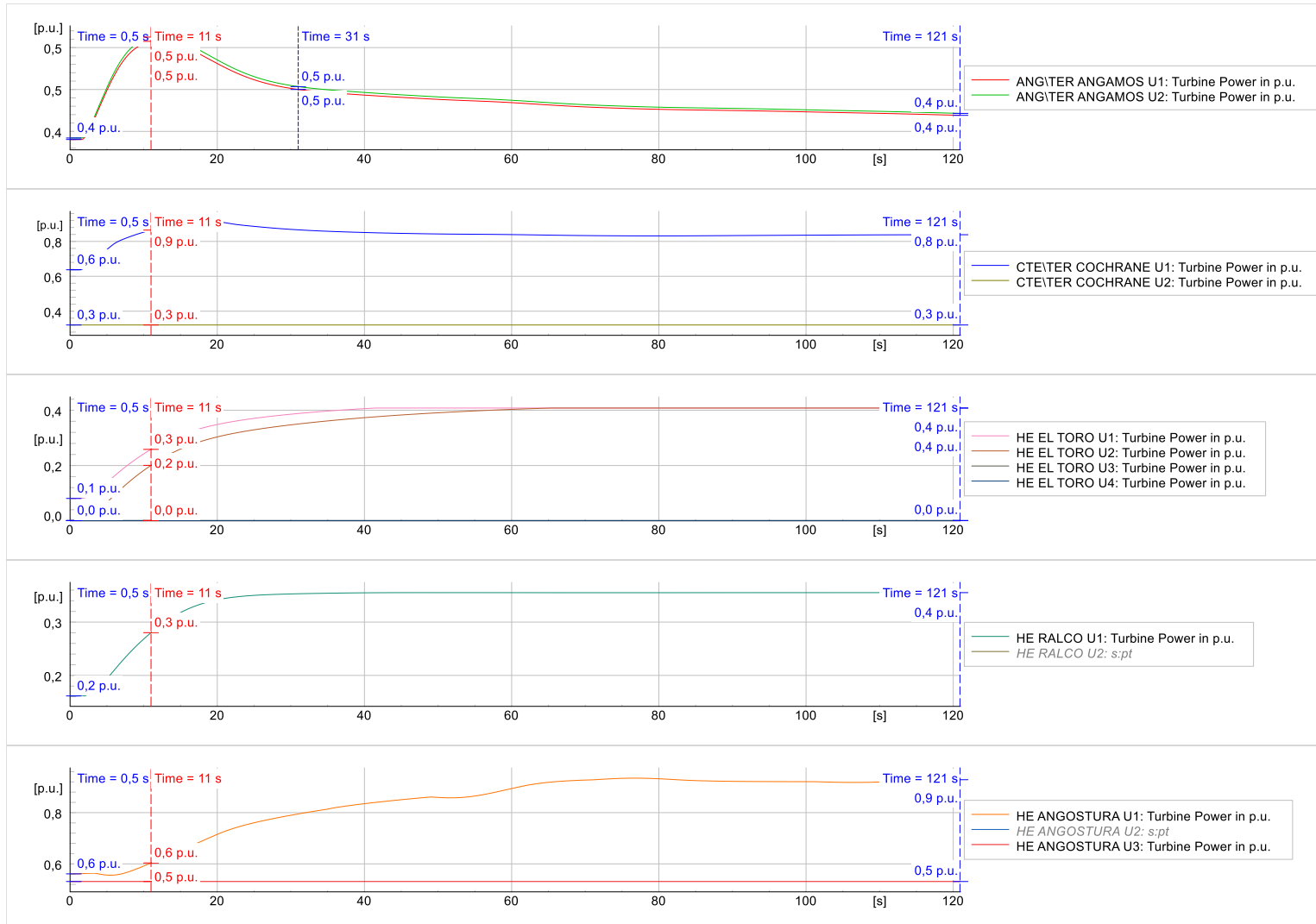


Figura 14: Potencia de Turbina Unidades Participantes del CPF. Caso 1.2.

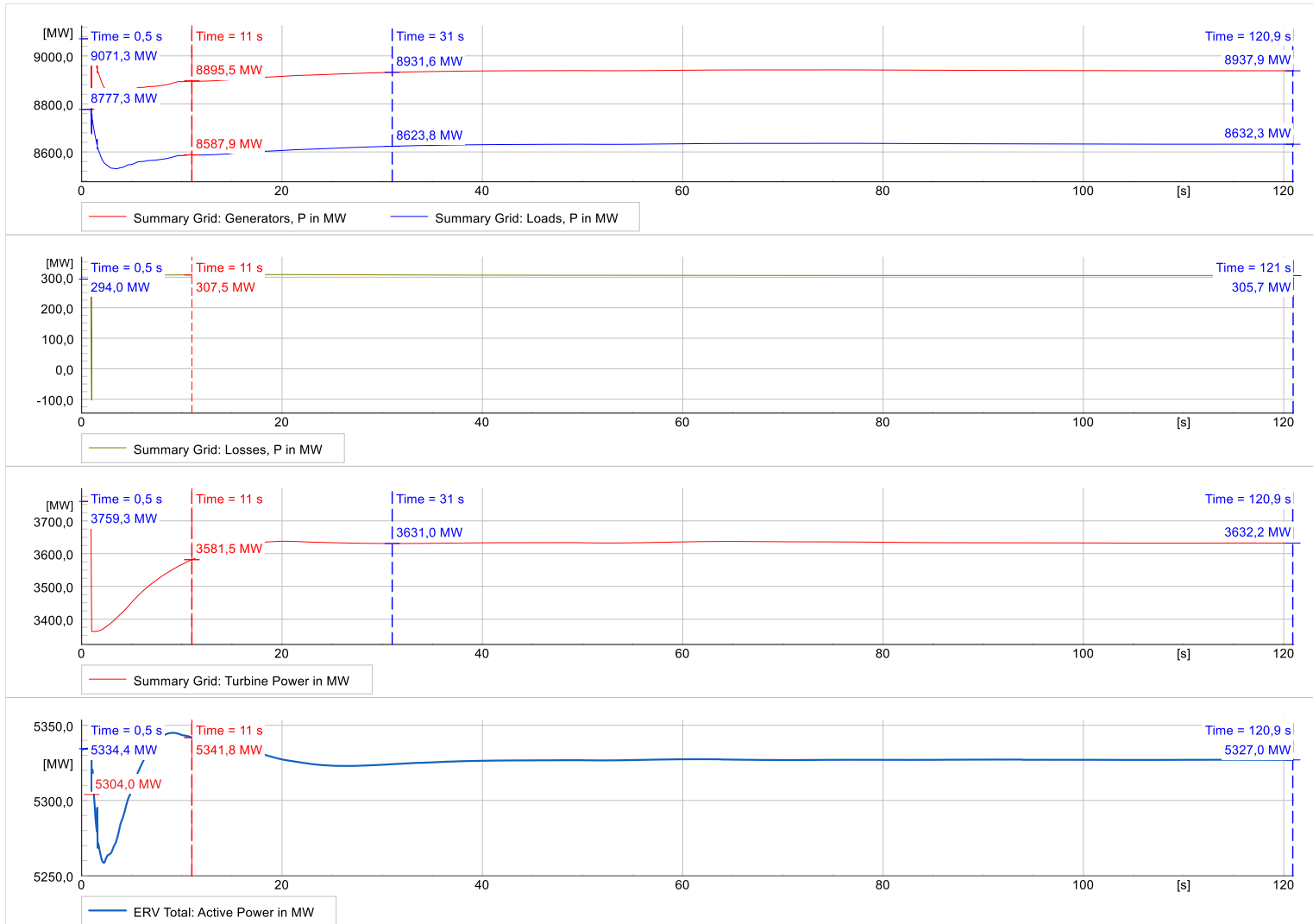


Figura 15: Balance de Potencia del SEN. Caso 1.2.

Tabla 19: Resumen “Balance” del SEN. Caso 1.2.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10secs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	9071,0		8895,4	8937,9	-
Carga	8777,1		8587,9	8632,3	144,8
Pérdidas	294,0		307,5	305,6	11,6
Potencia Mecánica	3759,3	3362,3	3581,5	3632,1	
Aporte CPF	-	-	219,2	269,8	269,8

De la Figura 15, denominada “Balance” resumida en la Tabla 19, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 269,8 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 144,8 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 11,6 [MW].
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a 403 [MW]
- La generación Total ERV se ve reducida levemente en alrededor de 7 [MW]. Esta reducción se observa ante descensos de la tensión en bornes de modelo de generador estático, que es la clase de elemento empleado para modelar ERV.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los requerimientos mínimos de CPF inicial y permanente para los demás casos analizados. En todos estos se logra evitar el descenso de la frecuencia bajo los 48,9 [Hz], lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente igual o sobre 49,3 [Hz].

Tabla 20: Resumen Resultados Requerimientos CPF

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Caso	CPF Inicial			CPF Permanente			Dif. Pérdidas Perm [MW]	Reducción Carga Perm [MW]	Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec. Perm [Hz]	Amort. Carga [%/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 Perm [MW]						
Caso 1.1 E5 20240407 DB 09 Hrs	30,85	6527,0	Caso 1.1	294,2	150,4	51,1%	297,3	287,9	293,5	4,4	104,3	48,903	7,620	49,311	2,40%
Caso 1.2 E1 20240122 DM 9 Hrs	30,08	9219,8	Caso 1.2	219,2	111,5	50,9%	269,7	256,8	264,5	11,6	144,8	48,916	9,110	49,320	2,43%
Caso 1.3 E1 20240122 DA 17 Hrs	29,36	10762,5	Caso 1.3	155,6	71,4	45,9%	235,4	217,4	228,2	3,3	177,5	48,909	10,280	49,321	2,54%
Caso 2.1 E7 20240407 DB 19 Hrs	35,38	7429,5	Caso 2.1	231,5	114,7	49,5%	286,9	272,0	280,9	-4,0	108,7	48,904	11,489	49,327	2,25%
Caso 2.2 E4 20241209 DM 9 Hrs	34,85	9246,8	Caso 2.2	200,4	99,3	49,6%	278,4	260,3	271,1	12,2	130,5	48,907	11,656	49,332	2,23%
Caso 2.3 E1 20240304 DA 16 Hrs	34,71	12114,4	Caso 2.3	189,9	93,9	49,5%	261,0	244,2	254,3	12,6	174,5	48,907	11,592	49,320	2,23%
Caso 3.1 E4 20241209 DA 5 Hrs	40,65	8770,2	Caso 3.1	199,7	100,3	50,2%	294,9	273,5	286,4	16,2	140,4	48,924	13,234	49,334	2,53%
Caso 3.2 E1 20240122 DA 21 Hrs	41,61	10047,4	Caso 3.2	127,7	55,6	43,5%	245,0	219,1	234,6	4,5	169,7	48,914	12,606	49,309	2,56%
Caso 4.1 E1 20240122 DA 1 Hrs	44	9090,8	Caso 4.1	162,1	69,3	42,7%	252,0	236,1	245,7	3,7	153,2	48,919	12,540	49,310	2,58%
Caso 4.2 E3 20240626 DA 12 Hrs	46	11315,0	Caso 4.2	127,0	52,9	41,6%	241,8	216,1	231,5	4,7	159,7	48,918	13,486	49,332	2,18%
Caso 5.1 E3 20240626 DA 6 Hrs	50,5	9080,4	Caso 5.1	148,1	50,6	34,2%	260,4	241,1	252,7	10,2	146,8	48,910	13,486	49,309	2,43%
Caso 5.2 E4 20241209 DB 22 Hrs	51	11300,0	Caso 5.2	97,1	45,2	46,5%	230,9	205,3	220,7	27,1	196,0	48,905	16,860	49,305	2,61%
Caso 6.1 E3 20240626 DB 24 Hrs	59,75	10423,0	Caso 6.1	104,3	34,6	33,2%	256,8	243,8	251,6	6,4	153,9	48,907	16,340	49,321	2,26%
Caso 6.2 E2 20240304 DA 22 Hrs	59,53	11946,3	Caso 6.2	77,4	25,5	33,0%	243,5	212,7	231,2	10,2	182,0	48,912	18,471	49,336	2,38%

El detalle de los aportes individuales, el chequeo de “Balance” y las gráficas de las respuestas del SEN y unidades participantes en el CPF, se adjunta en los anexos de este informe, para cada uno de los restantes casos analizados.

4.1.2.3 Análisis Paramétrico

Este análisis tiene como objetivo establecer tendencias para los resultados obtenidos y poder determinar los requerimientos iniciales y permanentes, como una función de la inercia y demanda del SEN. Como aproximación al nivel de demanda se considera la generación bruta total del SEN, dado el monto empleado en la programación y al cual se le hace seguimiento en la operación en tiempo real. Esto es porque no se cuenta con un detalle de las medidas de todas las cabeceras de los alimentadores en las SS/EE, en todo instante, lo que permitiría tener un seguimiento más exacto de la demanda.

4.1.2.3.1 Aporte CPF Permanente

De acuerdo con los resultados observados y en conformidad con la teoría se obtiene una recta de la tendencia de reducción de carga creciente en función de la demanda total del SEN. Esta se muestra en Figura 16.

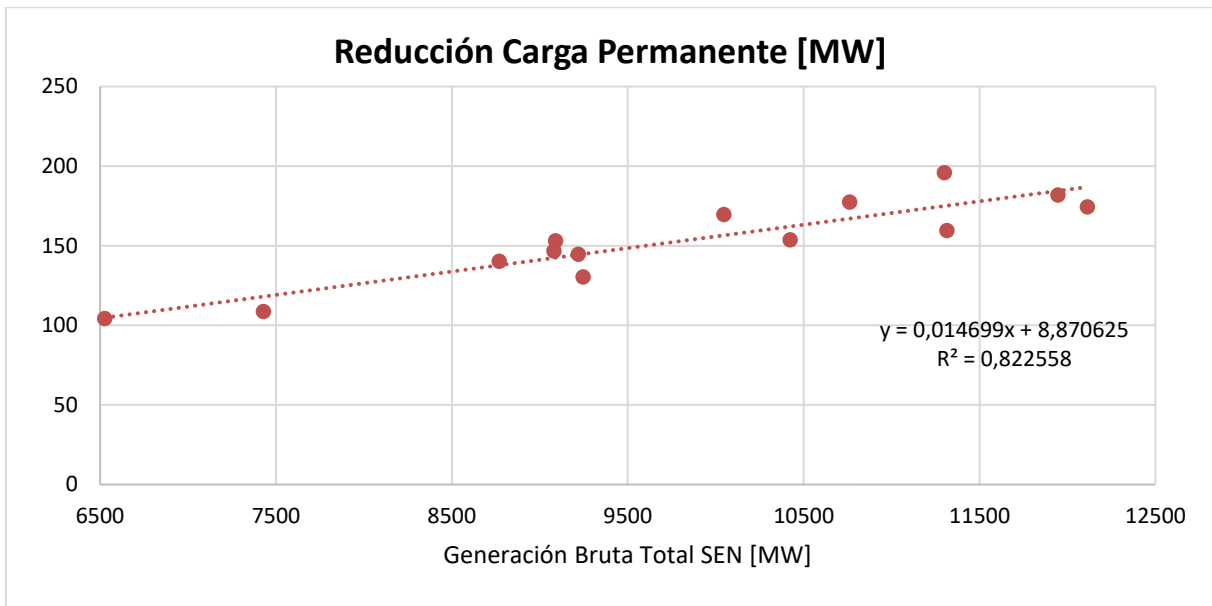


Figura 16: Reducción de carga Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN.

Con la ecuación que se muestra en el gráfico es posible obtener los requerimientos para CPF permanentes en función de la potencia desconectada y el nivel de demanda.

$$\text{Aporte CPF@2min} = \text{Potencia Desconectada} - 0,014699 * G_{\text{SEN}} - 8,870625 + \Delta \text{Pérdidas}$$

Además, debe considerarse una aproximación para $\Delta \text{Pérdidas}$ (que va de los -4 a 27[MW]) y para el factor entre el aporte @2min y efectivo a 5 minutos (de 95% a 99%). Por otra parte, también debe tomarse en cuenta la potencia desconectada y si se presenta reducción de generación ERV por efecto de descensos de tensión (0 a 25[MW]).

Con lo anterior, los resultados obtenidos se encuentran detallados en la Tabla 21, considerando una contingencia de severidad 5 con 400, 350 y 300 [MW].

Tabla 21: Requerimientos de CPF Permanentes.

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

4.1.2.3.2 Aporte CPF Inicial

A partir de los resultados detallados en la Tabla 20 se determinaron las tendencias de los aportes iniciales (instantáneos @10s) en función de generación bruta total SEN para distintas condiciones de inercia. La estrategia escogida fue establecer la dependencia de los requerimientos de CPF inicial respecto una sola variable, que represente cada escenario según la inercia y la generación bruta total del SEN. La forma más eficaz encontrada para caracterizar los escenarios fue considerar el producto entre la Inercia en [GVAs] y la Generación Bruta Total el [GW].

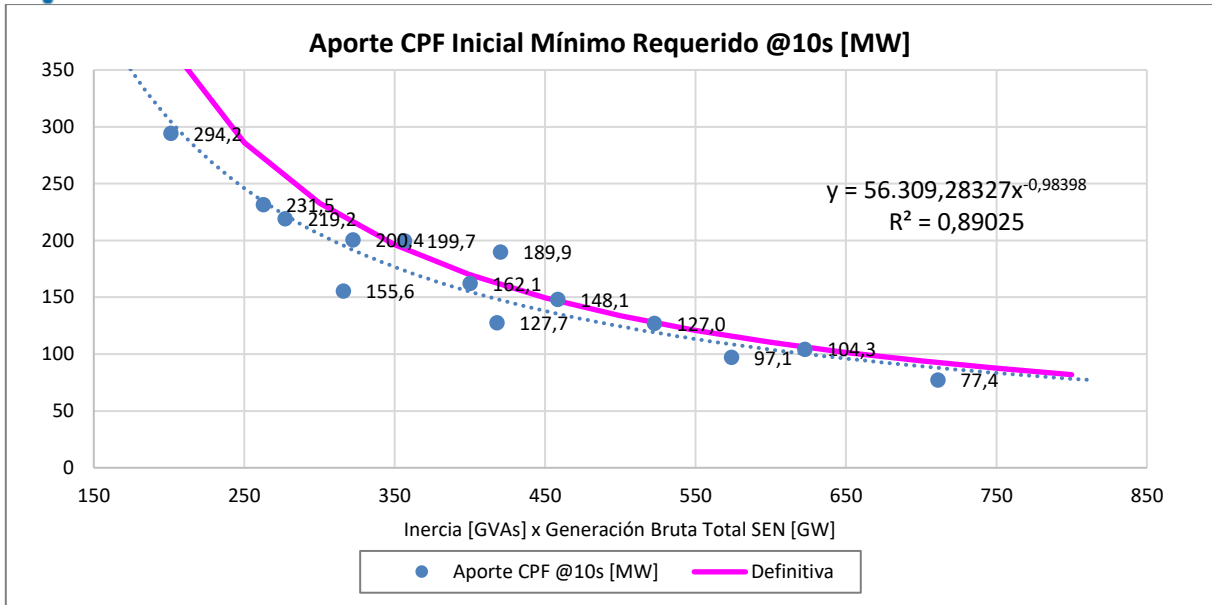


Figura 17: Aporte CPF inicial [MW] vs Inercia [GVAs] x Generación Bruta Total [GW].

En la Figura 17 se observa el comportamiento de los requerimientos de CPF inicial respecto al parámetro descrito y puede apreciarse que no corresponde a una característica lineal. Fueron evaluadas diversas alternativas de regresión, siendo la más práctica y con menor índice de error cuadrático medio, la curva exponencial con una expresión de la siguiente forma:

$$y = \alpha * (x - \gamma)^\beta$$

Se adopta un margen de seguridad mediante el parámetro γ correspondiente al 5% del valor mayor (35,55816 [GVAs*GW]), con esto la expresión definitiva corresponde a

$$Aporte\ CPF_{inicial}[MW] = 56309,28327 * (Inercia[GVAs] * GxSEN[GW] - 35,55816)^{-0,98398}$$

En la Figura 17 se muestra la verificación de los resultados de la curva de color magenta denominada “Definitiva”, respecto los valores obtenidos mediante simulaciones. Esta curva representa los valores obtenidos mediante la expresión definitiva para el aporte inicial al CPF mínimo requerido. Se observa que, con la alternativa propuesta, se encuentran cubiertos la mayoría de los casos con una holgura aceptable. No obstante lo anterior, existe un compromiso respecto casos donde la curva de regresión está por debajo del valor resultante de las simulaciones, pero es importante considerar que existen aspectos que deben tomarse en cuenta.

- Existe un grado de holgura respecto la frecuencia mínima alcanzada en las simulaciones (Tabla 20, columna frecuencia mínima)

- Resultados respecto el comportamiento real del SEN, particularmente para la obtención del Bias (efecto conjunto acción CPF y amortiguamiento carga) indican que el sistema alcanza frecuencias superiores a las esperadas de acuerdo con las simulaciones¹.
- Dados los montos de inercia previstos y disponibilidad de los recursos con que cuenta el sistema, no existen riesgos para la seguridad operativa del SEN. En caso de desbalances más severos se cuenta con EDAC por baja frecuencia y EDAC por contingencias extremas, donde existe evidencia que el SEN ha podido resistir desbalances de hasta el orden de 1700 [MW] sin colapsar por subfrecuencia.

De esta manera los resultados definitivos se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). 400[MW] de Potencia Desconectada.

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

En cualquier caso, de observarse evidencias en la operación real de desconexión de carga por acción del EDAC ante contingencias de severidad 5, estos montos resultantes serán revisados. Los resultados definitivos de la Tabla 22 se muestran como una familia de curvas para distintos niveles de generación bruta total del SEN (demanda) en la Figura 18.

¹ https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/05/Determinaci%C3%B3n-del-Bias-del-SEN_verAbril2020.pdf

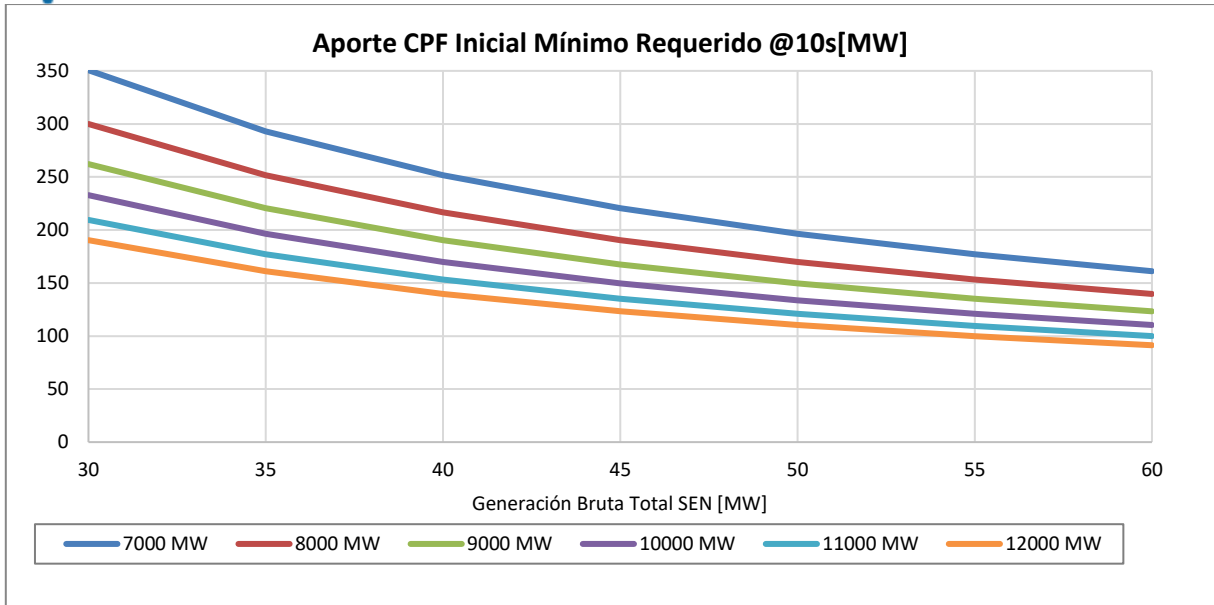


Figura 18: Resultados definitivos Aporte CPF inicial Mínimo Requerido vs Inercia para distintas condiciones de Generación Total SEN.

