

---

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

Parte 1 Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2025



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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	05-06-2025	Parte 1 Informe Preliminar	Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Diego Orellana L. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Víctor Velar G. Eugenio Quintana P.

## 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...	13
1.2.3	Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos .....	14
1.3	Reservas para CSF y CTF .....	15
1.3.1	Requerimiento de Rampas .....	17
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	20
3	ANTECEDENTES .....	21
3.1	Antecedentes Normativos .....	21
3.1.1	Informe de Definición de SSCC .....	21
3.1.2	Norma Técnica de Servicios Complementarios .....	23
3.1.3	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio .....	23
3.2	Proyectos Considerados en el Estudio .....	30
3.3	Topología y Horizonte de Estudio .....	38
3.4	Escenarios Base.....	38
3.4.1	Escenarios Específicos Análisis Prospectivo .....	44
3.4.2	Resumen de Escenarios.....	46
3.5	Antecedentes Específicos .....	47
3.5.1	Modelo de Carga.....	47
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO .....	50
4.1	Inercia y Reservas ante Contingencias .....	50
4.1.1	Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias .....	50
4.1.1	Requerimientos Mínimos de Inercia ante Contingencias de Generación .....	51
4.1.2	Reservas de CPF ante Contingencias de Generación .....	52
4.1.3	Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación.....	76
4.1.4	Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación...	85
4.1.5	Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos.....	86

4.2	Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta .....	95
4.2.1	Metodología .....	95
4.2.1	Resultados .....	96
4.3	Asignación de las Reservas para el CPF .....	97
4.3.1	Cuantificación de Reservas para CPF .....	98
4.3.2	Resumen de Resultados .....	102
4.3.3	Exigencias ERV Participantes en el CPF .....	105
4.4	Reserva para CSF y CTF.....	110
4.4.1	Identificación de Requerimientos.....	110
4.4.2	Metodología .....	111
4.4.3	Resultados .....	117
4.4.4	Resumen de Requerimientos de Reservas para CSF y CTF.....	125
4.4.5	Requerimiento de Rampas de Toma de Carga .....	127
4.4.6	Asignación de las Reservas para el CSF y CTF .....	129
5	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES .....	131
5.1	Inercia y Reservas ante Contingencias Generación .....	131
5.2	Reserva para CPF.....	132
5.2.1	Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos.....	132
5.2.2	Reserva para CPF para atender Contingencias.....	132
5.2.3	Sustitución de Reservas de CPF mediante CRF ante Contingencias de Generación. 139	
5.2.4	Reserva para CPF ante Contingencias de Consumos .....	140
5.3	Reservas para CSF y CTF .....	141
5.4	Requerimiento de rampas.....	142



## **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 esta 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)<sup>1</sup>.

En lo principal, se presentan los resultados de los montos mínimos de reserva requeridos para el Control de Frecuencia (CF) en el año 2026.

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 condiciones corresponden a alrededor de 30 [GVAs] con un nivel de generación bruta

---

<sup>1</sup> 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.

total del SEN de aproximadamente 7500 [MW]. Adicionalmente, fueron analizadas condiciones de hasta alrededor de 20 [GVAs], donde fue requerido emplear plantas ERV en el CPF ante contingencias.

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. Sin perjuicio de lo anterior, se determinó la sustitución del CPF mediante CRF, según se establece en los artículos 3-15 y 3-17 de la NT SSCC, 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 enero a diciembre del año 2024.
- 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. Hasta el momento, el mayor desbalance negativo sigue siendo la desconexión de un consumo del orden de 200 [MW], lo cual podría cambiar cuando se

instale un BESS en carga que supere este valor. De acuerdo con lo previsto, lo anterior no va a ocurrir en el horizonte de este Estudio.

*Tabla 1: Montos de reservas para CPF permanentes.*

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]
CPF	±56	+336/-80

### **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: 285 [MW] (valor o aporte instantáneo) a los 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 ir evaluando 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 161 [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 DigSILENT<sup>2</sup>. 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

---

<sup>2</sup> En todos los casos, se recomienda que las unidades que presentan la capacidad de aportar al CPF (subida y bajada) sean instruidas para que realicen su proceso de verificación en conformidad con lo establecido en la NTSSCC.

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.

Se ha observado que, ante una gran penetración de BESS prevista, es necesario considerar que la dependencia de las reservas esta más bien ligada a la carga de carácter convencional. Lo anterior, debido que los equipos de BESS aportan despreciablemente al amortiguamiento de la carga. Por lo tanto, debe considerarse la diferencia de la generación bruta total del SEN con el consumo instantáneo de BESS en [MW]:

*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 – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	407	385	364	346	330	316	302	290	279	269	259
25	334	316	299	285	271	259	248	238	229	221	213
30	285	269	255	242	231	221	212	203	195	188	182
35	248	235	223	212	202	193	185	178	171	165	159
40	221	209	198	188	180	172	165	158	152	147	141
45	199	188	179	170	162	155	149	143	137	132	128
50	182	172	163	155	148	141	136	130	125	121	117
55	167	158	150	143	136	130	125	120	115	111	108
60	155	147	139	132	126	121	116	111	107	103	100

En el horizonte de análisis, no se prevén condiciones de operación con inercia bajo los 20 GVAs ni escenarios con una generación bruta total inferior a 7500 [MW]. En caso de presentarse dichas condiciones, se requerirán análisis particulares más detallados para evaluar la seguridad de la operación del SEN.

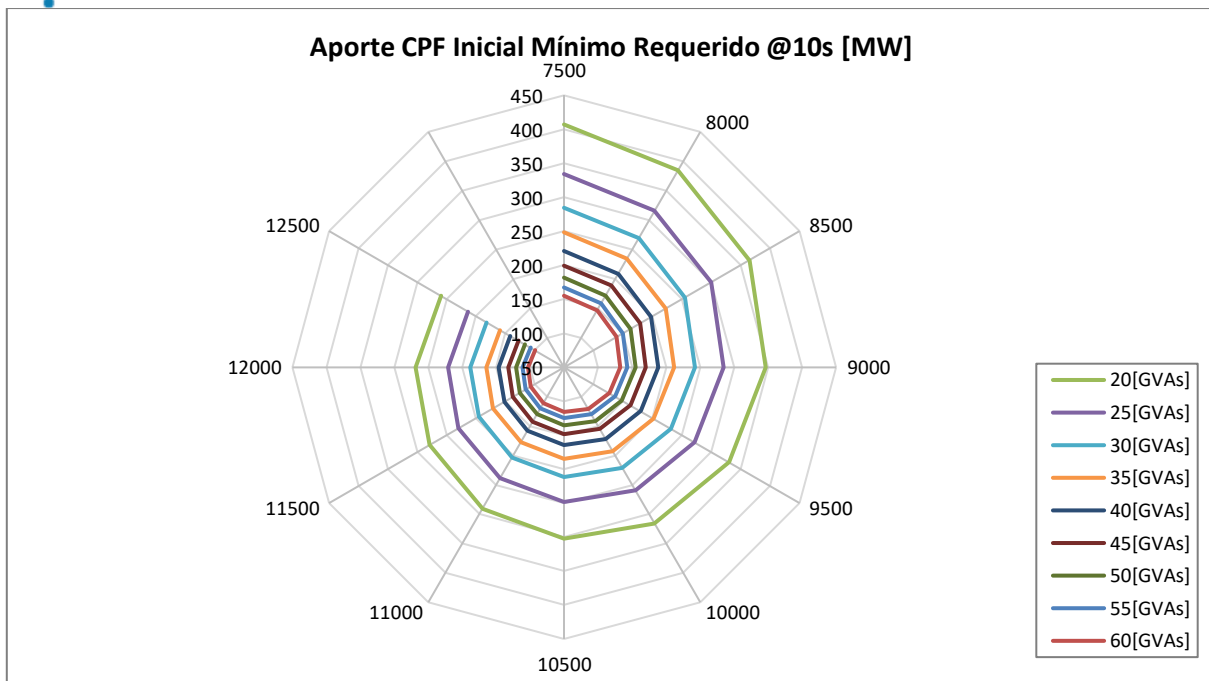


Figura 1: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Bruta Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]

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 – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
Inercia [GVAs]											
20	266	245	227	212	198	186	175	165	156	148	141
25	201	186	172	161	150	141	133	126	119	113	107
30	161	148	138	128	120	113	106	100	95	90	86
35	133	123	114	106	99	93	88	83	79	75	71
40	113	104	97	90	85	79	75	71	67	64	61
45	98	90	84	78	73	69	65	61	58	55	53
50	86	79	74	69	65	61	57	54	51	49	47
55	77	71	66	61	58	54	51	48	46	44	42
60	69	64	59	55	52	49	46	44	41	39	38

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). Sin embargo

para lo anterior también debe considerarse la diferencia con el consumo instantáneo de BESS en carga.

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

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente
7500	336
8000	328
8500	319
9000	310
9500	302
10000	293
10500	284
11000	276
11500	267
12000	258
12500	250

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.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	P.Desc. [MW]		
	400	350	300
7500	336	282	227
8000	328	273	219
8500	319	264	210
9000	310	256	201
9500	302	247	193
10000	293	238	184
10500	284	230	175
11000	276	221	166
11500	267	212	158
12000	258	204	149
12500	250	195	140

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

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	327	305	284	266	250	236	222	210	199	189	179
25	259	241	224	210	196	184	173	163	154	146	138
30	215	199	185	172	161	151	142	133	125	118	112
35	178	165	153	142	132	123	115	108	101	95	89
40	161	149	138	128	120	112	105	98	92	87	81
45	144	133	124	115	107	100	94	88	82	77	73
50	132	122	113	105	98	91	86	80	75	71	67
55	120	111	102	95	89	83	77	73	68	64	60
60	110	102	94	87	81	76	71	66	62	58	55

Tabla 7: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	272	250	229	211	195	181	167	155	144	134	124
25	209	191	174	160	146	134	123	113	104	96	88
30	170	154	140	127	116	106	97	88	80	73	67
35	136	122	110	99	89	81	72	65	58	52	46
40	121	109	98	88	80	72	65	58	52	47	41
45	107	96	86	77	70	63	56	50	45	40	35
50	97	87	78	70	63	56	51	45	40	36	32
55	87	78	70	63	56	50	45	40	35	31	28
60	80	72	64	57	51	46	41	36	32	28	25

Asimismo, es posible determinar los requerimientos iniciales de CPF ante contingencias de generación ante casos donde sea posible que, ante simple contingencia, se puedan presentar montos mayores de desconexión. Cabe señalar que, en estas circunstancias, se debe evaluar también si es más económico instruir limitaciones en la generación. Lo anterior porque, si hay intervenciones en tramos de interconexión de grandes centrales, es posible que el aumento de reservas sea menos económico que limitar la generación. En el ECFyDR 2024 parte 2<sup>3</sup>, se determinaron los incrementos para los requerimientos de reservas de CPF inicial en condiciones donde se tienen mayores montos de potencia desconectada. En general se puede asumir un incremento de 1.52[MW] de reserva por [MW] adicional de potencia desconectada. Con lo anterior se puede establecer requerimientos de reservas para 450, 550 y 650[MW] de potencia desconectada.

<sup>3</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Estudio-CFyDR-2024-Parte-2-Informe-Final.pdf>

*Tabla 8: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. **450[MW] de Potencia Desconectada.***

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	483	461	440	422	406	392	378	366	355	345	335
25	410	392	375	361	347	335	324	314	305	297	289
30	361	345	331	318	307	297	288	279	271	264	258
35	324	311	299	288	278	269	261	<b>254</b>	<b>247</b>	241	235
40	297	285	274	264	256	248	241	<b>234</b>	<b>228</b>	223	217
45	275	264	255	246	238	231	225	219	213	208	204
50	258	248	239	231	224	217	212	206	201	197	193
55	243	234	226	219	212	206	201	196	191	187	184
60	231	223	215	208	202	197	192	187	183	179	176

*Tabla 9: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. **550[MW] de Potencia Desconectada.***

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	635	613	592	574	558	544	530	518	507	497	487
25	562	544	527	513	499	487	476	466	457	449	441
30	513	497	483	470	459	449	440	431	423	416	410
35	476	<b>463</b>	451	440	430	421	413	<b>406</b>	<b>399</b>	393	387
40	449	437	426	416	408	400	393	<b>386</b>	<b>380</b>	375	369
45	427	416	407	398	390	383	377	371	365	360	356
50	410	400	391	383	376	369	364	358	353	349	345
55	395	386	378	371	364	358	353	348	343	339	336
60	383	375	367	360	354	349	344	339	335	331	328

*Tabla 10: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. **650[MW] de Potencia Desconectada.***

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	787	765	744	726	710	696	682	670	659	649	639
25	714	696	679	665	651	639	628	618	609	601	593
30	665	649	635	622	611	601	592	583	575	568	562
35	628	<b>615</b>	603	592	582	573	565	<b>558</b>	<b>551</b>	545	539
40	601	589	578	568	560	552	545	<b>538</b>	<b>532</b>	527	521
45	579	568	559	550	542	535	529	523	517	512	508
50	562	552	543	535	528	521	516	510	505	501	497



55	547	538	530	523	516	510	505	500	495	491	488
60	535	527	519	512	506	501	496	491	487	483	480

Con la misma expresión para obtener los requerimientos de CPF permanente para montos menores, se pueden determinar dichos requerimientos para montos sobre 400 [MW].

*Tabla 11: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	650	550	450
7500	609	500	391
8000	600	491	382
8500	592	483	373
9000	583	474	365
9500	574	465	356
10000	566	457	347
10500	557	448	339
11000	548	439	330
11500	540	431	321
12000	531	422	313
12500	522	413	304

### 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 12 y se sugiere considerar un monto disponible de CRF dado y a partir de este establecer los requerimientos mínimos de CPF iniciales.

*Tabla 12: 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 – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41	1,39	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33
25	1,41	1,39	1,38	1,36	1,34	1,33	1,31	1,29	1,28	1,26	1,24
30	1,36	1,34	1,32	1,30	1,28	1,26	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16
35	1,31	1,29	1,26	1,24	1,22	1,19	1,17	1,14	1,12	1,10	1,07
40	1,26	1,23	1,20	1,18	1,15	1,12	1,10	1,07	1,04	1,02	0,99
45	1,21	1,18	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,90
50	1,16	1,12	1,09	1,06	1,02	0,99	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82
55	1,11	1,07	1,03	1,00	0,96	0,92	0,88	0,85	0,81	0,77	0,74
60	1,06	1,02	0,98	0,93	0,89	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,65

(Nota: esta tabla debe leerse como la razón de sustitución de CPF mediante CRF. Por ejemplo, para 7500 MW de Generación y 30 GVAs de Inercia, 1[MW] de CRF equivalen o sustituyen a 1,47[MW] de CPF.)

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

En la segunda parte del ECFyDR se determinará el desbalance de potencia activa crítico para el cual resulta necesario técnicamente el CRF, esto es el desbalance para el cual ni usando todo el CPF disponible se cumplen con los estándares de recuperación de la frecuencia ni se evita la operación de alguno de los esquemas de EDAC del SEN (ya sea el EDAC-BF o el EDAC-CE).

### **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 200[MW], particularmente tomando en cuenta la desconexión de grandes montos de BESS en proceso de carga. Considerando lo anterior, se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 200[MW].

Ante la desconexión de 200 [MW] de consumos fueron requeridos alrededor de -87 [MW] de reserva de bajada permanentes (valor efectivo a 5 minutos). Esta corresponde a la reserva requerida para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Ante condiciones de mayor demanda, y/o menor potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores.

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 13.

*Tabla 13: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos*

Generación Bruta Total SEN- Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7500	-80
8000	-75
8500	-70
9000	-65
9500	-60
10000	-55
10500	-50

Generación Bruta Total SEN- Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
11000	-45
11500	-40
12000	-35
12500	-30

Se recomienda para la operación los montos indicados en la Tabla 13, y cabe señalar 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 que activen automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW]. Además, se han observado proyectos BESS de capacidad de dicho orden de magnitud.
- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistémico 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.

### 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 SSCC, 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 2024.

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.

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 14.

*Tabla 14: 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	-154 / +154	-310 / +317	-135 / +135	-352 / +280
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-158 / +158	-138 / +132	-154 / +154	-128 / +117
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337 / +241	-220 / +566	-335 / +229	-183 / +692
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224 / +216	-357 / +280	-218 / +218	-425 / +257
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-240 / +335	-561 / +283	-238 / +337	-628 / +390
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-188 / +295	-383 / +97	-161 / +304	-443 / +66
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	-169 / +169	-261 / +285	-156 / +156	-272 / +297
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-155 / +155	-148 / +169	-133 / +133	-147 / +155
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338 / +233	-337 / +650	-338 / +235	-418 / +675
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189 / +178	-564 / +423	-210 / +171	-509 / +432
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-237 / +335	-563 / +583	-262 / +335	-586 / +577
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-196 / +275	-676 / +208	-155 / +299	-764 / +64

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 2024, se obtuvieron los resultados que se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 15: 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	-63	49	-64	49
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-54	58	-56	48
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-104	83	-103	79
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-91	85	-82	78
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-84	100	-81	101
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-48	77	-55	73
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	-61	51	-55	44
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-56	52	-53	45
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-105	77	-102	75
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-78	73	-71	63
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-87	102	-95	100
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-69	77	-67	76

Tabla 16: 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	-153	123	-132	87
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-108	156	-106	87

	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337	203	-335	207
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224	216	-201	211
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	335	-182	337
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-156	295	-119	304
<b>Estacionalidad Primavera - Verano</b>					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]	Rampa de bajada [MW/5min]	Rampa de subida [MW/5min]
<b>Requerimiento de rampa de 5 minutos</b>	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-133	116	-109	117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-122	132	-112	86
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338	192	-338	235
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189	178	-210	158
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-214	335	-262	335
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	275	-155	299

*Tabla 17: Rampas de 15 minutos*

<b>Estacionalidad Otoño-Invierno</b>					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
<b>Requerimiento de rampa de 15 minutos</b>	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-369	268	-277	154
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-225	367	-229	164
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	334	-854	241
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-383	361	-330	380
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	854	-172	857
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-274	777	-210	794
<b>Estacionalidad Primavera - Verano</b>					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
<b>Requerimiento de rampa de 15 minutos</b>	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-272	204	-213	215
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-201	301	-252	147
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	294	-860	268
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-364	260	-342	257

	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-187	851	-170	845
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-243	698	-220	800

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 2025, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en la NT SSCC que se prevén para el año 2026.

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 2026. 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 ECFyDR2024 parte 1 consideran distintas condiciones de operación previstas del SEN para el año 2026, 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 ECFyDR2025 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 Sobre frecuencia (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 Sobre frecuencia (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 SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

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

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

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

- III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.
  - IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10.
  - V. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.
  - VI. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.  
En caso de centrales cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 [kV], deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el CC que la coordina y desde el Coordinador.
- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.

- e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de  $\pm 0,02\%$  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	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación			
(mayor que)	(menor o igual que)	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional

Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación			
		Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
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:

- 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.
- 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].
- 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:

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

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

### **Artículo 3-17**

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

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

Los rangos de ajustes serán:

- I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
  - II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir,  $\pm 25$  [mHz].
  - c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
  - d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.

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

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

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

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.
- d) La banda muerta será de  $\pm 200$  [mHz].



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

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

### **Artículo 3-18**

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

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

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las instalaciones que están en operación y participando del CSF.
- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

### **3.1.3.3 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 2025 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 2025, fecha en que se inició este estudio, por lo tanto, las fechas señaladas pudieran diferir actualmente.

*Tabla 18: Proyectos de Generación Considerados*

Proyecto DC	Propietario DC	Tipo de Tecnología DC	Potencia Neta (MW) DC	Capacidad Instalada (MW) DC	Punto de Conexión DC	Fecha
PMG San Marcos	Solarpack Chile Limitada	PMG Fotovoltaico + BESS	2,90	3 MWp Solar + 1 MW, 2.3 MWh Baterías	S/E Parinacota 13,8 kV	30-04-2025
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	El Sol de Vallenar SpA	Solar Fotovoltaico	100,00	123,20	S/E Algarrobal 220 kV	14-07-2025
PMG Llancay	Solar TI Treinta y Cuatro SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	11,00	S/E El Peumo 23 kV	04-05-2025
Planta Fotovoltaica Tutuvén	Parque Solar Tangua SpA	PMG Fotovoltaico	9	10,7	S/E Cauquenes 13,8 kV	30-10-2025
Parque Eólico Caman - Etapa 1	AR Caman SpA	Eólico	145,7	148,5	S/E Cerros de Huichahue 220 kV	28-02-2025
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	Innovacion Energía S.A.	Diésel	10,00	10,00	S/E Aguas Claras 66 kV	30-03-2025
PMG San Bernardo	Parque Solar Convento SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	10,60	S/E Monterrico 66 kV	30-06-2025
Quillagua II PV	Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	Solar Fotovoltaico	105	105	S/E PEQ 220 kV	01-06-2024
Los Olmos (capacidad adicional 10 MW)	Energía Eólica Los Olmos SpA	Eólico	10,00	10,00	S/E Los Olmos 220 kV	31-05-2025
Planta Fotovoltaica Yellowstone – Etapa 1	GR Kewiña SpA	PMG Fotovoltaico	3,50	4,20	S/E Marchigüe 13,2 kV	28-04-2025
Rauli	Empresa Eléctrica Rauli SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	9,70	Tap Off en Línea 1x66 kV El Pinar - TCBB	30-05-2025
Central Hidroeléctrica Don Eugenio	Hidroeléctrica Azufre SpA	PMG Hidro - Pasada	2,95	3,00	S/E Seccionadora Don Eugenio 23 kV	29-08-2025
Andes III (Etapa 1)	Andes Solar SpA	Solar Fotovoltaico	175,90	175,90	S/E Andes 220 kV	01-10-2025
Ampliación Central Hidroeléctrica Dos Valles (4,5 MW)	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	PMG Hidro - Pasada	4,50	5,00	S/E Dos Valles 23 kV	30-03-2025
Planta Fotovoltaica Mirador	GR Conguillio SpA	PMG Fotovoltaico	6,00	7,20	S/E Travesía 23 kV	01-04-2025
Planta Fotovoltaica Zaturno	GR Morro Moreno SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	10,80	S/E Capricornio 13,8 kV	01-12-2023
Doña Luzma	Energías Alcones SpA	Diésel	40,00	40,00	S/E Alcones 66 kV	01-07-2023
Planta Fotovoltaica Buenaventura (Ex Planta Fotovoltaica Condor)	GR Peumo SpA	PMG Fotovoltaico	9	10,7	S/E Lagunas 23 kV	15-03-2025
PMG Santa Barbara	Santa Barbara SpA	PMG Fotovoltaico	9	10,6	S/E Hualte 66 kV	30-06-2025
Parque Eólico San Matías Etapa 2	Energía Eólica San Matías SpA	Eólico	4,3	4,3	S/E Campo Lindo 33 kV	01-11-2024
PFV Hijuela	CMS SPVI SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	9,00	S/E Vallenar 13,8 kV	15-02-2025
PFV El Olivar	CMS SPVII SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	9,00	S/E Vallenar 13,8 kV	01-11-2025
CH Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	Hidro – Pasada	48,70	53,60	Nueva S/E Seccionadora Carimallin 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue	01-10-2025
Ñuble	Hidroeléctrica Ñuble SpA	Hidro – Pasada	136,00	136,00	S/E Ancoa 220 kV	31-08-2025
PFV Cachiyuyo	Parque Solar Cachiyuyo SpA	Solar Fotovoltaico	50,00	53,00	Tap off LT 1x110 kV Pajonales - Dos Amigos	31-12-2025
PFV Víctor Jara	GR Chañar SpA	Solar Fotovoltaico + BESS	200,00	240,20	S/E Pozo Almonte 220 kV	30-11-2025

Proyecto DC	Propietario DC	Tipo de Tecnología DC	Potencia Neta (MW) DC	Capacidad Instalada (MW) DC	Punto de Conexión DC	Fecha
PMG Parque Fotovoltaico Cauquenes	Parque Solar Viveros SpA	PMG Fotovoltaico	9,00	10,60	S/E Cauquenes 13,2 kV	01-05-2025
Parque Eólico Cancura	PE Cancura SpA	Eólico	33,60	36,60	S/E Seccionadora Cancura 66 kV	30-03-2025
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	Tamarugal Solar SpA	Solar Fotovoltaico	187,00	220,00	S/E Granja Solar 220 kV	01-08-2025
PV Libélula	ENGIE Energía Chile S.A.	Solar Fotovoltaico	139,70	151,40	S/E El Manzano 220 kV	01-12-2025
PFV Qanqiña	Qanqiña SpA	Solar Fotovoltaico	80,00	84,00	Tap Off LT 1x110 Pozo Almonte - Cerro Colorado	13-11-2025
Planta Fotovoltaica Calderaza	Manzano Solar SpA	PMG Fotovoltaico	9	9,9	S/E Caldera 23 kV	30-03-2025
PFV Gabriela + BESS	GR Lenga SpA	Solar Fotovoltaico + BESS	220,00	260,7 MWp Solar + 220 MW, 1100 MWh Baterías	Tap Off LT 1x220 kV El Cobre-Gaby	01-08-2025
Cala Morritos	Cala Morritos Power SpA	Diésel	200,00	200,00	S/E Punta Sierra 220 kV	01-01-2026
Parque Fotovoltaico Alcones	RA Solar SpA	Solar Fotovoltaico	90,00	90,00	S/E Portezuelo 110 kV	01-03-2026
Peldehue Solar	Peldehue Solar SpA	Solar Fotovoltaico	109,70	120,00	S/E Las Tórtolas 220 kV	01-10-2026

*Tabla 19: Proyectos de Transmisión Considerados*

Proyecto	Decreto Plan de Expansión o resolución Exenta CNE	Decreto de Adjudicación DC	Fecha de Entrada En Operación Según Decreto o Resolución Exenta DC	Responsable DC	Tipo DC	NUP	Fecha
Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y Desmantelamiento – Etapa II	4/2019	13T/2020	01-01-2025	Engie Energía Chile S.A.	ON STxZ	1148	01-01-2025
S/E Quepe 220/66 kV		5T/2019	01-02-2025	Besalco Transmisión SpA	ON D418	1090	01-02-2025
Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Enel Transmisión Chile S.A.	OA STxZ	3263	12-02-2025
Ampliación en S/E Curacaví (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Enel Transmisión Chile S.A.	OA STxZ	3264	18-02-2025
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	4/2019	15T/2020	01-01-2025	Transelec S.A.	ON STxN	1147	21-02-2025
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	171/2020	11T/2021	01-12-2024	Transelec S.A.; Pacific Hydro Punta Sierra SpA	OA STxN	3283	22-02-2025
S/E Quepe 220/66 kV					OEO D418	1090	28-02-2025
Nuevo Transformador en S/E Illapel	293/2018	11T/2021	01-06-2024	Compañía General de Electricidad S.A.	OA STxZ	1157	28-02-2025
Ampliación en S/E Nueva Rafael 110 kV (2BP+BT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Besalco Transmisión SpA	OA STxZ	3282	01-03-2025
Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Chilquinta Energía S.A.	OA STxZ	3281	01-03-2025
Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Enel Transmisión Chile S.A.	OA STxZ	3265	13-03-2025
Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)	171/2020	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3890	13-03-2025