En contraste a lo anterior, los resultados definitivos de la Tabla 22 se muestran como una familia de curvas para distintos niveles de inercia en la Figura 19. Puede apreciarse que, a medida que se cuenta con un mayor nivel de generación total del SEN, la familia de curvas tiende a acercarse para inercias de 40 [GVAs] hacia abajo. En estos casos, la diferencia de requerimientos iniciales entre los casos con menor y mayor inercia tiende a ser menor si la generación bruta total del SEN aumenta.

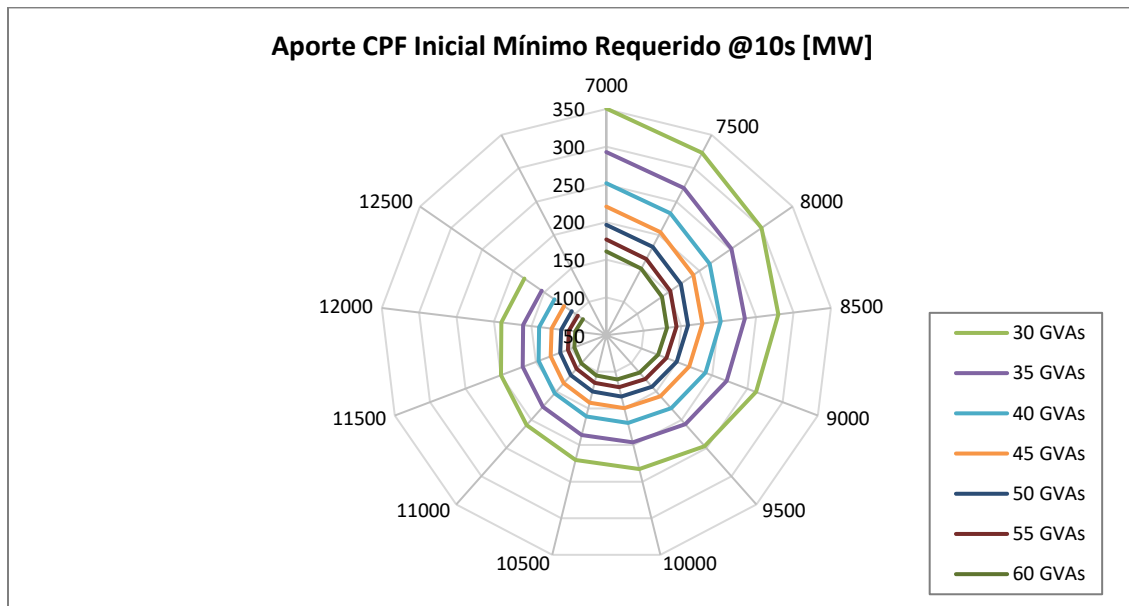


Figura 19: Resultados definitivos Aporte CPF inicial Mínimo Requerido vs Generación Bruta Total SEN para distintas condiciones de Inercia.

En la Figura 20, las líneas muestran los resultados definitivos, mientras que los puntos muestran los resultados obtenidos para las simulaciones. Se puede apreciar el margen y representatividad de los resultados en relación con los resultados de las simulaciones.

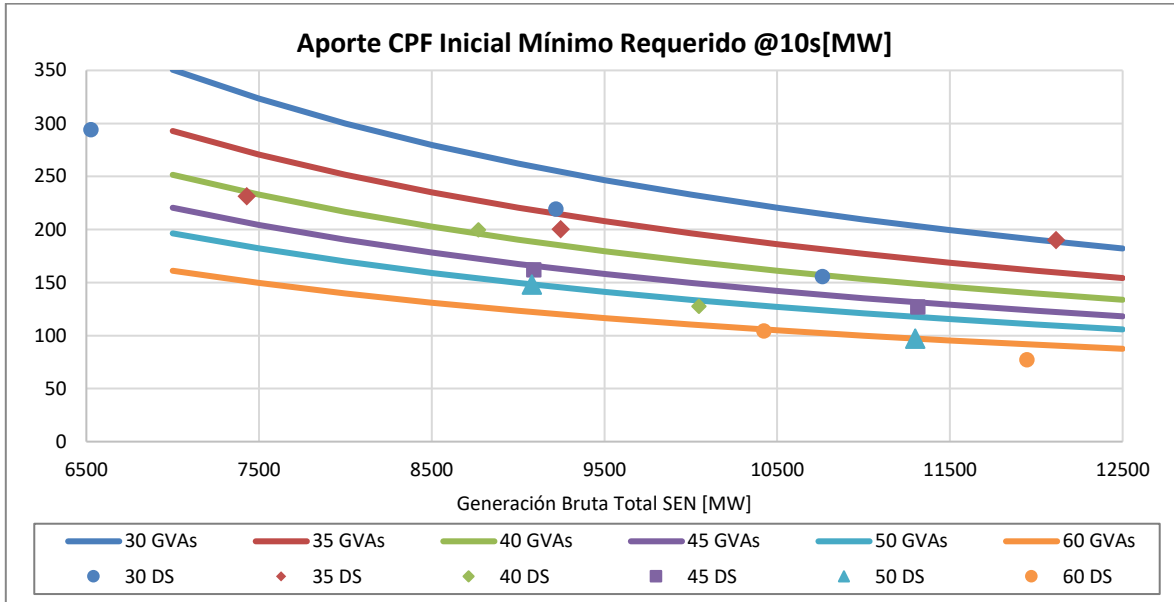


Figura 20: Aporte CPF inicial [MW] vs Generación Total SEN, para distintas condiciones de inercia. Considera resultados definitivos

A continuación, se indican los montos recomendados de aporte al CPF inicial mínimo requerido, estos valores corresponden a los determinados en la segunda entrega del ECFyDR2022 parte 2.

Tabla 23: Requerimientos de CPF inicial 350 [MW] Potencia desconectada (valores instantáneos a 10s).

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	166	166	166
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	134	134	134
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	112	112	112
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	94	94	94
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	79	79	79
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	66	66	66
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	51	51	51

Tabla 24: Requerimientos de CPF inicial 300 [MW] Potencia desconectada (valores instantáneos a 10s).

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	96	96	96
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	64	64	64
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	47	47	47

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	34	34	34
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	24	24	24
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	16	16	16
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	1	1	1

Se opta por realizar análisis más en detalle antes de actualizar requerimientos iniciales de CPF en caso de montos de desconexión bajo los 400 [MW]. Se ha observado que estos valores se pueden reducir, pero en menor medida que lo esperado, sobre todo para niveles de demanda sobre 11000[MW]. Se pretende determinar y verificar la reducción recomendable de requerimientos de CPF inicial en una futura entrega de este estudio.

Finalmente, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda ir también evaluando como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF, en vez del aporte instantáneo a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos). Por lo tanto, se realiza también un análisis análogo para el caso de los requerimientos iniciales como el valor efectivo entre 0 y 10 segundos, el que se muestra en la Figura 21.

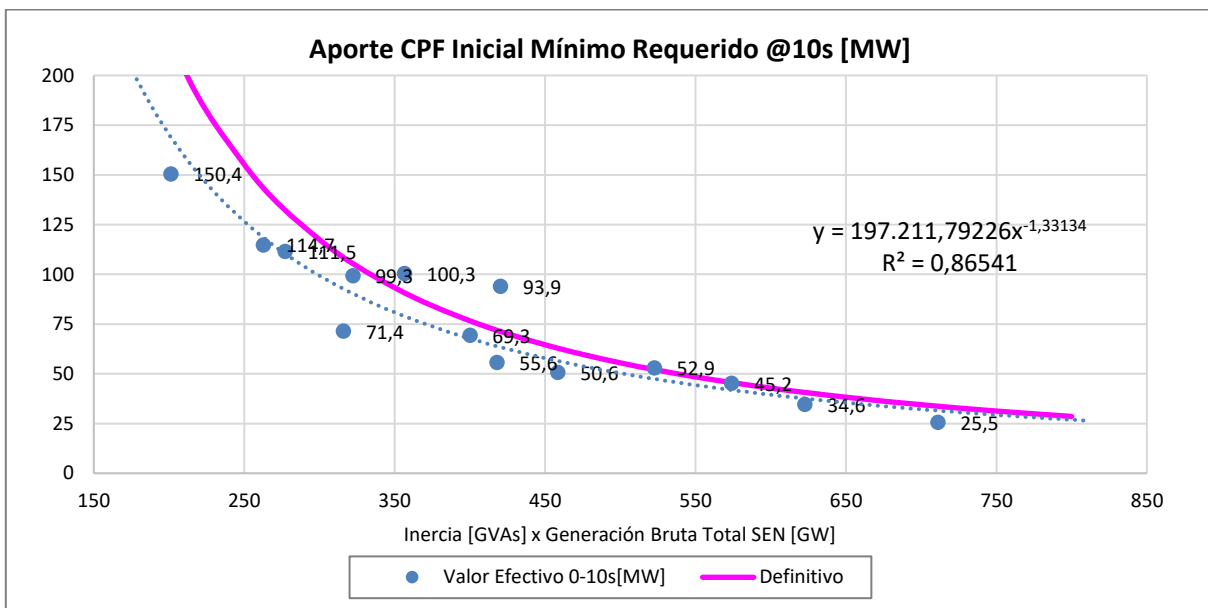


Figura 21: Aporte CPF inicial Efectivo vs Inercia SEN para distintas condiciones de Generación Total del SEN.

De esta manera, los requerimientos mínimos para el aporte al CPF inicial mínimo requerido, como valores efectivos 0-10s y para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN, se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25: Requerimientos de CPF inicial (valores efectivos 0-10s postcontingencia).400[MW] de Potencia Desconectada.

Gx Bruta Total SEN [MW] \ 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

4.1.3 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación

4.1.3.1 Metodología

De acuerdo con los resultados obtenidos para los requerimientos de CPF ante contingencias de generación, si bien hay algunos escenarios donde la frecuencia mínima postcontingencia se alcanza en instantes de tiempo inferiores a los 10 segundos, no existen razones técnicas para requerir montos de CRF. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios considerados y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. No obstante, conforme lo establece la NT SSCC en los artículos 3-11, 3-15 y 3-17, es necesario determinar el grado de sustitución de CPF mediante CRF. Por lo tanto, se analizó cómo se reducen los requerimientos de CPF en la medida que se cuenta con la presencia de CRF, cuyos resultados se obtuvieron para distintos escenarios de manera tener mayor rango de validez.

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

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

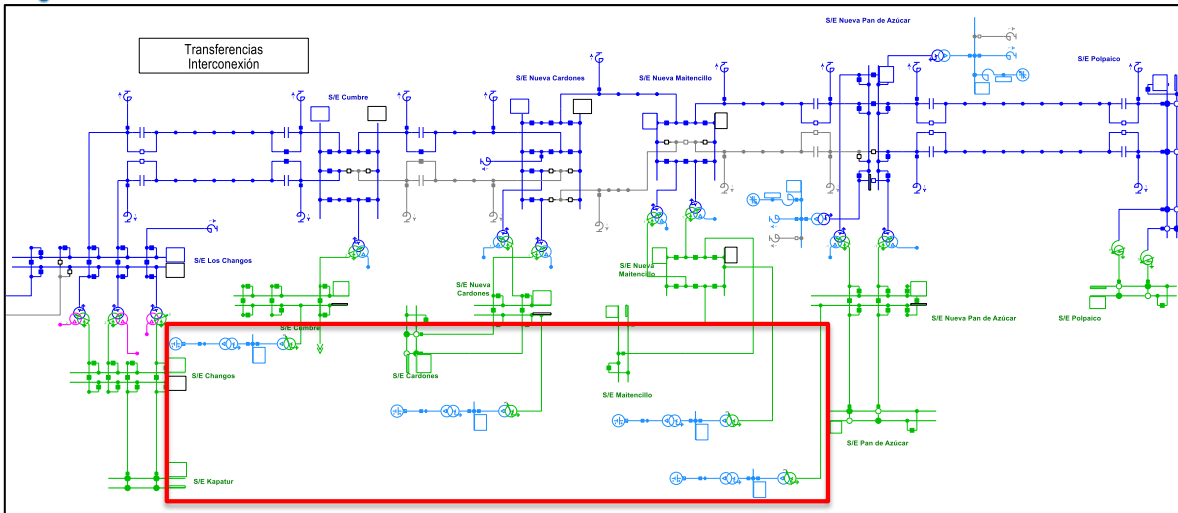


Figura 22: Equipos BESS adicionales modelados en el SEN.

La ubicación considerada para los equipos BESS adicionales corresponde a las SS/EE Cumbre, Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar 220 kV. Se buscaron puntos en el sistema de manera de sustituir reserva más bien proporcionada por unidades térmicas y SS/EE nuevas que cuenten con espacio suficiente para la instalación de estos equipos. No obstante, las ubicaciones son de carácter referencial y, de requerirse CRF, los lugares definitivos deben determinarse a partir de análisis que, por su naturaleza, exceden los alcances de este estudio.

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

Se consideraron 5 escenarios representativos descritos a continuación en la Tabla 26.

Tabla 26: Escenarios Considerados. Análisis Requerimientos Mínimos CRF contingencias de Generación.

Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Total SEN [MW]
Caso 1.3 E1 20240122 DA 17	29,36	10762,5
Caso 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM)	35,38	7429,5
Caso 2.2 E4 20241209 9 Hrs	34,85	9246,8
Caso 3.2 E1 20240122 DA 21 Hrs	41,61	10047,4
Caso 5.2 E4 20241209 DB 22 Hrs	50,8	11300

4.1.3.2 Resultados

En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia y generación total del SEN, se presentan los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN y particularmente, para el grado sustitución de CPF mediante CRF en otras condiciones de inercia y demanda para el SEN.

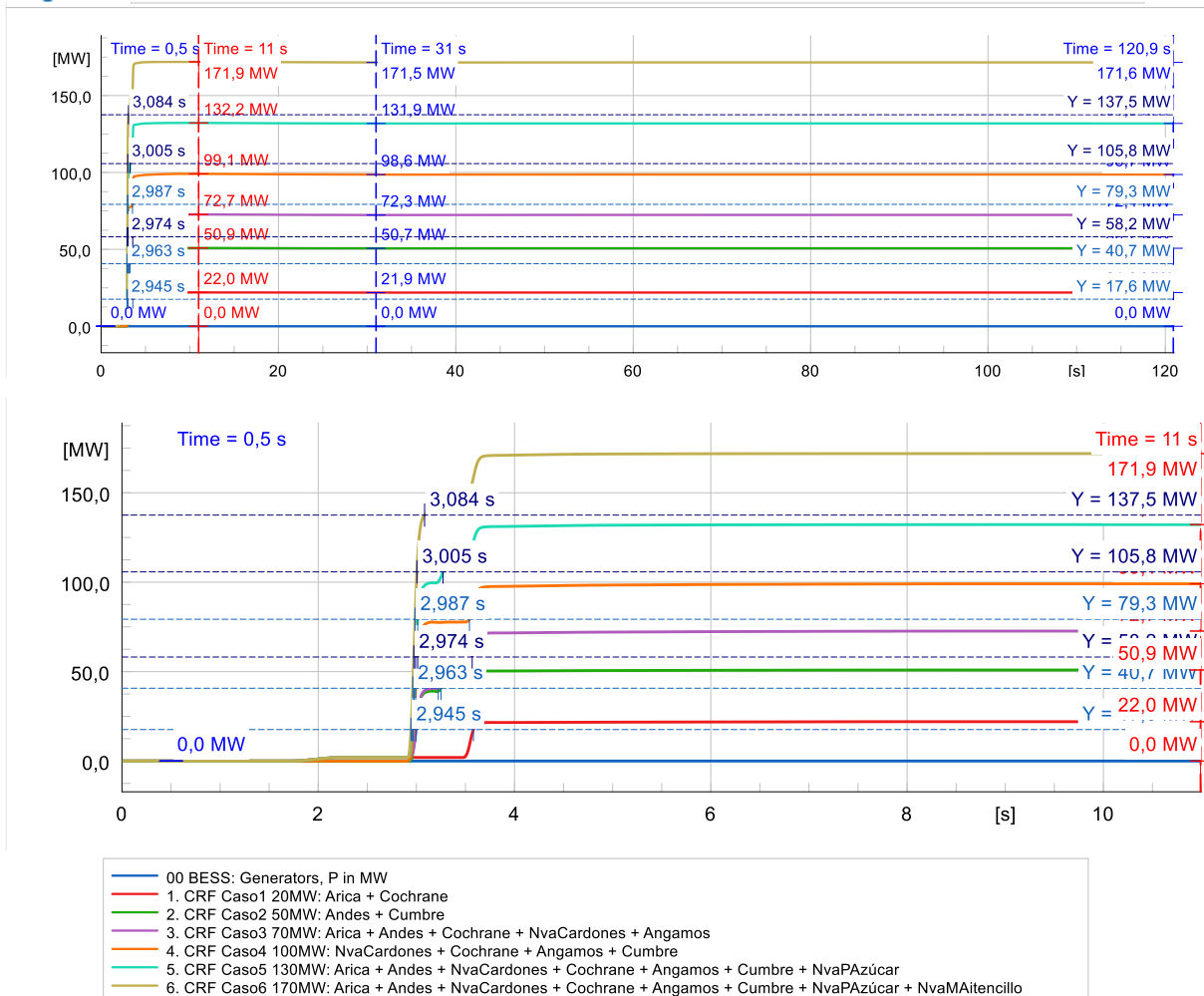


Figura 23: Potencia Eléctrica CRF SEN ante Contingencias de Generación. Caso 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM). Acercamiento de los primeros 11 segundos de simulación.

En la Figura 23 se presenta la respuesta de la potencia eléctrica del CRF total del SEN ante contingencias de generación. La condición base considera CRF de 0 [MW] y se contemplan montos de CRF creciente para las condiciones restantes. Para las circunstancias de inercia analizadas se tiene que el CRF se activaría en torno a los 2 segundos postcontingencia y se mantienen prácticamente estables por toda la simulación.

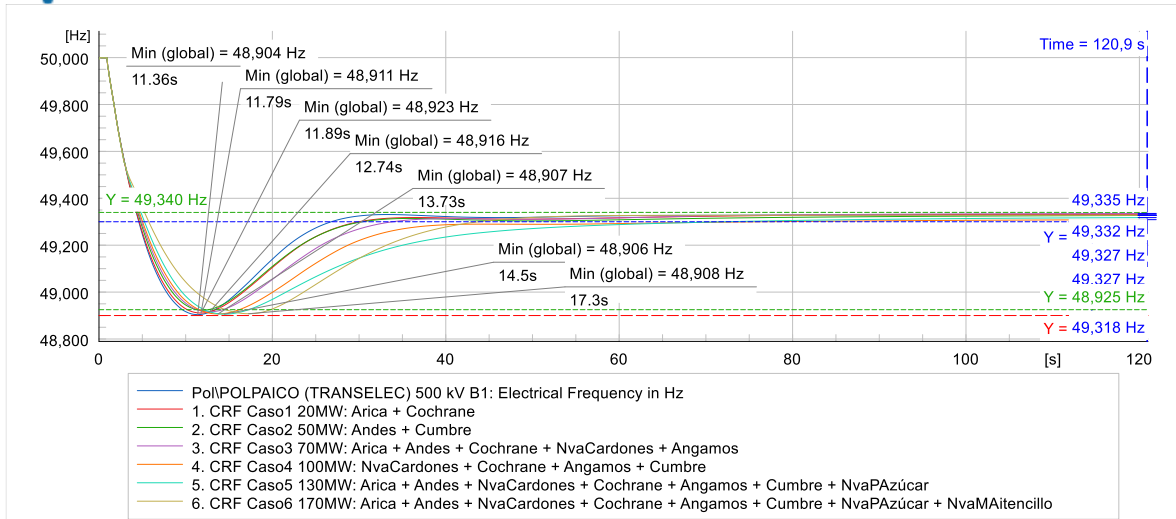


Figura 24: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Caso 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM).

En la Figura 24 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para distintos casos de montos de CRF disponibles. La respuesta del SEN es análoga para todos los casos hasta aproximadamente los 2 segundos postcontingencia. Posteriormente, la frecuencia reduce su tasa de caída en la medida que hay una mayor presencia de CRF disponible, lo cual se puede traducir en el desplazamiento del tiempo donde la frecuencia alcanza su valor mínimo. Este desplazamiento va de 400 a 700 milisegundos entre cada caso, a excepción del caso 6 que corresponde a más de 2 segundos respecto al caso 5.

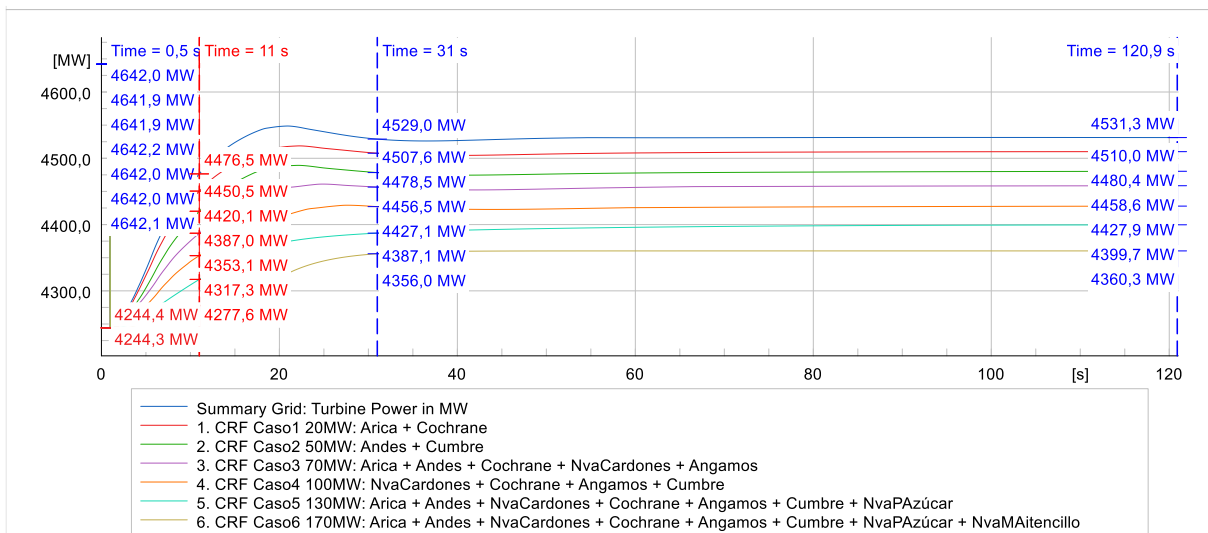


Figura 25: Potencia de Turbina del SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Caso 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM).



En la Figura 25 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN ante la contingencia analizada para distintos montos de CRF disponible en el SEN. Se aprecia que el aumento de la disponibilidad de CRF se traduce en un descenso de los requerimientos a los 10 segundos postcontingencia.

Para los casos restante los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 27. El detalle de las simulaciones se adjunta como parte de los anexos de este informe.

Tabla 27: Resultados Análisis Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias de Generación. Considera 6 Casos de capacidad creciente disponible en [MW] para cada uno de los 5 Escenarios.