Proyecto	Decreto Plan de Expansión o resolución Exenta CNE	Decreto de Adjudicación DC	Fecha de Entrada En Operación Según Decreto o Resolución Exenta DC	Responsable DC	Tipo DC	NUP	Fecha
Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	185/2021	13T /2022	01-03-2025	Andaluz de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A. Agencia en Chile	OA STxZ	3869	14-03-2025
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Esperanza - Río Aconcagua	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Colbún Transmisión S.A.	OA STxZ	3277	18-03-2025
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	4/2019	15T/2020	01-01-2025	Transelec S.A.	ON STxZ	1179	21-03-2025
Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT)	171/2020	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3859	21-03-2025
Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	185/2021	13T /2022	01-03-2025	Cavalla Construcciones y Montajes Limitada	OA STxZ	3874	21-03-2025
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puneto Alto	185/2021	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3880	27-03-2025
Nueva S/E Caliche y línea de transmisión 2x220 kV Caliche – Geoglifos			01-06-2024	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM ST	2144	30-03-2025
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá – Puerto Collahuasi			01-08-2024	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM ST	2652	30-03-2025
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	293/2018	11T/2021	01-06-2024	Compañía General de Electricidad S.A.	OA STxZ	1176	30-03-2025
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza			01-08-2024	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM ST	2585	30-03-2025
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza – Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza – Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta			01-11-2024	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM ST	4268	30-03-2025
Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	185/2021	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3867	30-03-2025
S/E Nueva Casablanca 220/66 kV		5T/2019	01-08-2024	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1059	31-03-2025
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa		5T/2019	01-08-2024	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1074	31-03-2025
Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT)	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Enel Transmisión Chile S.A.	OA STxZ	3268	01-04-2025
Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)	185/2021	13T /2022	01-03-2025	Andaluz de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A. Agencia en Chile	OA STxZ	3879	01-04-2025
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Transelec S.A.	ON STxZ	2410	14-04-2025
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	ON STxZ	2412	14-04-2025
Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON STxZ	2414	14-04-2025
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON STxZ	2415	14-04-2025
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	171/2020	11T/2021	01-12-2024	Engie Energía Chile S.A.	OA STxN	3285	15-04-2025
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano		5T/2019	01-08-2022	Besalco Transmisión SpA	ON D418	1089	15-04-2025

Proyecto	Decreto Plan de Expansión o resolución Exenta CNE	Decreto de Adjudicación DC	Fecha de Entrada En Operación Según Decreto o Resolución Exenta DC	Responsable DC	Tipo DC	NUP	Fecha
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	4/2019	15T/2020	01-01-2024	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON STxZ	1193	15-04-2025
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	293/2018	11T/2021	01-06-2024	Compañía General de Electricidad S.A.	OA STxZ	1177	15-04-2025
Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones - Punta Padrones	4/2019	15T/2021	01-04-2025	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	ON STxZ	1155	15-04-2025
Nueva S/E La Ligua	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Edelnor Transmisión S.A.	ON STxZ	2411	15-04-2025
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	4/2019	13T/2020	01-01-2024	Centella Transmisión S.A.	ON STxN	1158	21-04-2025
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	198/2019	18T/2020	01-04-2023	Interchile S.A.	OA STxN	1524	27-04-2025
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	171/2020	11T/2021	01-12-2024	Transelec S.A.	OA STxN	3288	30-04-2025
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito		5T/2019	01-03-2024	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON D418	1096	30-04-2025
Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT)	171/2020	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3891	30-04-2025
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira - Tap El Nevado	185/2021	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3881	30-04-2025
Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Atacama Kozán	4/2019	15T/2021	01-04-2025	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	ON STxZ	1156	30-04-2025
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Baja Cordillera	171/2020	15T/2021	01-04-2025	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	OA STxZ	3290	30-04-2025
Adecuaciones S/E Futuro			01-05-2025	Andes Solar SpA	OPyM ST	4857	01-05-2025
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza	171/2020	11T/2021	01-06-2024	Colbún Transmisión S.A.	OA STxZ	3278	10-05-2025
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	171/2020	11T/2021	01-12-2024	TSGF SpA	OA STxN	3286	18-05-2025
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	231/2019	4T/2021	01-06-2024	Transquinta S.A.	ON STxZ	1643	26-05-2025
Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	185/2021	13T /2022	01-03-2025	CAM Chile SpA	OA STxZ	3876	30-05-2025
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	185/2020	15T/2021	01-04-2025	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	ON STxZ	2416	30-05-2025
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	171/2020	11T/2021	01-06-2025	Transelec S.A.; Kelti S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Zaldivar Transmisión S.A.; TSGF SpA	OA STxN	3287	01-06-2025
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	171/2020	11T/2021	01-06-2025	Transelec S.A.; Besalco Transmisión SpA; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Edelnor Transmisión S.A.	OA STxN	3274	01-06-2025

Proyecto	Decreto Plan de Expansión o resolución Exenta CNE	Decreto de Adjudicación DC	Fecha de Entrada En Operación Según Decreto o Resolución Exenta DC	Responsable DC	Tipo DC	NUP	Fecha
Suministro de Agua Desalada CODELCO Distrito Norte - Costa			01-12-2024	Corporación Nacional del Cobre de Chile	OPyM ST	2385	14-06-2025
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	171/2020	11T/2021	01-12-2024	Colbún Transmisión S.A.	OA STxN	3273	27-06-2025
Nuevo Transformador en Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV	206/2020		01-06-2024	Chilquinta Energía S.A.	Art.102	2097	20-08-2025
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	185/2021	13T/2022	01-09-2025	Elecnor Chile S.A.	OA STxN	3883	01-09-2025
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	185/2021	13T/2022	01-09-2025	Transec Holdings Rentas Limitada	OA STxN	3886	01-09-2025
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	171/2020	13T/2022	01-09-2025	sistemas Transmisión del Sur S.A.	OA STxN	3858	30-09-2025
Nueva Subestación Providencia	91/2020		01-10-2025	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Art.102	1910	01-10-2025
Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia	91/2020		01-10-2025	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Art.102	1911	01-10-2025
Modificaciones en S/E Vitacura	91/2020		01-10-2025	Enel Transmisión Chile S.A.	Art.102	1912	01-10-2025
Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT)	171/2020	13T /2022	01-03-2025	B. Bosch S.A	OA STxZ	3893	28-10-2025
Sistema Eléctrico Tente en el Aire (TEA) - Agua de Mar Nueva Victoria			01-11-2025	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	OPyM ST	4208	01-11-2025
Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	185/2021	15T/2022	01-12-2025	Sonnedix Don Goyo Transmisión S.A.	OA STxN	3866	01-12-2025
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	185/2021	15T/2022	01-12-2025	Celeo Redes Chile Limitada	OA STxZ	3882	01-12-2025
Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno - Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	185/2021	15T/2022	01-12-2025	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	OA STxZ	3889	01-12-2025
Proyecto Ampliación barra Subestación El Mauro 220kV			01-12-2025	Compañía Minera Los Pelambres	OPyM ST	S/I	01-12-2025
Nueva S/E Seccionadora Buenavista	229/2021	15T/2022	01-12-2025	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	ON STxZ	3078	16-12-2025
Nueva S/E Seccionadora Buli	229/2021	15T/2022	01-12-2025	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	ON STxZ	3079	16-12-2025
Cambio de Paños en S/E Mulchén			01-12-2024	Enel Green Power Chile S.A.	OPyM ST	3784	24-12-2025
Nueva línea de transmisión 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	19/2020		01-01-2026	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Art.102	S/I	01-01-2026
Seccionamiento línea 1x66 kV Portezuelo - La Esperanza CGE	10/2023		01-01-2026	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art.102	S/I	01-01-2026



Proyecto	Decreto Plan de Expansión o resolución Exenta CNE	Decreto de Adjudicación DC	Fecha de Entrada En Operación Según Decreto o Resolución Exenta DC	Responsable DC	Tipo DC	NUP	Fecha
Nueva Subestación Trinidad	10/2023		01-01-2026	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art.102	3936	11-01-2026
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante		5T/2019	01-08-2024	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1087	02-02-2026
Nueva SE Seccionadora TEA	203/2024		01-02-2026	Transelec S.A.	Art.102	4873	25-02-2026
Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	185/2021	13T/2022	01-03-2026	CAM Chile SpA	OA STxN	3887	01-03-2026
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	185/2021	13T/2022	01-03-2026	Transelec S.A.	OA STxN	3885	01-03-2026
Nueva S/E Seccionadora La Yesera 110 kV	496/2024		01-03-2026	Sociedad Punta del Cobre S.A.	Art.102	5214	01-03-2026
Nueva S/E Mataquito 220/66 kV		5T/2019	01-08-2023	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1083	02-03-2026
S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV		5T/2019	01-08-2024	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1080	02-03-2026
Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito		5T/2019	01-08-2023	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1078	30-03-2026
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	198/2019	18T/2020	01-04-2024	Transelec S.A.	OA STxN	1530	30-03-2026
Subestación Seccionadora Cancura	12/2022		01-05-2026	PE Cancura SpA	Art.102	3256	01-05-2026
Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	229/2021	15T/2022	01-06-2026	Celeo Redes Chile Ltda	ON STxZ	3076	01-06-2026
Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue - Rosario	229/2021	15T/2022	01-06-2026	Engie Energía Chile S.A.	ON STxZ	3077	01-06-2026
Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	185/2021	15T/2022	01-06-2026	Celeo Redes Chile Limitada	OA STxZ	3870	01-06-2026
Ampliación en S/E Rosario	185/2021	15T/2022	01-06-2026	Engie Energía Chile S.A.	OA STxZ	3877	01-06-2026
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui		5T/2019	01-08-2024	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON D418	1077	30-06-2026
Línea 2x66 kV Quepe – Enlace Imperial		5T/2019	01-10-2026	Besalco Transmisión SpA	ON D418	1092	01-10-2026
Línea 2x66 kV Quepe – Enlace Imperial					OEO D418	1092	28-10-2026
Ampliación en S/E Peñablanca (NTR ATMT)	200/2022	2T/2024	01-11-2026	Chilquinta Transmisión S.A.	OA STxZ	5332	01-11-2026
Ampliación en S/E San Pablo (NTR ATMT)	200/2022	2T/2024	01-11-2026	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	OA STxZ	S/I	01-11-2026
Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	200/2022	2T/2024	01-11-2026	CGE Transmisión S.A.	OA STxZ	5328	01-11-2026
Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	185/2021	2T/2024	01-11-2026	CGE Transmisión S.A.	OA STxZ	5327	01-11-2026
Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando - Teno	200/2022	2T/2024	01-11-2026	CGE Transmisión S.A.	OA STxZ	5324	01-11-2026
Ampliación en S/E Los Maquis 66 kV (BS), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	200/2022	2T/2024	01-11-2026	CGE Transmisión S.A.	OA STxZ	S/I	01-11-2026
Ampliación en S/E Panguilemo	185/2021	2T/2024	01-11-2026	CGE Transmisión S.A.	OA STxZ	S/I	01-11-2026



*Tabla 20: Proyectos de Almacenamiento Considerados.*

Proyecto DC	Propietario DC	Resolución Original DC - CNE DC	Fecha Original de Interconexión DC	Fecha Estimada de Interconexión DC	Tipo de Tecnología DC	Potencia Neta (MW) DC	Ubicación DC	Punto de Conexión DC	Fecha
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	Copiapó Solar SpA	N° 135/mar-24	01-12-2024	01-12-2024	BESS	110,00	Región de Atacama	S/E Central Desierto de Atacama 33 kV	01-12-2024
Quillagua BESS 95MW	Parque Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	N° 63/feb-24	01-01-2025	01-01-2025	BESS	95,00	Región de Antofagasta	S/E Parque Eólico Quillagua 23 kV	01-01-2025
BESS Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	N° 512/sep-24	01-03-2025	01-03-2025	BESS	141,00	Región de Atacama	S/E Luz del Norte 23 kV	01-03-2025
BESS Quillagua II	Parque Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	N° 349/jul-24	01-04-2025	01-04-2025	BESS	105,00	Región de Antofagasta	S/E PEQ 220 kV	01-04-2025
BESS de Generación Solar SpA	Generación Solar SpA	N° 76/feb-24	01-05-2024	01-05-2024	BESS	60,50	Región de Antofagasta	S/E María Elena 24 kV	13-04-2025
BESS Andes III (Etapa 1)	Andes Solar SpA	N° 138/mar-24	01-05-2025	01-05-2025	BESS	171,30	Región de Atacama	S/E Andes 220 kV	01-05-2025
Stand Alone VR1 y VR2	AES Andes S.A.	N° 515/sep-24	01-03-2025	01-03-2025	BESS	60,00	Región Metropolitana de Santiago	S/E Alfalfal 220 kV	15-06-2025
BESS del Desierto	BESS del Desierto SpA	N° 251/may-24	01-01-2025	01-01-2025	BESS	200,00	Región de Antofagasta	S/E Central Sol del Desierto 33 kV	31-07-2025
BESS Víctor Jara	GR Chañar SpA	N° 337/jun-24	01-10-2025	01-10-2025	Solar Fotovoltaico + BESS	200,00	Región de Tarapacá	S/E Pozo Almonte 220 kV	01-10-2025
BESS Huatacondo	Austriansolar Chile Cuatro SpA	N° 516/sep-24	01-11-2025	01-11-2025	BESS	98,00	Región de Tarapacá	S/E Santa Rita 23 kV	03-11-2025
PFV Gabriela + BESS	GR Lenga SpA	N° 18/ene-23	01-04-2025	01-04-2025	Solar Fotovoltaico + BESS	220,00	Región de Antofagasta	Tap Off LT 1x220 kV El Cobre-Gaby	13-11-2025
BESS Arenales	Punta del Sol SpA	N° 639/nov-24	01-11-2025	01-11-2025	BESS	300,00	Región de Antofagasta	S/E Cochrane 220 kV	30-11-2025
BESS Tocopilla	ENGIE Energía Chile S.A.	N° 441/ago-24	01-06-2025	01-06-2025	BESS	116,00	Región de Antofagasta	S/E Central Tocopilla 110 kV	31-12-2025
BESS Bolero	Bolero SpA	N° 513/sep-24	01-07-2025	01-07-2025	BESS	146,00	Región de Antofagasta	S/E Bolero 33 kV	04-02-2026

### 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 2026 y el 31 de diciembre de 2026.

### 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.

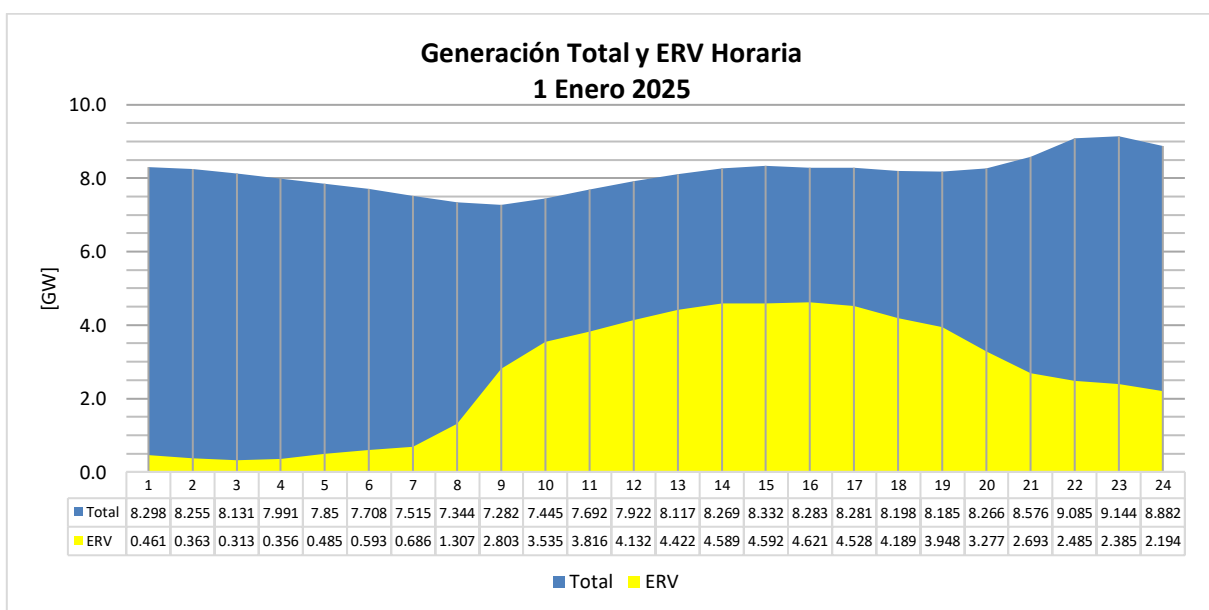
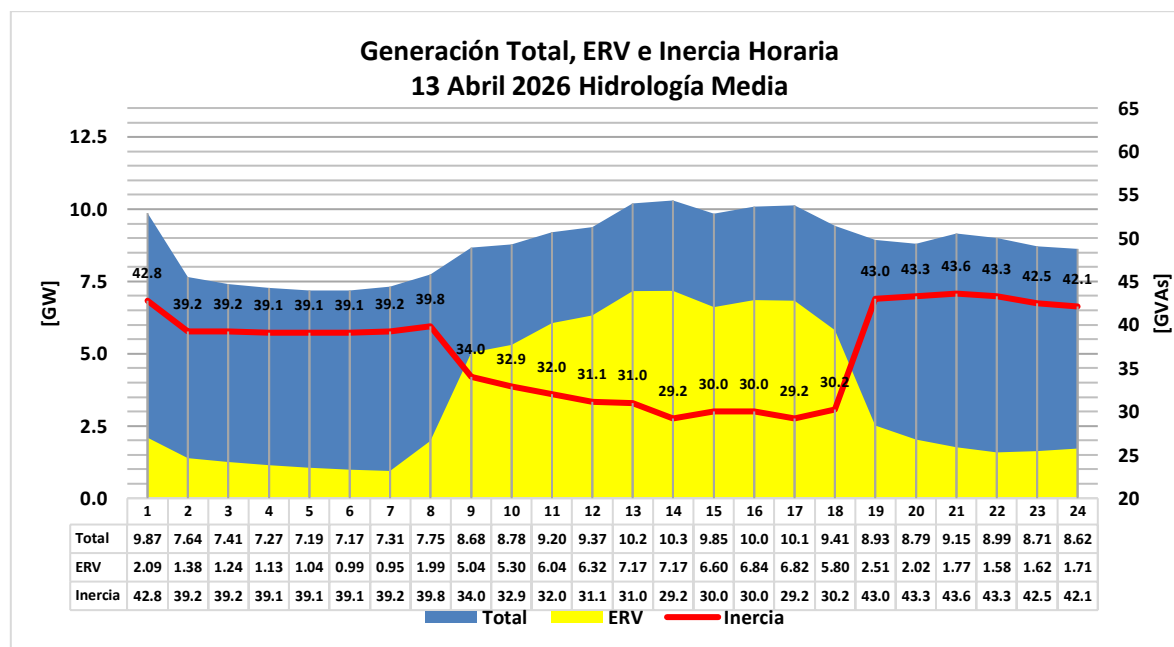


Figura 2: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 01-01-2025.

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 13 de abril de 2026. La demanda mínima ocurre a las 6:00 hrs con 7170 [MW] y la mínima inercia es del orden de 29,2 [GVA s] a las 18:00 hrs con una generación total de 10300 [MW].



*Figura 3: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 06-04-2025 Hidrología Media.*

También se consideraron las condiciones de demanda mínima pero para una hidrología seca, tal como se aprecia en la Figura 4 y donde, en estas condiciones, la mínima inercia es del orden de 31,9 [GVA s] a las 16:00 hrs con una generación total de 10.000 [MW].

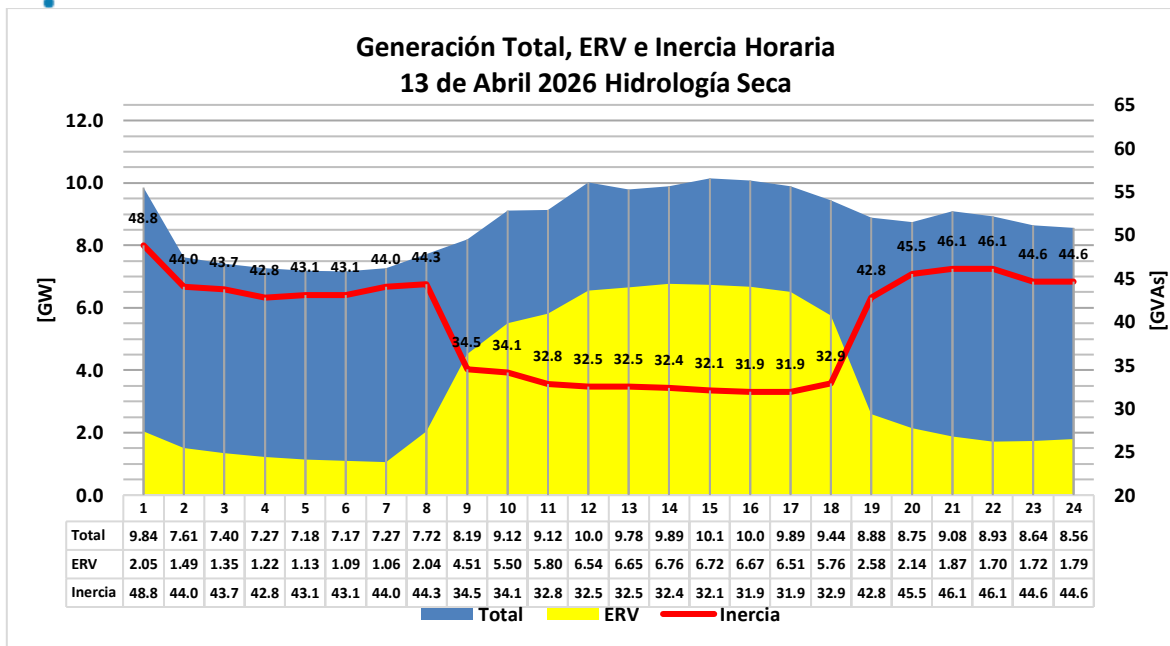


Figura 4: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 06-04-2025 Hidrología Seca.

A partir de los resultados descritos, se puede concluir que, las condiciones más desfavorables para efectos del control de frecuencia corresponden a condiciones de hidrología media.

Cabe destacar que esta versión del ECFyDR 2025 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 2026, adicionales a los ya descritos, donde se prevé que ocurran las mayores demandas estacionales.

- 2 de febrero
- 26 de mayo
- 23 de junio.
- 9 de diciembre

En la Figura 5 se muestra el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 2 de febrero del 2026. La demanda máxima ocurre a las 16:00 hrs con 13.000 [MW] y la mínima a las 05:00 con 9220 [MW]. La mínima inercia es del orden de 29,6 [GVA s] entre las 16:00 y 17:00 hrs, con un nivel de generación entre 13,000[MW] y 12,700[MW]. Durante el resto del día la inercia prevista para el SEN se encuentra sobre los 41 [GVAs], alcanzando como máximo unos 50,1 [GVAs] a las 22:00 hrs.

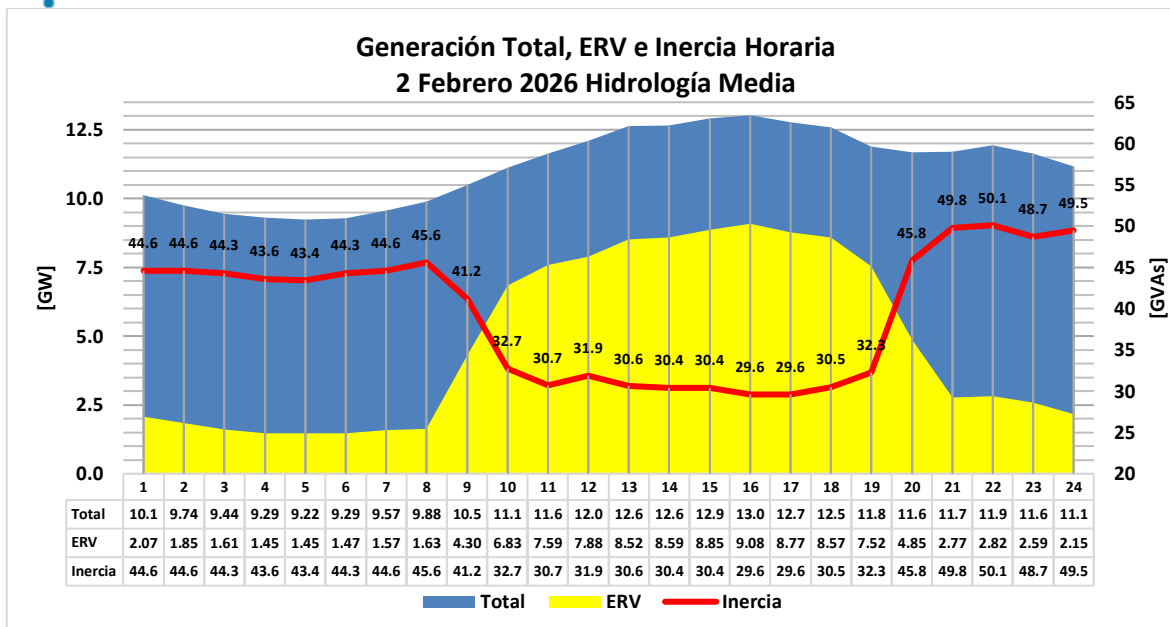


Figura 5: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 24-02-2025.

Posteriormente, se tiene en la Figura 6 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 26 de mayo del 2026. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 41,5 [GVA s] a las 15:00 con una generación total de 12.800 [MW]. El resto del día se encuentra sobre los 47 [GVAs] y alcanza como máximo 61,4 [GVAs] a las 20:00 hrs. La generación mínima se alcanza a las 05:00 hrs con 9.730 [MW]. La demanda máxima se prevé a las 12:00 hrs, alcanzando los 12.900 [MW].