Escenario	Inercia [GVA _s]	Gx Total SEN [MW]	Caso	CRF					CPF				Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec. Permanente [Hz]	Observaciones
				Capacidad Instalada Total [MW]	Tiempo Actuación Post-contingencia [s] ¹	Valor CRF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF Permanente [MW]				
Caso 1.3 E1 20240122 DA 17 Hrs 29,36[GVA _s] 10762,5[MW]	29,36	10763	Base	0	-	-	-	-	155,6	71,4	45,9%	228,2	48,909	10,3	49,321	
			Caso 1a	22	3,255	22,0	17,4	78,9%	128,9	60,2	46,7%	205,0	48,909	10,480	49,311	
			Caso 1b	51	1,975	50,5	41,3	81,7%	107,0	49,1	45,9%	178,3	48,921	10,450	49,311	
			Caso 1c	72	2,253	73,0	58,9	80,7%	80,6	34,7	43,1%	153,2	48,920	10,900	49,301	
			Caso 1d	99	2,239	99,1	80,5	81,2%	44,7	16,3	36,6%	132,1	48,906	11,670	49,336	
			Caso 1e	131	2,024	132,1	107,4	81,3%	9,9	1,8	18,1%	94,2	48,914	13,980	49,311	
			Caso 1f	171	1,850	172,1	140,5	81,6%	-11,0	-4,7	42,8%	63,1	49,011	13,310	49,335	No requerido aporte a los 10 s
Promedio								80,9%			38,9%					
Caso 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM) 35,38[GVA _s] 7429,5[MW]	35,38	7430	Base	0	-	-	-	-	231,5	114,7	49,5%	280,9	48,904	11,5	49,327	
			Caso 2a	22	2,580	22,0	16,6	75,5%	206,3	102,711	49,8%	259,471	48,911	10,8	49,332	
			Caso 2b	51,2	2,250	50,9	40,3	79,1%	176,0	84,105	47,8%	230,173	48,923	10,9	49,327	
			Caso 2c	71,2	2,570	72,7	56,6	77,8%	142,8	68,648	48,1%	207,982	48,916	11,7	49,335	
			Caso 2d	100	2,541	99,1	77,8	78,5%	108,9	50,018	45,9%	177,151	48,907	12,7	49,309	
			Caso 2e	131,2	2,271	132,2	104,4	79,0%	73,2	30,586	41,8%	148,182	48,906	13,5	49,318	
			Caso 2f	171,2	2,084	171,9	136,3	79,3%	34,1	12,414	36,4%	109,945	48,908	16,3	49,327	
Promedio	-		-	-	-	78,2%			45,0%		-	-				
Caso 2.2 E4 20241209 9 Hrs 34,85[GVA _s] 9246,8[MW]	34,85	9247	Base	0	-	0,0	0,0	0%	200,4	99,3	50%	271,1	48,907	11,7	49,332	
			Caso 3a	22	3,433	22,0	16,9	77%	181,3	90,0	50%	249,7	48,916	11,6	49,329	
			Caso 3b	51	2,893	50,3	40,4	80%	146,7	70,5	48%	218,8	48,912	12,4	49,312	
			Caso 3c	73	3,359	72,6	57,6	79%	117,8	54,2	46%	197,6	48,904	12,8	49,323	
			Caso 3d	100	3,316	98,4	78,5	80%	89,7	42,2	47%	173,7	48,904	13,7	49,327	
			Caso 3e	131	3,153	131,2	105,0	80%	55,1	24,1	44%	140,4	48,914	14,4	49,325	
			Caso 3f	171	2,989	169,1	135,7	80%	14,2	3,3	23%	96,0	48,919	16,7	49,305	
Promedio						79,4%			43,0%							
Caso 3.2 E1 20240122 DA 21 Hrs	41,61	10047	Base	0	-	0,0	0,0	-	127,7	55,6	44%	234,6	48,914	12,61	49,309	
			Caso 4a	22	3,894	22,0	15,8	72%	103,1	51,3	50%	215,5	48,919	14,93	49,321	
			Caso 4b	51	3,230	50,5	38,5	76%	61,3	22,8	37%	187,1	48,903	13,57	49,32	
			Caso 4c	73	3,219	73,0	54,8	75%	46,6	15,6	33%	159,0	48,923	14,97	49,304	

¹ Tiempo postcontingencia donde CRF total alcanza el 80% de valor máximo.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Total SEN [MW]	Caso	CRF					CPF				Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec, Permanente [Hz]	Observaciones
				Capacidad Instalada Total [MW]	Tiempo Actuación Post-contingencia [s] ¹	Valor CRF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF Permanente [MW]				
34,85[GVAs] 9246,8[MW]			Caso 4d	100	3,209	99,0	75,0	76%	26,8	11,1	41%	137,2	48,92	18,11	49,318	
			Caso 4e	131	3,176	132,2	100,4	76%	11,4	2,9	25%	103,1	49,00	24,64	49,304	No requerido aporte a los 10 s
			Caso 4f	171	3,207	172,0	131,3	76%	29,5	13,2	45%	72,6	49,224	16,72	49,326	No requerido aporte a los 10 s
			Promedio					75,2%			38,7%					
Caso 5.2 E4 20241209 DB 22 Hrs 50,8[GVAs] 11300[MW]	51	11300	Base	0	-	0,0	0,0	-	97,1	45,2	46,5%	220,7	0	0,00	0,000	
			Caso 5a	22	4,768377	22,0	14,2	64,6%	82,8	35,6	43,0%	216,6	48,917	14,55	49,328	
			Caso 5b	51	4,244858	50,3	35,3	70,2%	46,7	14,4	30,8%	188,8	48,925	13,87	49,309	
			Caso 5c	71	4,739276	72,6	49,7	68,4%	30,3	7,5	24,9%	170,9	48,919	14,29	49,328	
			Caso 5d	100	4,757138	99,1	80,5	81,2%	17,3	6,5	37,5%	144,4	48,912	22,73	49,324	
			Caso 5e	131	4,324165	132,1	107,4	81,3%	4,6	0,2	3,7%	114,1	48,982	23,45	49,324	No requerido aporte a los 10 s
			Caso 5f	171	3,969381	172,1	140,5	81,6%	0,0	0,0	0,0%	80,2	49,078	24,9	49,325	No requerido aporte a los 10 s
			Promedio						74,6%			23,3%				

Los resultados anteriores para las tendencias de los requerimientos de CPF inicial, para distintos montos de CRF disponibles en el SEN, se muestran en forma de proyección gráfica en la Figura 26. De las pendientes de las rectas, se observan que, en los escenarios correspondientes a demanda baja, el CRF tiende a ser en torno a un 18% más efectivo, mientras que para los casos restantes se reduce su efectividad para sustituir al CPF. Lo anterior ocurre debido a que la tasa de caída inicial de la frecuencia es inversamente proporcional a la inercia del sistema posterior a la desconexión de generación, por lo que una mayor inercia deriva en que la frecuencia de activación del CRF se alcanza en tiempos mayores.

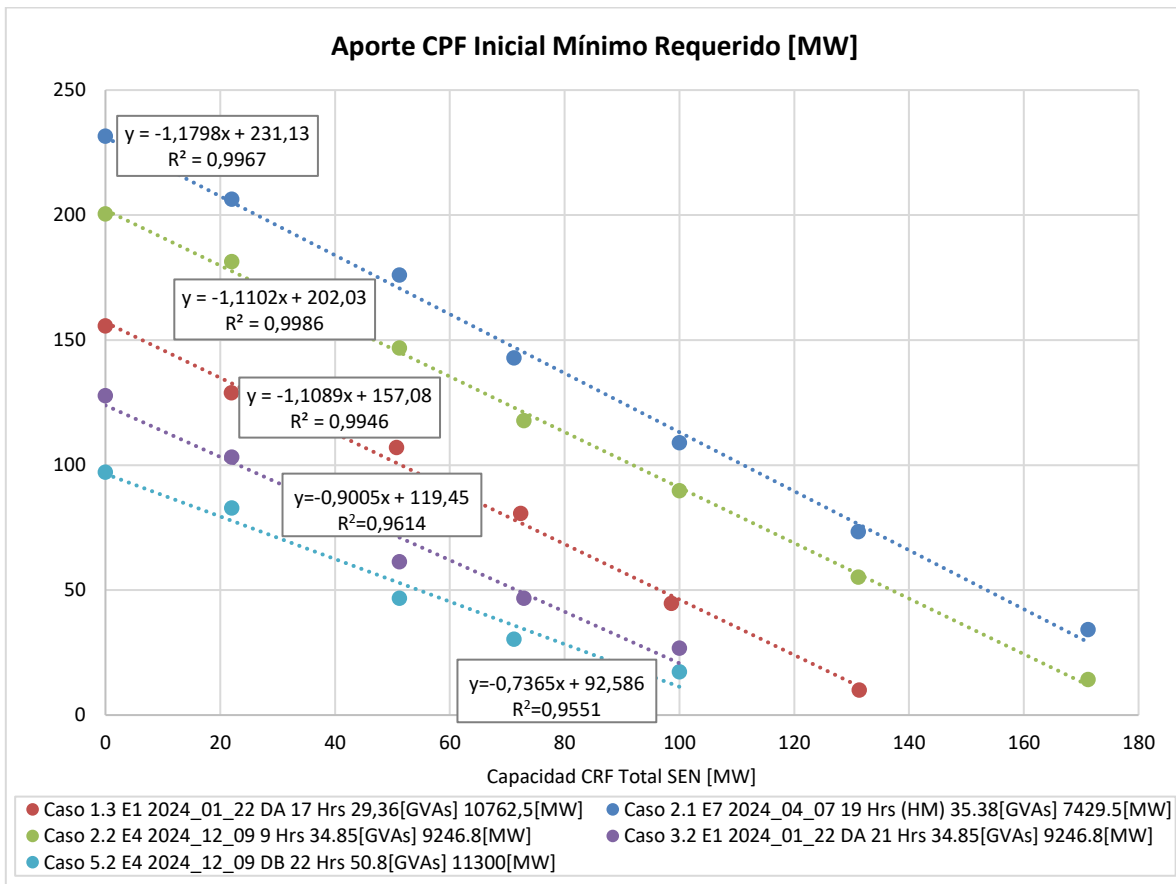


Figura 26: Aporte CPF inicial vs Capacidad CRF Total SEN para distintos escenarios de inercia y Generación total SEN.

Por otra parte, se observa que, en cada recta, para la mayoría de los casos, alcanzaría la intersección con el eje de las abscisas en montos de capacidad instalada de CRF entre 140-160[MW]. Esto explica que, en estos escenarios, no hay CPF inicial requerido en el caso de 170 [MW] y justifica el hecho de no considerarlos para las regresiones lineales. Los casos 2.1 E7 20240407 19 Hrs (HM) (35,38[GVA]s 7429,5[MW]) y 2.2 E4 20241209 9 Hrs (34,85[GVA]s 9246,8[MW]) corresponden a los escenarios en que si requiere CPF inicial ante 170[MW] de capacidad de CRF instalada

Los resultados de las sustituciones para cada escenario se resumen en la Tabla 28. Cabe señalar que, la manera encontrada para caracterizar un escenario mediante un solo parámetro corresponde al producto de la inercia en [GVAs] por la generación bruta total en [GW].

Tabla 28: Resumen Resultados Sustitución CPF/CRF

Inercia GVAs	Generación Total SEN		Parámetro GVAs X GW	Sustitución CPF/CRF
	MW	GW		
29,36	10762,5	10,8	316,0	1,180
35,38	7429,5	7,4	262,9	1,110
34,85	9246,8	9,2	322,3	1,109
41,61	10047,4	10,0	418,1	0,901
50,8	11300	11,3	574,0	0,737

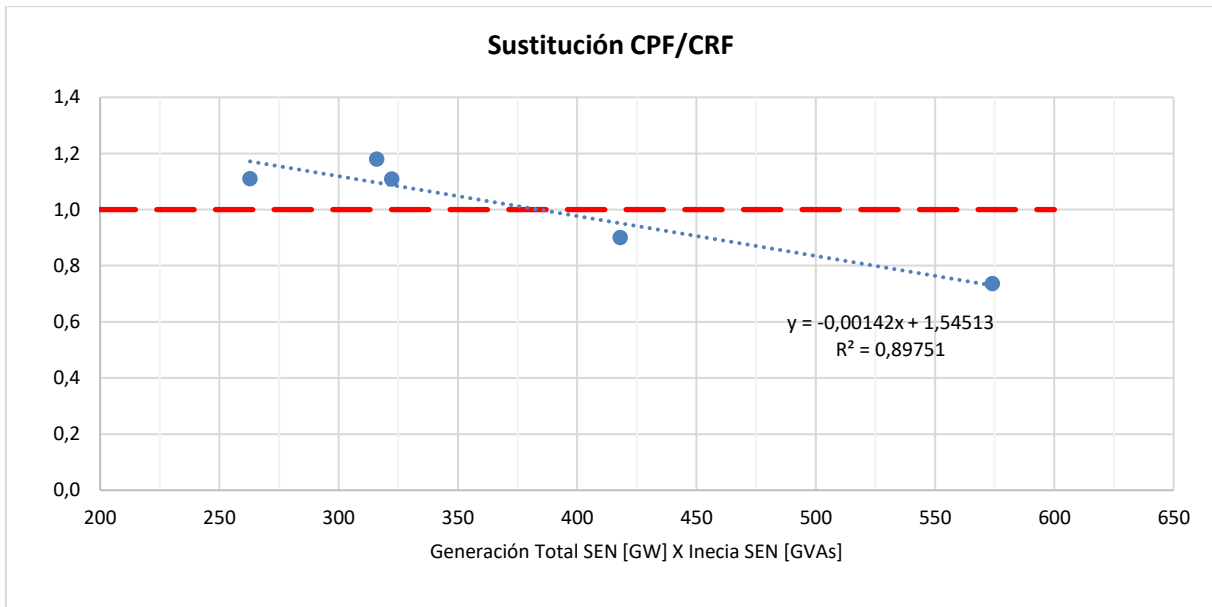


Figura 27: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos del Producto entre Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]

Considerando la ecuación de la Figura 27, es posible estimar el grado de sustitución del CPF mediante CRF para distintos montos de generación bruta total e inercia del SEN, cuyos resultados se resumen en la Tabla 29.

Tabla 29: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos de Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]

Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]												
	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	
30	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,03	1,01	
35	1,19	1,17	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97	0,95	0,92	
40	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,98	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84	
45	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,81	0,78	0,75	

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
50	1,05	1,01	0,98	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80	0,77	0,73	0,70	0,66
55	1,00	0,96	0,92	0,88	0,84	0,80	0,77	0,73	0,69	0,65	0,61	0,57
60	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,74	0,70	0,65	0,61	0,57	0,53	0,49

Finalmente, se reporta una estimación de los requerimientos mínimos de CPF considerando en servicio 4 equipos BESS disponibles participantes en el CPF, con un total de 53,2 [MW] de capacidad. Esta estimación se puede obtener de los resultados anteriores pues la respuesta en el tiempo de simulación es análoga a los equipos modelados como prestadores de CRF. Cabe señalar que estos montos consideran el aporte de los BESS como parte del total y los aportes al CPF permanente requeridos no se ven modificados al considerar BESS.

Tabla 30: Requerimientos de CPF Inicial (valor Instantáneo @10s) considerando 53,2 [MW] de capacidad de BESS E/S como parte del CPF.

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	338	312	289	270	254	239	227	215	206	197	189	182
35	283	262	244	229	215	204	194	185	177	170	164	158
40	244	227	212	200	189	179	171	164	158	152	147	142
45	215	201	189	178	169	161	155	149	144	139	135	132
50	194	182	171	162	155	148	142	138	133	130	127	124
55	177	166	158	150	144	138	133	129	126	123	121	119
60	164	155	147	140	135	130	127	123	121	118	116	115

De acuerdo con la sustitución estimada, en la medida que hay una menor capacidad de BESS E/S, para menores inercias y generación total, se tiene un mayor requerimiento total de aporte al CPF inicial mientras que, para mayor inercia y generación total se tiene un menor requerimiento. Esto se puede apreciar en la Tabla 31 donde se muestran los resultados considerando 20 [MW] de capacidad de BESS E/S.

Tabla 31: Requerimientos de CPF Inicial (valor Instantáneo @10s) considerando 20 [MW] de capacidad de BESS E/S como parte del CPF.

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	346	319	296	276	259	244	231	219	208	198	190	182
35	289	267	249	233	219	206	195	186	177	169	162	156
40	249	231	215	202	190	179	170	162	155	148	142	137
45	219	203	190	178	168	159	152	145	138	133	128	123
50	195	182	170	160	152	144	137	131	126	121	116	113
55	177	165	155	146	138	132	126	120	116	111	108	104
60	162	152	142	135	128	122	116	112	108	104	101	98

4.1.3.3 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 SCCC 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, las cuales desplazan 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.

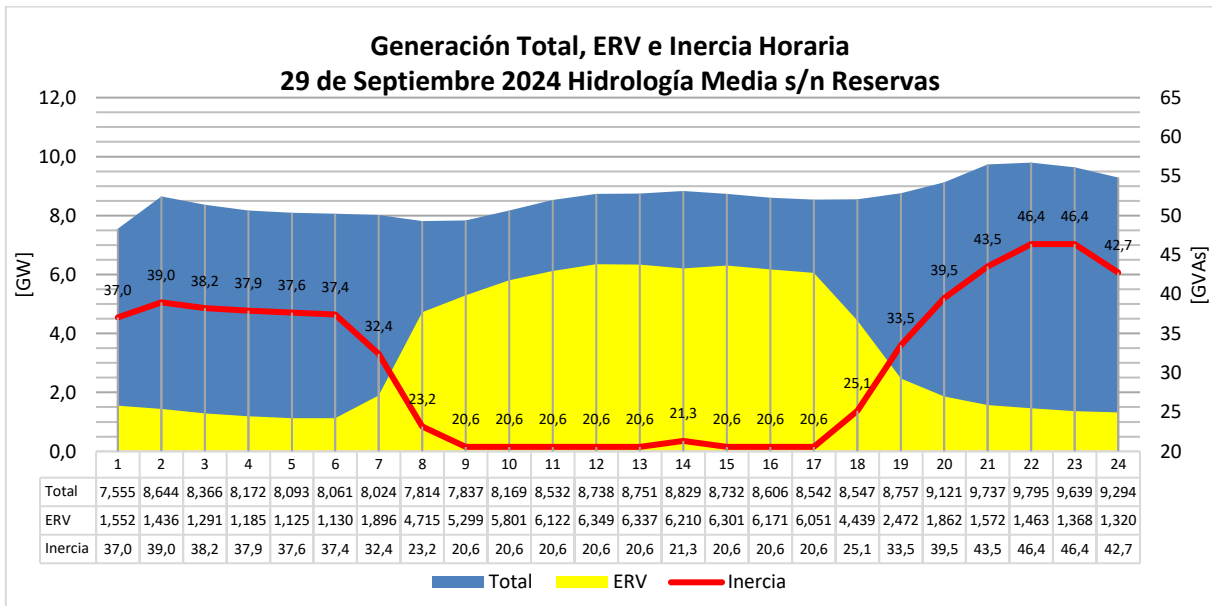


Figura 28: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 29-09-2024

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 32: 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	23,16	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, cogeneración, además de las unidades consideradas para el CPF. Estas corresponden para el caso más exigente a las siguientes unidades: CCH1-2, ANG1-2, Guacolda U3-U4, Pangué U1 y Antuco U1, Angostura U1, Machicura, Pullinque y Canutillar U1-U2.

4.1.3.3.1 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), al modificar el despacho de manera considerar la desconexión de Ralco con 380[MW] (Caso A1) y San Isidro II con 397 [MW] (Caso A2), también se logra evitar desconexión de carga por acción del EDAC mediante unidades convencionales disponibles.

En el segundo escenario (Caso B), se forzó el despacho de Ralco con 380 [MW] (Caso B1) lo que requirió modificar algunos recursos de CPF. Posteriormente, al aplicar la contingencia de severidad 5 no fue posible evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, por lo que fue requerido considerar aporte adicional de las unidades de Central El Toro (Caso B1.1). Dichas unidades tienen un mínimo técnico cercano a cero que permitió despacharlas sin modificar generación ERV. En el caso siguiente, al forzar San Isidro II con 397 [MW] (Caso B2), no fue posible evitar la excursión de la frecuencia bajo 48.9 [Hz] lo que se traduce en el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Al contar con las unidades de Central El Toro y los equipos BESS de las SSEE Angamos y Cochrane (Caso B2.1), es posible afrontar la desconexión de San Isidro II con 397 [MW] evitando la acción del EDAC.

El resumen de los casos analizados y descritos anteriormente se detallan en la Tabla 33.

Tabla 33: 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]	Carga Desc. EDAC [MW]
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 Snsidro	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	78,5
CasoB1.1 E6B Ralco CPF	20,2	7790,1	5373,9	69%	6152,2	6,4	-0,499	6,4	380,0	1,194	-
CasoB2 E6B Snsidro	22,47	7785,8	5374,0	69%	6218,2	3,6	-0,519	6,4	395,5	3,426	78,3
CasoB2.1 E6B SnsidroBESS	22,5	7785,8	5374,0	69%	6218,2	3,6	-0,519	6,4	395,5	3,4	-

En la tabla anterior 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]) o por requerir recursos de CPF no despachados.

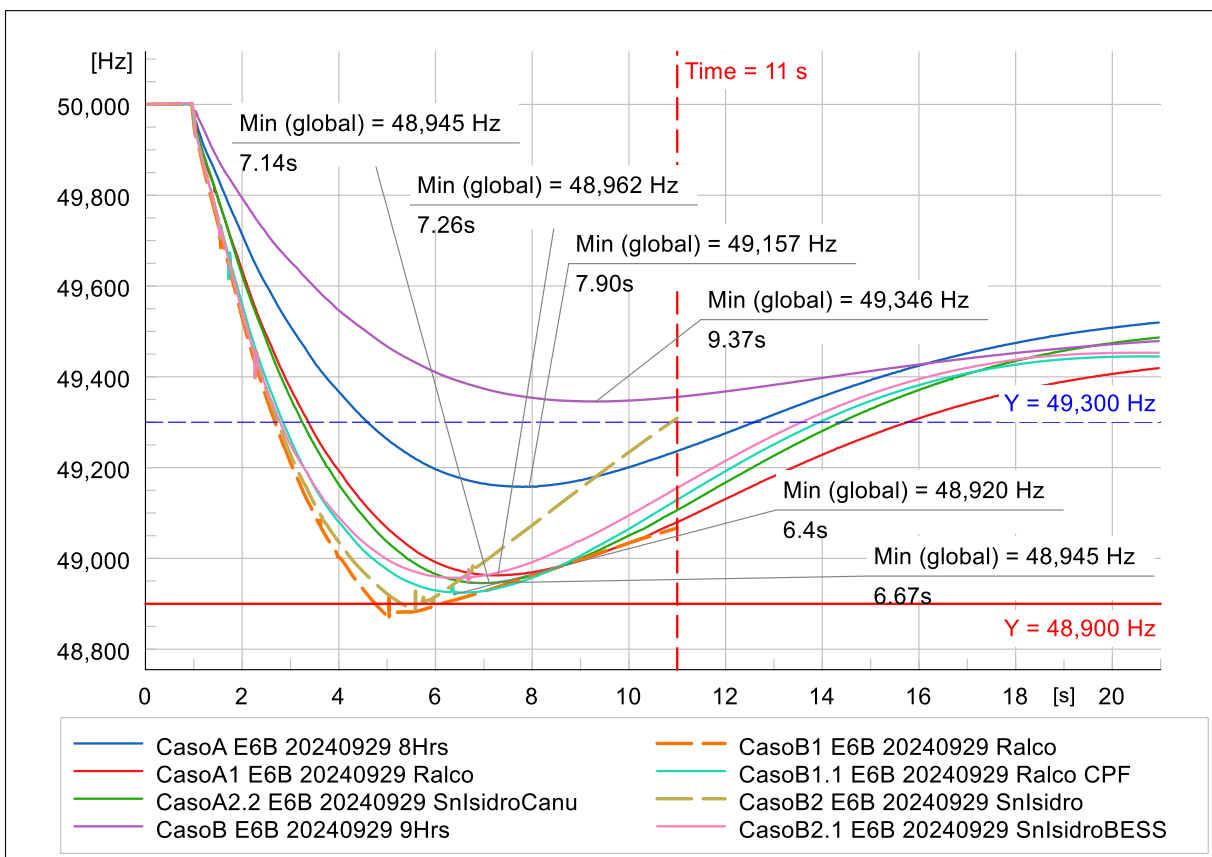


Figura 29: Frecuencia Eléctrica SEN.

En la Figura 29 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para distintos casos. En los Escenarios Base se logra una respuesta bastante por sobre el mínimo exigido

(Casos A y B). Para la mayoría de los casos restantes se logra evitar que la frecuencia descienda bajo los 48,9 [Hz] y, en los casos donde lo anterior no es posible, basta emplear recursos disponibles en el sistema (Casos B1 - B1.1 y B2 - B2.1). Los casos donde no se logra evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC se encuentran distinguidos mediante líneas segmentadas. Además, la frecuencia alcanza su valor mínimo para instantes por debajo de los 10 segundos postcontingencia para todos los casos analizados, y para el caso B1.1 incluso sería bajo los 6 segundos. 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.

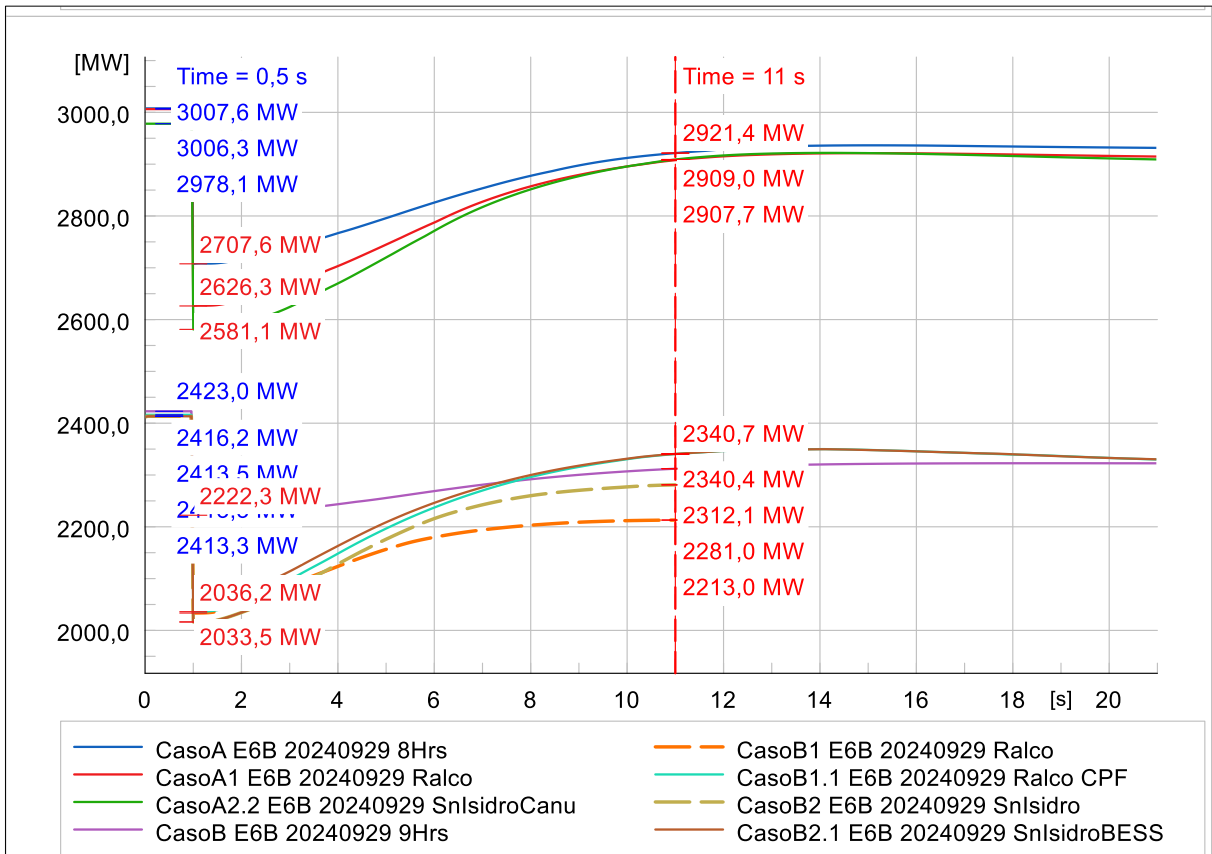


Figura 30: Potencia de Turbina del SEN.

En la Figura 30 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN, donde se observa en la parte superior los casos asociados al escenario 20290929 a las 8:00 hrs, mientras que los casos asociados al escenario 20240929 a las 9:00 hrs se aprecian en la parte inferior. Además, el aporte del CPF convencional postcontingencia es cada vez más cercano al monto de potencia desconectado, donde para el caso más exigente habrían alrededor de 71.2 [MW] de diferencia a los 10 segundos. Tal como se indicó previamente, dicha condición requirió un total de 14 unidades participantes del CPF, además de 2 de los equipos disponibles en el SEN.

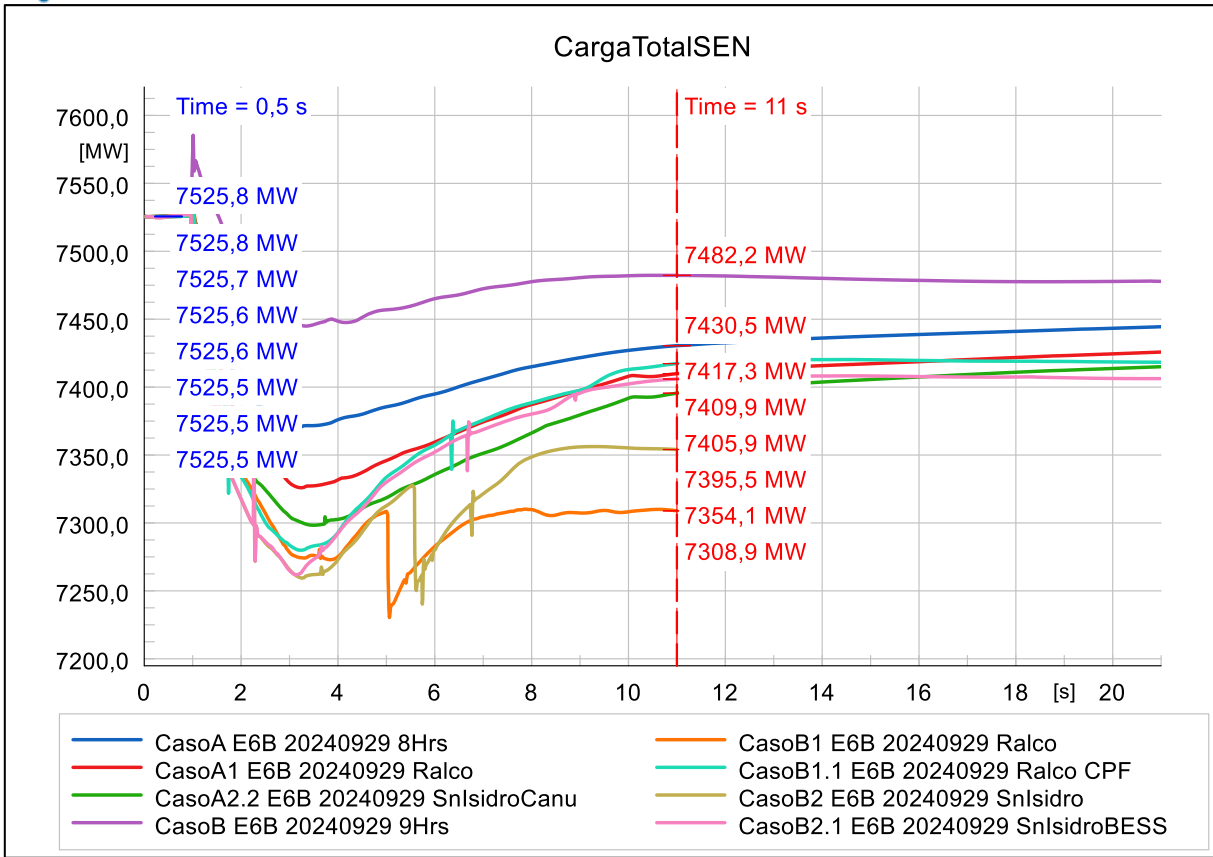


Figura 31: Carga Total del SEN.

En la Figura 31 se muestra la carga total del SEN, donde se aprecia que la carga es la misma entre todos los casos, opción que fue tomada para considerar solamente el efecto de la inercia. Se espera que el futuro más bien se evidencie una reducción de la inercia por aumento de la penetración ERV, mientras la demanda se considera más bien estable para casos de demanda mínima. Esta consideración con la demanda es conservadora pues si es posible observar algún grado de crecimiento en la demanda mínima año tras año. Las discontinuidades observadas en los casos B1 y 2 corresponden a la operación del EDAC.

El resumen de los resultados del análisis se muestra en Tabla 34.

Tabla 34: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. Escenario 18-09-2022 9:00.

Caso	Inercia [GVA*s]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	RoCoF [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Potencia Desc. [MW]	Inercia Desc. [GVA*s]	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

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]
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%	-	4,92	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 lo tanto, no se observa que sea requerido CRF para las condiciones de inercia de hasta del orden de 20 [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 embargo, esto se traduce en la necesidad de disponer de altos montos de CPF inicial y evaluar si es recomendable usar como referencia el aporte individual instantáneo a los 10 segundos. Esto debido a los tiempos considerablemente bajos (menor a 5 segundos) para los cuales la frecuencia alcanza su valor mínimo.

Verificación Severidad 5 de 1 unidad 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 32 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.

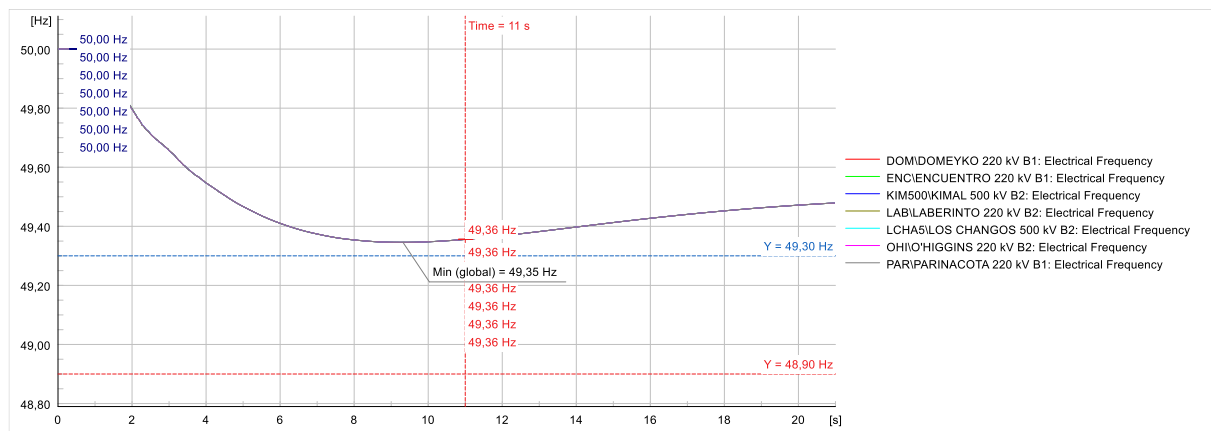


Figura 32: Frecuencia Eléctrica Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 5 CCH1, Caso B Escenario previsto para 2024-09-29 a las 9:00.

En la Figura 33. 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 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.

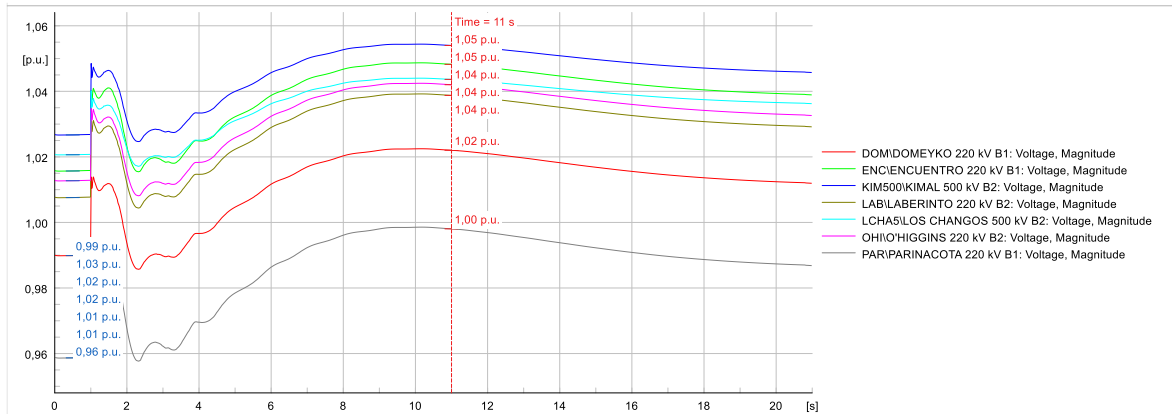


Figura 33: Tensiones Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 5 CCH1, Caso B Escenario previsto para 2024-09-29 a las 9:00.

Verificación Severidad 4 Kimal – Changos 500kV

Ante severidad 5 de una unidad de Central Cochane, 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.

Se analizaron la mayoría de los casos descritos en el punto anterior, excepto el caso A1 que es análogo al caso A en lo respectivo a la zona del Norte Grande, y tampoco se analizaron casos B1 y B2 porque no se logra evitar la acción del EDAC. En conclusión, los casos analizados se detallan en la Tabla 35.

Tabla 35: Casos verificación severidad 4 Kimal – Los Changos 500kV

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Respuesta Sev4 Kimal Changos 500kV
CasoA E6B 20240929 8Hrs	23,16	7802,9	4795,3	61%	6,4	Estable
CasoA2 E6B Snlsidro	26,58	7773,4	4795,3	62%	6,4	Estable
CasoB E6B 20240929 9Hrs	20,6	7796,9	5374,0	69%	6,4	Sin Convergencia
CasoB1.1 E6B Ralco CPF	20,2	7790,1	5373,9	69%	6,4	Sin Convergencia
CasoB2.1 E6B SnlsidroBESS	22,5	7785,8	5374,0	69%	6,4	Sin Convergencia

Tal como se aprecia en la tabla anterior, para los casos B, B1.2, B2.1 no se logra la convergencia de la simulación y esta se detiene alrededor de unos 100-1000[ms] posterior al despeje de la falla. Por

lo tanto, se describe el detalle de las respuestas para los casos A, A2 y solamente el caso B de los 3 casos que no se logra la convergencia de la simulación.

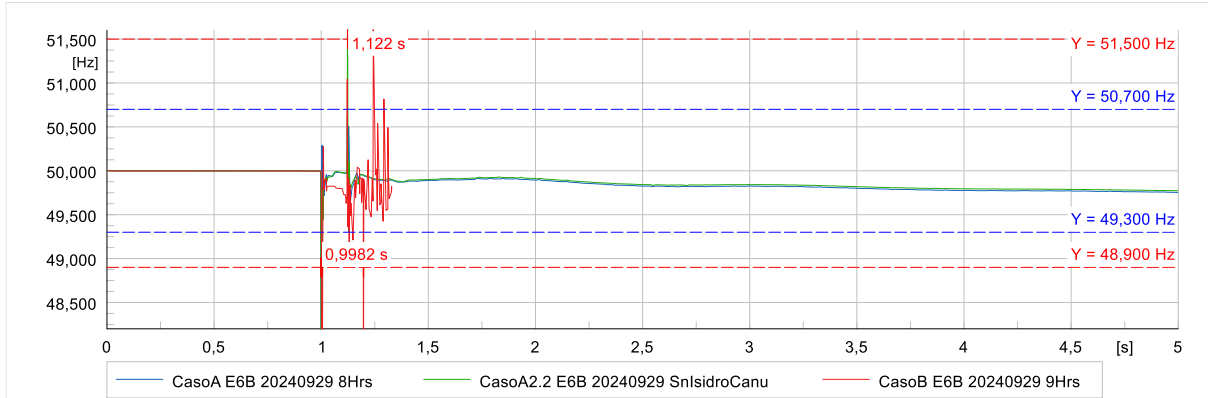


Figura 34: Frecuencia Eléctrica Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV.

En la Figura 34 se aprecia la frecuencia eléctrica en las principales barras del Norte Grande del SEN ante contingencia severidad 4 en Kimal – Changos 500kV, para 3 distintos casos analizados (casos A, A2 y B). Se aprecia que, existe una significativa variación de la frecuencia, cuya situación resalta notablemente para el caso B (20 [GVAs] SEN y 6,4 [GVAs] Norte Grande). De hecho, en este último caso no se logra la convergencia de la simulación y además la frecuencia alcanza a sobrepasar con creces los rangos admisibles para la operación de unidades de generación convencionales y ERV. Adicionalmente, se produce la desconexión de algunos parques ERV por acción de sus protecciones de sobrevoltaje.

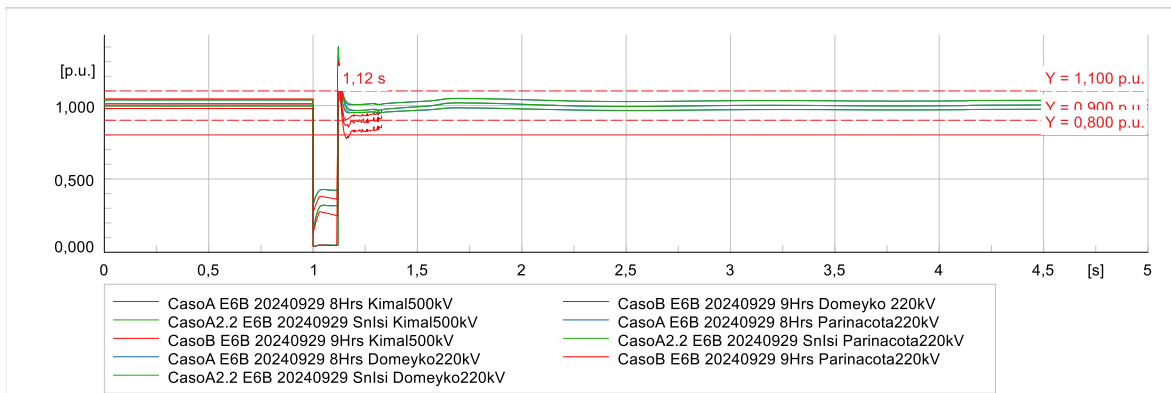


Figura 35: Tensiones Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV,

La activación de protecciones de parques ERV se produce por cambios significativos la frecuencia y tensión en el instante que se aplica y en el despeje de la falla. Se presentan frecuencias bajo los 48,3 [Hz] y sobre los 52 [Hz], cuyos valores exceden los rangos 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 35, donde se observa que se alcanzan tensiones sobre 1,4 [pu].

Además, se aprecia que en el caso más crítico las tensiones luego del despeje de la falla llegan incluso a lograr descender bajo 0.8[pu], aunque no por más de 1[s].

En la Figura 36 se muestra la desviación de generación de potencia activa y reactiva ERV total del SEN, donde para todos los casos puede verse una reducción de generación asociada a desconexión de plantas ERV, la cual podría explicarse por una respuesta indeseada en el instante del despeje de la falla. En el caso B, si bien no se logra la convergencia de la simulación, se puede apreciar que posterior al despeje de la falla existe un mayor aporte de reactivos y desviación de potencia activa que en los otros casos, lo que representaría problemas en las lógicas FRT (fault ride through) posiblemente por baja de fortaleza de la red. Esto se infiere por la comparación de las respuestas en los casos A y A1 donde se aprecia que, casi instantáneamente posterior al despeje de la falla, se produce el intercambio de inyección de potencia reactiva por potencia activa.

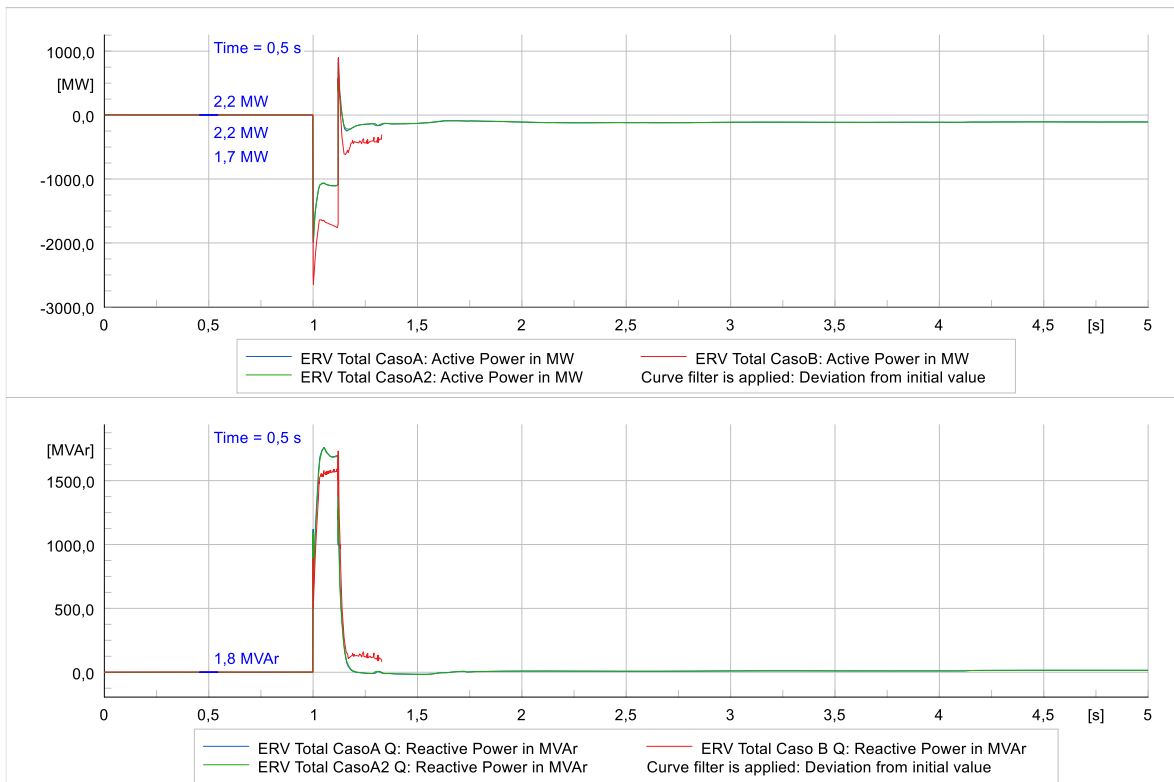


Figura 36: Desviación de Generación Potencia Activa y Reactiva ERV Total del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV,

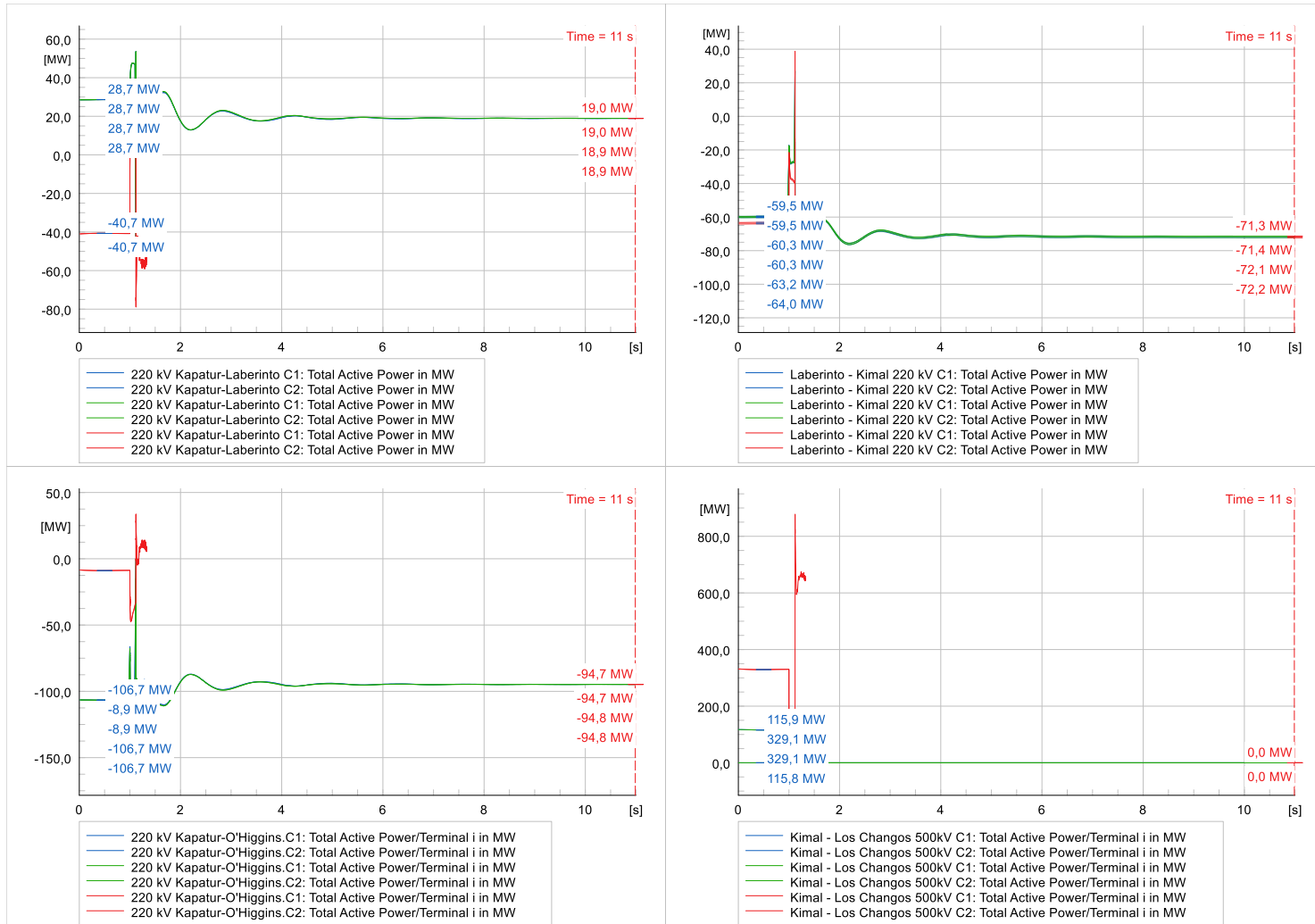


Figura 37: Transferencias Principales Tramos Norte Grande SEN. Severidad 4 Kimal – Chagnos 500kV. Caso A (azul) 23 [GVAs], Caso A2 (Verde) 26 [GVAs], Caso A3 (rojo) 20 [GVAs].