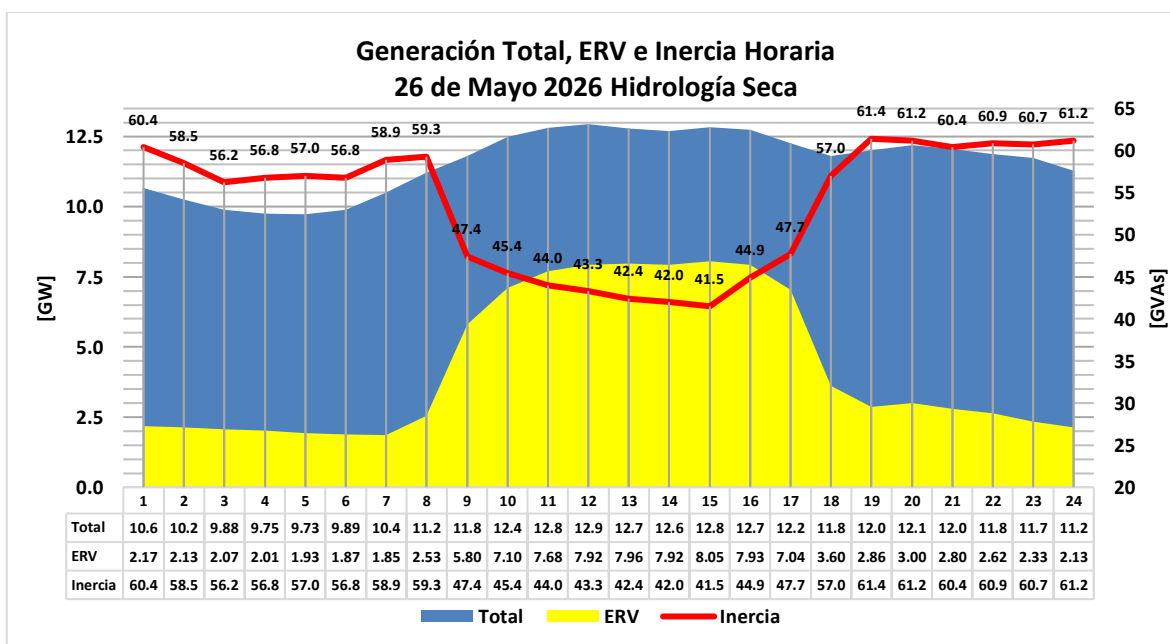
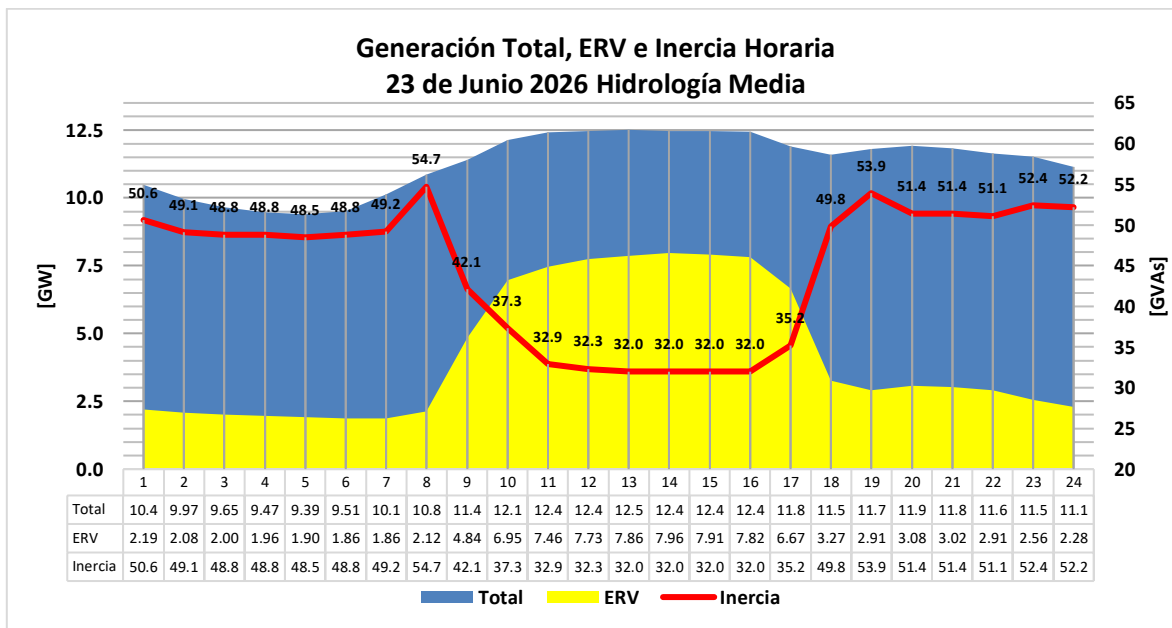


Figura 6: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 03-03-2025.

En la Figura 7 se muestra el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 23 de junio del 2026. La demanda máxima ocurre a las 13:00 hrs con 12.500 [MW] y la mínima a las 05:00 con 9.390 [MW]. La mínima inercia es del orden de 32 [GVA s] entre las 13:00 y 16:00 hrs, mientras que la máxima es de 54,7 [GVAs] a las 8:00 hrs.



*Figura 7: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 29-07-2023.*

Finalmente, se tiene en la Figura 8 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 9 de diciembre de 2026. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 37,1 [GVA s] entre las 13:00 y las 17:00 hrs. La generación máxima es del orden de 13,400[MW] y se presentaría a las 15:00 hrs mientras que, la generación mínima, se alcanza a las 05:00 hrs con 10,100 [MW]. Entre las 9:00 y las 19:00 hrs inercia es similar, entre 37,4 y 37,2 [GVAs], de igual forma, entre las 1:00 y las 5:00 hrs la inercia se mantiene constante con 47 [GVAs]. Finalmente la inercia máxima del día es del orden de 51,1 [GVAs] y se presentaría entre las 22:00 y 23:00 hrs.

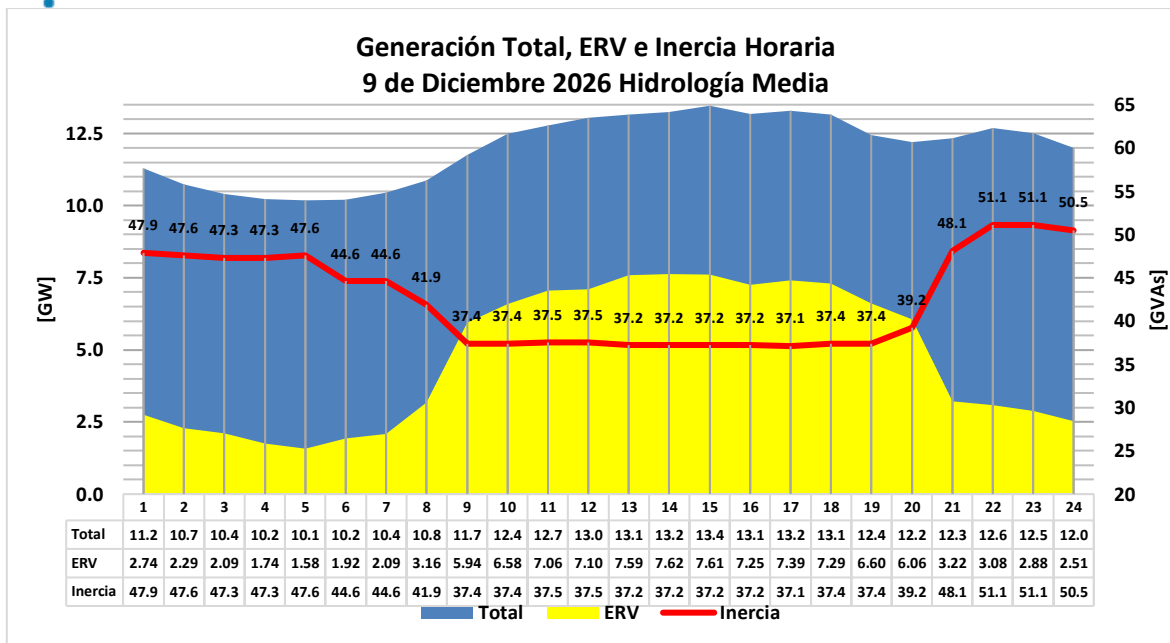


Figura 8: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 22-12-2025

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 21 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados y elaborados en la BD DiGSILENT Power Factory del SEN:

Tabla 21. Resumen Generación Escenarios ECFyDR 2024 parte 1.

Día	Hor a	Generació n Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generació n Total ERV [MW]	% Penetració n ERV	Capacida d Total [MVA]	Inerci a [s]
13-04-2026	9	8681,4	30,2	4061,9	47%	7796,5	3,88
13-04-2026	18	9415,3	31,4	4745,2	50%	8326,8	3,77
13-04-2026	14	10298,5	30,4	4521,6	44%	8043,3	3,78
13-04-2026	10	8789,1	34,1	3477,1	40%	8749,8	3,90
13-04-2026	12	10004,4	35,9	4090,9	41%	8903,4	4,03
02-02-2026	10	11107,9	35,2	4850,0	44%	9113,3	3,86
13-04-2026	1	9621,2	41,8	2099,7	22%	10608,0	3,94
30-08-2026	22	10519,9	40,3	3130,7	30%	10420,0	3,87
09-12-2026	5	10165,4	46,0	1581,6	16%	11421,0	4,03
09-12-2026	1	11011,5	45,6	2751,8	25%	11256,0	4,06
23-06-2026	1	10487,7	50,4	2195,0	21%	11958,0	4,22
02-02-2026	21	11726,5	49,9	2776,9	24%	12690,0	3,928
23-06-2026	24	11138,2	55,4	2548,7	23%	13197,5	4,200
26-05-2026	21	12077,7	60,5	2802,5	23%	14398,2	4,202

Es importante destacar que cuando los escenarios previstos consideran una hidrología seca significa una mayor inercia prevista, en comparación a una hidrología media o húmeda. 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.

Por otro lado, ya se prevén situaciones donde se presentan sistemas de almacenamiento en servicio y es relevante destacar cuando se encuentran en proceso de carga. Lo anterior, debido a que cobra relevancia al momento de establecer las tendencias de las reservas requeridas para distintas condiciones de demanda como la generación bruta total del SEN.

#### **3.4.1 Escenarios Específicos Análisis Prospectivo**

Este análisis tiene como objetivo evaluar la necesidad de establecer requerimientos mínimos de CPF y, de ser necesario CRF, para condiciones más exigentes a las previstas para el 2026. Si bien en este estudio no se han establecido escenarios previstos más allá del 2025, este análisis busca ver las condiciones de demanda e inercia que determinan la necesidad de establecer CRF mínimo para el cumplimiento de los estándares establecidos en la NT SSCC y NT SyCS.

Se buscaron condiciones más exigentes a las previstas, para lo anterior se elaboraron despachos generación en escenarios de demanda mínima para el primer y segundo semestre del año 2026, 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 30 de agosto del 2026, cuyo perfil se muestra a continuación.



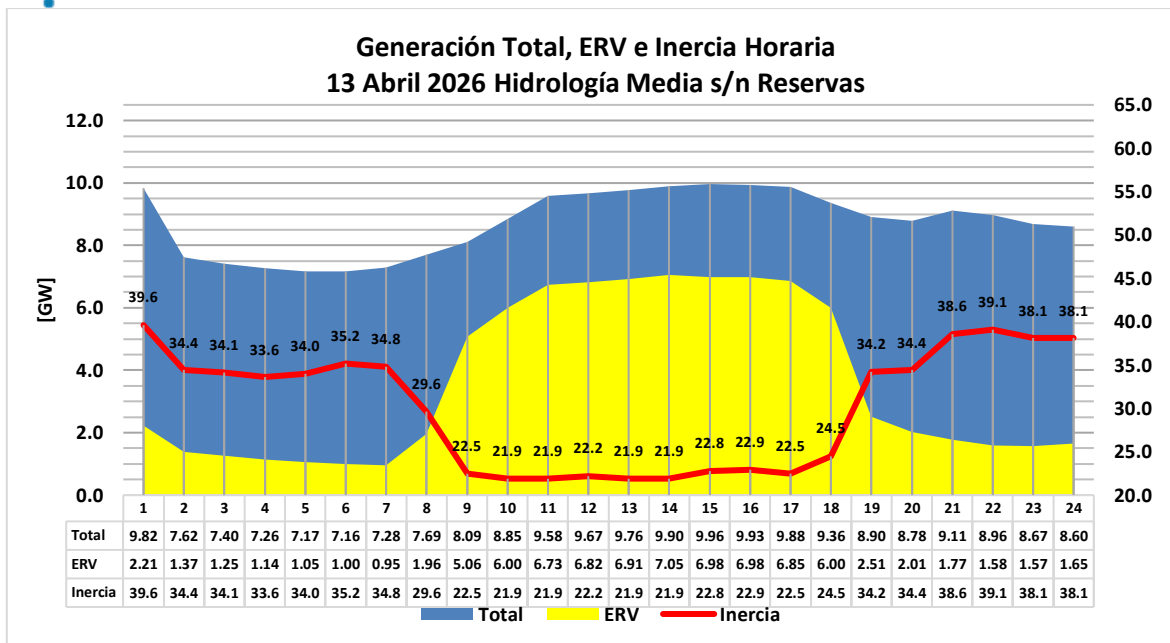


Figura 9: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 13-04-2026

A partir del perfil de generación e inercia detallado anteriormente, se observa que la generación bruta total alcanza su valor mínimo a las 6:00 hrs con alrededor de 7.170[MW], y además se aprecia que la inercia va desde 39,1[GVA] a monto mínimo de 21,9 [GVA].

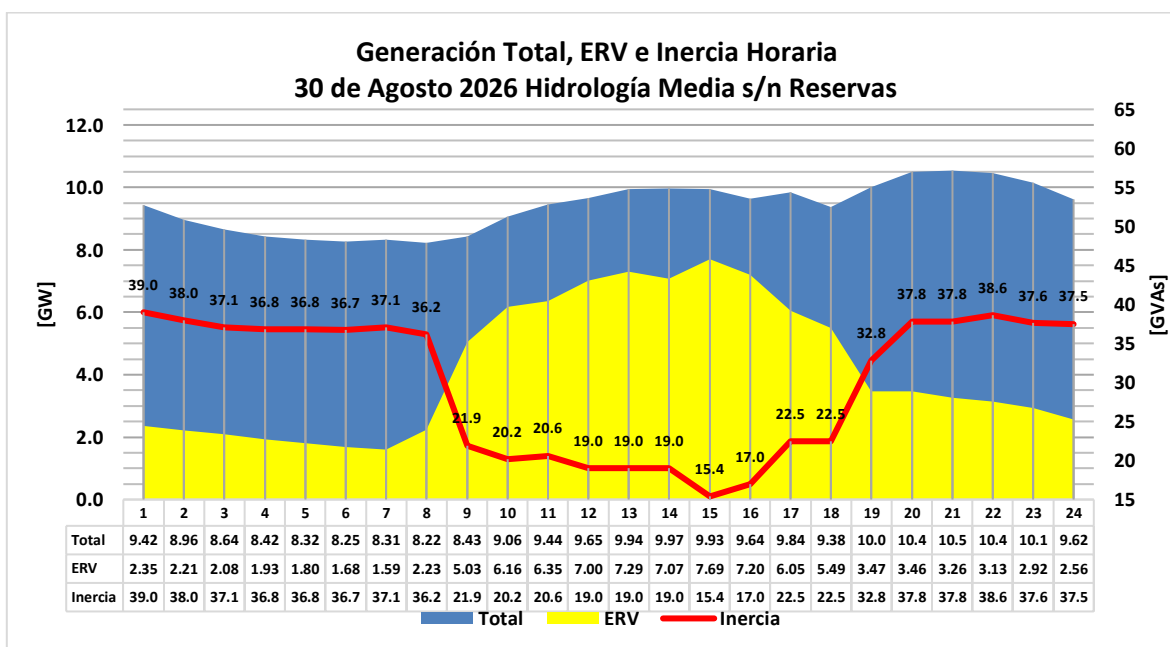


Figura 10: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 30-08-2026

Para el segundo semestre del 2026 y a partir del perfil de generación e inercia detallado en la figura anterior, se observa que la generación bruta total alcanza su valor mínimo a las 8:00 hrs con

alrededor de 8.220[MW], y además se aprecia que la inercia va desde 39[GVA]s a monto del orden de 20 [GVA]s entre 9 y 18:00 hrs, pero se destaca que en las 15:00 y 16:00 se alcanzan inercia del orden de 15,4 y 17 [GVA]s respectivamente. Cabe señalar que en estos escenarios no es usual que se encuentre despachados ciclos combinados a plena carga y por lo tanto, de momento no se justifica analizar condiciones bajo 20[GVA]s. En todo caso, de observarse la necesidad de evaluar condiciones aún más exigentes, estos análisis serán realizados en entregas posteriores de este estudio.

Considerando lo anterior, se elaboraron escenarios bajo 30[GVA]s detallados a continuación.

*Tabla 22: Escenario Específicos Análisis Prospectivo*

Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVA]s	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
13-04-2026	9	7695,5	20,5	5086,7	66%	5753,5	3,568
30-08-2026	9	8467,4	21,1	5226,2	62%	6019,9	3,506
13-04-2026	8	7935,0	26,0	3293,0	41%	7240,7	3,590
13-04-2026	18	9356,5	24,7	6006,9	64%	6830,9	3,620

Para estos escenarios fue despachada la Central San Isidro II TG TV. Posteriormente se redujo la inercia a mediante dejar fuera del despacho unidades Térmicas en la Zona Centro como Nueva Ventanas y de embalse como Pangue, Angostura y Canutillar.

### 3.4.2 Resumen de Escenarios

El resumen de los casos analizados y descritos anteriormente se detallan en la Tabla 23.

*Tabla 23: Resumen Escenarios Considerados.*

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVA]s	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
Caso 1.1	13-04-2026	9	7695,5	20,5	5086,7	66%	5753,5	3,568
Caso 1.2	30-08-2026	9	8467,4	21,1	5226,2	62%	6019,9	3,506
Caso 1.3	13-04-2026	8	7935,0	26,0	3293,0	41%	7240,7	3,590
Caso 1.4	13-04-2026	18	9356,5	24,7	6006,9	64%	6830,9	3,620
Caso 2.1	13-04-2026	9	8681,4	30,2	4061,9	47%	7796,5	3,88
Caso 2.2	13-04-2026	18	9415,3	31,4	4745,2	50%	8326,8	3,77
Caso 2.3	13-04-2026	14	10298,5	30,4	4521,6	44%	8043,3	3,78
Caso 2.4	13-04-2026	10	8789,1	34,1	3477,1	40%	8749,8	3,90
Caso 3.1	13-04-2026	12	10004,4	35,9	4090,9	41%	8903,4	4,03
Caso 3.2	02-02-2026	10	11107,9	35,2	4850,0	44%	9113,3	3,86
Caso 3.3	13-04-2026	1	9621,2	41,8	2099,7	22%	10608,0	3,94
Caso 4.1	30-08-2026	22	10519,9	40,3	3130,7	30%	10420,0	3,87
Caso 4.2	09-12-2026	5	10165,4	46,0	1581,6	16%	11421,0	4,03
Caso 4.3	09-12-2026	1	11011,5	45,6	2751,8	25%	11256,0	4,06
Caso 5.1	23-06-2026	1	10487,7	50,4	2195,0	21%	11958,0	4,22
Caso 5.2	02-02-2026	21	11726,5	49,9	2776,9	24%	12690,0	3,928
Caso 6.1	23-06-2026	24	11138,2	55,4	2548,7	23%	13197,5	4,200
Caso 6.2	26-05-2026	21	12077,7	60,5	2802,5	23%	14398,2	4,202

Cabe señalar que, para poder alcanzar inercias bajo 30 [GVAs] considerando despachada San Isidro II, se requiere emplear plantas ERV participantes en el CPF.

### **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 2024, 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 2024. Se consideran los registros de la programación intradiaria (PID) cuando esta se haya generado durante el periodo de análisis.
- 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 2025 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 2024.

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 literatura<sup>4</sup>, los cuales fueron corroborados mediante estudios y ensayos concluidos durante el 2012.

Las ecuaciones y parámetros que modelan el comportamiento dinámico de la carga son las siguientes <sup>5</sup>:

---

<sup>4</sup> Power Systems Stability and Control (Kundur, 1994).

<sup>5</sup> Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models, IEEE Transactions on Power Systems · May 2018

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

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

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

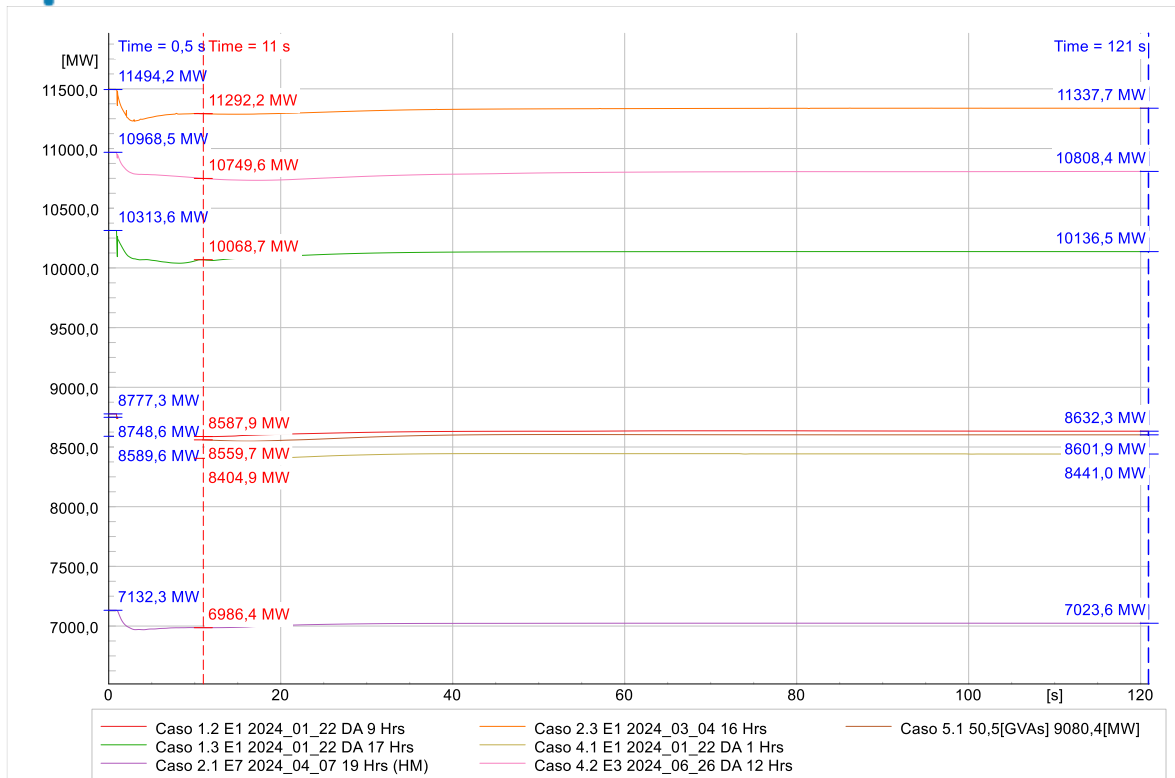
Heating	Season	$k_{pv}$	$k_{qv}$	$k_{pf}$	$k_{qf}$
Electric	Summer	0.9-1.3	2.4-2.7	0.7-0.9	-2.3-(-2.1)
	Winter	1.5-1.7	2.5-2.6	0.9-1.0	-1.8-(-1.5)
Non-electric	Summer	1.1-1.4	2.5-2.9	0.7-0.9	-2.3-(-2.0)
	Winter	1.5-1.6	2.8-3.1	0.7-0.9	-1.9-(-1.6)

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

Se ha observado que, ante una gran penetración de BESS prevista, es necesario considerar que la dependencia de las reservas esta más bien ligada a la carga de carácter convencional. Lo anterior, debido que los equipos de BESS aportan despreciablemente al amortiguamiento de la carga.



*Figura 11: 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 ( $2[\text{Hz/s}]$ , según NT SyCS art 3-10): se exige que las unidades o parques soporten sin desconectarse cambios en la frecuencia de hasta  $2 \text{ Hz/s}$ .
- 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  $\pm 0,2 [\text{Hz}]$ , mientras que para la situación postcontingencia la banda admisible sería  $\pm 0,7 [\text{Hz}]$ . Esto significa que la frecuencia de régimen permanente luego de la acción del CPF debe establecerse por sobre  $49.3\text{Hz}$ . Estos criterios determinan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF.
- Una excursión máxima o valor mínimo de frecuencia ( $48,3 [\text{Hz}]$ , según NT SyCS artículo 5-35): ante una contingencia simple la frecuencia mínima admisible es  $48,3 [\text{Hz}]$ , permitiéndose un descenso transitorio por debajo de ese valor por menos de  $200 \text{ ms}$ . 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 24, 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 -0,580 [Hz/s].

*Tabla 24: 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 Postcont. (397 [MW] 3,4 [GVAs]) [Hz/s]	Frecuencia @1s Postcont (397 [MW] 3,4 [GVAs]) [Hz]
Caso 1.1	13-04-2026	9	7695,5	20,5	5086,7	66%	5753,5	3,568	0,580	49,420
Caso 1.2	30-08-2026	9	8467,4	21,1	5226,2	62%	6019,9	3,506	0,561	49,440
Caso 1.3	13-04-2026	8	7935,0	26,0	3293,0	41%	7240,7	3,590	0,439	49,560
Caso 1.4	13-04-2026	18	9356,5	24,7	6006,9	64%	6830,9	3,620	0,465	49,530
Caso 2.1	13-04-2026	9	8681,4	30,2	4061,9	47%	7796,5	3,88	0,3700	49,630
Caso 2.2	13-04-2026	18	9415,3	31,4	4745,2	50%	8326,8	3,77	0,3540	49,650
Caso 2.3	13-04-2026	14	10298,5	30,4	4521,6	44%	8043,3	3,78	0,3680	49,630
Caso 2.4	13-04-2026	10	8789,1	34,1	3477,1	40%	8749,8	3,90	0,3230	49,680
Caso 3.1	13-04-2026	12	10004,4	35,9	4090,9	41%	8903,4	4,03	0,3050	49,690
Caso 3.2	02-02-2026	10	11107,9	35,2	4850,0	44%	9113,3	3,86	0,3130	49,690
Caso 3.3	13-04-2026	1	9621,2	41,8	2099,7	22%	10608,0	3,94	0,2700	49,740
Caso 4.1	30-08-2026	22	10519,9	40,3	3130,7	30%	10420,0	3,87	0,2660	49,730
Caso 4.2	09-12-2026	5	10165,4	46,0	1581,6	16%	11421,0	4,03	0,2370	49,770
Caso 4.3	09-12-2026	1	11011,5	45,6	2751,8	25%	11256,0	4,06	0,2290	49,770
Caso 5.1	23-06-2026	1	10487,7	50,4	2195,0	21%	11958,0	4,22	0,2130	49,790
Caso 5.2	02-02-2026	21	11726,5	49,9	2776,9	24%	12690,0	3,928	0,214	49,790
Caso 6.1	23-06-2026	24	11138,2	55,4	2548,7	23%	13197,5	4,200	0,191	49,810
Caso 6.2	26-05-2026	21	12077,7	60,5	2802,5	23%	14398,2	4,202	0,174	49,830

Los resultados para el ROCOF se obtienen mediante la siguiente expresión, correspondiente a una aproximación en los primeros instantes postfalla<sup>6</sup>:

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

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 frecuencia<sup>7</sup>. La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 [GVAs] y la inercia mínima prevista excede dichos montos. No obstante, debe tenerse en cuenta que dicha inercia es un referencia inicial post -falla, pues los escalones del EDAC activados por tasa de caída tienen un ajuste de supervisión de valor absoluto de 49[Hz]. Lo anterior quiere decir que debe darse simultáneamente un ROCOF de -0.6[Hz] en el instante donde la frecuencia alcanza 49[Hz] y, según lo observado en la simulaciones, la tasa de caída de la frecuencia se va reduciendo bastante a medida que la frecuencia desciende.

#### **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 61 segundos y la contingencia se aplicó en el primer segundo de simulación. Esto se realiza para contemplar los tiempos de establecimiento observados, tanto para frecuencia como para la potencia mecánica del sistema.

---

<sup>6</sup> Rate of Change of Frequency, (RoCoF) withstand capability. ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection. Nov 2017. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

<sup>7</sup> 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].