Finalmente, en la Figura 37 se muestra la respuesta de las transferencias de potencia activa en los tramos más relevantes del Norte Grande sin observar problemas de amortiguamiento, por lo que se podría descartar problemas de torque de amortiguamiento en los ejes de unidades sincrónicas.

Las enormes variables de frecuencia eléctrica en el Norte Grande no obedecen a desbalances significativos y ni perturbaciones en los ángulos rotóricos de las unidades. Además, no alcanza a producir la desconexión descontrolada de generación debido a que corresponden más bien variaciones de carácter instantáneo, pero dan muestra de una deformación significativa de la 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. La desconexión de generación corresponde a alrededor de 100 [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 como así también no da cuenta de forma precisa de la distorsión de la señal sinusoidal en escenarios de bajo nivel de cortocircuito sincrónico. Lo anterior, entre otras razones, pueden derivar en la desconexión de un volumen significativo de plantas ERV.

En conclusión, solamente se tiene una respuesta estable para los casos analizados con una inercia sobre 23 GVAs totales para el SEN, 6.4 GVAs para el Norte Grande y un % de penetración ERV del orden de 60%, aunque con la actuación de protecciones de sobrevoltaje que desconectan algunos parques ERV. Si bien no hay evidencia de necesidad de CRF, 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.

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

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias, considerando distintas condiciones de inercia y generación total del SEN. Para obtener los resultados de requerimientos considerando los equipos BESS, en la condición más desfavorable prevista, deben emplearse los resultados descritos en el punto 4.1.3.2 en la Tabla 29, donde se pueden tomar como referencia la Tabla 30 y Tabla 31.

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

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos. Esto se debe a que es posible cumplir con criterios considerados y exigencias aplicables sin el uso de recursos adicionales. Fue determinada la sustitución del CPF mediante CRF, según se establece en los artículos. 3-15 y 3-17 de la NT SCCC, la cual tiene una dependencia respecto a las condiciones de inercia y demanda.

Se observa que, para condiciones más favorables, la sustitución de CPF mediante CRF se ve reducida significativamente.

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

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

Finalmente, estos resultados corresponden sólo al monto de reserva asignado al CPF para atender contingencias de generación. Esto permite garantizar que la frecuencia post falla simple de régimen permanente siempre será mayor a 49,3 [Hz], ya que como condición desfavorable también se ha asumido que justo en el instante de ocurrir la desconexión de generación se agotó la reserva para fluctuaciones instantáneas de la demanda neta. Lo anterior, se fundamenta debido a que el periodo de las fluctuaciones naturales de la demanda es inferior al periodo de la evolución de la contingencia, que incluye el tiempo requerido para reponer las cargas con las reservas para CSF y CTF.

4.1.5 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos

4.1.5.1 Metodología

Se analiza el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema ante la desconexión intempestiva de altos montos de consumos, de manera de determinar cuál sería la reserva mínima de bajada para este tipo de contingencias y con el objetivo de atender excedentes de generación.

Han sido realizados varios análisis sobre los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples. Se realizó un levantamiento de contingencias en la operación real del SEN y

se hizo una revisión de las instalaciones de grandes consumos modeladas en la BD del SEN y afectas ante simple contingencias.

En primera instancia se hizo una revisión de contingencias con desconexión de consumos, donde se ha observado que se han registrado pérdidas de consumos mayores a 400 [MW]. En la mayoría de los casos, los mayores montos de consumos desconectados están asociados a eventos donde la contingencia se propaga a más de una instalación, por ejemplo, en ambos circuitos de la línea Cautín - Ciruelos o entre Charrúa - Mulchén – Cautín. Ejemplos de lo descrito anteriormente pueden verse en los EAF 210/2021, EAF 234/2020, EAF 112/2020 y EAF 045/2020⁷. El resto de las fallas con mayores pérdidas de consumos, han ocurrido en instalaciones dedicadas donde, por ejemplo, el consumo industrial tenía conectados del orden de 120 [MW].

Respecto de EAF de eventos con desconexión del orden de 120 [MW] o más considerando estrictamente contingencias simples, se tienen ejemplos en:

- EAF 019/2017 (106 [MW] Rapel Lo Aguirre)
- EAF 094/2017 (121.3 [MW] Alto Jahuel – Rancagua Pta. Cortés)
- EAF 004/2019 (142.5 [MW] Alto Jahuel – Buin – Florida)
- EAF 125/2019 (169 [MW] Barra 100kV Chuquicamata)
- EAF 448, 470, 471 y 472/2022 (149, 190, 117 y 150 [MW] Charrúa – Parral)

Adicionalmente hay eventos donde ante contingencias simples se pierden montos considerables de consumos, por subtensión entre otros, los cuales no acaban siendo analizados en EAF. Esto ocurre después de verificar que la pérdida de carga fue indirecta, es decir provocada por la perturbación, y no por la desconexión de alguna instalación u operación de protección eléctrica del SEN sujeto a coordinación por el Coordinador. En general, en estos casos se tiene la caída de tensión transitoria que ocurre durante una falla, la cual provoca desconexión de equipamiento industrial de grandes consumidores, o bien provocan la operación de protecciones eléctricas sumergidas en redes de media tensión de dichos clientes. Ejemplos de esto se tiene en:

- IF 4760 Informes novedades CDC 14/04/2018 (160MW Falla Interna Minera Collahuasi)
- IF 1185 IRF 17/04/2020 (110 [MW] Codelco Andina, CMPC Maule, Codelco El Teniente Falla Charrúa – Ancoa 550kV C3)
- IF 1548 IRF 28/05/2020 (181 [MW] Minera Escondida Falla Kapatour - O'Higgins 220kV 2)

Por otra parte, se tienen ejemplos de situaciones existen operaciones erróneas de protecciones que escalan más de un elemento serie o paralelo:

- EAF 156/2021 (137 [MW] Pallata – SGO 220kV)
- EAF 202/2021 (132 [MW] Lagunillas-Coronel 154kV)
- EAF 285/2021 (182 [MW] Lagunillas-Coronel 110kV)

⁷ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/estudios-de-analisis-de-falla/>

- EAF 100/2022 (269 [MW] Cumbre – Nueva Cardones 2x500 kV)
- EAF 184/2022 (227 [MW] A. Jahuel-Buin-Florida 110kV)

Finalmente, también eventos donde hay intervenciones en la red de 110kV de Enel o hay impactos en estructuras de torres donde se presentan montos de desconexión de consumos muy significativos:

- EAF 20/2018 (444.8 [MW] Cerro Navia – El Salto 2x110kV)
- EAF 196/2019 (348 [MW] El Salto Los Almendros 110kV)
- EAF 357/2022 (162 [MW] Cerro Navia – Renca 2x110kV)

Por otra parte, mediante análisis de las instalaciones, se han levantado contingencias simples, conforme al Art. 1-7 NT SyCS (falla elemento serie del sistema de transmisión), en torno a la SS/EE de Diego Almagro, Domeyko, Maitencillo, Polpaico (Polpaico – Los Maitenes 220kV) que podrían dar origen a desconexiones hasta del orden de 120[MW]. En caso de secciones de barra podrían alcanzarse incluso del orden de 200 [MW] en casos tales como SS/EE Minero 220kV y Polpaico 220kV (hacia Santa Filomena 220kV – Los Maitenes 220kV).

Finalmente se tiene el caso de contingencias simples que se traducen en el empleo de recursos generales de control de contingencias, particularmente los ERAG, EDAG y los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación, la carga o la topología del sistema. Por ejemplo, el automatismo SDAC implementado por Enel el que, para aumentar la cargabilidad de sus instalaciones de transmisión, ante contingencias simples desconecta consumos para evitar la sobrecargas. En particular, el SDAC protege autotransformadores 220/110kV de las SS/EE que interconectan el anillo en 110kV del área metropolitana con el resto del SEN. Existen condiciones donde el accionamiento del SDAC se traduce en una desconexión de alrededor de 200 [MW] de consumos.

Específicamente, este automatismo, opera ante falla de transformación 220/110kV, con objeto de evitar sobrecargas y propagación de estas fallas. Las contingencias que activan este automatismo (SDAC verano 2020) son las siguientes:

- Almendros 220/110
- Al Salto 220/110 Tr1 y Tr2
- Navia 220/110 Tr2 Tr5 Tr3
- Chena 220/110 Tr1 y Tr2
- Buin 220/110 Tr1
- Alto Jahuel 220/110 Tr2

Algunos ejemplos donde ha actuado el SDAC se tiene en los EAF 127-2010, 219-2010 y 104-2022 pero además es importante considerar que, conforme sus ajustes, la potencia a desconectar por actuación del SDAC va desde los 75[MW] a los 732[MW] dependiendo el escenario y falla.

Considerando lo anterior se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 120[MW] y 200[MW].

Debido a la gran variación en la penetración de Energía Renovable Variable (ERV) Solar y Eólica que se produce entre los bloques horarios de día y bloques horarios de noche, es que, para la determinación de la reserva mínima de bajada se evalúan estas dos condiciones, escenarios de día y escenarios de noche, ambas para distintos montos de demanda.

Adicionalmente, en el Artículo 3-17 de la NT SyCS establece que los controladores de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaico en caso de sobrefrecuencia deben reducir su producción de potencia. Esta exigencia de diseño conlleva la implementación de la función HFRT (High Frequency Ride Through) en los parques ERV del SEN. Por lo tanto, se realiza un levantamiento de información con el objetivo de determinar cuáles son los parques que efectivamente cuentan con este tipo de esquema y así establecer, de ser necesario, el aporte requerido considerando la disponibilidad de esta función.

La Tabla 36, muestra los escenarios evaluados para la determinación de las reservas de CPF de bajada.

Tabla 36: Escenarios Evaluados para la Determinación de Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
Caso 1.2	22-01-2024	9	9219,8	30,1	5332,9	58%	8268,5	3,64
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 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

Para estas condiciones de operación, solamente fueron determinados los requerimientos mínimos de CPF de bajada permanentes, debido a que los montos de desbalances producidos producto de la salida intempestiva de los consumos son menores en comparación con la contingencia de la salida de la unidad de generación de mayor tamaño, lo que en definitiva resulta en una menor excursión de la frecuencia. Además, dentro de las restricciones, se establece como criterio que la máxima excursión de la frecuencia no puede superar los 51,4 [Hz], límite que corresponde al primer escalón absoluto para el EDAGxCEX Centro Sur. Así también cabe señalar que para 51,5[Hz] se admite la desconexión de unidades ERV. Sin embargo, estos rangos son significativamente mayores respecto de la máxima excursión de la frecuencia evidenciada en las simulaciones.

4.1.5.2 Resultados

4.1.5.2.1 Desconexión 120 [MW] Casos 5.1, 6.1 y 6.2 (noche)

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de los escenarios de noche ante una desconexión intempestiva de 120[MW] de consumos.

En la Figura 38 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN para los distintos casos de noche, en ella se aprecia que la máxima excursión que experimenta la frecuencia alcanza un valor de 50,563 [Hz], lo que no activaría en caso alguno las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras.

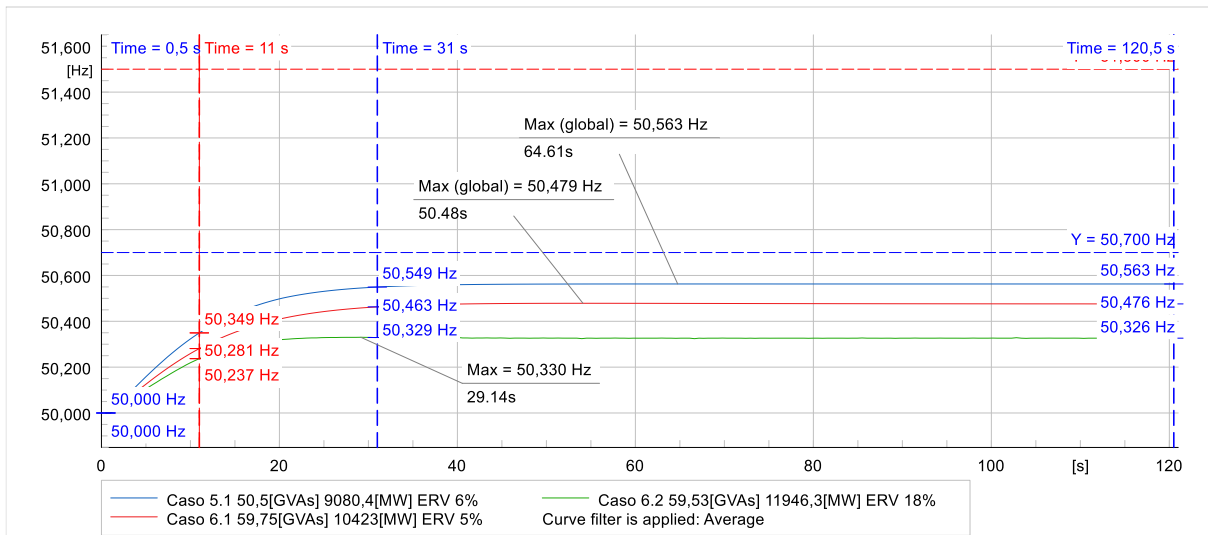


Figura 38: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias de Consumos de 120 [MW]. Escenarios DB y DA noche.

En la Figura 39 se muestra la desviación del valor inicial de la potencia eléctrica total de las unidades ERV y de la potencia eléctrica total generada por unidades convencionales. Se puede apreciar que no se requiere habilitar controladores carga/velocidad de las unidades de generación sincrónica para llevar la frecuencia del sistema por debajo de los límites establecidos por la NTSyCS, y dar cumplimiento a los Artículos 5-25, 5-36 y 5-37. Si bien se aprecia una reducción leve de la generación ERV, dado los montos involucrados⁸ y los valores alcanzados por la frecuencia, el efecto de la carga es suficiente para llevar al sistema a una condición de balance con un error permanente de frecuencia dentro de los rangos admisibles.

⁸ El bias del SEN va del orden de 573 a más de 1000 [MW/Hz] (ver punto 4.4.3.2 de este informe), lo que implica que para llevar subir la frecuencia en 0.1[Hz], al menos debe incrementarse la generación del al menos 57 [MW]. Más del doble de los montos de reducción de generación ERV obtenidos en escenarios de noche para contingencias de 120 [MW] de consumos.

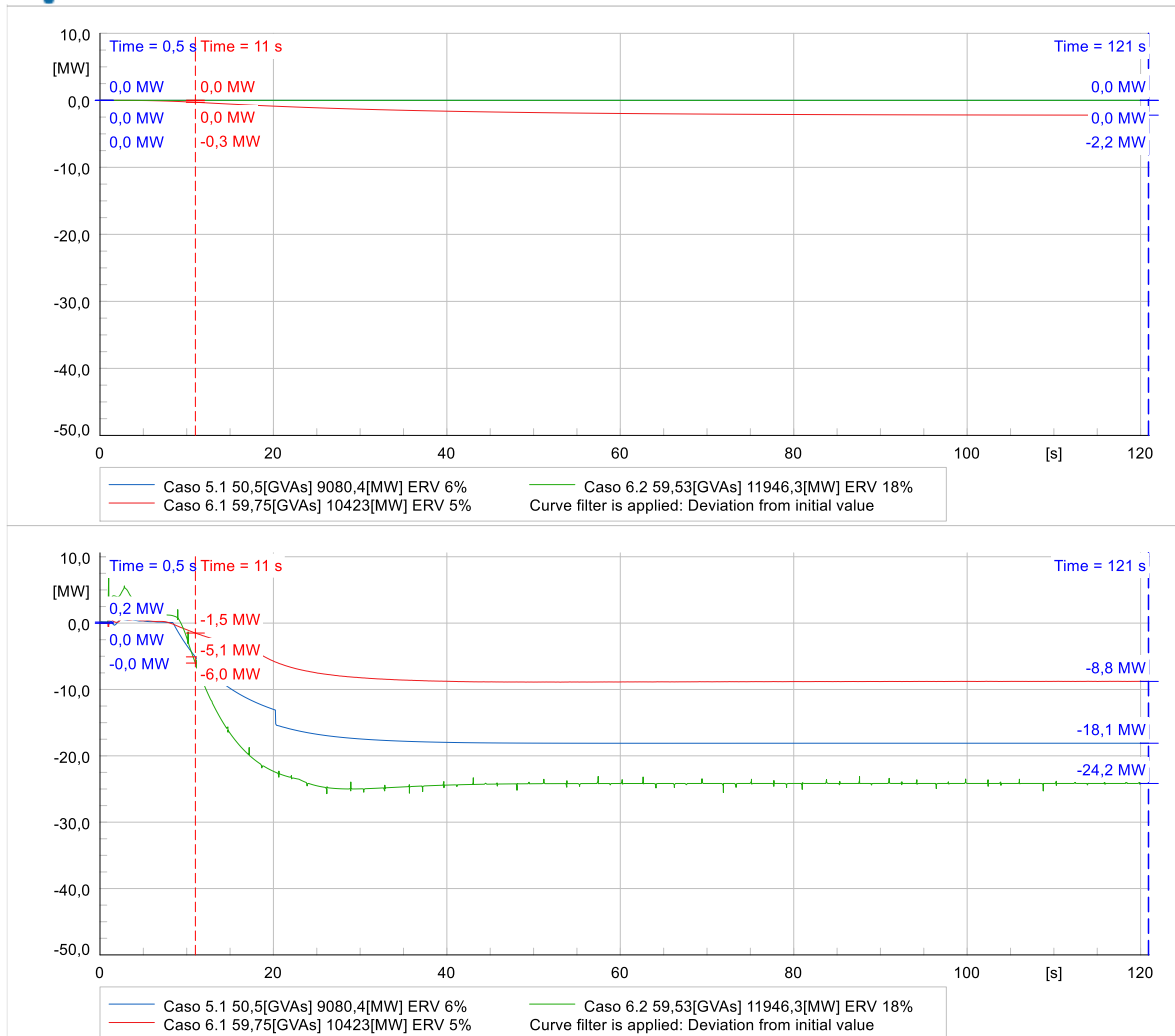


Figura 39: Generación ERV y Sincrónica del SEN ante Contingencias de Consumos de 120 [MW]. Escenarios de noche.

El resumen de los resultados de los escenarios de noche analizados se presenta a continuación en la Tabla 37.

Tabla 37: Resumen de Resultados CPF ante Contingencias de Consumos de 120 [MW]. Escenarios de noche.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Total SEN [MW]	% ERV	Carga Desc [MW]	Valor HFRT @2min [MW]	HFRT Valor Efectivo 0-2min [MW]	Valor Efectivo 0-5min [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	CPF Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Perm [MW]	Frec, Max [Hz]	Tiempo Frec Max [s]	Frec, Perm. [Hz]
Caso 5.1 E3 20240626 DB 6 Hrs	50,0	9111	6%	120	-18,100	-15,700	-17,140	0,000	0,000	0,000	50,563	63,6	50,563
Caso 6.1 E3 20240626 DB 24 Hrs	60,0	10376	5%	120	-8,800	-7,500	-8,280	0,000	0,000	0,000	50,479	49,5	50,476
Caso 6.2 E2 20240304 DA 22 Hrs	60,0	12038	18%	120	-24,200	-21,300	-23,040	0,000	0,000	0,000	50,330	28,1	50,326

De la tabla anterior, se puede desprender lo siguiente:

En bloques horarios de noche, para llevar la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la NTSyCS ante contingencias de 120 [MW] de consumos, no es necesario contar con una reserva de CPF de bajada. Aun cuando se activan montos leves de HFRT, la frecuencia no alcanzaría a superar los 50,7[Hz] al no contar con dicho aporte de bajada. Dado lo anterior, en escenarios de día resulta evidente que tampoco se requiere reserva de CPF bajada antes una desconexión de 120[MW] de consumos pues se cuenta con mayor disponibilidad de plantas ERV con la función HFRT.

4.1.5.2.2 Desconexión 200 [MW] Casos 5.1, 6.1 y 6.2 (noche)

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de los escenarios de noche ante una desconexión intempestiva de 200[MW] de consumos.

En la Figura 40 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN para los distintos casos de noche, en ella se aprecia que la máxima excursión que experimenta la frecuencia alcanza un valor de 50,86 [Hz], lo que no activaría en caso alguno las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras.