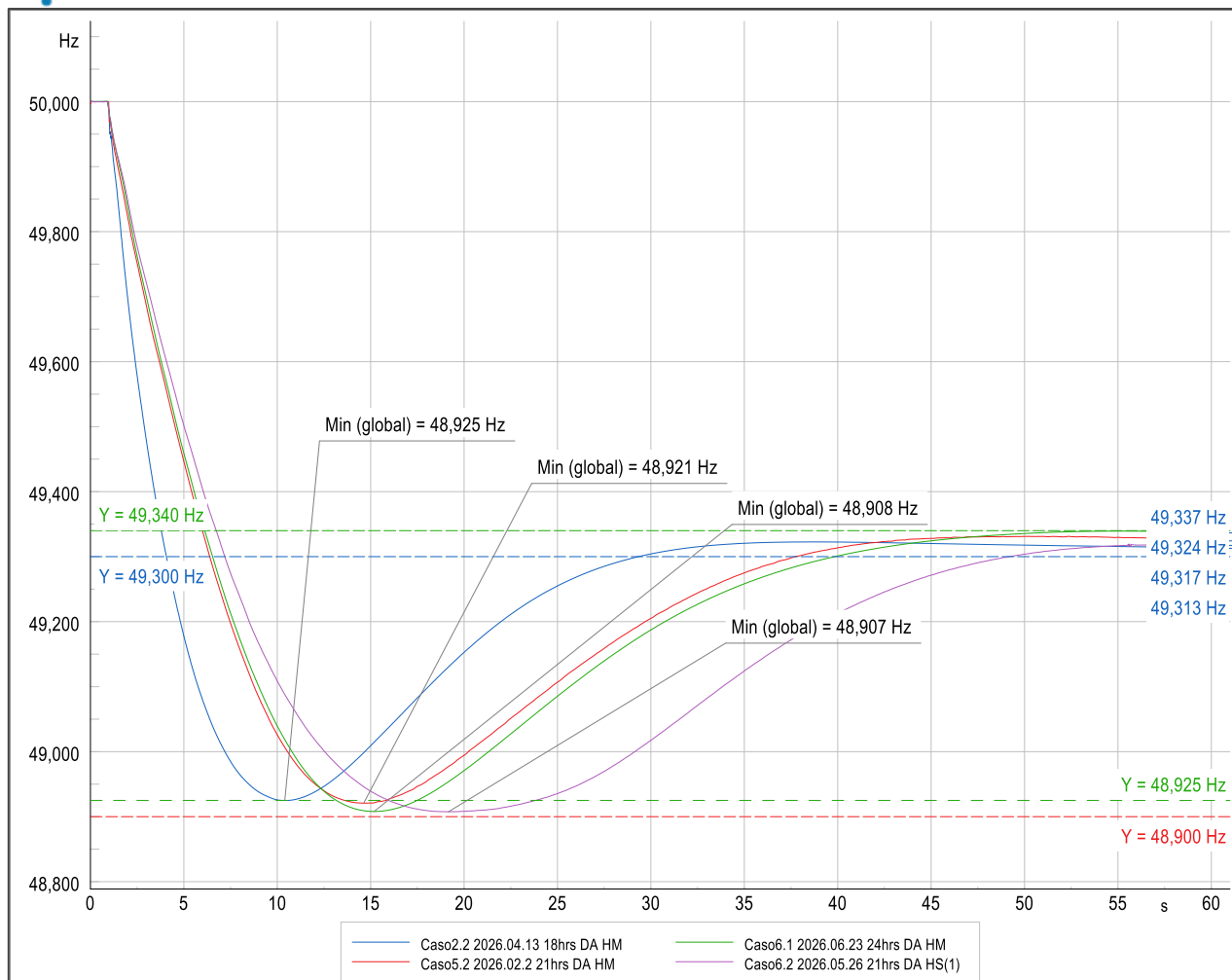


Para evaluar la contribución del CPF a reducir la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia, se determinan los requerimientos de aporte de CPF a los 10 segundos con el fin de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. No obstante, debido a que hay casos donde la frecuencia mínima 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 12 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 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 61 segundos puede tardar alrededor de 40 minutos.



*Figura 12: Respuesta Crítica de la Frecuencia eléctrica del SEN para 4 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 5.2. 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 25: Resultados Requerimientos CPF contingencias Generación. Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P Máx Dinámica [MW]	Desp	Potencia Eléctrica [MW]					Potencia Turbina [MW]							
					RGIRO	10secs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	10secs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	Valor Efectivo 0-10s	Valor Efectivo/Aporte @10s	Valor Efectivo 0-2min	Valor Efectivo 0-5min
HE ANGOSTURA U1	hidro	609,5	141,5	120,0	21,5	115,8	-4,2	142,4	22,4	114,8	-5,2	142,3	22,3	-3,6	69%	15,4	20,9
HE ANGOSTURA U2	hidro	609,5	141,5	120,0	21,5	116,4	-3,6	142,4	22,4	115,5	-4,5	142,3	22,3	-3,7	83%	15,5	21,0
HE EL TORO U1	hidro	302,6	122,6	105,0	17,6	121,0	16,0	122,7	17,7	120,6	15,6	122,6	17,6	6,2	40%	15,7	17,3
HE EL TORO U2	hidro	302,6	122,6	105,0	17,6	121,0	16,0	122,7	17,7	120,6	15,6	122,6	17,6	6,2	40%	15,7	17,3
HE EL TORO U3	hidro	302,6	122,6	105,0	17,6	119,7	14,7	122,7	17,7	119,3	14,3	122,6	17,6	5,5	39%	15,6	17,2
HE EL TORO U4	hidro	302,6	122,6	105,0	17,6	114,8	9,8	122,7	17,7	114,4	9,4	122,6	17,6	3,5	37%	14,8	17,1
HE RAPEL U1	hidro	304,0	91,0	45,0	46,0	64,9	19,9	84,7	39,7	64,4	19,4	84,7	39,7	7,3	37%	32,6	38,2
HE RAPEL U2	hidro	304,0	91,0	40,0	51,0	60,7	20,7	79,8	39,8	60,2	20,2	79,8	39,8	7,4	36%	33,2	38,5
HE RAPEL U4	hidro	304,0	91,0	40,0	51,0	60,7	20,7	79,8	39,8	60,2	20,2	79,8	39,8	7,4	36%	33,2	38,5
														104,9	1019,5	234,5	225,9

En la Figura 13 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 48,920 [Hz] a los 13,683 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 37,353 segundos de simulación, alcanzando finalmente 49.326 [Hz]. Por lo tanto, se cumple con las exigencias establecidas en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT SyCS.

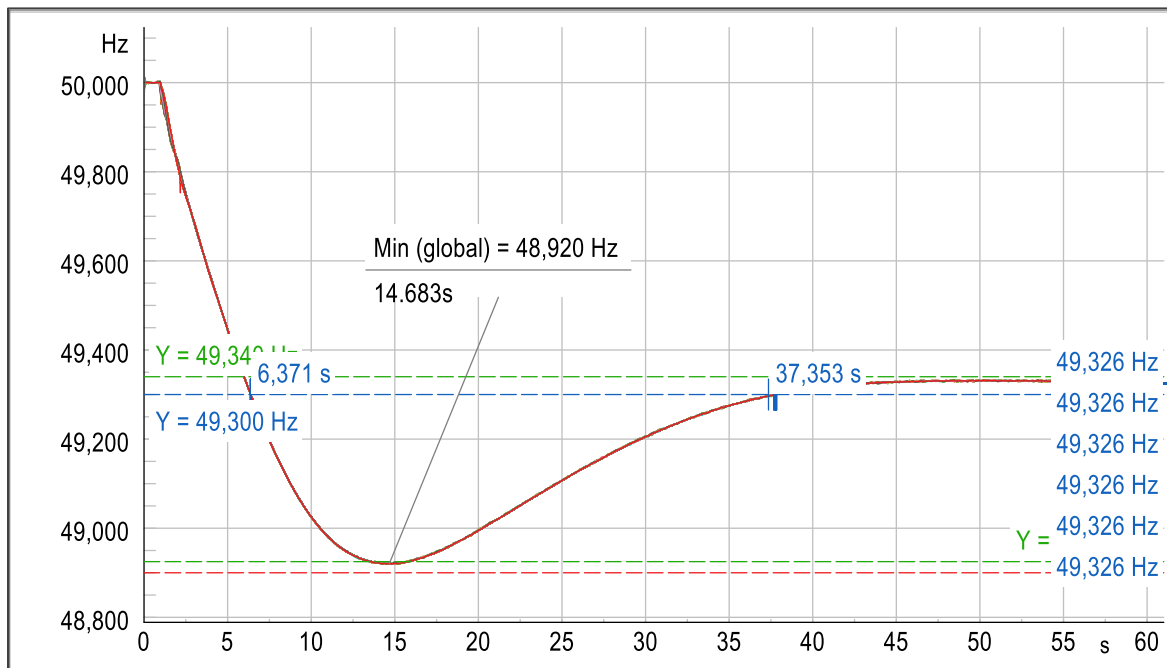


Figura 13: Frecuencia Eléctrica [Hz] Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

En la Figura 14 y la Figura 15 se detallan los aportes individuales de potencia eléctrica y potencia de turbina para las unidades consideradas como participantes del CPF.

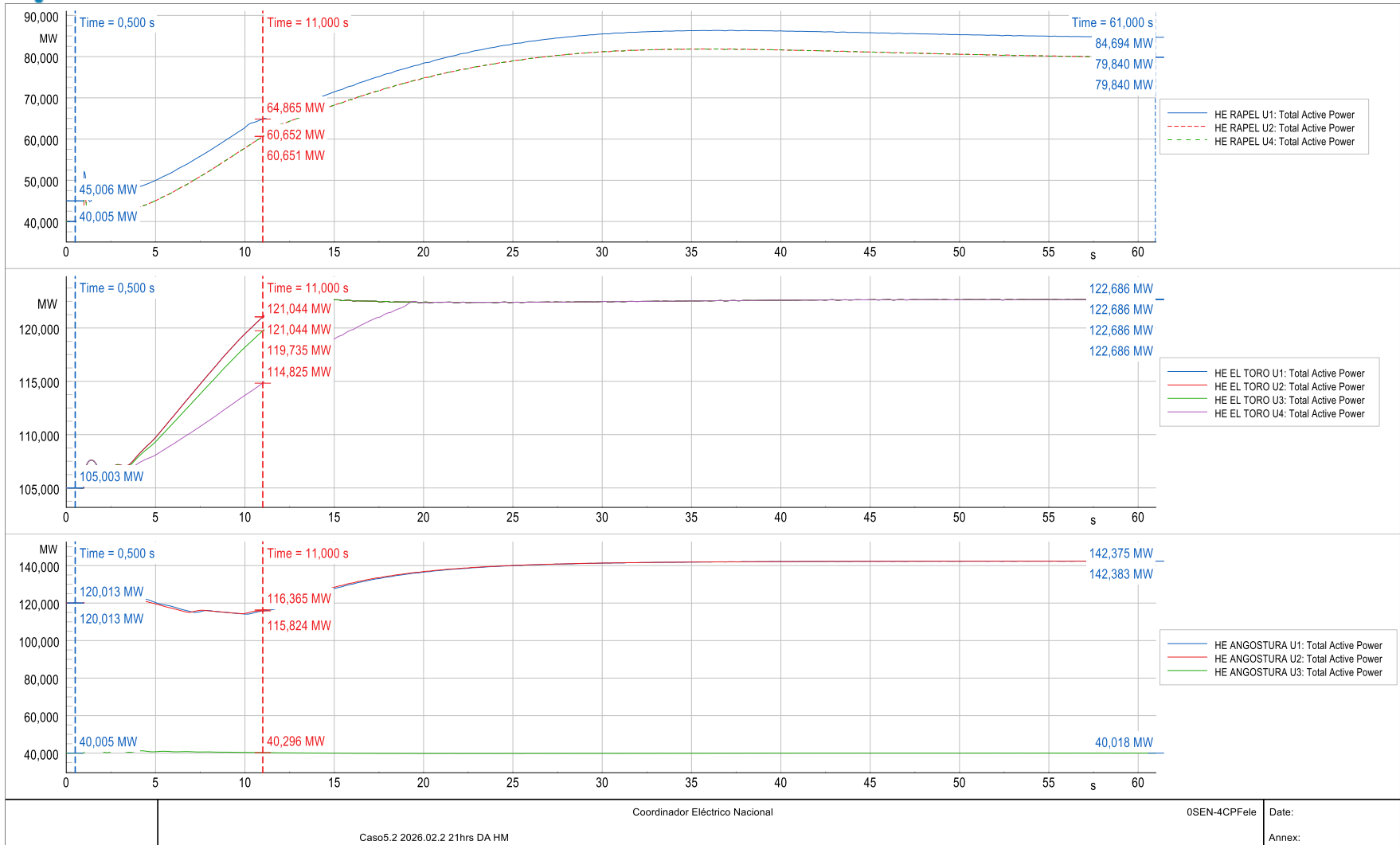


Figura 14: Potencia Eléctrica Unidades Participantes del CPF. Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

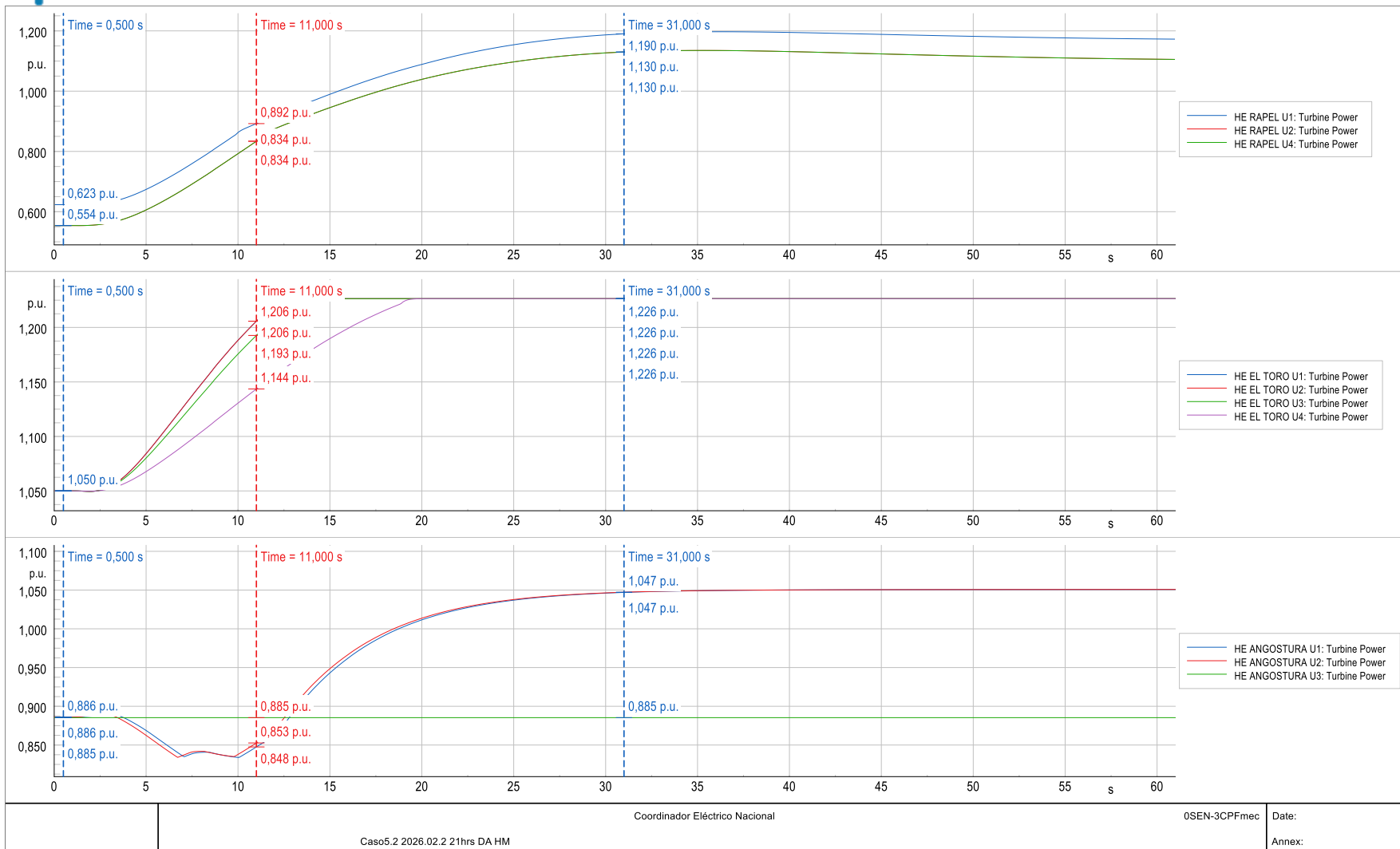


Figura 15: Potencia de Turbina Unidades Participantes del CPF. Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

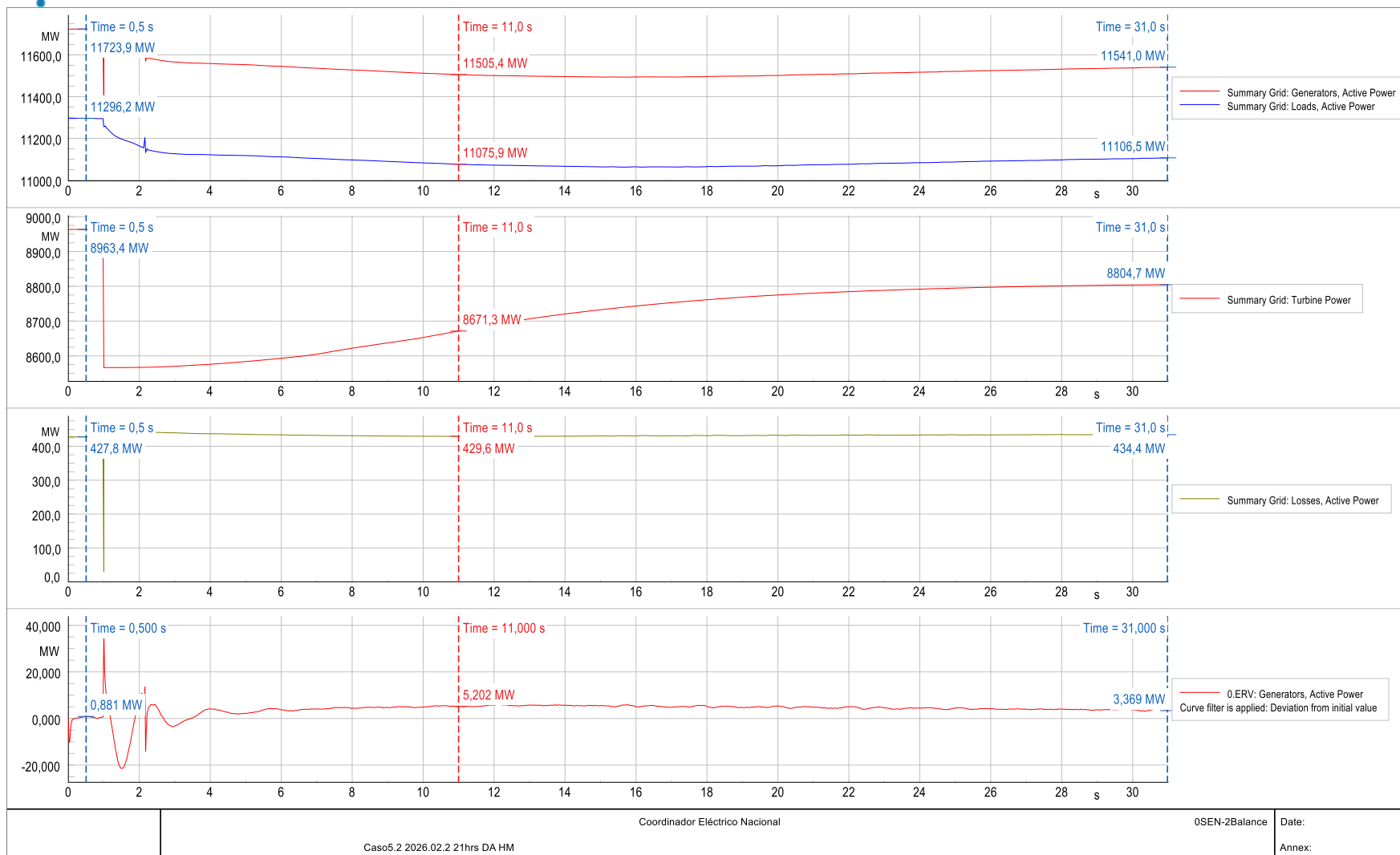


Figura 16: Balance de Potencia del SEN. Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

Tabla 26: Resumen “Balance” del SEN. Caso 5.2 02-02-2026 21hrs.

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	11723,6		11505,4	11566,7	-
Carga	11295,9		11075,9	11130,4	-165,5
Pérdidas	427,7		429,6	436,3	8,5
Potencia Mecánica	8963,4	8566,4	8671,3	8800,9	
Aporte CPF	-	-	104,9	234,5	234,5

De la Figura 16, denominada “Balance” resumida en la Tabla 26, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 234,5 [MW].
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 165,5 [MW].
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 8,5 [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 alrededor de 391 [MW], cuya diferencia se relaciona con la variación en la generación ERV. Esta variación es despreciable al cuantificarse de manera individual y, generalmente, se debe a variaciones de la tensión en el punto de conexión y ajustes numéricos de los modelos de parques ERV.

#### 4.1.2.2.1 Resultados Escenarios Específicos Análisis Prospectivo

Este análisis tiene como objetivo evaluar la necesidad de establecer requerimientos mínimos de CPF y, de ser necesario CRF, para condiciones más exigentes a las previstas para el 2026. Si bien en este estudio no se han establecido escenarios previstos más allá del 2026, este análisis busca ver las condiciones de demanda e inercia que determinan la necesidad de establecer CRF mínimo para el cumplimiento de los estándares establecidos en la NT SSCC y NT SyCS.

Para todos los casos bajo 30 [GVAs], 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. En la Figura 17 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para los distintos casos. La frecuencia alcanza su valor mínimo para instantes por debajo de los 10 segundos postcontingencia para todos los casos analizados, incluso en el Caso 1.1 y 1.2 sería inferior a 6 segundos postcontingencia. En dichas condiciones, es probable que la definición de requerimientos mínimos como el aporte a instantáneo los 10 segundos postcontingencia no sea lo más recomendable.

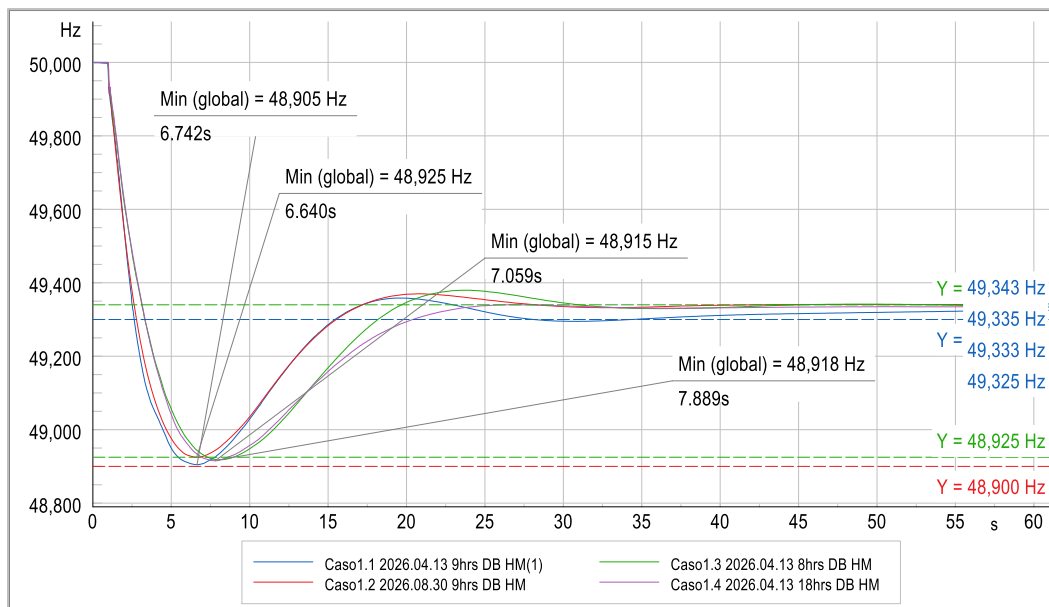


Figura 17: Frecuencia Eléctrica SEN en Hz. Casos 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4.

En la Figura 18 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN, donde se observa claramente que no hay aporte de unidades convencionales en el CPF, puesto que, una vez ocurrida la contingencia, la potencia permanece constante. Las diferencias entre los valores iniciales y postcontingencia obedecen a que los despachos de unidades convencionales y por ende la inercia, como así también la contingencia considerada, difiere para cada uno de los casos analizados.

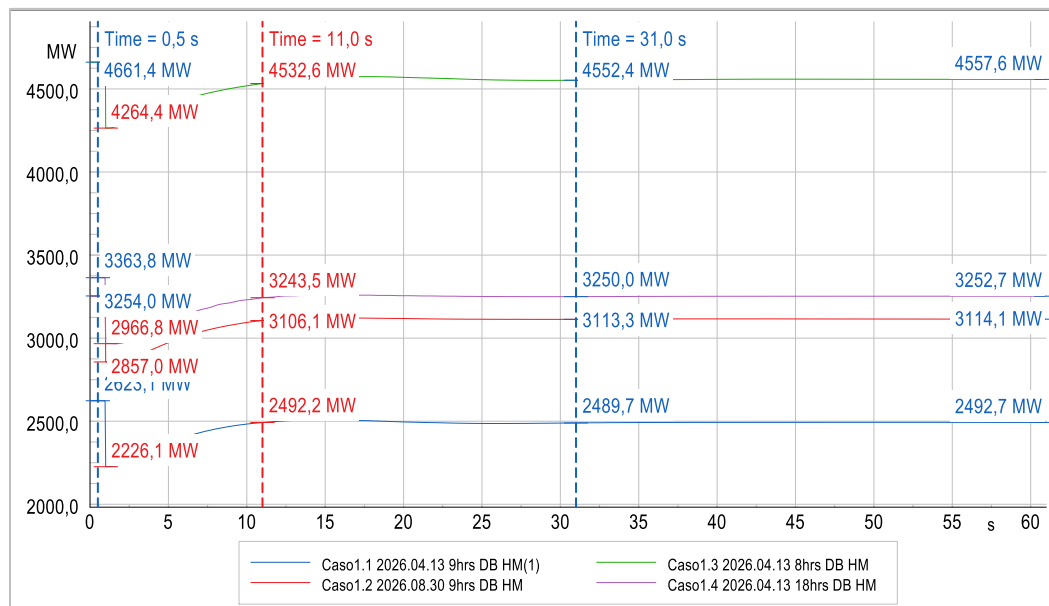


Figura 18: Potencia Turbina SEN en MW. Casos 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4.



En la Figura 19 se muestra la desviación de la carga total del SEN, donde se aprecia el efecto que tiene el amortiguamiento de la carga en la respuesta del SEN. La reducción de carga por efecto de la contingencia se debe tanto al descenso de la frecuencia como así también la tensión. En la medida que la potencia desconectada es mayor, el descenso de la carga también aumenta considerablemente y, además, cobra relevancia el descenso de la carga en los primeros instantes, lo que tiene incidencia en los resultados para los requerimientos CPF inicial. Cabe señalar que entre el descenso transitorio y permanente de la carga puede haber diferencias significativas, lo que está muy ligado a los descensos y la recuperación de la tensión (y frecuencia) postcontingencia.

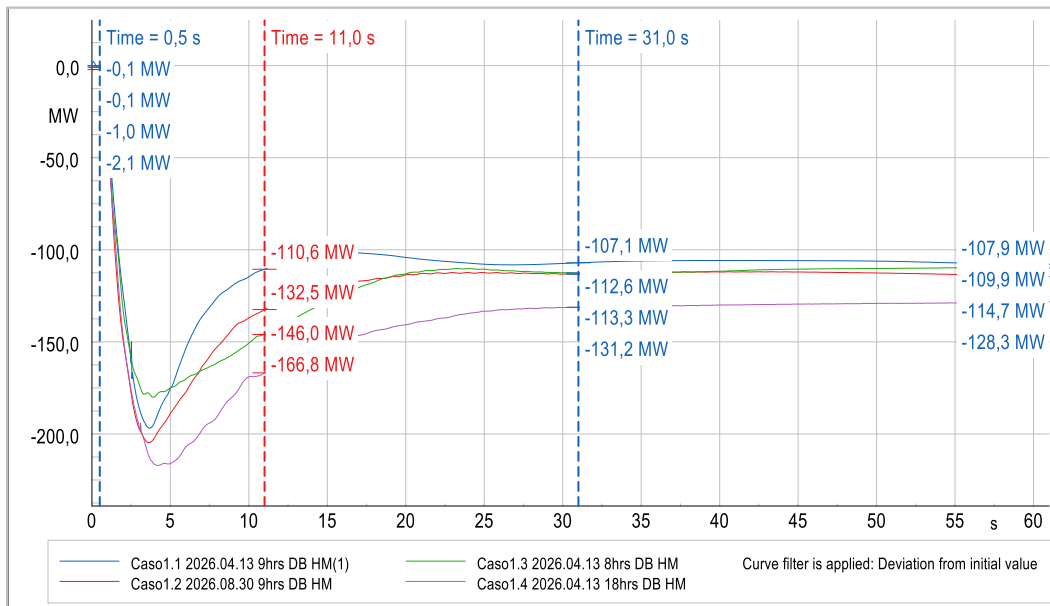


Figura 19: Desviación de la Carga eléctrica convencional. Casos 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4.

Finalmente, en la Figura 20 se muestra la desviación de la generación ERV respecto al valor inicial o precontingencia, lo que corresponde al aporte que efectúan las plantas ERV al CPF. Los mayores aportes observados se encuentran en los casos asociados al escenario Caso 1.1 y 1.2; alcanzando a superar los 70 [MW]. Cobra una significativa relevancia la forma de excursión del aporte ERV, el cual sigue el comportamiento de la frecuencia y por lo tanto, realizan un aporte mayor en instantes donde la desviación de frecuencia es mayor, es decir aportan mayormente al CPF inicial y luego reducen su aporte para el CPF permanente. Esta clase de respuesta representa ventajas comparativas en relación a las respuestas iniciales observadas en unidades de carácter convencional. No obstante, de acuerdo a la experiencia, siempre es mejor contar con distintas tecnologías.

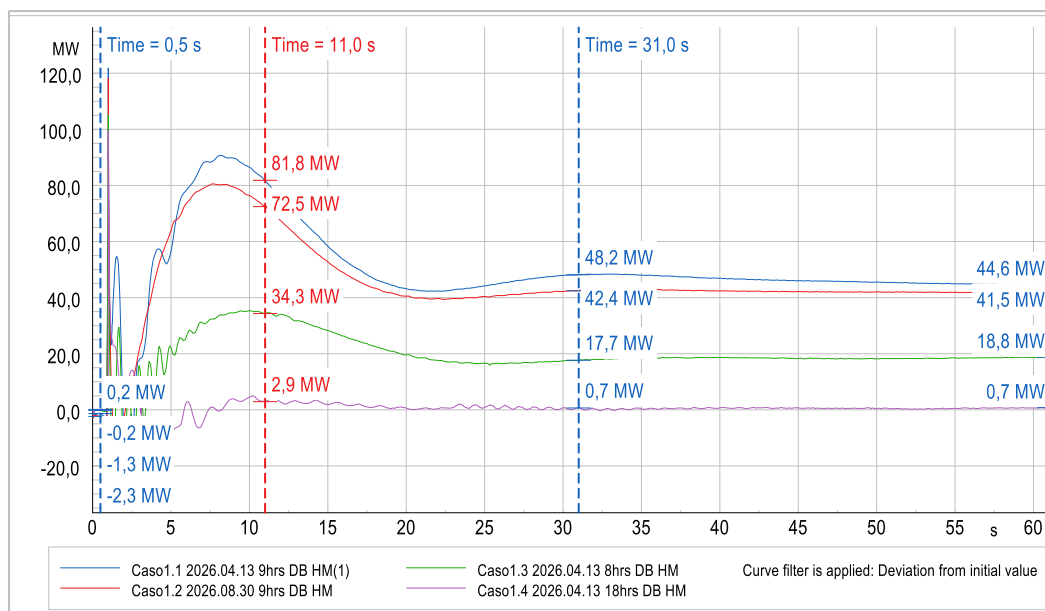


Figura 20: Aporte ERV del SEN al CPF. Casos 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4.

Por otra parte, fue observado que la respuesta de los parques ERV, considerados participantes en el CPF, tiene una excursión que alcanza valores mayores previo al establecimiento. En este sentido es posible que para condiciones más exigentes (bajo 30 [GVAs] de inercia y 8000 [MW] de Demanda), el valor instantáneo a los 10 s no dé cuenta del aporte individual efectivo en 1-10s. Esta situación será evaluada permanentemente e implementada en la medida que se prevea ERV participantes en el CPF y los escenarios así lo confirmen. Por otro lado, es relevante tener en cuenta que las plantas ERV participantes en el CPF de subida deben considerar el margen operativo disponible de acuerdo recurso primario. Lo anterior debe ser modelado adecuadamente, si se observan plantas ERV previstas para participar en el CPF, ya sea estableciendo valores máximos dentro de sus modelos planta u otra medida aplicable.

Tabla 27: Resultados Escenarios Específicos de carácter prospectivo.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	CPF Inicial			CPF Permanente			Dif. Pérd. Perm [MW]	Reduc Carga Perm [MW]	Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec. Perm [Hz]	Carga Inicial [MW]	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 13-04-2026 9hrs	20,5	7674,8	342,7	217,9	63,6%	314,1	301,5	311,6	22,0	107,9	48,905	5,742	49,325	7416,9	2,15%
Caso 1.2 30-08-2026 9hrs	21,1	8301,6	323,6	195,9	60,5%	302,2	287,8	299,3	16,0	114,7	48,926	5,640	49,344	8034,7	2,18%
Caso 1.3 13-04-2026 8hrs	26,0	7935,0	303,5	177,0	58,3%	312,6	292,2	304,4	26,2	109,9	48,918	6,059	49,333	7689,1	2,14%
Caso 1.4 13-04-2026 18hrs	24,7	9356,5	276,7	147,7	53,4%	285,9	262,9	276,7	18,6	128,3	48,915	6,889	49,335	9011,6	2,14%

Tal como se señala al inicio de los resultados, los recursos disponibles son suficientes y no se observa que sea requerido CRF para las condiciones de inercia de hasta alrededor de 20 [GVAs], en específico para lograr una respuesta de frecuencia que no descienda bajo los 48,9 [Hz] ante simple

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

#### 4.1.2.2.2 Resumen de Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los requerimientos mínimos de CPF inicial y permanente para los todos los 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 28: Resumen Resultados Requerimientos CPF

Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Bruta Total SEN [MW]	CPF Inicial			CPF Permanente			Dif. Pérdidas Permanente [MW]	Reducción Carga Permanente [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec, Permanente [Hz]	Carga Inicial [MW]	Amort. %Carga [MW/Hz]
			Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @2min [MW]	Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]							
Caso 1.1 13-04-2026 9hrs	20,5	7674,8	342,7	217,9	63,6%	314,1	301,5	311,6	22,0	107,9	48,905	5,742	49,325	7416,9	2,15%
Caso 1.2 30-08-2026 9hrs	21,1	8301,6	323,6	195,9	60,5%	302,2	287,8	299,3	16,0	114,7	48,926	5,640	49,344	8034,7	2,18%
Caso 1.3 13-04-2026 8hrs	26,0	7935,0	303,5	177,0	58,3%	312,6	292,2	304,4	26,2	109,9	48,918	6,059	49,333	7689,1	2,14%
Caso 1.4 13-04-2026 18hrs	24,7	9356,5	276,7	147,7	53,4%	285,9	262,9	276,7	18,6	128,3	48,915	6,889	49,335	9011,6	2,14%
Caso 2.1 13-04-2026 9hrs	30,2	8248,6	279,8	151,9	54,3%	299,9	277,0	295,3	28,5	127,7	48,904	7,950	49,307	7961,2	2,32%
Caso 2.2 13-04-2026 18hrs	31,4	9415,3	207,8	107,2	51,6%	265,9	235,8	259,9	19,1	147,9	48,911	9,463	49,306	9136,1	2,33%
Caso 2.3 13-04-2026 14hrs	30,4	9545,2	232,0	115,4	49,7%	265,9	238,9	260,5	6,2	137,5	48,910	9,027	49,309	9253,8	2,15%
Caso 2.4 13-04-2026 10hrs	34,1	8627,1	238,6	116,3	48,7%	281,0	251,1	275,0	6,4	123,0	48,907	9,131	49,317	8381,3	2,15%
Caso 3.1 13-04-2026 12hrs	35,9	9262,1	207,7	109,8	52,9%	274,9	242,4	268,4	8,5	131,1	48,917	10,926	49,321	8985,7	2,15%
Caso 3.2 02-02-2026 10hrs	35,2	11062,2	162,3	72,0	44,3%	238,8	204,5	231,9	14,2	174,0	48,906	10,726	49,325	10712,3	2,41%
Caso 3.3 13-04-2026 1hrs	41,8	9621,2	176,8	82,4	46,6%	270,4	247,6	261,3	22,1	153,8	48,912	11,692	49,317	9247,1	2,43%
Caso 4.1 30-08-2026 22hrs	40,3	10519,9	150,8	67,9	45,0%	241,5	225,5	235,1	17,4	172,5	48,907	13,167	49,316	10111,2	2,49%
Caso 4.2 09-12-2026 5hrs	45,9	10165,4	174,3	77,5	44,4%	266,4	241,8	256,6	26,1	157,8	48,922	15,361	49,314	9645,7	2,39%
Caso 4.3 09-12-2026 1hrs	45,6	11011,5	161,8	75,2	46,5%	255,3	239,6	249,0	32,5	175,6	48,909	10,980	49,330	10553,3	2,48%
Caso 5.1 23-06-2026 1hrs	50,4	10487,7	131,7	68,1	51,7%	258,6	236,1	249,6	18,6	160,2	48,922	15,457	49,315	9396,2	2,49%
Caso 5.2 02-02-2026 21hrs	49,9	11723,5	104,9	36,0	34,3%	234,5	191,6	225,9	8,5	165,5	48,920	13,683	49,326	11295,9	2,17%
Caso 6.1 23-06-2026 24hrs	55,4	11138,2	101,5	33,9	33,4%	253,0	206,0	243,6	10,8	154,0	48,908	14,184	49,337	10730,2	2,16%
Caso 6.2 26-05-2026 21hrs	60,5	12077,7	87,6	31,4	35,8%	229,9	173,7	218,6	2,2	168,7	48,906	18,481	49,317	11645,3	2,12%

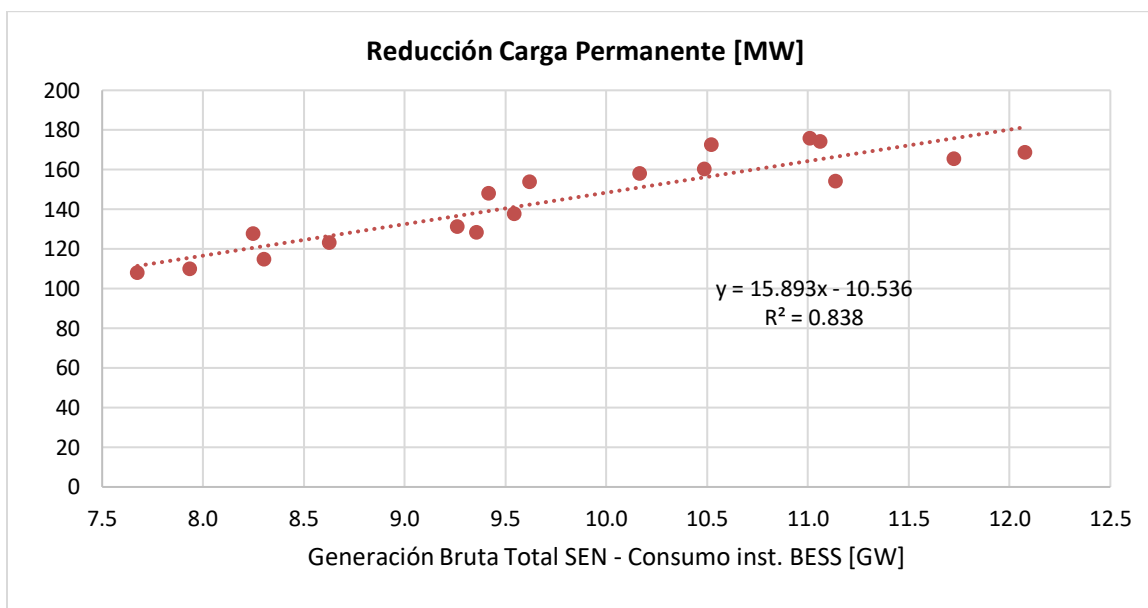
El detalle de los aportes individuales, el chequeo de “Balance” y las gráficas de las respuestas del SEN y unidades participantes en el CPF, se adjunta en los anexos de este informe, para cada uno de los casos analizados.

#### 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 21.



*Figura 21: Reducción de carga Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN – Consumo inst. BESS en carga.*

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.

$$\text{Aporte CPF@1min} = \text{Potencia Desconectada} - (15,893 \cdot \text{GxSEN}^1 + 10,536) + \Delta \text{Pérdidas}$$

<sup>1</sup> Generación bruta total del SEN – consumo instantáneo de BESS en proceso de carga.

Además, debe considerarse una aproximación para  $\Delta$ Pérdidas (que va de los 2,2 a 32[MW]) y el factor para pasar del aporte @2min al efectivo a 5 minutos (de 1,033 a 1,26).

Por otra parte, se ha observado que, ante una gran penetración de BESS prevista, es necesario considerar que la dependencia de las reservas esta más bien ligada a la carga de carácter convencional. Lo anterior, debido que los equipos de BESS aportan despreciablemente al amortiguamiento de la carga. Por lo tanto, debe considerarse la diferencia de generación bruta total del SEN con el consumo instantáneo de BESS en [MW].

Con todo lo anterior, los resultados obtenidos se encuentran detallados en la Tabla 29, considerando una contingencia de severidad 5 con 400 [MW].

*Tabla 29: Requerimientos de CPF Permanentes.*

Generación Bruta Total SEN – Consumo Inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente
7500	336
8000	328
8500	319
9000	310
9500	302
10000	293
10500	284
11000	276
11500	267
12000	258
12500	250

#### 4.1.2.3.2 Aporte CPF Inicial

A partir de los resultados detallados en la Tabla 28 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 en [GW]\*, donde \* quiere decir que debe considerarse la generación total del SEN menos el consumo instantáneo de BESS en carga.

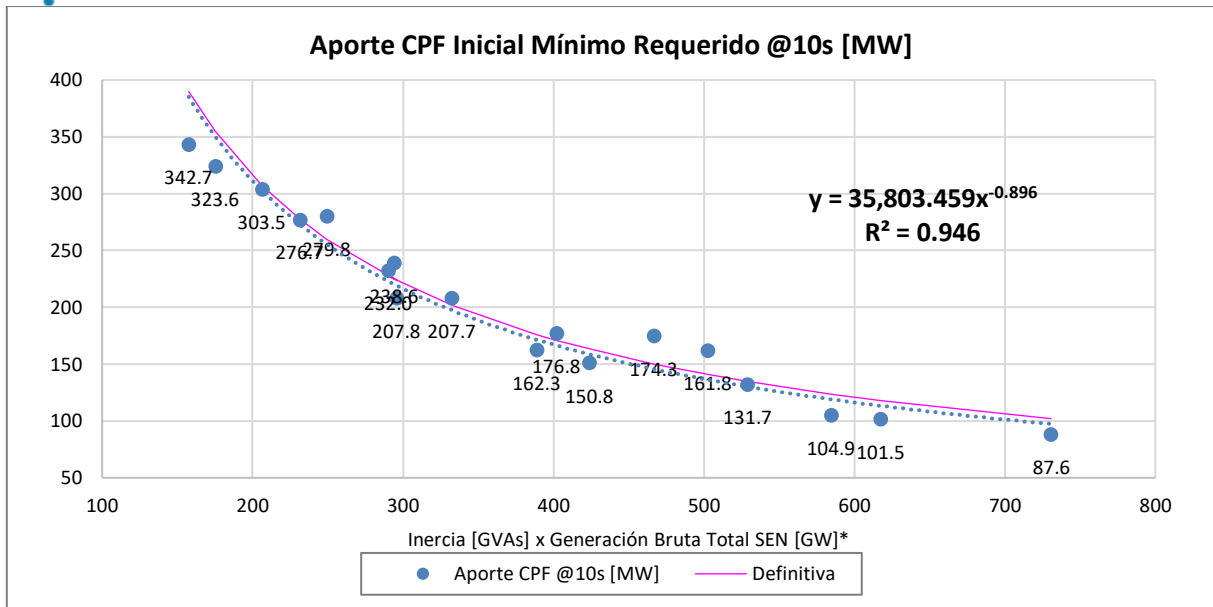


Figura 22: Aporte CPF inicial [MW] vs Inercia [GVAs] x Generación Bruta Total [GW]\*.

En la Figura 22 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:

$$y = \alpha * (x)^{\beta} + \gamma$$

Se adopta un margen de seguridad mediante el parámetro  $\gamma$  correspondiente a 4,6, (obtenido por la diferencia entre despacho San Isidro II para llegar a 400MW y el factor de 1,52 del incremento de aporte inicial ante aumento potencia desconectada). Con lo anterior, la expresión definitiva corresponde a

$$Aporte\ CPF_{inicial}[MW] = 35.803,459 * (Inercia[GVAs] * GxSEN[GW]^{*})^{-0,896} + 4,6$$

En la Figura 22 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 28, 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 simulaciones<sup>2</sup>.
- 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<sup>3</sup>.

De esta manera los resultados definitivos se muestran en la Tabla 30.

*Tabla 30: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). 400[MW] de Potencia Desconectada.*

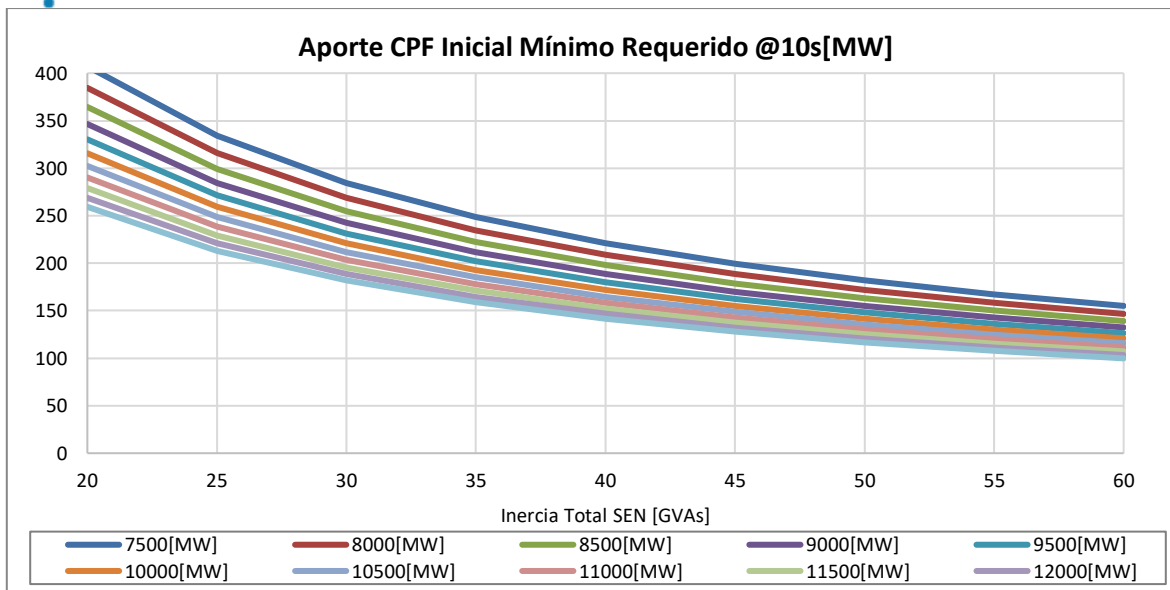
<b>Gx Bruta Total SEN – Consumo Inst. BESS [MW]</b>  <b>Inercia [GVAs]</b>	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	407	385	364	346	330	316	302	290	279	269	259
25	334	316	299	285	271	259	248	238	229	221	213
30	285	269	255	242	231	221	212	203	195	188	182
35	248	235	223	212	202	193	185	178	171	165	159
40	221	209	198	188	180	172	165	158	152	147	141
45	199	188	179	170	162	155	149	143	137	132	128
50	182	172	163	155	148	141	136	130	125	121	117
55	167	158	150	143	136	130	125	120	115	111	108
60	155	147	139	132	126	121	116	111	107	103	100

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 30 se muestran como una familia de curvas para distintos niveles de generación bruta total del SEN (demanda) en la Figura 23.

<sup>2</sup> [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/05/Determinaci%C3%B3n-del-Bias-del-SEN\\_verAbril2020.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/05/Determinaci%C3%B3n-del-Bias-del-SEN_verAbril2020.pdf)

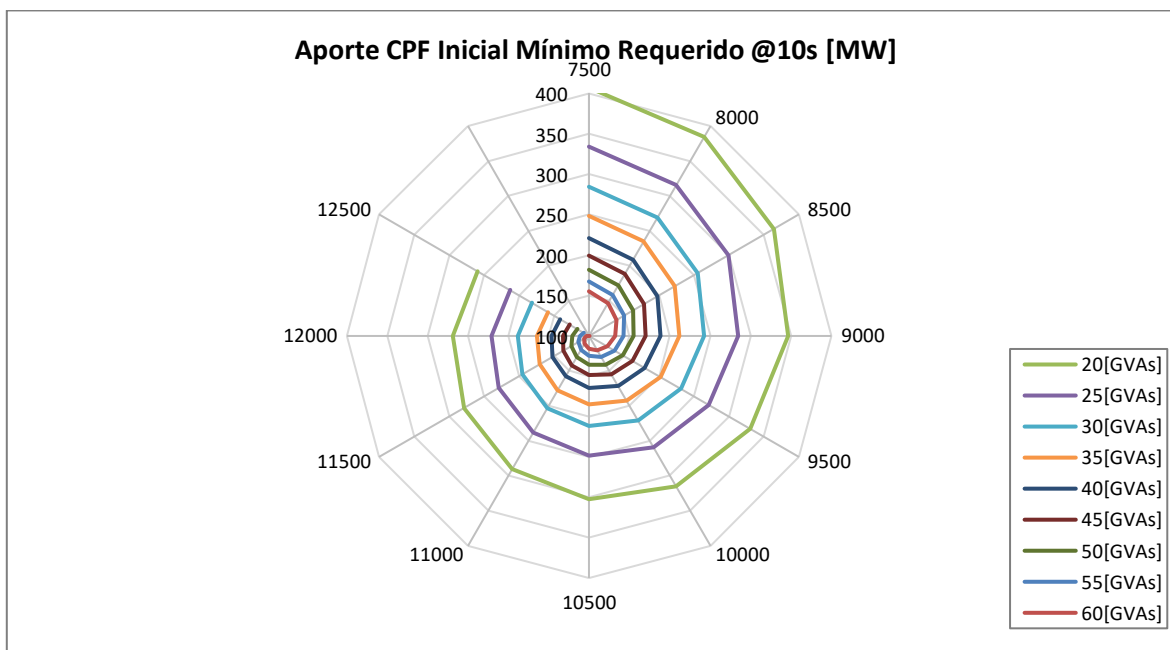
<sup>3</sup> Los problemas durante el apagón del 25/02/2025 se deben a desconexiones significativas de generación post desbalance debido a la falla, y que han sido estimadas en alrededor de 1200 [MW]. Por tanto estos problemas no obedecen a insuficiencia de reservas primarias para el control de frecuencia





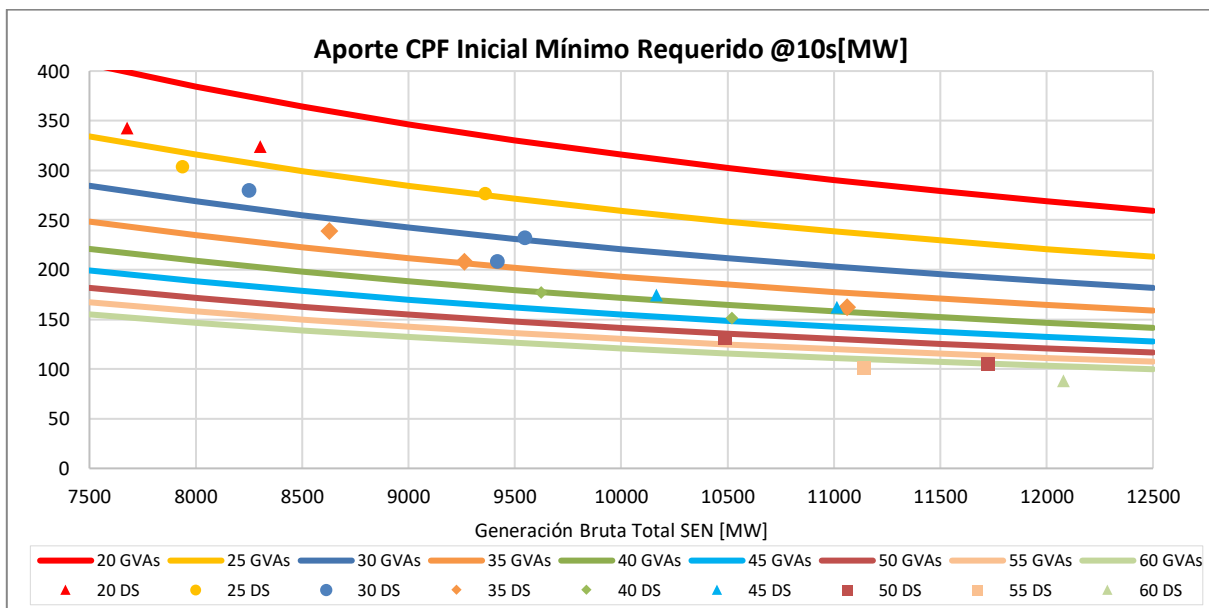
*Figura 23: Resultados definitivos Aporte CPF inicial Mínimo Requerido vs Inercia para distintas condiciones de Generación Total SEN.*

En contraste a lo anterior, los resultados definitivos de la Tabla 30 se muestran como una familia de curvas para distintos niveles de inercia en la Figura 24. 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 24: Resultados definitivos Aporte CPF inicial Mínimo Requerido vs Generación Bruta Total SEN para distintas condiciones de Inercia.*

En la Figura 25, 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 25: Aporte CPF inicial [MW] vs Generación Total SEN, para distintas condiciones de inercia.  
Considera resultados definitivos*

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 26.