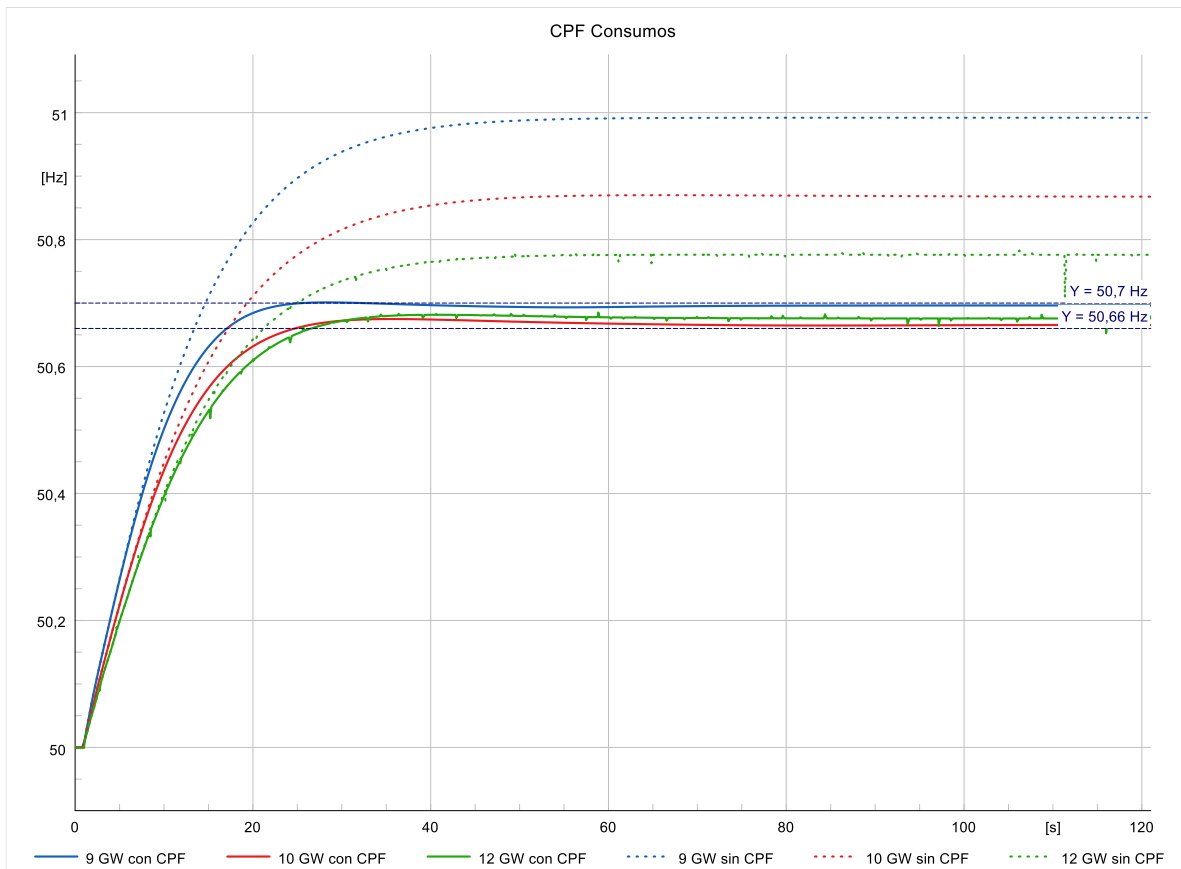


Figura 40: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios de noche.

En la Figura 41 se muestra la potencia eléctrica total de las unidades ERV y la potencia eléctrica total generada por unidades convencionales. Se puede apreciar que se requiere habilitar controladores carga/velocidad de las unidades de generación sincrónica para llevar la frecuencia del sistema por debajo de los límites establecidos por la NTSyCS, y dar cumplimiento a los Artículos 5-25, 5-36 y 5-37.

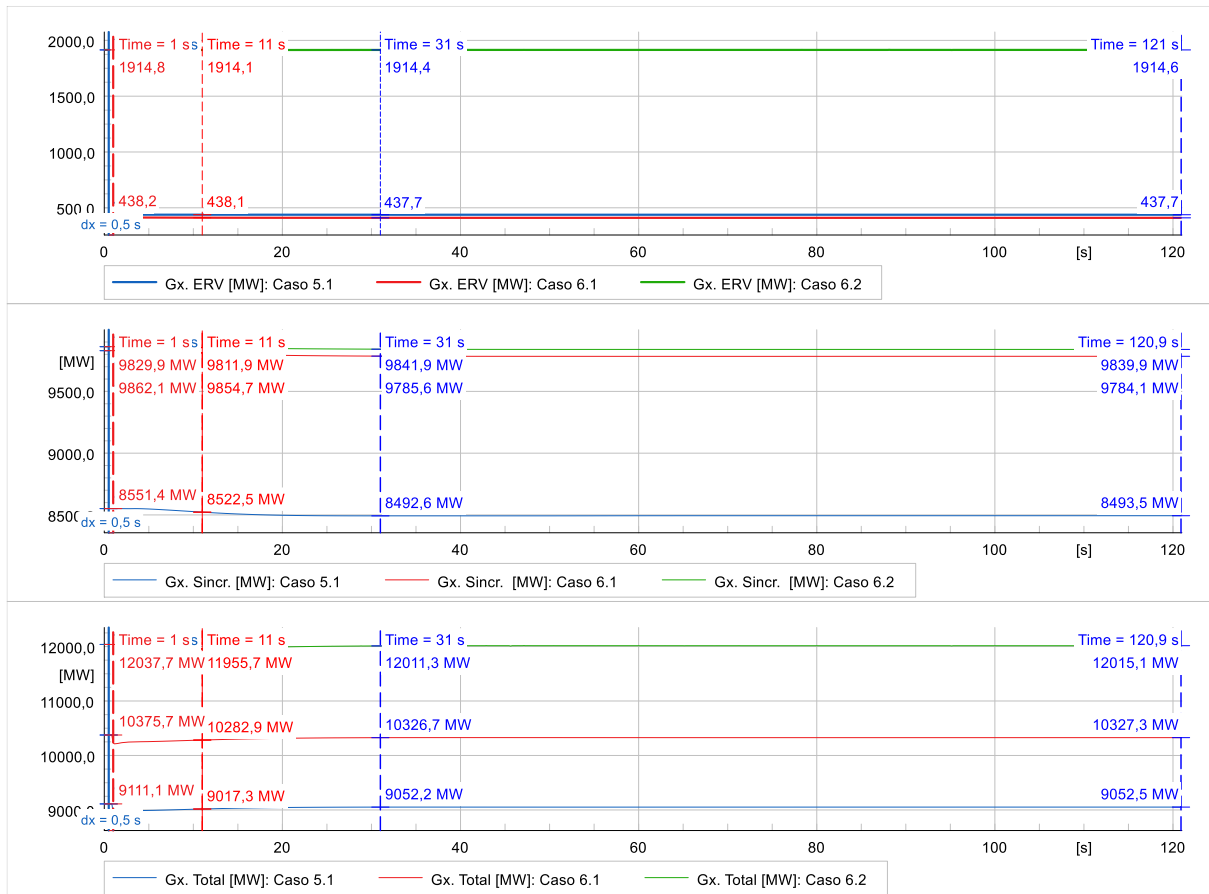


Figura 41: Generación ERV y Sincrónica del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios noche.

El resumen de los resultados de los escenarios de noche analizados se presenta a continuación en la Tabla 38.

Tabla 38: Resumen de Resultados CPF ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios DB y DA noche

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Total SEN [MW]	% ERV	Carga Desc [MW]	Valor HFRT @2min [MW]	HFRT Valor Efectivo 0-2min [MW]	Valor Efectivo 0-5min [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	CPF Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Perm [MW]	Frec, Max [Hz]	Tiempo Frec Max [s]	Frec, Perm. [Hz]
Caso 5.1 E3 20240626 DB 6 Hrs	50,0	9111	6%	200	0,000	0,000	0,000	-57,9	-53,0	-55,9	50,701	28,1	50,696
Caso 6.1 E3 20240626 DB 24 Hrs	60,0	10376	5%	200	0,000	0,000	0,000	-43,6	-39,2	-41,8	50,675	35,2	50,666
Caso 6.2 E2 20240304 DA 22 Hrs	60,0	12038	18%	200	0,000	0,000	0,000	-22,2	-19,3	-21,1	50,682	39,9	50,677

De la tabla anterior, se puede desprender lo siguiente:

En bloques horarios de noche, para llevar la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la NTSyCS ante contingencias de 200 [MW] consumos, es necesario contar con una reserva de CPF de bajada, cuyos montos tienen dependencia de la demanda del SEN.

4.1.5.2.3 Desconexión 200 [MW] Casos 1.2 y 4.2 (día)

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de los escenarios de día.

En la Figura 42 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN para los casos de día, en ella se aprecia que la máxima excursión que experimenta la frecuencia alcanza un valor de 50,361 [Hz], lo que en ningún caso sobrepasa los límites admisibles establecidos en los Artículos 5-25, 5-36 y 5-37 de la NT SyCS, quedando siempre la frecuencia postcontingencia bajo un valor de 50,7 [Hz].

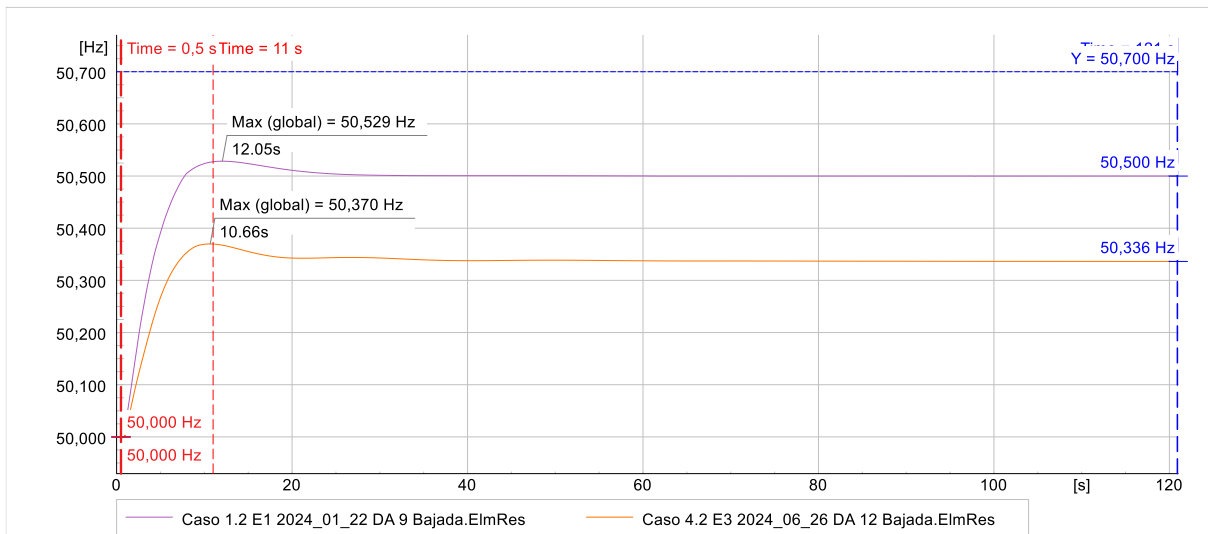


Figura 42: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios día.

En la Figura 43 se muestra la desviación del valor inicial de Potencia eléctrica total generada por las unidades ERV (Eólica y Solar) y desviación de la potencia mecánica total. Se puede apreciar que el efecto de los esquemas de control HFRT es suficiente para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la NTSyCS. Esta acción se traduce en una reducción del orden de entre los 96 [MW] y 105 [MW] en estado permanente dependiendo de las condiciones de demanda total del SEN.

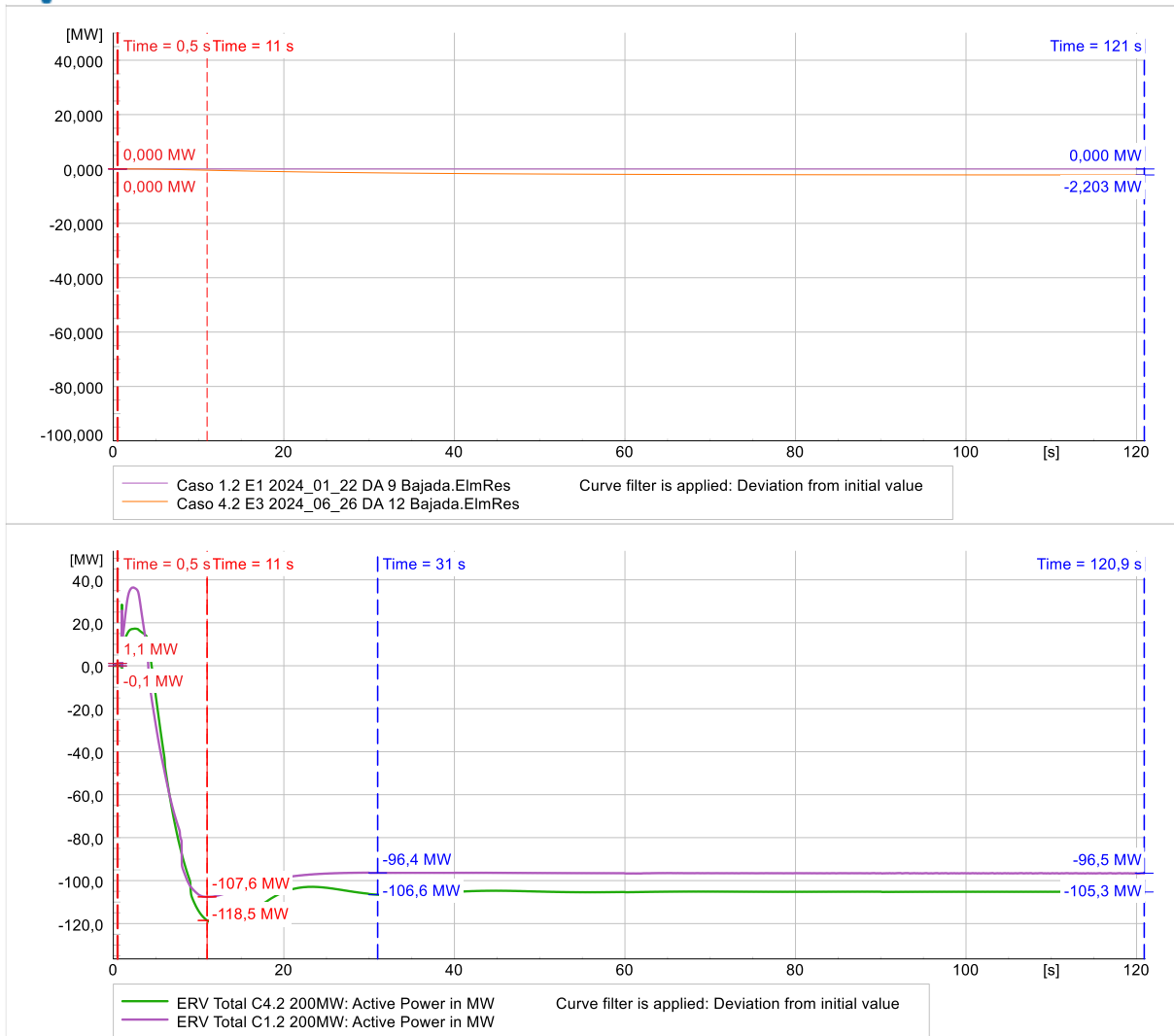


Figura 43: Desviación Generación ERV y Sincrónica del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios día.

El resumen de los resultados de los escenarios de día analizados se presenta a continuación.

Tabla 39: Resumen de Resultados CPF ante Contingencias de Consumos de 200 [MW]. Escenarios DA y DB día.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Total SEN [MW]	% ERV	Carga Desc [MW]	Valor HFRT @2min [MW]	HFRT Valor Efectivo 0-2min [MW]	Valor Efectivo 0-5min [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	CPF Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Perm [MW]	Frec, Max [Hz]	Tiempo Frec Max [s]	Frec, Perm. [Hz]
Caso 1.2 E1 20240122 DB 9 Hrs	30,1	9220	58%	200	-96,500	-91,700	-94,580	0,000	0,000	0,000	50,529	11,1	50,5
Caso 4.2 E3 20240626 DA 12 Hrs	44,0	9091	46%	200	-105,300	-100,000	-103,180	0,000	0,000	0,000	50,370	9,7	50,336

De la tabla anterior, se puede desprender lo siguiente:

Para escenarios de DB y DA con baja inercia (35 [GVAs]) y con una generación mediante fuentes de energía variable (solar o eólicas) del orden de 5000 [MW] respectivamente (sobre 45% de penetración ERV), para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la NTSyCS ante contingencias de consumos con 200 [MW], es más que suficiente contar con esquemas HFRT que permitan reducir la producción de potencia en 103 [MW] (valor efectivo integral medido en un periodo de tiempo de 5 minutos).

Adicionalmente, si las condiciones de operación son más favorables (mayor inercia y capacidad de reducción mediante esquemas HFRT), el margen con respecto a límites admisibles establecidos aumenta, ya que la frecuencia experimenta una menor excursión con respecto a su valor nominal.

Por otra parte, en orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes que dependan de las distintas condiciones de demanda del SEN, ante desconexiones de 200 [MW] de consumos, se puede obtener una estimación determinando una regresión lineal del comportamiento de los requerimientos permanentes de bajada respecto el nivel de demanda, considerando la generación bruta total del SEN, según se aprecia en la Figura 44.

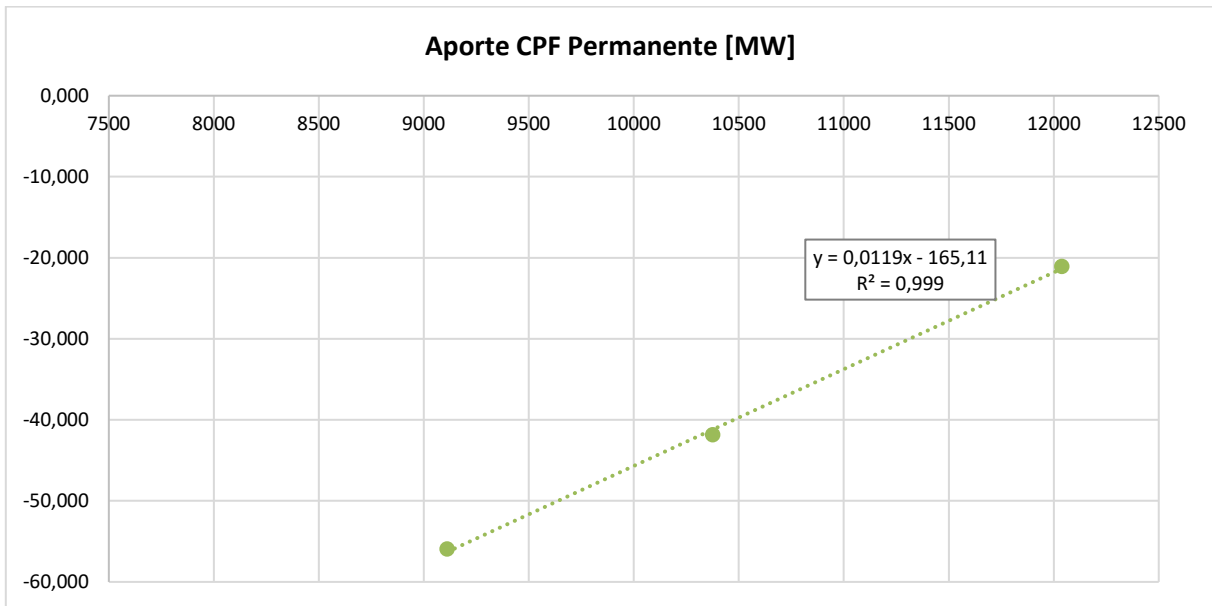


Figura 44: Aporte CPF Bajada ante contingencias de consumos requerido para distintas condiciones de generación bruta total del SEN.

El resumen de los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 40

Tabla 40: 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

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

A partir de los resultados obtenidos se considera necesario establecer una recomendación para la definición de las reservas a aplicar, para lo anterior se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- La NT SSCC no es taxativa en cuanto a considerar exclusivamente fallas de severidad 5 y hay situaciones que contingencias simples de elementos serie del sistema de transmisión, como así también contingencias activen automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW].
- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistema como parte de recursos generales para atender contingencias simples, como el EDAC para baja frecuencia.
- Ante excursiones de frecuencia que sobrepasen los 51,5[Hz] puede producirse la desconexión descontrolada de unidades ERV que puede traducirse en condiciones de riesgo a la estabilidad del SEN.
- No se recomendaría prescindir de reservas de bajada ante contingencias sin una evaluación de la operación real del SEN y una revisión del comportamiento de grandes consumos, especialmente de carácter industrial.

Considerando todo lo anterior, se recomienda para operación los montos indicados en la Tabla 40 los que son correspondientes a la desconexión de 200 [MW] de consumos.

En caso de contar con plantas ERV con sus lógicas de control HFRT (reducción de generación ante condiciones de sobrefrecuencia) homologadas y habilitadas, en conformidad a lo establecido en el Art. 3-17 de la NT SyCS, estas sirven para enfrentar de riesgos de desconexiones descontroladas de generación en condiciones de sobrefrecuencia. La pertinencia de instruir la habilitación/deshabilitación de esta protección y sus ajustes generales requiere un análisis más profundo que excede los alcances de este estudio.

4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta

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

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

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

Estadísticamente, para poder rescatar desde los registros de datos de la demanda la componente asociada a las fluctuaciones 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 en 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.

σ_{FI} = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

4.2.1 Resultados

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

En la Figura 45 se grafica el histograma con la distribución de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones estándar horarias de dichas fluctuaciones.

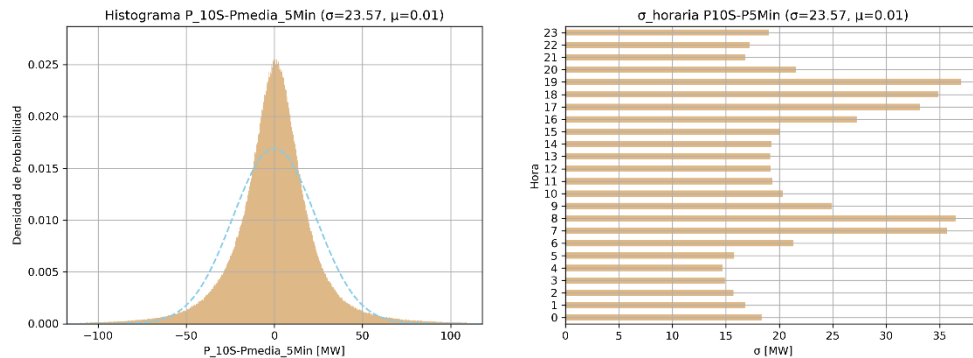


Figura 45 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas.

De los resultados obtenidos se tiene que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es 23,67 MW. Su distribución se asemeja a una distribución normal de parámetros valor medio de 0 MW y desviación estándar de 23,6 MW, mostrado en el gráfico con líneas punteadas de color azul.

Considerando lo anterior, el monto de reserva de potencia para cubrir el 95% de las desviaciones de la demanda neta es de ± 47 MW ($\mu \pm 1,96\sigma$). La Tabla 41 muestra el resumen de estos resultados.

Tabla 41 Reservas para fluctuaciones instantáneas

Tipo Reserva	Registros	Ventana	σ [MW]	Reserva [MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	23,6	± 47

4.3 Asignación de las Reservas para el CPF

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

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

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

4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF

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

cuantificar el aporte efectuado por cada unidad, si se considera el error máximo admisible para operación normal y para contingencias.

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

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

Tal como se señala anteriormente, se deben determinar los aportes permanentes para fluctuaciones instantáneas de la demanda que admiten una banda de frecuencia de $\pm 0,2$ [Hz] y para contingencias, las cuales admiten una banda de $0,7$ [Hz]. Sin embargo, no se encuentran nuevas unidades habilitadas para participar en el CPF debido a que, al inicio de este estudio, no fueron incorporados nuevos modelos homologados de controladores de carga/velocidad. Por lo tanto, para el caso de $\pm 0,2$ [Hz] los resultados son análogos a los reportados en el Informe SSCC 2019 y no se contempla determinarlos nuevamente.

Para el caso de $\pm 0,7$ [Hz], en el ECF y DR 2020 parte 1⁹ se incluyeron modificaciones en el evento asociado a la variación de frecuencia, razón por la cual fueron determinados los aportes individuales para el CPF inicial y permanente para controladores de carga/velocidad de unidades convencionales.

⁹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/Estudio-CFyDR-2020-Parte-1-Informe-Final.pdf>

Pero, para el caso del ECF y DR2022 parte 1, no se justifica volver a determinar los aportes individuales de las unidades participantes del CPF.

No obstante, para parques de generación ERV se ha recopilado información a partir de antecedentes proporcionados por los Coordinados, además de los informes de homologación, con los respectivos modelos de planta validados mediante ensayos de campo. Esto permite contar con la posibilidad de caracterizar el aporte al CPF que podrían realizar algunas de estas plantas, para cada una de sus subcategorías, preferentemente asociados a contingencias.