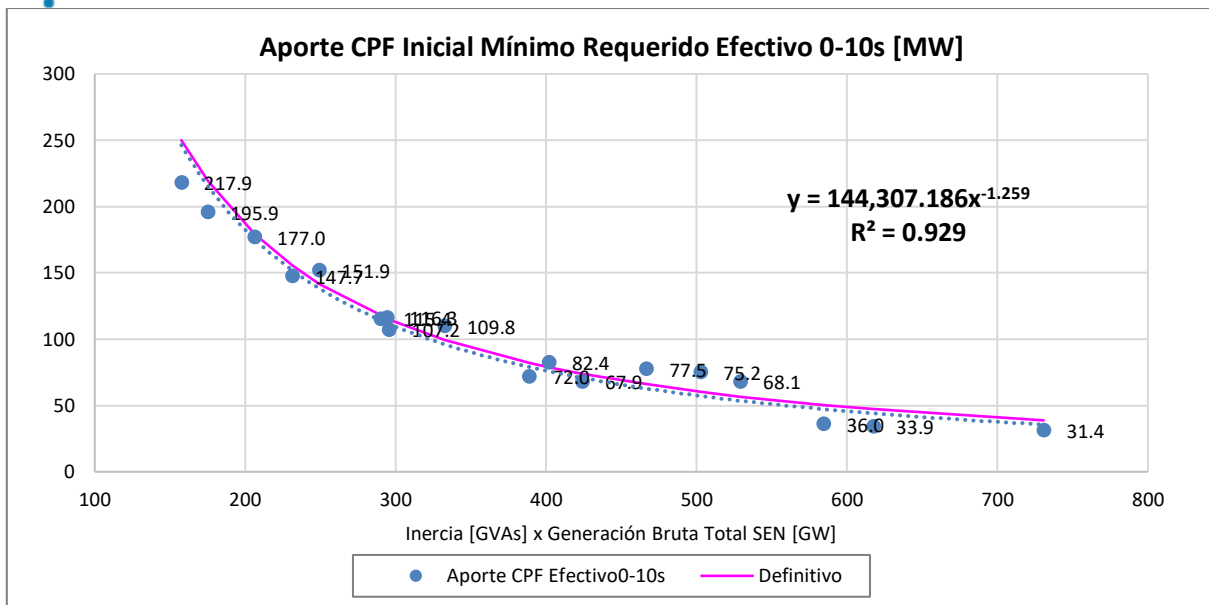


Figura 26: Aporte CPF inicial Efectivo vs Inercia [GVAs] x Generación Bruta Total [GW].

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 31.

Tabla 31: Requerimientos de CPF inicial (valores efectivos 0-10s). 400[MW] de Potencia Desconectada.

Gx Bruta Total SEN - Consumo Inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	266	245	227	212	198	186	175	165	156	148	141
25	201	186	172	161	150	141	133	126	119	113	107
30	161	148	138	128	120	113	106	100	95	90	86
35	133	123	114	106	99	93	88	83	79	75	71
40	113	104	97	90	85	79	75	71	67	64	61
45	98	90	84	78	73	69	65	61	58	55	53
50	86	79	74	69	65	61	57	54	51	49	47
55	77	71	66	61	58	54	51	48	46	44	42
60	69	64	59	55	52	49	46	44	41	39	38

#### 4.1.2.4 Resultados Requerimientos de CPF ante Distintos Montos de Desconexión

En condiciones en que tiene certeza que la unidad de mayor tamaño en servicio es menor a 400[MW], es posible reducir de los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial.

#### 4.1.2.4.1 Aporte CPF Permanente

En el punto 4.1.2.3.1 se determinan la expresión que permite obtener los requerimientos de CPF permanente para distintos montos de potencia desconectada:

$$\text{Aporte CPF@1min} = \text{Potencia Desconectada} - (15,893 * GxSEN^* + 10,536) + \Delta \text{Pérdidas}$$

Además, debe considerarse una aproximación para  $\Delta$ Pérdidas (que va de los 2,2 a 32[MW]) y el factor para pasar del aporte @2min al efectivo a 5 minutos (de 1,033 a 1,26).

Con lo anterior, los resultados obtenidos se encuentran detallados en la Tabla 32, considerando una contingencia de severidad 5 con 400, 350 y 300 [MW].

*Tabla 32: Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN\* y montos de potencia desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	P.Desc. [MW]		
	400	350	300
7500	307	255	202
8000	301	248	195
8500	294	241	189
9000	287	235	182
9500	280	228	175
10000	274	221	169
10500	267	215	162
11000	260	208	155
11500	254	201	149
12000	247	195	142
12500	240	188	135

Asimismo, es posible determinar los requerimientos permanentes de CPF ante contingencias de generación ante casos donde sea posible que, ante simple contingencia, se puedan presentar montos mayores de desconexión. Cabe señalar que, en estas circunstancias, se debe evaluar también si es más económico instruir limitaciones en la generación. Si hay intervenciones en tramos de interconexión de grandes centrales, es posible que el aumento de reservas sea menos económico que limitar la generación.

*Tabla 33: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN\*. Contingencias de Generación.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente		
	[MW]		
	650	550	450
7500	609	500	391
8000	600	491	382

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente		
	[MW]		
	650	550	450
8500	592	483	373
9000	583	474	365
9500	574	465	356
10000	566	457	347
10500	557	448	339
11000	548	439	330
11500	540	431	321
12000	531	422	313
12500	522	413	304

#### 4.1.2.4.2 Aporte CPF Inicial

En cuanto al CPF inicial, en la segunda entrega del ECFyDR2024 (parte2)<sup>4</sup> fueron determinadas los requerimientos iniciales de CPF ante distintos montos de potencia desconectada. Además, fueron analizadas las tendencias con que se reducen dichos requerimientos en la medida que disminuye la potencia desconectada. Las conclusiones de dicho análisis recomiendan considerar las siguientes tendencias:

- Al menos se puede asumir que los requerimientos disminuyen en razón 9:10 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 1,4 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].
- Se puede asumir que los requerimientos se reducen en razón 0,6 por cada [MW] por bajo 350 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando una reducción de hasta 0,9 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 350 [MW].

Considerando los montos determinados considerando 400 [MW] y detallados en Tabla 34, se puede aportar tablas referenciales para una potencia desconectada de 350 [MW] y 300 [MW].

*Tabla 34: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). 400[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	
Inercia [GVAs]	20	407	385	364	346	330	316	302	290	279	269	259

<sup>4</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Estudio-CFyDR-2024-Parte-2-Informe-Final.pdf>

25	334	316	299	285	271	259	248	238	229	221	213
30	285	269	255	242	231	221	212	203	195	188	182
35	248	235	223	212	202	193	185	178	171	165	159
40	221	209	198	188	180	172	165	158	152	147	141
45	199	188	179	170	162	155	149	143	137	132	128
50	182	172	163	155	148	141	136	130	125	121	117
55	167	158	150	143	136	130	125	120	115	111	108
60	155	147	139	132	126	121	116	111	107	103	100

Tabla 35: Requerimientos de CPF inicial 350 [MW] Potencia desconectada (valores instantáneos a 10s).

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (a partir de Tabla 34)
Inercia [GVAs]												
20	327	305	284	266	250	236	222	210	199	189	179	CPFij-1,6*50MW
25	259	241	224	210	196	184	173	163	154	146	138	CPFij-1,5*50MW
30	215	199	185	172	161	151	142	133	125	118	112	CPFij-1,4*50MW
35	178	165	153	142	132	123	115	108	101	95	89	CPFij-1,3*50MW
40	161	149	138	128	120	112	105	98	92	87	81	CPFij-1,2*50MW
45	144	133	124	115	107	100	94	88	82	77	73	CPFij-1,1*50MW
50	132	122	113	105	98	91	86	80	75	71	67	CPFij-1,0*50MW
55	120	111	102	95	89	83	77	73	68	64	60	CPFij-0,95*50MW
60	110	102	94	87	81	76	71	66	62	58	55	CPFij-0,90*50MW

Tabla 36: Requerimientos de CPF inicial 300 [MW] Potencia desconectada (valores instantáneos a 10s).

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500	Expresión Cálculo CPFij (a partir de Tabla 35)
Inercia [GVAs]												
20	272	250	229	211	195	181	167	155	144	134	124	CPFij-1,1*50MW
25	209	191	174	160	146	134	123	113	104	96	88	CPFij-1,0*50MW
30	170	154	140	127	116	106	97	88	80	73	67	CPFij-0,90*50MW
35	136	122	110	99	89	81	72	65	58	52	46	CPFij-0,85*50MW
40	121	109	98	88	80	72	65	58	52	47	41	CPFij-0,80*50MW
45	107	96	86	77	70	63	56	50	45	40	35	CPFij-0,75*50MW
50	97	87	78	70	63	56	51	45	40	36	32	CPFij-0,70*50MW
55	87	78	70	63	56	50	45	40	35	31	28	CPFij-0,65*50MW
60	80	72	64	57	51	46	41	36	32	28	25	CPFij-0,60*50MW

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

Por otra parte, es posible determinar los requerimientos iniciales de CPF ante contingencias de generación ante casos donde sea posible que, ante simple contingencia, se puedan presentar montos mayores de desconexión. Cabe señalar que, en estas circunstancias, se debe evaluar también si es más económico instruir limitaciones en la generación. Si hay intervenciones en tramos

de interconexión de grandes centrales, es posible que el aumento de reservas sea menos económico que limitar la generación. En el ECFyDR 2024 parte 2<sup>5</sup>, se determinaron los incrementos para los requerimientos de reservas de CPF inicial en condiciones donde se tienen mayores montos de potencia desconectada. En general se puede asumir un incremento de 1.52[MW] de reserva por [MW] adicional de potencia desconectada. Con lo anterior se puede establecer requerimientos de reservas para 450, 550 y 650[MW] de potencia desconectada.

*Tabla 37: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 450[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW] Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	483	461	440	422	406	392	378	366	355	345	335
25	410	392	375	361	347	335	324	314	305	297	289
30	361	345	331	318	307	297	288	279	271	264	258
35	324	311	299	288	278	269	261	254	247	241	235
40	297	285	274	264	256	248	241	234	228	223	217
45	275	264	255	246	238	231	225	219	213	208	204
50	258	248	239	231	224	217	212	206	201	197	193
55	243	234	226	219	212	206	201	196	191	187	184
60	231	223	215	208	202	197	192	187	183	179	176

*Tabla 38: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 550[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW] Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	635	613	592	574	558	544	530	518	507	497	487
25	562	544	527	513	499	487	476	466	457	449	441
30	513	497	483	470	459	449	440	431	423	416	410
35	476	463	451	440	430	421	413	406	399	393	387
40	449	437	426	416	408	400	393	386	380	375	369
45	427	416	407	398	390	383	377	371	365	360	356
50	410	400	391	383	376	369	364	358	353	349	345
55	395	386	378	371	364	358	353	348	343	339	336
60	383	375	367	360	354	349	344	339	335	331	328

*Tabla 39: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 650[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
--	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

<sup>5</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Estudio-CFyDR-2024-Parte-2-Informe-Final.pdf>

Inercia [MW] [GVAs]											
20	787	765	744	726	710	696	682	670	659	649	639
25	714	696	679	665	651	639	628	618	609	601	593
30	665	649	635	622	611	601	592	583	575	568	562
35	628	615	603	592	582	573	565	558	551	545	539
40	601	589	578	568	560	552	545	538	532	527	521
45	579	568	559	550	542	535	529	523	517	512	508
50	562	552	543	535	528	521	516	510	505	501	497
55	547	538	530	523	516	510	505	500	495	491	488
60	535	527	519	512	506	501	496	491	487	483	480

#### 4.1.3 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación

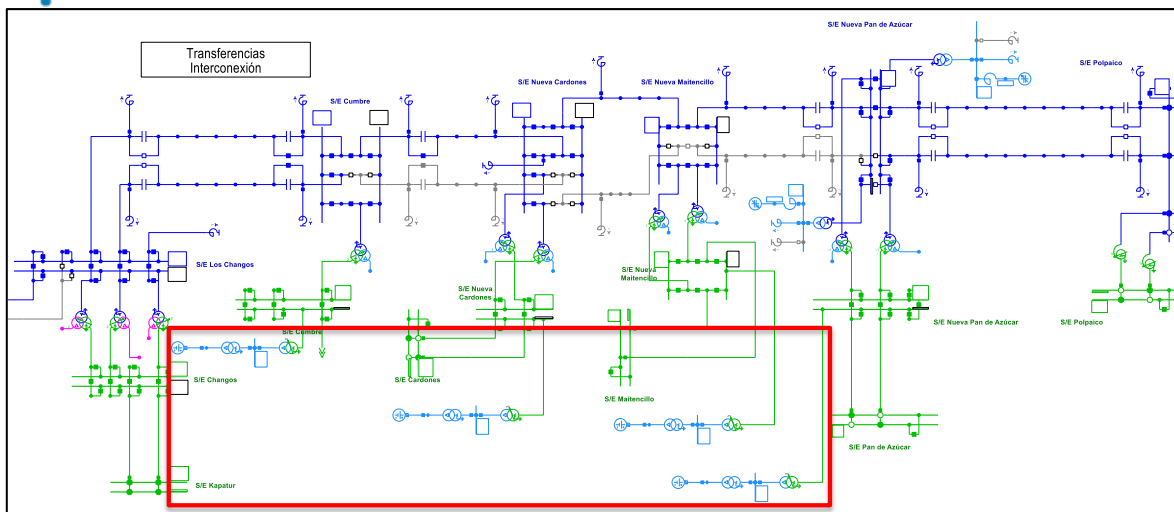
##### 4.1.3.1 Metodología

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]. 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 27: 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].

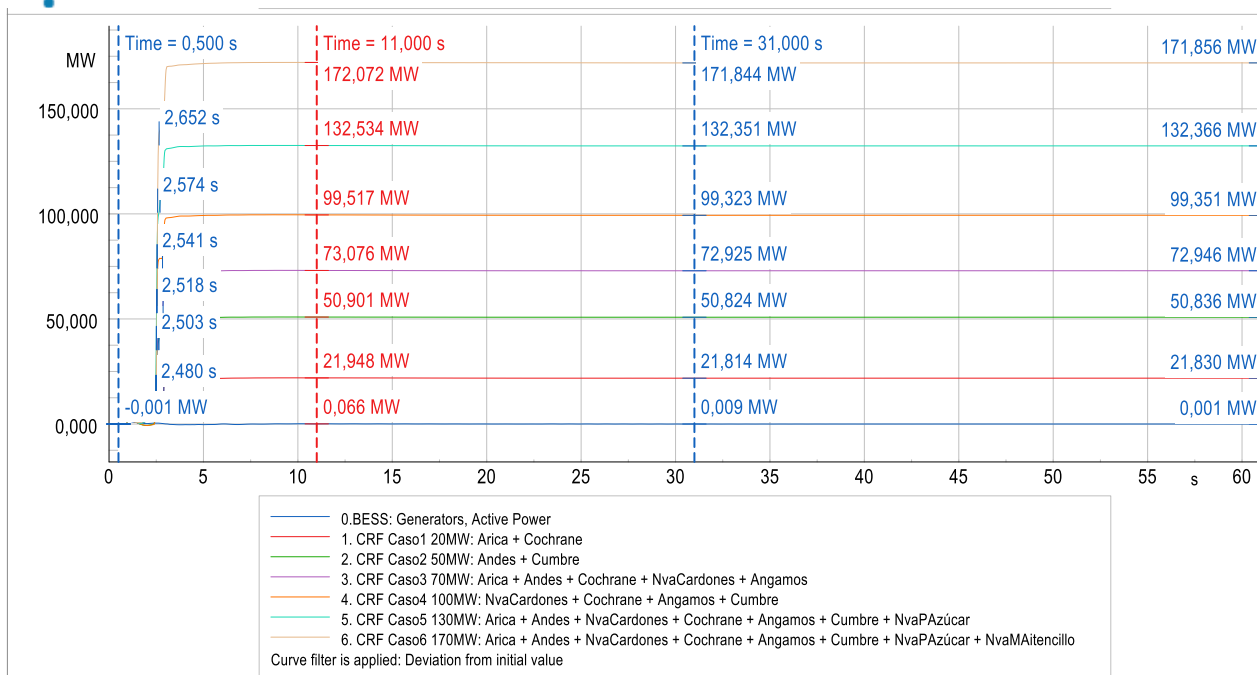
Se consideraron 5 escenarios representativos descritos a continuación en la Tabla 40.

*Tabla 40: Escenarios Considerados. Análisis Requerimientos Mínimos CRF contingencias de Generación.*

Caso	Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Total SEN [MW]
A	Caso 1.1 13-04-2026 9hrs	20,5	7674,8
B	Caso 2.2 13-04-2026 18hrs	31,4	9415,3
C	Caso 3.2 02-02-2026 10hrs	35,2	11062,2
D	Caso 4.3 09-12-2026 1hrs	45,6	11011,5
E	Caso 6.1 23-06-2026 24hrs	55,4	11138,2

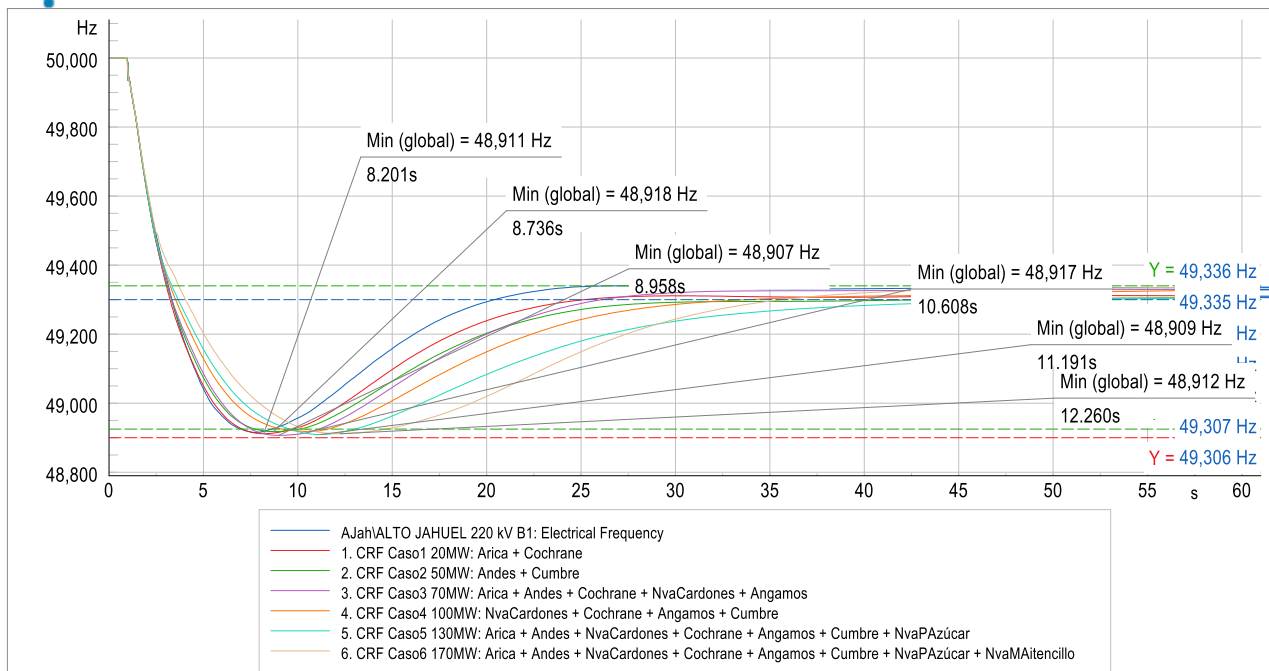
#### 4.1.3.2 Resultados

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.



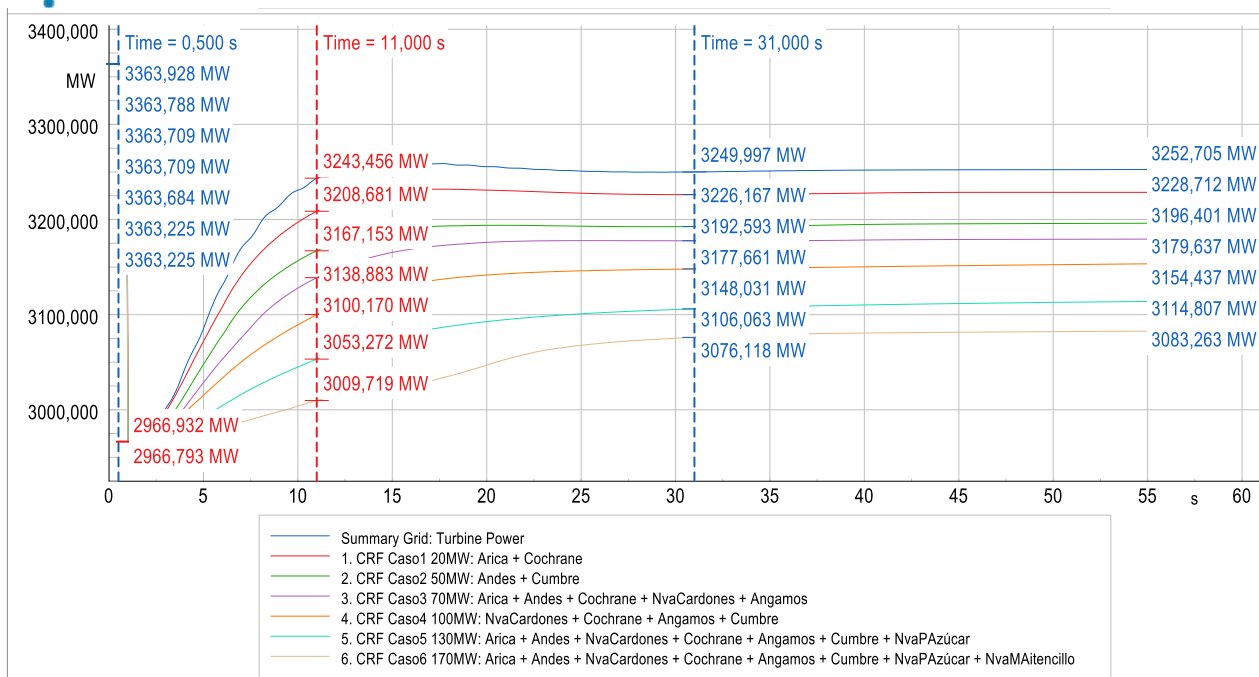
*Figura 28: Potencia Eléctrica CRF SEN ante Contingencias de Generación. Caso 1.1 06-04-2025 11hrs (HM). Acercamiento de los primeros 11 segundos de simulación.*

En la Figura 28 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 1,7 segundos postcontingencia y se mantienen prácticamente estables por toda la simulación.



*Figura 29: Frecuencia Eléctrica SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Caso 1.4 06-04-2025 11hrs.*

En la Figura 29 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 7 segundos respecto al caso 5.



*Figura 30: Potencia de Turbina del SEN ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles. Caso 1.1 06-04-2025 11hrs.*

En la Figura 30 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.

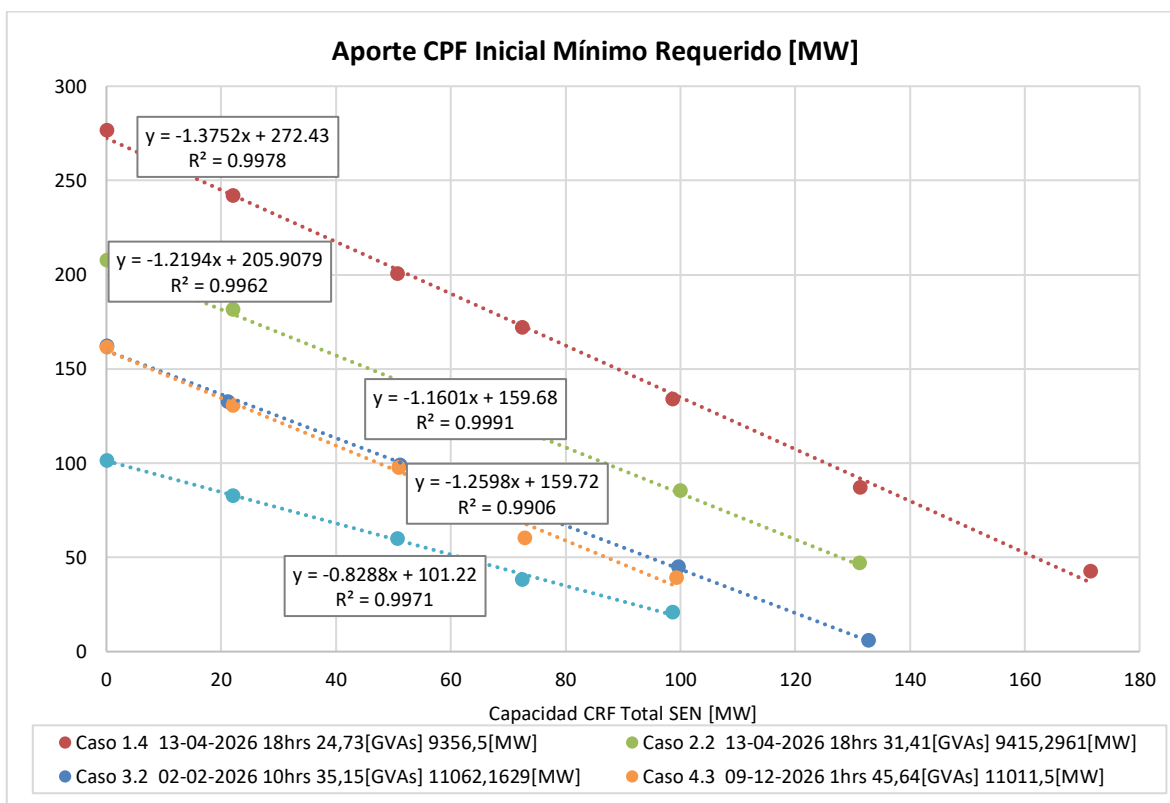
Para los casos restante los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 41. El detalle de las simulaciones se adjunta como parte de los anexos de este informe.

*Tabla 41: 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 [GVAs]	Generación Total SEN* [MW]	Caso	Capacidad Instalada Total [MW]	CRF				CPF				Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec, Permanente [Hz]	Observaciones
					Tiempo Actuación Post-contingencia [s][*]	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 1.4 13-04-2026 18hrs 24,73[GVAs] 9356,5[MW]	24,7	9357	Base	0	-	-	-	-	276,7	147,7	53,4%	276,7				
			Caso 1a	22	1,904	22,0	17,9	81,8%	242,1	129,1	53,3%	257,4	48,911	7,20	49,310	
			Caso 1b	51	1,652	50,9	43,0	84,4%	200,5	103,1	51,4%	224,9	48,918	7,74	49,306	
			Caso 1c	72	1,863	73,1	61,1	83,7%	172,2	83,1	48,3%	208,0	48,907	7,96	49,329	
			Caso 1d	99	1,850	99,5	83,5	83,9%	134,1	65,1	48,5%	182,7	48,917	9,61	49,329	
			Caso 1e	131	1,702	132,5	111,5	84,1%	87,1	38,5	44,2%	142,9	48,909	10,19	49,307	
			Caso 1f	171	1,652	172,1	144,3	83,9%	42,9	16,6	38,7%	110,5	48,912	11,26	49,336	
Caso 2.2 13-04-2026 18hrs 31,41[GVAs] 9415,2961[MW]	31,4	9415	Promedio					83,6%			47,4%					
			Base	0	-	-	-	-	207,8	107,2	52%	259,9				
			Caso 3a	22	2,316	22,0	17,2	78,3%	181,8	94,9	52%	240,1	48,92	9,81	49,3	
			Caso 3b	51	2,002	51,1	41,6	81,4%	136,3	70,2	52%	209,6	48,903	10,68	49,307	
			Caso 3c	73	2,226	73,1	58,9	80,6%	116,6	51,9	45%	193,5	48,909	10,49	49,337	
			Caso 3d	100	2,256	99,7	80,5	80,7%	85,6	37,3	44%	166,2	48,918	11,07	49,341	
			Caso 3e	131	2,062	132,9	107,5	80,9%	47,3	19,6	41%	126,4	48,923	12,56	49,302	
Caso 3.2 02-02-2026 10hrs 35,15[GVAs] 11062,1629[MW]	35,2	11062	Caso 3f	171	2,926	172,9	139,9	80,9%	6,3	-0,3	-4%	86,6	48,927	15,00	49,321	Se requiere CPF inicial pero para instante de Fmin (15s)
			Promedio					80,5%			38,1%					
			Base	0	-	0,0	0,0	0%	162,3	72,0	44%	231,9	48,906	10,726	49,325	
			Caso 2.3a	22	2,611	21,1	16,6	78,8%	132,9	56,0	42%	209,8	48,903	11,221	49,321	
			Caso 2.3b	51	2,311	51,1	40,2	78,7%	99,3	42,1	42%	180,4	48,915	11,771	49,309	
			Caso 2.3c	73	2,647	72,9	56,5	77,4%	74,4	32,0	43%	157,5	48,920	12,729	49,313	
			Caso 2.3d	100	2,641	99,6	77,6	77,9%	45,2	19,1	42%	136,0	48,918	14,495	49,336	
Caso 4.3 09-12-2026 1hrs 45,64[GVAs] 11011,5[MW]	45,6	11012	Caso 2.3e	131	2,375	132,7	103,6	78,1%	6,0	0,1	1%	95,4	48,901	16,075	49,311	
			Caso 2.3f	171	2,166	172,7	135,3	78,3%	4,5	0,6	-	61,1	49,043	15,709	49,303	No se requiere el aporte a los 10 s
			Promedio					78,2%			34,2%					
			Base	0	-	0,0	-	-	161,8	75,2	46,5%	249,0	48,909	10,980	49,330	
			Caso 1a	22	2,582	22,0	16,7	75,7%	130,6	60,3	46%	216,1	48,914	12,025	49,332	
			Caso 1b	51	2,261	50,9	40,2	79,1%	97,9	44,7	45,6%	186,1	48,919	14,634	49,337	
			Caso 1c	72	2,542	72,8	56,9	78,1%	60,3	29,4	49%	158,2	48,906	15,075	49,339	
Caso 4.3 09-12-2026 1hrs 45,64[GVAs] 11011,5[MW]	45,6	11012	Caso 1d	99	2,553	99,3	78,0	78,6%	39,5	15,5	39,2%	134,4	48,923	16,346	49,341	
			Caso 1e	131	2,300	132,4	104,2	78,7%	9,4	1,6	17%	93,4	48,945	18,118	49,317	Se requiere CPF inicial pero para instante de Fmin (18s)
			Caso 1f	171	2,109	172,4	136,0	78,8%	0,3	-1,0	-	59,7	49,047	19,130	49,318	No se requiere el aporte a los 10 s

Escenario	Inercia [GVAs]	Generación 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][*]	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]				
			Promedio					78,2%			39,4%					
Caso 6.1 23-06- 2026 24hrs 55,43[GVAs] 11138,2[MW]	55,4	11138	Base	0	-	-	-	-	101,5	33,9	33,4%	243,6	48,908	14,184	49,337	
			Caso 5a	22	3,69	22,0	14,4	65,5%	83,0	26,9	32,4%	217,1	48,923	14,61	49,311	
			Caso 5b	51	3,23	51,0	36,0	70,6%	60,2	21,2	35,2%	191,2	48,902	18,89	49,342	
			Caso 5c	72	3,71	72,9	50,2	68,8%	38,3	12,8	33,4%	167,1	48,900	21,08	49,338	
			Caso 5d	99	3,67	99,4	69,3	69,7%	21,1	5,7	27,0%	145,4	48,924	22,08	49,291	
			Caso 5e	131	3,30	132,6	92,7	69,9%	5,4	0,1	-	105,2	48,981	22,86	49,308	No se requiere el aporte a los 10 s
			Caso 5f	171	3,00	172,6	121,2	70,2%	0,5	-1,1	-	68,6	49,084	21,84	49,330	No se requiere el aporte a los 10 s
			Promedio					69,1%			32,0%					

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 31. 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 31: 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. El Caso 1.4 13-04-2026 11hrs (24.73[GVA] 9356[MW]) corresponde al escenario en que si se requiere CPF inicial ante 170[MW] de capacidad de CRF instalada

Los resultados de las sustituciones para cada escenario se resumen en la Tabla 42. Cabe señalar que, la manera encontrada para caracterizar un escenario mediante un solo parámetro corresponde al producto de la inercia en [GVA] por la generación bruta total en [GW]\*. Cabe recordar que debe

considerarse la diferencia de la generación bruta total del SEN con el consumo instantáneo de BESS en carga.

Tabla 42: Resumen Resultados Sustitución CPF/CRF

Inercia GVAs	Generación Total SEN*		Parámetro GVAs X GW	Sustitución CPF/CRF
	MW	GW		
24,7	9356,5	9,36	231,4	1,375
31,4	9415,3	9,42	295,7	1,219
35,2	11062,2	11,06	388,8	1,165
45,6	11011,5	11,01	502,6	1,260
55,4	11138,2	11,14	617,4	0,829

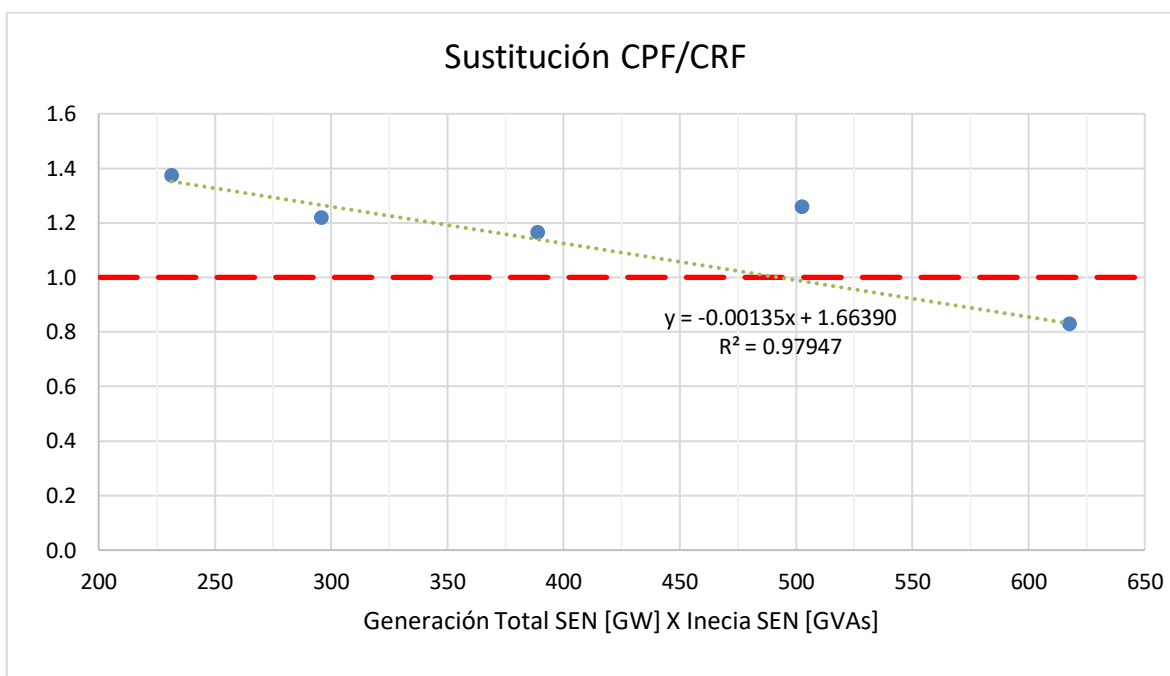


Figura 32: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos del Producto entre Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]

Considerando la ecuación de la Figura 32, 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 43.

Tabla 43: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos de Generación Total SEN\* en [GW] e Inercia [GVAs]

Inercia [GVAs]	Gx BrutaTotal SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20		1,46	1,45	1,43	1,42	1,41	1,39	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33
25		1,41	1,39	1,38	1,36	1,34	1,33	1,31	1,29	1,28	1,26	1,24



Gx BrutaTotal SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
Inercia [GVAs]											
30	1,36	1,34	1,32	1,30	1,28	1,26	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16
35	1,31	1,29	1,26	1,24	1,22	1,19	1,17	1,14	1,12	1,10	1,07
40	1,26	1,23	1,20	1,18	1,15	1,12	1,10	1,07	1,04	1,02	0,99
45	1,21	1,18	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,90
50	1,16	1,12	1,09	1,06	1,02	0,99	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82
55	1,11	1,07	1,03	1,00	0,96	0,92	0,88	0,85	0,81	0,77	0,74
60	1,06	1,02	0,98	0,93	0,89	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,65

#### 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.

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 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.

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.

##### **4.1.5.1.1 Revisiones Estudios Análisis de Falla.**

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 045/2020<sup>13</sup>. 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)

---

<sup>13</sup> <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/estudios-de-analisis-de-falla/>

- 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 Kapatur - 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)
- 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)

#### 4.1.5.1.2 Revisión de otras causas de grandes desconexiones de consumos.

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).

Por otra parte, 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.

Finalmente, se tiene el caso de proyectos de sistemas de almacenamiento de energía, en su mayoría correspondientes a BESS. Los proyectos de sistemas almacenamiento de mayor capacidad previstos en el horizonte del estudios se muestran en la Tabla 44.

*Tabla 44: Proyectos de sistemas almacenamiento de mayor capacidad en el horizonte del estudio.*

Name	Grid	Par.no.	Min.Active Power Limit MW	Max.ActivePower Limit MW	Total
BESS_ARENALES	00-Norte Grande	1	-300	300	-300
BESS_GABRIELA	00-Norte Grande	1	-220	220	-220
BESS_DEL DESIERTO	00-Norte Grande	1	-200	200	-200
BESS_ANDES III (ETAPA 1)	00-Norte Grande	1	-171,3	171,3	-171,3
BESS_LUZ DEL NORTE	01-Atacama	1	-141	141	-141

Cabe señalar que al momento del levantamiento de información para el estudio no se tuvo antecedentes del detalle de las instalaciones para evaluar si, ante simple contingencia, se corre el riesgo de desconexiones sobre 200 [MW]. No obstante lo anterior, se asume que el monto señalado es más que plausible para ser considerado en los análisis, no así el caso de desconexiones de 120 [MW] de consumos. En la medida que se cuente con mayores antecedentes que ameriten evaluar desconexiones sobre 200 [MW], los análisis correspondientes serán actualizados debidamente.

#### 4.1.5.2 Contingencias y Escenarios considerados.

Como conclusión de las revisiones señaladas en el punto anterior, se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 200[MW].

La Tabla 45, muestra los escenarios evaluados para la determinación de las reservas de CPF de bajada.

*Tabla 45: Escenarios Evaluados para la Determinación de Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos.*

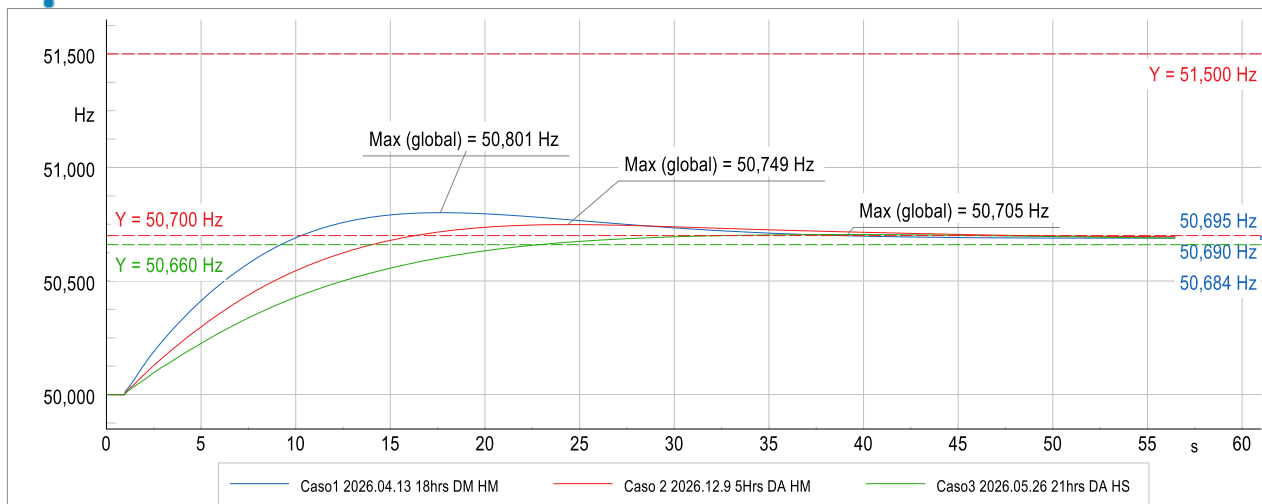
Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Bruta Total SEN [MW]*	% Penetración ERV	Carga Desconectada [MW]
Caso 1 2026.04.13 18hrs DM HM	31,4	9415	50%	200
Caso 2 2026.12.9 5Hrs DA HM	45,6	10165	16%	200
Caso 3 2026.05.26 21hrs DA HS	60,5	12078	23%	200

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 observada en las simulaciones.

#### 4.1.5.3 Resultados

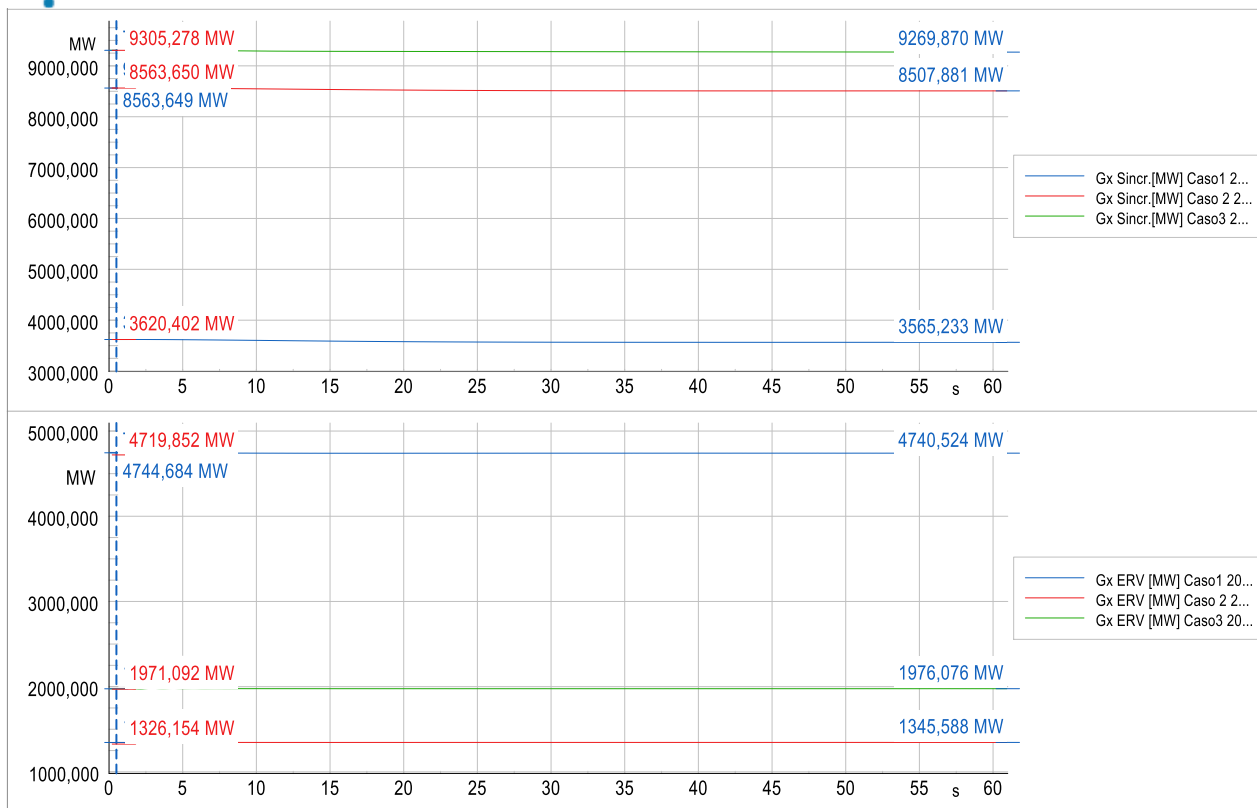
A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de los escenarios de noche ante una desconexión intempestiva de 200[MW] de consumos.

En la Figura 33 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 50,801 [Hz], lo que no activaría en caso alguno las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras.



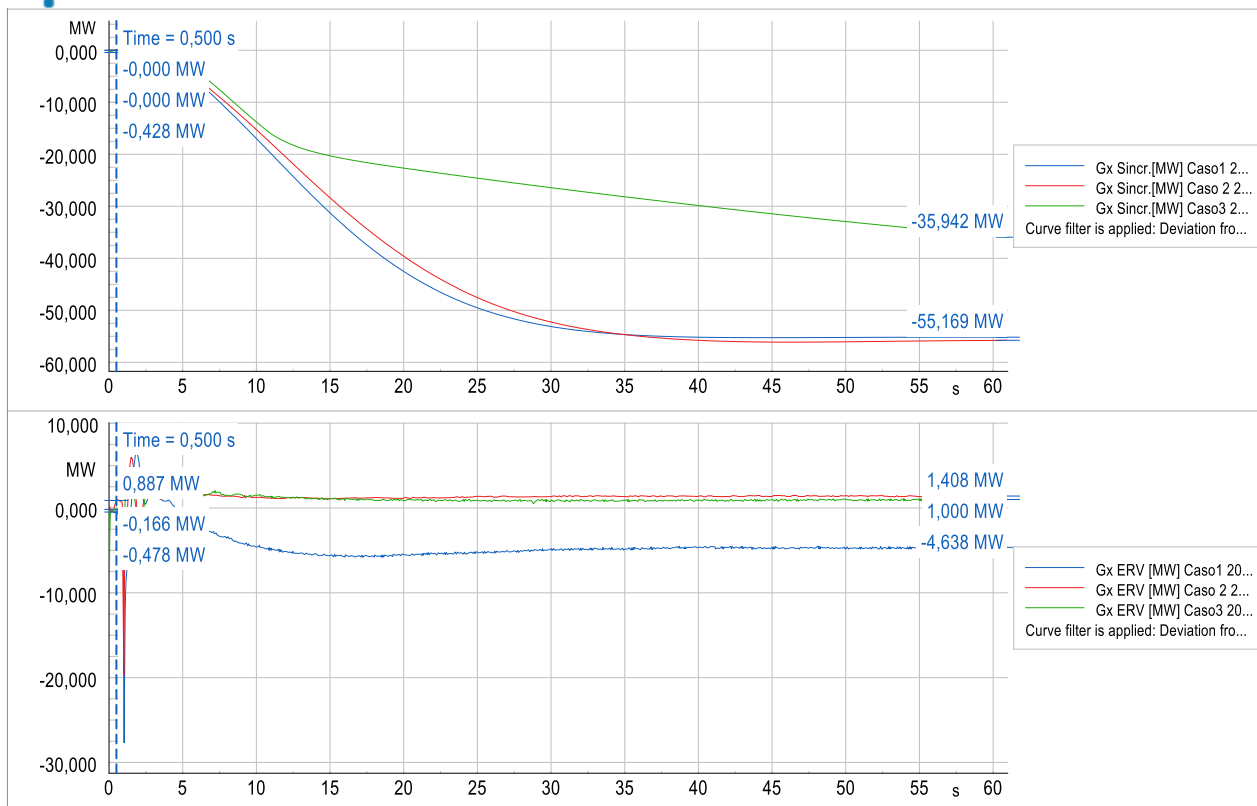
*Figura 33: Frecuencia Eléctrica del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW].*

En la Figura 34 se muestra la potencia eléctrica total de las unidades ERV, la potencia eléctrica total generada por unidades convencionales y la generación bruta total del SEN. 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 34: Generación ERV y Sincrónica Total del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW].*

En la Figura 35 se muestra la desviación respecto el valor inicial para la potencia eléctrica total de las unidades ERV, la potencia mecánica total generada por unidades convencionales. Se puede apreciar de mejor manera 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. Además, pueden apreciarse los montos de CPF de bajada requeridos para alcanzar la desviación máxima admisible para la frecuencia en régimen permanente. En cuanto a la desviación de la generación ERV, puede constatarse que solo en el caso 1 fueron considerados aportes al CPF de bajada de esta clase de plantas de generación.



*Figura 35: Desviación Generación ERV, Sincrónica y Total del SEN ante Contingencias de Consumos de 200 [MW].*

El resumen de los resultados de los escenarios de noche analizados se presenta a continuación en la Tabla 46.

*Tabla 46: Resumen de Resultados CPF ante Contingencias de Consumos de 200 [MW].*

Escenario	Inercia [GVAs]	Generación Total SEN [MW]*	% Penetración ERV	Carga Desconectada [MW]	Aporte CPF @2min [MW]	CPF Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]	Frec. Max [Hz]	Tiempo Frec Max [s]	Frec. Permanente [Hz]
Caso 1 2026.04.13 18hrs DM HM	31,4	9415	50%	200	-64,1	-51,3	-61,6	50,789	16,1	50,681
Caso 2 2026.12.9 5Hrs DA HM	45,6	10165	16%	200	-55,8	-42,0	-50,3	50,665	30,0	50,660
Caso 3 2026.05.26 21hrs DA HS	60,5	12078	23%	200	-36,0	-23,8	-33,6	50,822	31,7	50,695

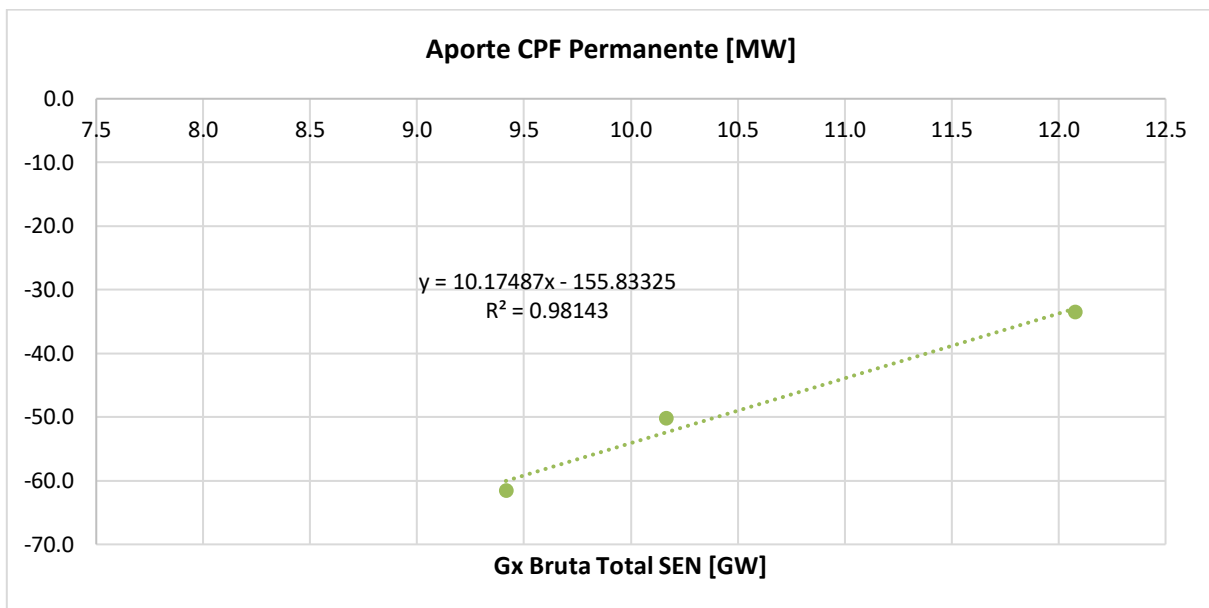
De la tabla anterior, se puede desprender lo siguiente:

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.

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 36.



*Figura 36: 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 47

*Tabla 47: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos*

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7500	-80
8000	-75
8500	-70
9000	-65
9500	-60
10000	-55
10500	-50
11000	-45
11500	-40
12000	-35
12500	-30

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 fallas de severidad 5 y hay situaciones que contingencias simples de elementos serie del sistema de transmisión, como así también contingencias que activen automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW]. Además, se han observado proyectos BESS de capacidad de dicho orden de magnitud.
- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistémico 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.

Considerando todo lo anterior, se recomienda para operación los montos indicados en la Tabla 47 los que son correspondientes a la desconexión de 200 [MW] de consumos.

## **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 realiza 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 un 95% de estas fluctuaciones, intervalo de confianza que cumple con lo establecido en el artículo 3-13 de la NT SSCC. Estas reservas están dadas por la siguiente expresión, considerando que los anteriores desvíos presentan una distribución similar a una distribución normal.

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

Donde:

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

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

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

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

#### 4.2.1 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 año 2024.

En la Figura 37 se grafica el histograma con la distribución de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones estándar horarias de dichas fluctuaciones.

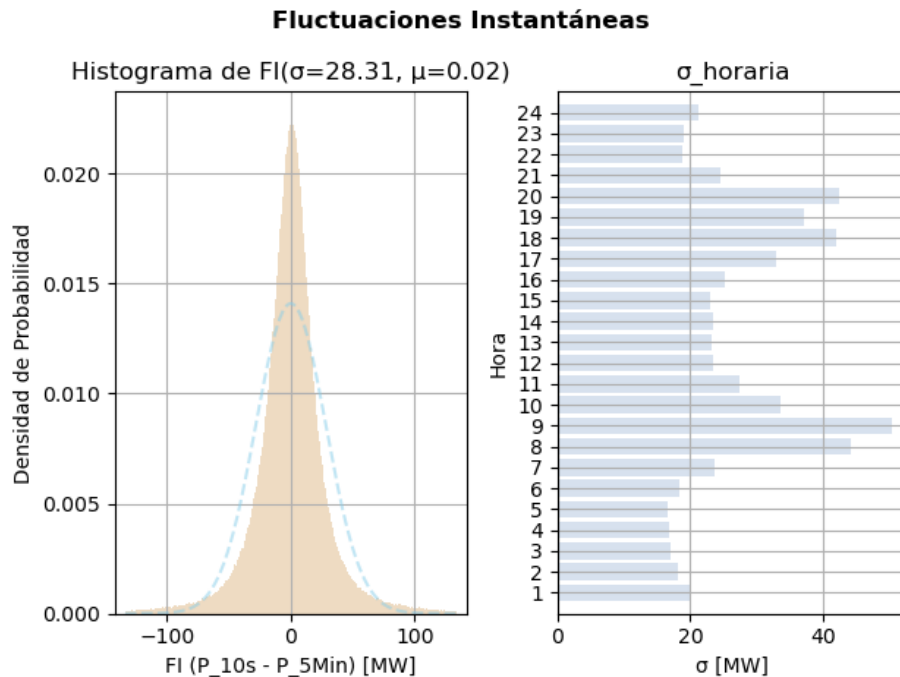


Figura 37 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas.