4.3.1.1 Análisis del Comportamiento de los parques eólicos y fotovoltaicos participantes en el CPF (Banco de pruebas)

Se implementó un banco de pruebas, en formato DigSILENT Power Factory, con los modelos dinámicos homologados de los parques eólicos y fotovoltaicos que tienen la capacidad de hacer control primario de frecuencia con el objetivo de determinar los aportes efectivos al control de frecuencia en distintos puntos de operación y ventanas de tiempo.

En este caso no es necesario calcular la potencia máxima, ya que esta es igual a la capacidad nominal del parque.

4.3.1.1.1 Determinación del aporte de régimen permanente (5 minutos)

Se contempla determinar el aporte promedio de las unidades durante los primeros 5 minutos postcontingencia, que corresponde al tiempo de acción del CPF de acuerdo con el Informe de Definición de SSCC. Cabe señalar que dadas las exigencias de la NTSyCS el aporte de los parques eólicos y fotovoltaicos depende de la potencia disponible o del punto de operación inicial. Así, para determinar el aporte de los parques eólicos y fotovoltaicos a los 5 minutos, se consideraron los puntos de operación de 100% para las sobrefrecuencias en ambos tipos de parques y de 80% para los fotovoltaicos y 30% para los eólicos, tanto para las sobrefrecuencia como para las subfrecuencias, en caso de que aplicase.

Los eventos de simulación asociados a la variación de la frecuencia del sistema producto de una contingencia de generación (subfrecuencia) y de una contingencia de consumo (sobrefrecuencia) son los mismos que los empleados para el cálculo realizado para las unidades generadoras sincrónicas. Este evento se define mediante la variación de la frecuencia del sistema con la forma típica de respuesta ante una contingencia de generación, pero con una tasa de cambio inicial de 0.6 [Hz/s] hasta los 49 [Hz], que corresponden a los ajustes del primer escalón de gradiente de frecuencia del EDAC del SEN, y una frecuencia mínima de 48.91 [Hz], valor que está en el límite de activación del primer escalón de frecuencia absoluta del EDAC. Por lo tanto, esta señal representa la caída de frecuencia más exigente que podría ocurrir sin producir la activación de dicho esquema. Además, a partir de los resultados de las simulaciones de las contingencias de generación más exigentes, se consideró que la frecuencia mínima se alcanza en el intervalo 10 ± 2.5 s y que se alcanza

el valor de establecimiento de 49,3 [Hz] a los 30 segundos postcontingencia. Este evento se muestra en la Figura 46.

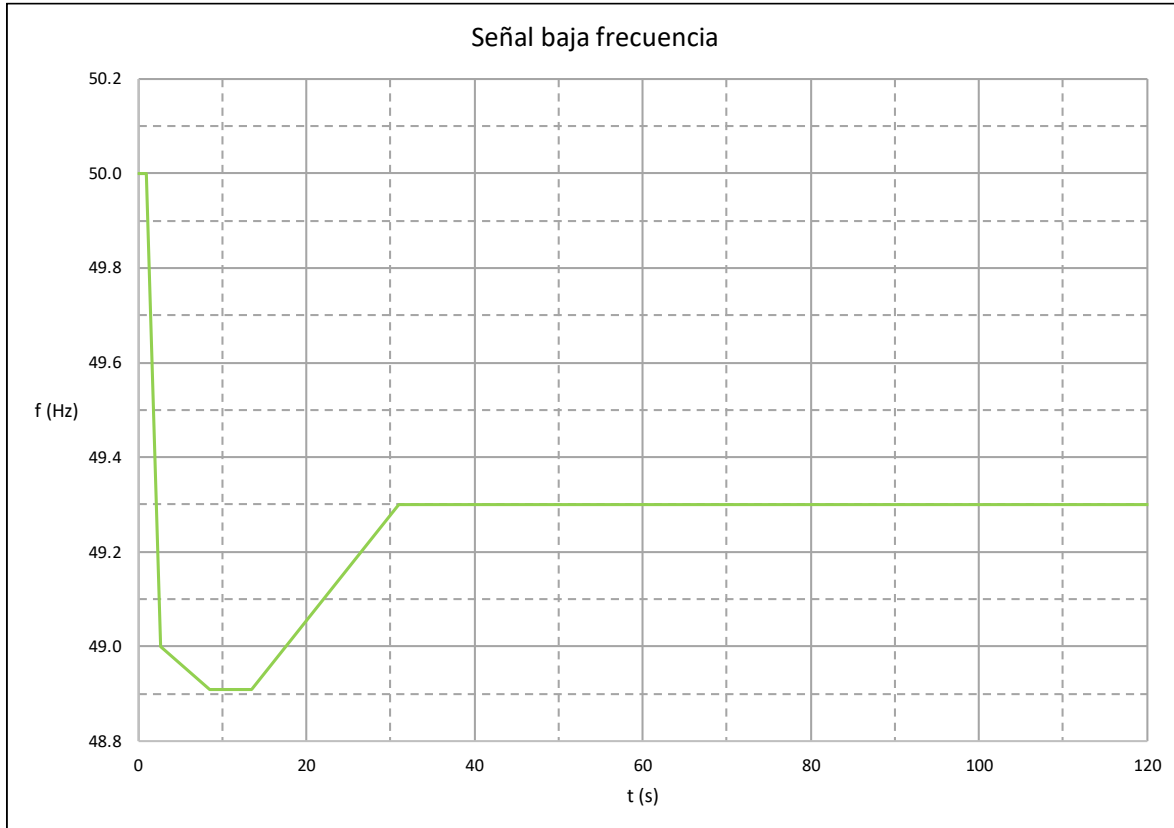


Figura 46 Evento simulado para obtener aporte en régimen permanente (5 minutos) para baja frecuencia

De la misma manera son determinados los aportes de régimen permanente para el caso de sobrefrecuencias, en este caso simulando un evento con la misma tasa de cambio, pero llegando directamente al valor de establecimiento de 50,7 [Hz]. Esto se basa en que los resultados de las simulaciones de las contingencias de consumo más exigentes presentan una frecuencia máxima del orden de 50.5 [Hz] y una frecuencia de establecimiento del orden de 50.3 [Hz]. Este evento se muestra en la Figura 47.

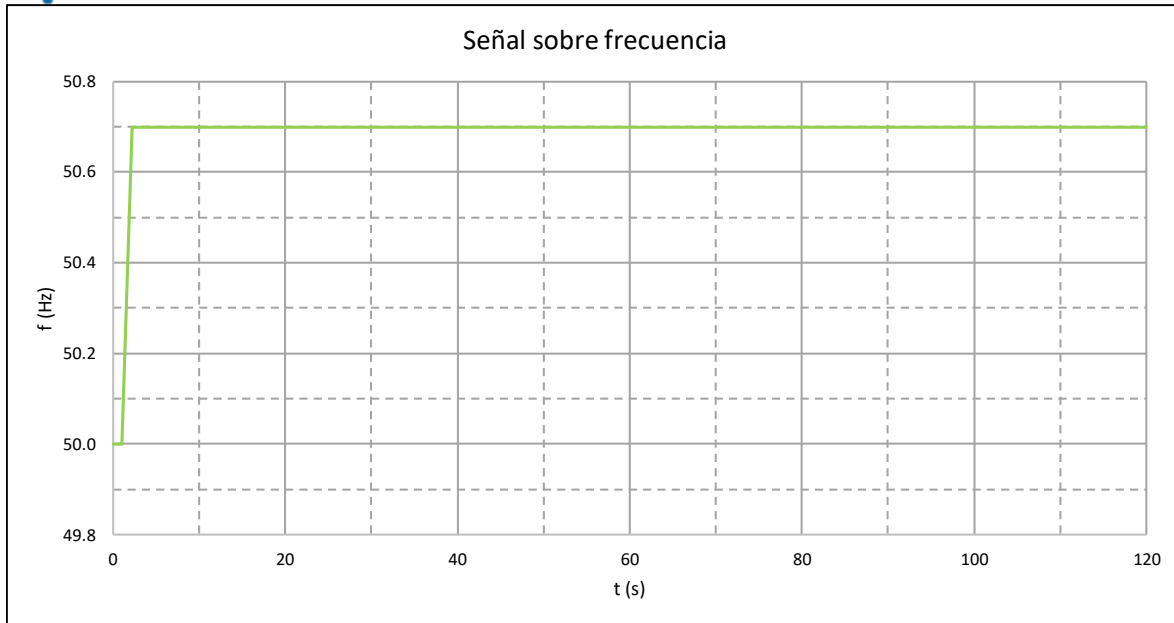


Figura 47 Evento simulado para obtener aporte en régimen permanente (5 minutos) para sobrefrecuencia

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

4.3.1.1.2 Determinación aporte 10 segundos

Con respecto al aporte inicial determinado a los 10 segundos, se procedió a calcular para las distintas parques eólicos y fotovoltaicos con la capacidad de aportar al CPF la potencia eléctrica que proporciona cada una de estas para un despacho del 80% en el caso de las fotovoltaicas y de un 30% en el caso de las eólicas.

Para determinar el aporte a los diez (10) segundos y con el objetivo de observar las diferencias en la respuesta inicial de los diferentes parques producto de la dinámica particular otorgada por los modelos de planta, se realizó el cálculo del Aporte Inicial Instantáneo y el cálculo del Aporte Inicial Efectivo de cada una de ellas, los que se calculan de la misma forma en que se calculan para las unidades generadoras sincrónicas.

4.3.2 Resumen de Resultados

A continuación, se muestran las capacidades de aporte de las plantas ERV que tienen la capacidad de aportar al CPF. En la Tabla 42 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación, mientras que en Tabla 43 se detallan los aportes de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

Tabla 42: Unidades generadoras ERV participantes del CPF: aportes 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 Iyll	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
TOTAL					306,8	223,2

Tabla 43: Unidades generadoras ERV participantes del CPF: aportes efectivos de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

Planta	Tipo	PMáx	Punto de Operación %Pmáx [MW]	Despacho [MW]	Aportes Valor Efectivo 0-5 min	
					RCPF Subida [MW]	RCPF Bajada [MW]
PE ALENA	Eólico	86,4	30%	25,9	6,4	-12,1
PE Aurora	Eólico	129	30%	38,7	0	-9,5
PE Cabo Leones I	Eólico	127,1	30%	38,1	0	-19,8
PE CABO LEONES II	Eólico	226,4	30%	68	0	-26,5
PE Cabo Leonés III	Eólico	86	30%	25,8	0	-25,4
PE Calama	Eólico	162	30%	48,6	13,5	-13,1
PE CERRO TIGRE	Eólico	184,8	30%	55,4	0	-15
PE CUEL	Eólico	33	30%	9,9	0	-9,9
PE El Maitén	Eólico	10,9	30%	3,3	1,2	-2,6
PE LA ESPERANZA	Eólico	11,9	30%	3,6	0	-1
PE LA ESTRELLA	Eólico	49,5	30%	14,9	0	-6,9
PE La Flor	Eólico	32,4	30%	9,7	0	-2,7
PE Lomas de Duqueco	Eólico	58,8	30%	17,6	0	-4,8
PE LOS BUENOS AIRES	Eólico	24	30%	7,2	8,1	-2,3
PE Malleco Norte	Eólico	137,9	30%	41,4	0	-11,2
PE Malleco Sur	Eólico	135,2	30%	40,5	0	-11
PE MESAMAVIDA	Eólico	60,5	30%	18,2	5,2	-4,9
PE Negrete	Eólico	36	30%	10,8	0	-2,9
PE Punta Sierra	Eólico	80	30%	24	0	-6,3
PE San Gabriel	Eólico	183	30%	54,9	10,4	-13,5
PE Sarco	Eólico	170	30%	51	0	-12,5
PE Sierra Gorda Este	Eólico	112	30%	33,6	0	-7,9
PE TCHAMMA	Eólico	175	30%	52,5	0	-51,3

Planta	Tipo	PMáx	Punto de Operación %Pmáx [MW]	Despacho [MW]	Aportes Valor Efectivo 0-5 min	
					RCPF Subida [MW]	RCPF Bajada [MW]
PE Tolpán Sur	Eólico	84	30%	25,2	7	-6,2
PE Valle de los Vientos	Eólico	90	30%	27	0	-6,3
PFV Almeyda	Solar	60,5	80%	48,4	4,7	-11,8
PFV Andes Solar	Solar	20,3	80%	16,2	0	-3,7
PFV ANDES SOLAR II	Solar	84,3	80%	67,5	13	-18,3
PFV Atacama Solar II	Solar	174,2	80%	139,4	28,3	-27,9
PFV Bolero	Solar	146,6	80%	117,3	0	-40,4
PFV Carrera Pinto	Solar	97	80%	77,6	0	-21,1
PFV Cerro Dominador	Solar	100,1	80%	80,1	29,3	-28
PFV CHAÑARES	Solar	37,6	80%	30,1	0	-9,5
PFV Diego de Almagro	Solar	32,3	80%	25,8	0	-7
PFV Diego de Almagro Sur	Solar	210,7	80%	168,5	38,1	-37,5
PFV Doña Carmen Solar	Solar	34,9	80%	27,9	0	-6,6
PFV El Pelicano	Solar	110,3	80%	88,3	0	-2,8
PFV EL ROMERO	Solar	202,9	80%	162,3	0	-44,5
PFV Finis Terrae	Solar	151,8	80%	121,4	0	-29,8
PFV Granja Solar	Solar	114,9	80%	91,9	0	-29
PFV Huatacondo	Solar	98,3	80%	78,6	0	-15,5
PFV Jama	Solar	54,6	80%	43,7	0	-13,3
PFV La Cruz Solar	Solar	54,5	80%	43,6	0	-10,8
PFV La Huayca II	Solar	25	80%	20	0	-4,9
PFV LA HUELLA	Solar	94,4	80%	75,5	0	-8,4
PFV LALACKAMA	Solar	75,3	80%	60,2	0	-9,1
PFV LOMA LOS COLORADOS	Solar	1,2	80%	1	0	-0,3
PFV Los Loros	Solar	1	80%	0,8	0	-0,2
PFV Luz del Norte	Solar	135,1	80%	108,1	0	-29,4
PFV MALGARIDA Iyll	Solar	232,5	80%	186	17,2	-46,3
PFV Pampa Camarones	Solar	6,2	80%	5	0	-1,2
PFV Pampa Solar Norte	Solar	66	80%	52,8	0	-14,3
PFV PAMPA TIGRE	Solar	107,8	80%	86,3	17,8	-17,3
PFV Puerto Seco Solar	Solar	9,6	80%	7,7	0	-1,9
PFV Salvador	Solar	70,2	80%	56,2	0	-15,2
PFV San Andrés	Solar	50,1	80%	40,1	0	-10,8
PFV Santiago Solar	Solar	99,2	80%	79,3	0	-19,5
PFV SOL DE LILA	Solar	181,7	80%	145,3	0	-36,3
PFV SOL DE LOS ANDES	Solar	101,4	80%	81,1	0	-7,4
PFV SOL DEL DESIERTO	Solar	247,5	80%	198	48,1	-46,7
PFV Tamaya Solar	Solar	142,5	80%	114	0	-22,9
PFV Uribe Solar	Solar	52,8	80%	42,2	0	-10,4
PFV Usya	Solar	60,6	80%	48,5	4,5	-11,9
PFV VALLE ESCONDIDO	Solar	106,1	80%	84,9	17,1	-84,5
PMG PFV Del Desierto	Solar	9	80%	7,2	1,8	-2,8
PMG PFV Los Andes	Solar	9	80%	7,2	1,8	-2,8
PMG PFV SOL DEL NORTE	Solar	8,6	80%	6,9	1,7	-2,7
TOTAL					275,2	-1050,3

Cabe señalar que, se observa un potencial relevante de recursos para el CPF, del orden de 275-300[MW] para subida y más de 1000[MW] para bajada. Dentro de los montos para CPF de subida, este potencial se encuentra dentro del orden de los requerimientos en las condiciones más críticas de inercia y demanda, mientras que para el caso del potencial de CPF de bajada está bastante por sobre los requerimientos mínimos.

Por otra parte, si bien este es el listado de unidades generadoras con la capacidad de aportar al CPF, las unidades que en efecto participen en el CPF durante la operación real, deberán validar dichas capacidades en el respectivo proceso de verificación, y posteriormente serán instruidas o adjudicadas en el proceso de la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

Finalmente, en todos los casos, se recomienda que las unidades que presentan la capacidad de aportar al CPF sean instruidas para que realicen su proceso de verificación en conformidad con lo establecido en la NTSSCC.

4.4 Reserva para CSF y CTF

4.4.1 Identificación de Requerimientos

Para que en un sistema se pueda ejercer el CSF, es necesario proveer al sistema con una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubran las necesidades que no han sido satisfechas por el Control Primario de Frecuencia, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución 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 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.

4.4.2 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 mismos 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.

4.4.2.1 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 que debe disponer el AGC.

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

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

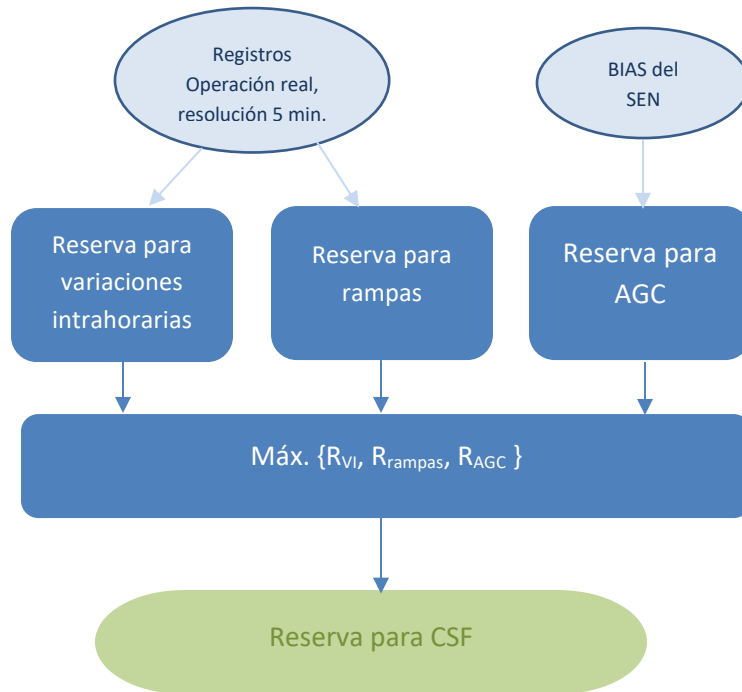


Figura 48: Metodología para la determinación de la reserva para CSF

4.4.2.1.1 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, este no actúa frente contingencias significativas que provoquen desviaciones permanentes de la frecuencia fuera de su banda de actuación, se filtran aquellas desviaciones cuyo valor excede 4 veces la desviación estándar de las muestras (4σ).

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.

$$fd_{VI} = fd_{VIDemanda} * fd_{VIGxSolar} * fd_{VIGxEólica}$$

Donde

- fd_{VI} = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias.
- $fd_{VIDemanda}$ = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la demanda
- $fd_{VIGxSolar}$ = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar

$f_{d_{VIGxEólica}}$ = 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.

4.4.2.1.2 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.

$$R_{AGC} = BIAS \cdot \Delta F_{OpNormal}$$

4.4.2.1.3 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 que 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).

4.4.2.2 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 SSSC, 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.

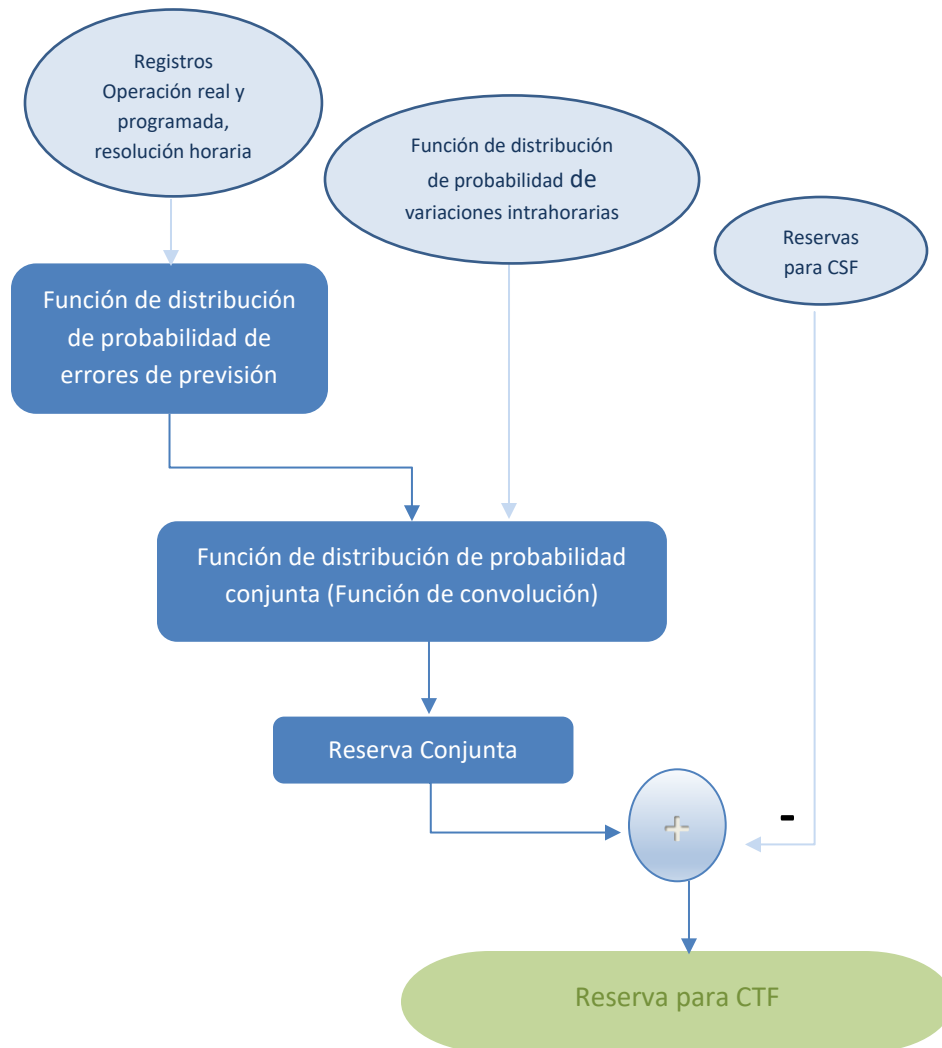


Figura 49: Metodología para la determinación de la reserva para CTF

4.4.2.2.1 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

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

Error de previsión de la generación solar

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

Error de previsión de la generación eólica

$$EPGxEólic_h = (GEólicReal_h - GEólicReal_{h-1}) - (GEólicProg_h - GEólicProg_{h-1})$$

Donde,

- h: índice de notación de hora “h” con h=1,2, ...,8760.
 GReal_h: Demanda neta real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GProg_h: Demanda neta programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EPD_h: error de previsión incremental de generación en hora “h”, en [MW].
 GSolaReal_h: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GSolarProg_h: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EPGSolar_h: error de previsión incremental de generación solar en hora “h”, en [MW].
 GEólicReal_h: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GEólicProg_h: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EPGEólic_h: 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.

$$fd_{EP} = fd_{EPDemanda} * fd_{EPGxSolar} * fd_{EPGxEólica}$$

Donde,

- fd_{EP} = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.
 $fd_{EPDemanda}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la demanda
 $fd_{EPGxSolar}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar
 $fd_{EPGxEólica}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso eólico

4.4.2.2.2 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.

4.4.2.2.3 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.

4.4.2.3 **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%.

4.4.3 Resultados

4.4.3.1 **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.

Las categorías establecidas para la determinación de las reservas son por estacionalidad: otoño – invierno y primavera-verano, por tipo de día: laboral y no laboral, y por bloques horarios según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 44: 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

4.4.3.2 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 enero y el 31 de diciembre de 2022, con resolución de 5 minutos.

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

Tabla 45: 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	-72	67.0	-67.0	61.0
			23						
			0						
			1						
			2	Bloque 2	02:00 - 06:59	-75	68.0	-42.0	37.0
			3						
			4						
			5						
			6						
			7	Bloque 3	07:00 - 09:59	-171	167.0	-163.0	154.0
			8						
			9						
			10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-73	69	-68	65
			11						
			12						
			13						
			14						
			15						
			16	Bloque 5	16:00 - 18:59	-174	170	-174	172
			17						
			18						
19	Bloque 6	19:00 - 21:59	-61	56	-55	48			
20									
21									

Tabla 46: 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	-67.0	62.0	-61.0	56.0
			23						
			0						
			1						
			2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-52.0	46.0	-43.0	37.0
			3						
			4						
			5						
			6						
			7	Bloque 3	07:00 - 09:59	-171.0	167.0	-164.0	160.0
			8						
			9						
			10	Bloque 4	10:00 - 16:59	-71	66	-68	63
			11						
			12						
			13						
			14						
			15						
			16						
			17	Bloque 5	17:00 - 19:59	-175	172	-173	169
			18						
			19						
20	Bloque 6	20:00 - 21:59	-86	79	-92	84			
21									

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 ± 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, obteniendo como resultados de BIAS del SEN los mostrados en las siguientes tablas.

Tabla 47: BIAS 2023 para seis bloques horarios, en otoño-invierno.

Bloques	Condición	BIAS [MW/Hz]		
		General]	Laboral	Fin de semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	750.7	776.1	648.3
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	762.8	794.4	743.5
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	671.2	665.4	689.2
Bloque 4	$9:00 \leq t < 15:00$	925.9	877.6	1059.8
Bloque 5	$15:00 \leq t < 18:00$	919.1	909.8	940.0
Bloque 6	$18:00 \leq t < 21:00$	839.3	844.7	778.8

Tabla 48: BIAS 2023 para seis bloques horarios, en primavera-verano.

Bloques	Condición	BIAS [MW/Hz]		
		General]	Laboral	Fin de semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	826.9	852.6	752.0
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	735.1	782.0	637.9
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	692.5	694.5	695.8
Bloque 4	$9:00 \leq t < 16:00$	812.7	809.2	825.9
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	688.5	715.2	573.2
Bloque 6	$19:00 \leq t < 00:00$	849.4	986.4	580.3

Las reservas asignadas al AGC se determinan para la banda de máxima excursión de la frecuencia para condiciones normales de operación, esto es, 0.2 Hz, las que se muestran en las siguientes tablas para las diferentes categorías.

Tabla 49: Reservas para AGC - estacionalidad otoño -invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
Reserva para AGC	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-155	155
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-159	159
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-133	133
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-176	176
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-182	182
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-169	169

Tabla 50: Reservas para AGC - estacionalidad primavera - verano.

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

c) Requerimiento de reservas para rampas

Para el cálculo de las rampas de subida y bajada se emplearon registros de la operación real de la demanda neta del SEN, en el periodo 01 de enero y 31 de diciembre de 2022, con resolución de 5 minutos.

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

Tabla 51: Requerimiento para rampas de 5 minutos en estaciones otoño - invierno.

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	-135	80	-112	37
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-91	132	-88	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263	139	-264	101
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-148	118	-161	126
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-91	262	-140	264
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-94	206	-84	207

Tabla 52: Requerimiento para rampas de 5 minutos en estaciones primavera - verano.

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	-108	77	-101	50
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-87	101	-79	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267	115	-257	97
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-140	110	-164	109
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-158	264	-137	261
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	194	-66	189

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 53: 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
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263 / +167	-264 / +154
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-176 / +176	-212 / +212
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-182 / +262	-188 / +264
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-169 / +206	-156 / +207

Tabla 54: Reservas para CSF estacionalidad primavera - verano.

Estacionalidad Primavera-Verano			
Tipo Reserva	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	-267 / +167	-257 / +160
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-162 / +162	-165 / +165
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-175 / +264	-173 / +261
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-197 / +197	-116 / +189

4.4.3.3 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 enero y el 31 de diciembre del año 2022.

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 t primavera-verano), tipo de día (laboral y no laboral) y bloques horarios.

Tabla 55: 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	-340	289	-375	298
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-239	283	-245	217
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-644	433	-542	587
	7						
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-381	395	-443	343
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						
	16	Bloque 5	16:00 - 18:59	-549	658	-542	691
	17						
	18						
19	Bloque 6	19:00 - 21:59	-377	334	-335	316	
20							
21							

Tabla 56: 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	-346	263	-315	271
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-203	226	-225	236
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-523	489	-584	600
	7						
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 16:59	-398	372	-485	348
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						
	16	Bloque 5	17:00 - 19:59	-559	565	-539	673
	17						
	18						
19	Bloque 6	20:00 - 21:59	-415	398	-467	361	
20							
21							

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 57: 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	-185 / +134	-245 / +168
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-80 / +124	-96 / +68
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-381 / +266	-278 / +433
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-205 / +219	-231 / +131
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-367 / +396	-354 / +427
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-208 / +128	-179 / +109

Tabla 58: 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	-175 / +92	-165 / +121
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-47 / +70	-97 / +108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-256 / +322	-327 / +440
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-236 / +210	-320 / +183
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-384 / +301	-366 / +412
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-218 / +201	-351 / +172

4.4.4 Resumen de Requerimientos de Reservas para CSF y CTF

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

Se ha tenido en cuenta que el dimensionamiento de las reservas para CSF debe contemplar el mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, los

montos de reserva asignados al AGC y los requerimientos de reserva para cubrir las rampas de la demanda neta en tiempos de 5 minutos.

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

Las siguientes tablas resumen los requerimientos de reserva para CSF y CTF, en las distintas categorías consideradas.

Tabla 59: Reservas CSF y CTF

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[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	-80 / +124	-149 / +149	-96 / +68
	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	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-171 / +171	-175 / +92	-150 / +150	-165 / +121
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-156 / +156	-47 / +70	-128 / +128	-97 / +108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267 / +167	-256 / +322	-257 / +160	-327 / +440
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-162 / +162	-236 / +210	-165 / +165	-320 / +183
	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

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión de 500 kV de la zona Norte no se ven restringidas y, por tanto, es factible considerar el redespacho horario y el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol). En la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC, más la reserva manual, cumpla con la reserva mínima requerida para CSF.

4.4.5 Requerimiento 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 60: 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	-58	37	-49	25
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-49	47	-46	36
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-86	54	-80	51
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-70	61	-70	58
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-50	80	-55	75
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-41	50	-38	48
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	-58	40	-51	32
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	45	-50	37
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-87	47	-79	42
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-61	50	-60	46
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-67	84	-70	79
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-49	60	-35	51

Tabla 61: 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	-135	80	-112	37
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-91	132	-88	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263	139	-264	101
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-148	118	-161	126
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-91	262	-140	264
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-94	206	-84	207
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	-108	77	-101	50
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-87	101	-79	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267	115	-257	97
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-140	110	-164	109
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-158	264	-137	261
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	194	-66	189

Tabla 62: 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	-290	191	-254	75
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-176	319	-196	122
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-685	339	-678	205
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-304	197	-278	214
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-111	684	-92	703
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-202	566	-180	564
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	-226	149	-230	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147	232	-148	142
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-701	271	-675	168
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-279	184	-309	176
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-245	698	-125	690
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-164	573	-105	589

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

4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF

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

cumpla con la reserva mínima requerida para CSF. Mismo criterio se debe verificar para el cumplimiento de la rampa de toma de carga mínima requerida.

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

Tabla 63: Unidades participantes actualmente en el CSF

UNIDAD
TER NUEVA VENTANAS U1
TER ANGAMOS U1 U2
HE ANTUCOS U1 U2
TER CARDONES U1 U2
TER COCHRANE U1 U2
HE CANUTILLAR U1 U2
HE COLBÚN U1 U2
TER COLMITO
TER ANTILHUE U1 U2
TER CANDELARIA U1 U2
TER NEHUENCO 9B U1
TER NEHUENCO II CC1-TG
TER NEHUENCO I CC1-TG
HE CIPRESES U1 U2 U3
HE EL TORO U1 U2 U3 U4
HE RALCO U1 U2
HE RAPEL U1 U2 U3 U4 U5
TER ATACAMA CC1-TG1
TER ATACAMA CC1-TG2
TER ATACAMA CC1-TV
TER ATACAMA CC2-TG1
TER ATACAMA CC2-TG2
TER ATACAMA CC2-TV
TER SAN ISIDRO CC1-TG
TER SAN ISIDRO CC1-TV
TER SAN ISIDRO II CC1-TG
TER SAN ISIDRO II CC1-TV
TER MEJILLONES CTM3-TG
TER MEJILLONES CTM3-TV
TER TOCOPILLA TG3
TER TOCOPILLA U14
TER TOCOPILLA U16-TG-TV
HE PANGUE U1 U2
TER LOS VIENTOS U1
TER NUEVA RENCA CC1-TG
TER NUEVA RENCA CC1-TV
TER GUACOLDA U1 U2 U3 U4 U5
HE PEHUENCHE U1 U2
TER KELAR CC1-TG1
TER KELAR CC1-TG2
TER KELAR CC1-TV
TER COLMITO U1
TER QUINTERO TG1 Y TG2
PFV LUZ DEL NORTE
PE PUNTA SIERRA
TER BOCAMINA U2

UNIDAD
TER CAMPICHE
TER Taltal U1 U2
TER IEM

De acuerdo con la experiencia del Coordinador en la operación real del SEN, el AGC considera para su actuación una banda de $\pm 0,3$ [Hz], para excursiones de frecuencia sobre estos límites el AGC se suspende, calculando los factores de participación, pero sin el envío de consignas a las unidades generadoras en el AGC. Respecto a las unidades participantes, estas deben ser 3 unidades como mínimo, de modo que en forma individual no contengan más del 50% de la reserva en el AGC, y cada una de ellas se limita a tener una rampa máxima de toma de carga de 20 [MW/min].

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

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

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

5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación

En primera instancia, para evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple de la unidad de generación de mayor tamaño, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia (Art. 3-11 NT SSCC) y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible ($50 \pm 0,7$ [Hz]).

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia y demanda previstas en el horizonte del estudio. Estas corresponden a alrededor de 30 [GVAs] con un nivel de generación bruta total del SEN de aproximadamente 7500 [MW]. No obstante, también se analizó un escenario con una generación bruta total del orden de 6500[MW]

Por otra parte, la inercia mínima prevista en el horizonte de estudio excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF (tasa de caída de la frecuencia) del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) alcance 0,6 [Hz/s], que corresponden a los ajustes de activación del EDAC por subfrecuencia para escalones activados por tasa de variación.

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

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. Fue determinada la sustitución del CPF mediante CRF, según se establece en los artículos. 3-15 y 3-17 de la NT SSCC, la cual tiene una dependencia respecto a las condiciones de inercia y demanda. Se observa que, para condiciones más favorables, la sustitución de CPF mediante CRF se ve reducida significativamente.

Fueron realizados análisis de condiciones más exigentes a las previstas para el año 2023, donde fueron alcanzados alrededor de 20 [GVAs] sin requerir la implementación de CRF. Sin embargo, montos de inercia inferiores a 23 [GVAs] implicaron operar el Norte Grande del SEN con niveles de fortaleza de red que pueden ser riesgosos para la seguridad de la operación del SEN.

Para otras contingencias, como por ejemplo fallas en el sistema de 500 kV del Norte Chico que provoquen la separación del SEN en dos islas, la pérdida de la interconexión del SEN y/o desconexiones de montos de generación superiores a la unidad sincrónica de mayor tamaño, pudiera requerirse otra distribución y/o montos distintos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

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

5.2 Reserva para CPF

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

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

5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos

Se determinó que la reserva para CPF relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de los consumos corresponde a ± 47 [MW].

5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias

De acuerdo con el análisis indicado en el punto 4.1, se determinó que la reserva efectiva permanente requerida para contingencias de generación es +285 [MW] en las condiciones más desfavorables previstas. Este monto fue obtenido como el valor efectivo del aporte al CPF de 0 – 5 minutos. Además, se verificó mediante simulaciones dinámicas que dichos montos son suficientes para cumplir los estándares normativos, en las condiciones más desfavorables previstas para el SEN.

En relación con la reserva efectiva permanente para reducir generación, se verificó que la mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos, para la condición más desfavorable prevista, es de aproximadamente -76 [MW].

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación ante las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 323 [MW]

(valor instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN.

Debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF (en vez del aporte a los 10 segundos) el valor efectivo 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido 10 segundos), requiriéndose en ese caso un monto mínimo de +183 [MW].

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

- Aporte efectivo inicial (ya sea valor instantáneo a los 10 segundos o valor efectivo entre 0-10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

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

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 64, la Figura 50 y la Tabla 66.

Tabla 64: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación total SEN

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

No se observaron condiciones previstas con inercia bajo los 30 GVAs ni escenarios con una generación bruta total inferior a 7000 [MW]. En caso de presentarse dichas condiciones, se requieren de análisis particulares más detallados para evaluar la seguridad de la operación del SEN.

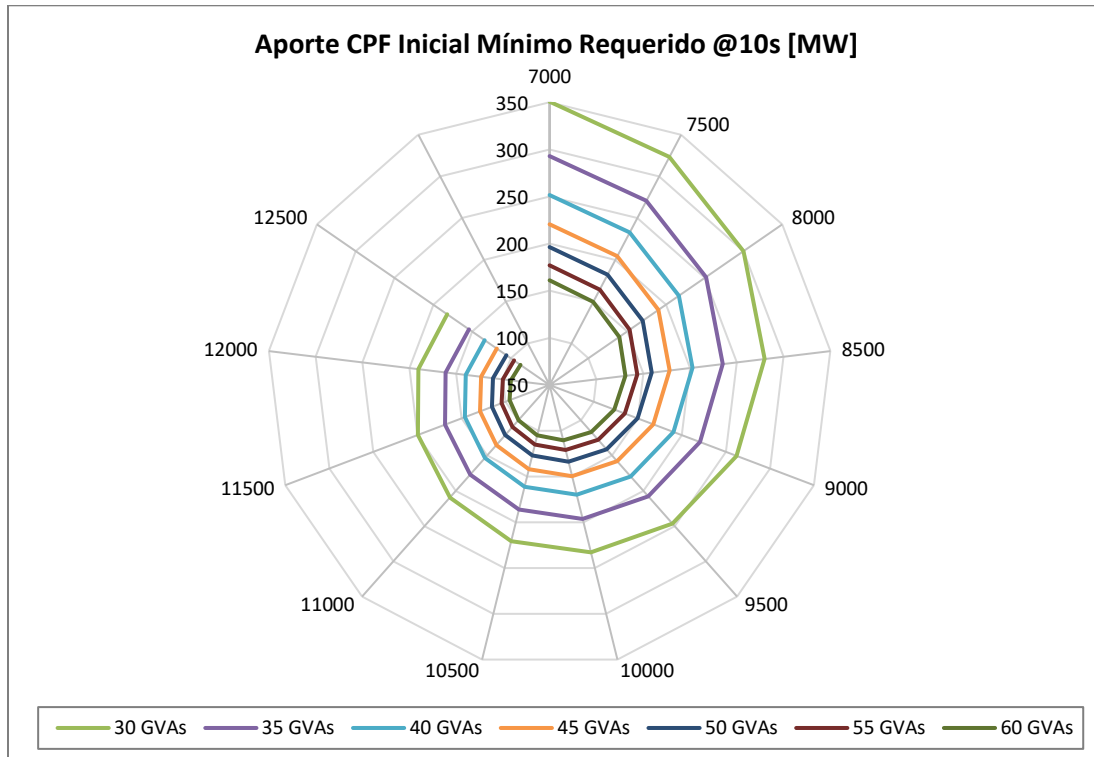


Figura 50: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]

No obstante, se observa que la frecuencia mínima no es alcanzada exactamente a los 10 segundos. Inclusive es escenarios más exigentes es en instante previos a los 10 postcontingencia. Por lo tanto,

se recomienda también considerar como aporte inicial el valor del aporte efectivo entre 0 y 10 segundos.

Tabla 65: Aporte CPF Inicial [MW] (valor efectivo entre 0-10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN

Gx Bruta Total SEN [MW] 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
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 66: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación

Generación Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	293
7500	285
8000	278
8500	270
9000	262
9500	255
10000	247
10500	239
11000	231
11500	224
12000	216
12500	208

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

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+, se limita su potencia máxima inyectable al sistema. Con lo anterior, es posible considerar montos de potencia desconectada inferiores a 400 [MW]. En estas condiciones es posible reducir de los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial y a continuación en

la Tabla 67, Tabla 68 y Tabla 69 se indican valores referenciales ante 350 y 300 [MW] de potencia desconectada.

Tabla 67: 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

Tabla 68: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] / Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	166	166	166
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	134	134	134
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	112	112	112
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	94	94	94
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	79	79	79
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	66	66	66
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	51	51	51

Tabla 69: 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
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	96	96	96
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	64	64	64
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	47	47	47
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	34	34	34
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	24	24	24
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	16	16	16
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	1	1	1

5.2.3 Sustitución de Reservas de CPF mediante CRF ante Contingencias de Generación

Tal como se señala anteriormente, la sustitución del CPF mediante CRF tiene una dependencia respecto a las condiciones de inercia y demanda, donde para condiciones más favorables (mayor demanda e inercia), su eficiencia se ve reducida significativamente. Estos resultados se resumen en la Tabla 70 y se sugiere considerar un monto disponible de CRF dado y a partir de este establecer los requerimientos mínimos de CRF iniciales.

Tabla 70: Sustitución CPF inicial mediante CRF para distintos montos de Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs] (400 [MW] de desconexión).

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
30	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,03	1,01
35	1,19	1,17	1,14	1,12	1,09	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97	0,95	0,92
40	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,98	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84
45	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,81	0,78	0,75
50	1,05	1,01	0,98	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80	0,77	0,73	0,70	0,66
55	1,00	0,96	0,92	0,88	0,84	0,80	0,77	0,73	0,69	0,65	0,61	0,57
60	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,74	0,70	0,65	0,61	0,57	0,53	0,49

Se considera que los requerimientos de CPF permanentes tienen una sustitución mediante CRF prácticamente 1[MW] CRF a 1[MW] CPF.

5.2.4 Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos

Han sido realizados análisis sobre los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples. Se realizó un levantamiento de contingencias en la operación real del SEN y se hizo una

revisión de las instalaciones de grandes consumos modeladas en la BD del SEN y afectas ante simple contingencias. Considerando lo anterior se determinó que los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 120 [MW] pero en casos más específicos alcanzarían 200[MW]. Considerando lo anterior se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 120[MW] y 200[MW].

Ante desconexiones de 120 [MW] se alcanza una frecuencia permanente bajo 50,7Hz sin la necesidad de habilitar controladores de carga /velocidad de unidades participantes del CPF.

No obstante lo anterior, ante la desconexión de 200 [MW] de consumos fueron requeridos alrededor de -80 [MW] de reserva de bajada permanentes (valor efectivo a 5 minutos). Estas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Se indica que este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable y que, ante condiciones de mayor demanda, o menor potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores. En orden a establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes que dependan de las distintas condiciones de demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 71.

Tabla 71: 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

Para establecer la recomendación a considerar para la operación se tomó en cuenta lo siguiente:

- La NT SSCC no es taxativa en cuanto a fallas de severidad 5 y hay situaciones que contingencias simples de elementos serie del sistema de transmisión, como así también contingencias activen automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW].

- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistema como parte de recursos generales para atender contingencias simples, como el EDAC para baja frecuencia.
- Ante excursiones de frecuencia que sobrepasen los 51,5[Hz] puede producirse la desconexión descontrolada de unidades ERV que puede traducirse en una condición de riesgo a la estabilidad del SEN.
- No se recomendaría prescindir de reservas de bajada ante contingencias sin una evaluación de la operación real del SEN y una revisión del comportamiento de grandes consumos, especialmente de carácter industrial.

Considerando todo lo anterior, se recomienda para operación los montos indicados en la Tabla 71 los que son correspondientes a la desconexión de 200[MW] de consumos.

En caso de contar con plantas ERV con sus lógicas de control HFRT (reducción de generación ante condiciones de sobrefrecuencia) homologadas y habilitadas, en conformidad a lo establecido en el Art. 3-17 de la NT SyCS, estas sirven para enfrentar de riesgos de desconexiones descontroladas de generación en condiciones de sobrefrecuencia. La pertinencia de instruir la habilitación o deshabilitación de esta protección y sus ajustes generales requiere un análisis más profundo que excede los alcances de este estudio.

5.3 Reservas para CSF y CTF

Las reservas de CSF y CTF son determinadas de manera conjunta, según lo establecido 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.

Los antecedentes empleados para la determinación de las reservas corresponden a los registros de la operación real y programada del periodo comprendido entre los meses de enero y diciembre del año 2022.

Los requerimientos de reservas para Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF) fueron determinados de forma conjunta, como lo establece el artículo 3-21 de la NT de SSCC, con el objetivo de compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y generación que emplea recursos variables.

Las reservas para CSF son calculadas como el mayor valor entre los siguientes factores: a) mayor valor estadístico de las variaciones intrahorarias de la demanda y generación variable, b) requerimiento de reserva para el AGC y c) requerimiento de reserva para rampas de subida y bajada de la demanda neta.

Las reservas para CTF fueron obtenidas de la diferencia entre la reserva conjunta determinada y la reserva para CSF, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3-28 de la NT de SSCC. La reserva conjunta corresponde a aquella determinada a través de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los factores de influencia, entendiéndose estos, como aquellos que provoquen desequilibrios que impliquen reservas de CSF y CTF.

Los requerimientos de reservas han sido determinados para las categorías de estacionalidad (otoño-invierno y primavera-verano), tipo de día (laboral y no laboral) y bloques horarios. Estos requerimientos de reserva para CSF y CTF se resumen en la Tabla 72.

Tabla 72 Reservas CSF y CTF

Reservas para CSF y CTF					
Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[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	-80 / +124	-149 / +149	-96 / +68
	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	RCTF	RCSF	RCTF
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 22:00 - 01:59	-171 / +171	-175 / +92	-150 / +150	-165 / +121
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-156 / +156	-47 / +70	-128 / +128	-97 / +108
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267 / +167	-256 / +322	-257 / +160	-327 / +440
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-162 / +162	-236 / +210	-165 / +165	-320 / +183
	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

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven significativamente restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y

considerar el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

5.4 Requerimiento de rampas

Los análisis de las rampas sistémicas, hechos a partir de los datos estadísticos de la operación del SEN, permitieron determinar las rampas de toma de carga para ventanas de tiempo de 1 minuto, 5 minutos y 15 minutos, las que se detallan en las siguientes tablas.

Tabla 73: 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	-58	37	-49	25
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-49	47	-46	36
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-86	54	-80	51
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-70	61	-70	58
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-50	80	-55	75
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-41	50	-38	48
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	-58	40	-51	32
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-51	45	-50	37
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-87	47	-79	42
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-61	50	-60	46
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-67	84	-70	79
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-49	60	-35	51

Tabla 74: 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	-135	80	-112	37
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-91	132	-88	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-263	139	-264	101
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-148	118	-161	126
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-91	262	-140	264
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-94	206	-84	207
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	-108	77	-101	50
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-87	101	-79	63
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-267	115	-257	97
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-140	110	-164	109
	Bloque 5: 17:00 - 18:59	-158	264	-137	261
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-84	194	-66	189

Tabla 75: 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	-290	191	-254	75
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-176	319	-196	122
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-685	339	-678	205
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-304	197	-278	214
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-111	684	-92	703
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-202	566	-180	564
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	-226	149	-230	108
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147	232	-148	142
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-701	271	-675	168
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-279	184	-309	176
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-245	698	-125	690
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-164	573	-105	589

Los valores de rampa, en MW/min, fueron determinadas con un intervalo de confianza de 99.5%.

Finalmente cabe señalar que, todos los análisis consideran que para la determinación de cada uno de los requerimientos mínimos por categoría, los recursos correspondientes a las restantes categorías se encuentran agotados. Por lo tanto, se debe dar cumplimiento a los requerimientos mínimos para cada una de las categorías por separado.