De los resultados obtenidos se puede apreciar que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es de 28,31 MW. Su distribución se asemeja a una distribución normal de parámetros valor medio de 0 MW y desviación estándar de 28,3 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  $\pm 56$  MW ( $\mu \pm 1,96\sigma$ ). La Tabla 48 muestra el resumen de estos resultados.

*Tabla 48 Reservas para fluctuaciones instantáneas*

Tipo Reserva	Registros	Ventana	$\sigma$ [MW]	Reserva [MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	28,3	$\pm 56$

### 4.3 Asignación de las Reservas para el CPF

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

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

Por otro lado, es importante considerar el aporte de los equipos de compensación de potencia activa BESS, dado que estos equipos una vez que detectan que la frecuencia sale de  $\pm 300$  [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  $\pm 25$  [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 DlgSILENT. 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 1<sup>14</sup> 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. Pero, para el caso del ECF y DR2023 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.

La capacidad de realizar control primario de frecuencia de cada parque fue determinada mediante la revisión de los informes de homologación de cada una de las plantas interconectadas al SEN. En los casos en los que el modelo dinámico homologado presenta el control, pero no está respaldado en el informe de homologación, se asumirá que pudiendo estar modelado, el CPF no está implementado en el parque. En los casos en los que el informe de homologación indica y respalda la existencia del control primario de frecuencia, pero en el banco de prueba no fue posible determinar el aporte al CPF de tal parque, se dejará un valor de aporte al CPF de referencia basado en los ensayos respaldados en el informe de homologación.

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)**

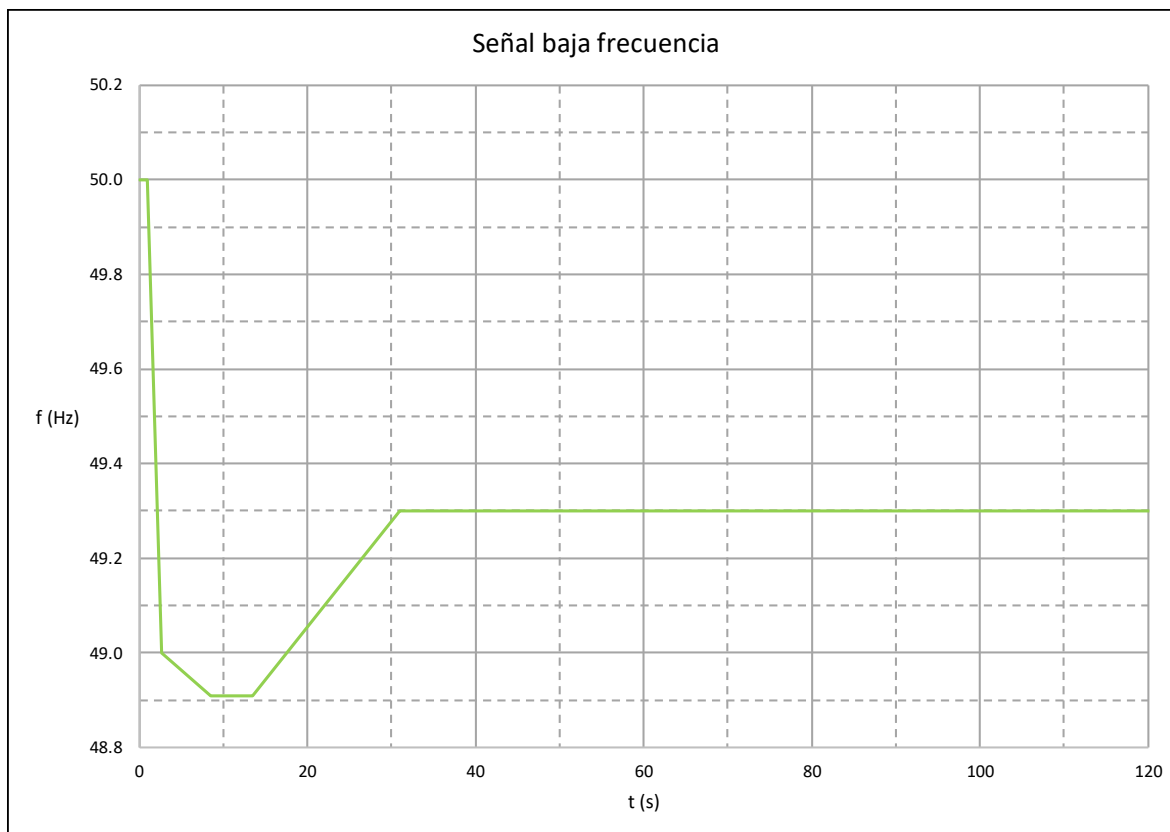
Se contempla determinar el aporte promedio de las unidades durante los primeros 5 minutos postcontingencia, que corresponde al tiempo de acción del CPF de acuerdo con el Informe de Definición de SSCC. Cabe señalar que dadas las exigencias de la NTSyCS el aporte de los parques eólicos y fotovoltaicos 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

---

<sup>14</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/Estudio-CFyDR-2020-Parte-1-Informe-Final.pdf>

los fotovoltaicos y 30% para los eólicos, tanto para las sobrefrecuencia como para las subfrecuencias, en caso de que aplicase.

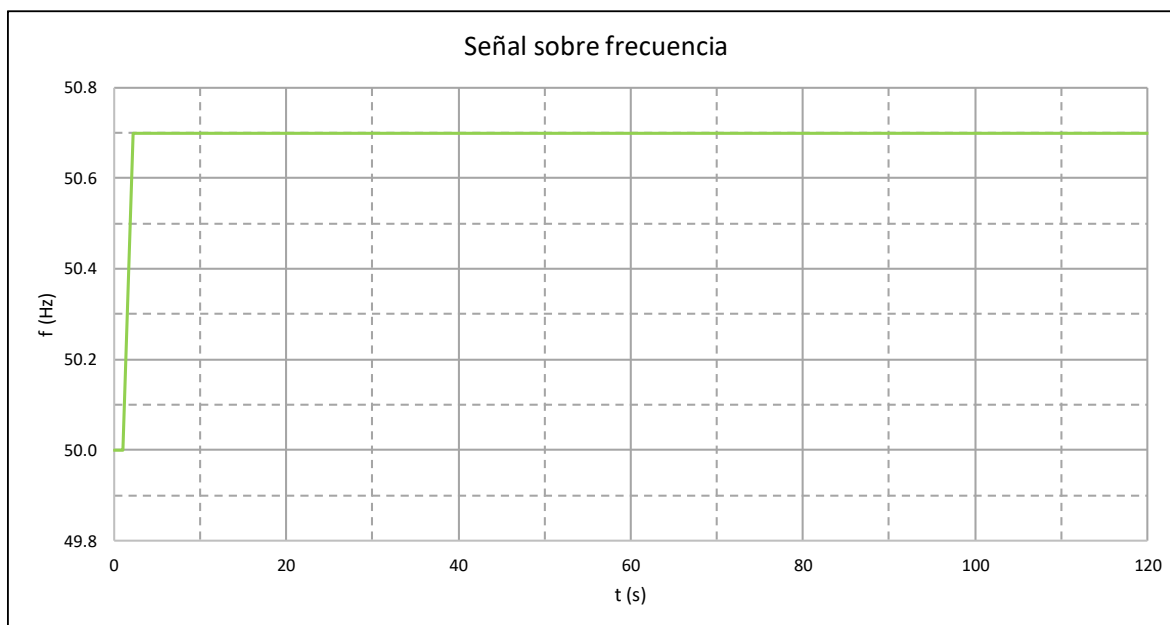
Los eventos de simulación asociados a la variación de la frecuencia del sistema producto de una contingencia de generación (subfrecuencia) y de una contingencia de consumo (sobrefrecuencia) son los mismos que los empleados para el cálculo realizado para las unidades generadoras sincrónicas. Este evento 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  $10 \pm 2.5$  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 38.



*Figura 38 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 39.



*Figura 39 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 49 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación, mientras que en Tabla 50 se detallan los aportes de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

*Tabla 49: Unidades generadoras ERV participantes del CPF: aportes iniciales instantáneos y efectivos para contingencias de generación.*

Parque	Tipo	PMáx [MW]	% PMáx	Despacho [MW]	Aporte RCPF Inicial Instantáneo [MW]	Efectivo [MW]
PE CALAMA	Eólico	162.0	30%	49	11.6	6.5
PE LA CABAÑA	Eólico	105.6	30%	32	21.1	13.2
PE LLANOS DEL VIENTO	Eólico	160.0	30%	48	4.3	40.4
PE LOS OLMOS	Eólico	110.6	30%	33	12.2	9.1
PE MALLECO NORTE	Eólico	137.8	30%	41	5.0	5.0
PE MALLECO SUR	Eólico	135.1	30%	41	2.0	2.0
PE MESAMAVIDA	Eólico	61.5	30%	18	9.5	5.1
PE PUELCHÉ SUR	Eólico	160.0	30%	48	16.8	15.8
PE RENAICO II	Eólico	144.4	30%	43	37.8	18.2
PE SAN GABRIEL	Eólico	183.0	30%	55	18.5	9.3
PE TOLPAN SUR	Eólico	83.5	30%	25	11.3	6.3
PE ALENA	Eólico	86.4	30%	25	6.5	6.4
PE HORIZONTE NORTE_A	Eólico	204.8	30%	61	166.1	163.4
PE HORIZONTE NORTE_B	Eólico	204.8	30%	61	166.1	163.4
PE KALLPA (U10-U19)	Eólico	179.9	30%	54	9.8	10
PE KALLPA (U1-U9)	Eólico	161.9	30%	48	8.8	9
PE PUNTA DE TALCA	Eólico	88.2	30%	26	17.0	17.6
PFV ALMEYDA	Fotovoltaico	56.8	80%	45	7.5	7.5
BESS + PFV ANDES SOLAR II-B	Fotovoltaico	140.5	80%	112	27.7	27.4
PFV ATACAMA SOLAR II	Fotovoltaico	175.3	80%	140	24.4	24.4
PFV AZABACHE	Fotovoltaico	64.3	80%	51	2.0	13.0
PFV CAPRICORNIO	Fotovoltaico	93.4	80%	75	18.7	18.7
PFV CARACAS II	Fotovoltaico	9.4	80%	8	1.9	1.9
PFV CERRO DOMINADOR	Fotovoltaico	100.2	80%	80	29.8	29.6
PFV DE LOS ANDES	Fotovoltaico	9.0	80%	7	1.7	1.7
PFV DEL DESIERTO	Fotovoltaico	9.0	80%	7	1.7	1.7
PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	Fotovoltaico	210.3	80%	168	1.8	49.0
PFV LUZ DEL NORTE	Fotovoltaico	151.4	80%	121	9.0	9.0
PFV MALGARIDA	Fotovoltaico	204.3	80%	163	40.1	40.1
PFV MESETA DE LOS ANDES	Fotovoltaico	150.3	80%	120	29.0	29.0
PFV NUEVO QUILLAGUA	Fotovoltaico	96.5	80%	77	15.0	15.0
PFV PAMPA TIGRE	Fotovoltaico	103.7	80%	83	16.0	16.0
PFV RIO ESCONDIDO	Fotovoltaico	160.6	80%	129	5.6	18.5
PFV SANTA ISABEL	Fotovoltaico	170.2	80%	136	46.7	28.0
PFV SOL DEL DESIERTO	Fotovoltaico	230.5	80%	184	63.1	47.2
PFV SOL DEL NORTE	Fotovoltaico	8.6	80%	7	1.6	1.6
PFV TAMAYA SOLAR	Fotovoltaico	115.0	80%	92	22.0	18.6
PFV USYA	Fotovoltaico	55.9	80%	45	8.3	8.3
PFV VALLE ESCONDIDO	Fotovoltaico	107.6	80%	86	16.9	17.4
PFV WILLKA	Fotovoltaico	109.3	80%	87	18.3	18.3
BESS + PFV ANDES SOLAR IV_A	Fotovoltaico	71.6	80%	57	12.7	12.6
BESS + PFV ANDES SOLAR IV_B	Fotovoltaico	71.6	80%	57	14.1	14
PFV CEME	Fotovoltaico	408.0	80%	326	49.5	49.3
PFV DOÑA ANTONIA	Fotovoltaico	84.0	80%	67	9.1	8.5
PFV GRAN TENO	Fotovoltaico	217.6	80%	174	24.4	24.3
PFV LAS SALINAS_1	Fotovoltaico	58.5	80%	46	8.4	8.4

Parque	Tipo	PMáx [MW]	% PMáx	Despacho [MW]	Aporte RCPF Inicial Instantáneo [MW]	Efectivo [MW]
PFV LAS SALINAS_2	Fotovoltaico	63.0	80%	50	8.8	8.8
PFV LAS SALINAS_3	Fotovoltaico	63.0	80%	50	8.9	8.8
PFV LAS SALINAS_4	Fotovoltaico	56.0	80%	44	8.0	7.9
PFV PMG DON OSCAR	Fotovoltaico	8.8	80%	7	2.1	2.1
PFV PMG LUCAS SOLAR	Fotovoltaico	8.8	80%	7	1.5	1.5
PFV PMG NORTH WEST	Fotovoltaico	8.8	80%	7	2.0	2
PFV PMG PALERMO U1 y U2	Fotovoltaico	7.0	80%	5	4.3	1.2
PFV PMG PATAGUILLA	Fotovoltaico	10.2	80%	8	1.4	0
PFV TAMANGO	Fotovoltaico	44.8	80%	35	3.9	3.8
PFV URIBE SOLAR	Fotovoltaico	52.8	80%	42	18.3	18.3
<b>Total</b>		<b>6136.2</b>		<b>3713</b>	<b>1110.6</b>	<b>1114.1</b>

Tabla 50: Unidades generadoras ERV participantes del CPF: aportes efectivos de régimen permanente para contingencias de generación y consumo.

Planta	Tipo	PMáx	Punto de	Despacho [MW]	Aportes Valor	
			Operación		Efectivo 0-5 min	
			%Pmáx		RCPF	RCPF
			[MW]		Subida [MW]	Bajada [MW]
PE CALAMA	Eólico	162.0	30%	48.6	6.5	-6.5
PE CERRO TIGRE	Eólico	184.7	30%	55.4	0.0	-15.2
PE LLANOS DEL VIENTO	Eólico	160.0	30%	48.0	40.4	-40.1
PE TCHAMMA	Eólico	157.5	30%	47.3	0.0	-14.6
PE VALLE DE LOS VIENTOS	Eólico	90.0	30%	27.0	0.0	-6.7
PE CABO LEONES	Eólico	190.2	30%	57.1	0.0	-23.9
PE CABO LEONES II	Eólico	207.2	30%	62.2	0.0	-26.8
PE ATACAMA	Eólico	91.2	30%	27.4	0.0	-20.0
PE SARCO	Eólico	170.7	30%	51.2	0.0	-14.2
PE EL ARRAYAN	Eólico	115.0	30%	34.5	0.0	0.0
PE PUNTA SIERRA	Eólico	82.6	30%	24.8	0.0	-6.8
PE LA ESTRELLA	Eólico	49.9	30%	15.0	0.0	-7.0
PE ALENA	Eólico	86.2	30%	25.9	6.5	-12.4
PE EL MAITEN	Eólico	9.8	30%	2.9	3.1	-2.5
PE LA FLOR	Eólico	32.3	30%	9.7	0.0	-2.6
PE LOMAS DE DUQUECO	Eólico	58.8	30%	17.6	0.0	-4.8
PE MESAMAVIDA	Eólico	61.5	30%	18.4	5.1	-5.1
PE NEGRETE	Eólico	36.0	30%	10.8	0.0	-3.0
PE AURORA	Eólico	129.1	30%	38.7	0.0	-10.6
PE LOS OLMOS	Eólico	110.6	30%	33.2	9.1	-9.2
PE MALLECO NORTE	Eólico	137.8	30%	41.3	5.0	-11.3
PE MALLECO SUR	Eólico	135.1	30%	40.5	2.0	-10.9
PE PUELICHE SUR	Eólico	160.0	30%	48.0	15.8	-43.2
PE RENAICO II	Eólico	144.4	30%	43.3	18.2	-18.3
PE SAN GABRIEL	Eólico	183.0	30%	54.9	9.3	-13.7
PE TOLPAN SUR	Eólico	83.5	30%	25.1	6.3	-6.2
PE LA CABAÑA	Eólico	105.6	30%	31.7	13.2	-13.4
PE HORIZONTE NORTE_A	Eólico	204.8	30%	61.4	163.4	-61.1
PE HORIZONTE NORTE_B	Eólico	204.8	30%	61.4	163.4	-61.1
PE KALLPA (U10-U19)	Eólico	179.9	30%	54.0	10	-9.6
PE KALLPA (U1-U9)	Eólico	161.9	30%	48.6	9	-8.7
PE PUNTA DE TALCA	Eólico	88.2	30%	26.5	17.6	-16.7
PFV ANDES SOLAR	Fotovoltaico	19.8	80%	15.8	0.0	-4.0
PFV +BESS ANDES SOLAR II-B	Fotovoltaico	0.0	80%	0.0	27.4	-111.9
PFV ATACAMA SOLAR II	Fotovoltaico	175.3	80%	140.2	24.4	-24.4
PFV AZABACHE	Fotovoltaico	64.3	80%	51.4	13.0	-10.7
PFV BOLERO	Fotovoltaico	138.2	80%	110.6	0.0	-40.2
PFV CAPRICORNIO	Fotovoltaico	93.4	80%	74.7	18.7	-20.7

Planta	Tipo	PMáx	Punto de	Despacho [MW]	Aportes Valor	
			Operación		Efectivo 0-5 min	
			%Pmáx		RCPF	RCPF
			[MW]		Subida [MW]	Bajada [MW]
PFV CERRO DOMINADOR	Fotovoltaico	100.2	80%	80.2	29.6	-80.5
PFV COYA	Fotovoltaico	199.4	80%	159.5	-62.1	-61.5
PFV DOMEYKO	Fotovoltaico	207.3	80%	165.9	0.0	-15.0
PFV EL AGUILA	Fotovoltaico	2.0	80%	1.6	0.0	-0.4
PFV FINIS TERRAE	Fotovoltaico	336.1	80%	268.9	13.3	-61.7
PFV GRANJA SOLAR	Fotovoltaico	105.0	80%	84.0	0.0	-29.4
PFV HUATACONDO	Fotovoltaico	89.7	80%	71.7	0.0	-16.0
PFV JAMA	Fotovoltaico	54.6	80%	43.7	0.0	-13.6
PFV LA CRUZ SOLAR	Fotovoltaico	52.8	80%	42.3	0.0	-10.6
PFV LA HUAYCA II	Fotovoltaico	26.7	80%	21.4	0.0	-5.3
PFV NUEVO QUILLAGUA	Fotovoltaico	96.5	80%	77.2	15.0	-25.0
PFV PAMPA TIGRE	Fotovoltaico	103.7	80%	82.9	16.0	-16.0
PFV PUERTO SECO SOLAR	Fotovoltaico	9.6	80%	7.7	0.0	-1.9
PFV SAN PEDRO	Fotovoltaico	86.7	80%	69.4	0.0	-14.9
PFV SANTA ISABEL	Fotovoltaico	170.2	80%	136.2	28.0	-27.7
PFV SOL DE LILA	Fotovoltaico	152.3	80%	121.8	0.0	-30.8
PFV SOL DEL DESIERTO	Fotovoltaico	230.5	80%	184.4	47.2	-46.9
PFV TAMAYA SOLAR	Fotovoltaico	115.0	80%	92.0	18.6	-18.5
PFV URIBE SOLAR	Fotovoltaico	52.8	80%	42.2	10.3	-10.2
PFV USYA	Fotovoltaico	55.9	80%	44.7	8.3	-11.2
PFV VALLE DEL SOL	Fotovoltaico	178.1	80%	142.4	0.0	-36.3
PFV DEL DESIERTO	Fotovoltaico	9.0	80%	7.2	1.7	-2.8
PFV DE LOS ANDES	Fotovoltaico	9.0	80%	7.2	1.7	-2.8
PFV SOL DEL NORTE	Fotovoltaico	8.6	80%	6.9	1.6	-2.7
PFV ALMEYDA	Fotovoltaico	56.8	80%	45.4	7.5	-11.2
PFV ANTAY	Fotovoltaico	9.0	80%	7.2	0.0	-2.0
PFV CAMPOS DEL SOL	Fotovoltaico	452.9	80%	362.3	0.0	-46.0
PFV CARRERA PINTO	Fotovoltaico	97.0	80%	77.6	0.0	-7.5
PFV CHAÑARES	Fotovoltaico	37.6	80%	30.1	0.0	-10.0
PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	Fotovoltaico	210.3	80%	168.2	49.0	-31.0
PFV DIEGO DE ALMAGRO	Fotovoltaico	32.0	80%	25.6	0.0	-8.5
PFV GUANCHOI	Fotovoltaico	58.9	80%	47.1	0.0	-6.0
PFV LALACKAMA	Fotovoltaico	75.2	80%	60.1	0.0	-8.3
PFV LUZ DEL NORTE	Fotovoltaico	151.4	80%	121.1	9.0	-32.3
PFV MALGARIDA	Fotovoltaico	204.3	80%	163.4	40.1	-40.9
PFV PAMPA SOLAR NORTE	Fotovoltaico	65.9	80%	52.7	0.0	-17.7
PFV PILAR LOS AMARILLOS	Fotovoltaico	2.7	80%	2.2	0.0	-0.1
PFV RIO ESCONDIDO	Fotovoltaico	160.6	80%	128.5	18.5	-25.9
PFV SOL DE LOS ANDES	Fotovoltaico	82.4	80%	65.9	0.0	-7.5
PFV VALLE ESCONDIDO	Fotovoltaico	107.6	80%	86.1	17.4	-86.1
PFV DOÑA CARMEN SOLAR	Fotovoltaico	34.6	80%	27.7	0.0	-6.9
PFV EL PELICANO	Fotovoltaico	108.2	80%	86.6	0.0	-12.0
PFV LA HUELLA	Fotovoltaico	85.2	80%	68.2	0.0	-8.6
PFV QUILAPILUN	Fotovoltaico	113.9	80%	91.1	0.0	-19.4
PFV SANTIAGO SOLAR	Fotovoltaico	92.7	80%	74.2	0.0	-46.0
PFV CARACAS II	Fotovoltaico	9.4	80%	7.5	1.9	-1.9
PFV MESETA DE LOS ANDES	Fotovoltaico	150.3	80%	120.3	29.0	-29.0
PFV ELENA	Fotovoltaico	33.7	80%	27.0	0.0	-7.4
PFV MANZANO	Fotovoltaico	47.1	80%	37.7	0.0	-4.8
PFV WILLKA	Fotovoltaico	109.3	80%	87.4	18.3	-18.3
BESS + PFV ANDES SOLAR IV_A	Fotovoltaico	71.6	80%	57.2	12.6	-56.9
BESS + PFV ANDES SOLAR IV_B	Fotovoltaico	71.6	80%	57.2	14.0	-56.9
BESS + PFV COYA_A	Fotovoltaico	46.9	80%	37.5	0	-10.3
BESS + PFV COYA_B	Fotovoltaico	46.9	80%	37.5	0	-10.3
BESS + PFV COYA_C	Fotovoltaico	43.8	80%	35.0	0	-9.6
BESS + PFV COYA_D	Fotovoltaico	43.8	80%	35.0	0	-9.6
PFV CEME	Fotovoltaico	408.0	80%	326.4	49.3	-73.6
PFV DON HUMBERTO 1	Fotovoltaico	41.7	80%	33.4	0	-9.1

Planta	Tipo	PMáx	Punto de	Despacho	Aportes Valor	
			Operación	[MW]	Efectivo 0-5 min	
			%Pmáx		RCPF	RCPF
			[MW]		Subida	Bajada
					[MW]	[MW]
PFV DON HUMBERTO 2	Fotovoltaico	39.0	80%	31.2	0	-8.6
PFV DOÑA ANTONIA	Fotovoltaico	84.0	80%	67.2	8.5	-8.5
PFV GRAN TENO	Fotovoltaico	217.6	80%	174.1	24.3	-49.3
PFV LAS SALINAS_1	Fotovoltaico	58.5	80%	46.8	8.4	-45.8
PFV LAS SALINAS_2	Fotovoltaico	63.0	80%	50.4	8.8	-49.3
PFV LAS SALINAS_3	Fotovoltaico	63.0	80%	50.4	8.8	-49.3
PFV LAS SALINAS_4	Fotovoltaico	56.0	80%	44.8	7.9	-43.8
PFV PMG DON OSCAR	Fotovoltaico	8.8	80%	7.1	2.1	-2.1
PFV PMG LUCAS SOLAR	Fotovoltaico	8.8	80%	7.1	1.5	-2.1
PFV PMG NORTH WEST	Fotovoltaico	8.8	80%	7.1	2.0	-2.0
PFV PMG PALERMO U1 y U2	Fotovoltaico	7.0	80%	5.6	1.2	-1.4
PFV PMG PATAGUILLA	Fotovoltaico	10.2	80%	8.2	0.0	0.0
PFV SAN ANDRES	Fotovoltaico	50.1	80%	40.1	0	-11.0
PFV TAMANGO	Fotovoltaico	44.8	80%	35.8	3.8	-10.1
<b>Total</b>		<b>10999.9</b>		<b>6812.8</b>	<b>1060.5</b>	<b>-2274.7</b>

Cabe señalar que, se observa un potencial relevante de recursos para el CPF, del orden de 1100 [MW] para subida y más de 2200 [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.

#### **4.3.3 Exigencias ERV Participantes en el CPF**

En este punto el objetivo es establecer exigencias para plantas ERV participantes en el CPF. Con la creciente penetración de plantas con fuentes de generaciones en base a inversores, el proceso de descarbonización y transición energética cobra relevancia que esta clase de tecnologías participen en prestando el SC de control frecuencia, particularmente el CPF sin que esto se traduzca en un detrimento respecto el servicio que proveen las plantas de carácter convencional.

##### **4.3.3.1 Análisis comparativo de exigencia unidades generadoras sincrónicas y parques fotovoltaicos y eólicos.**

En conformidad con lo establecido en el art. 3-17 NTSyCS, se evaluó la necesidad de establecer ajustes específicos para implementar por parques fotovoltaicos y eólicos en atención a la seguridad

y calidad de servicio. En este sentido y en primera instancia, se hizo un análisis comparativo de las exigencias establecidas en el art. 3-17 de la NT SyCS relativos a los requerimientos para controles de carga/velocidad de unidades generadoras sincrónicas y controladores de frecuencia/potencia para parques fotovoltaicos y eólicos.

*Tabla 51: Comparación de exigencias asociadas al CPF para unidades generadoras sincrónicas y parques fotovoltaicos y eólicos.*

Exigencia asociada a CPF	Unidades generadora sincrónica		Plantas ERV	
	Hidráulica	Térmica	Fotovoltaico	Eólica
<b>Estatismo permanente</b>	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.		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]. En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.	
	0% a 8%	4% a 8%		
<b>Banda muerta</b>	+/-25[mHz]		+/-200[mHz]	
<b>Retardo inicial</b>	<2s		<2s	
<b>Tiempo máximo de establecimiento</b>	120s	30s	-	
<b>Amortiguamiento</b>	Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación		-	
<b>Limitaciones</b>	-		El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.	

De la Tabla 51 y en atención a la seguridad y calidad de servicio, es relevante establecer exigencias para los tiempos de establecimiento y revisión de las bandas muertas para parques fotovoltaicos y eólicos.

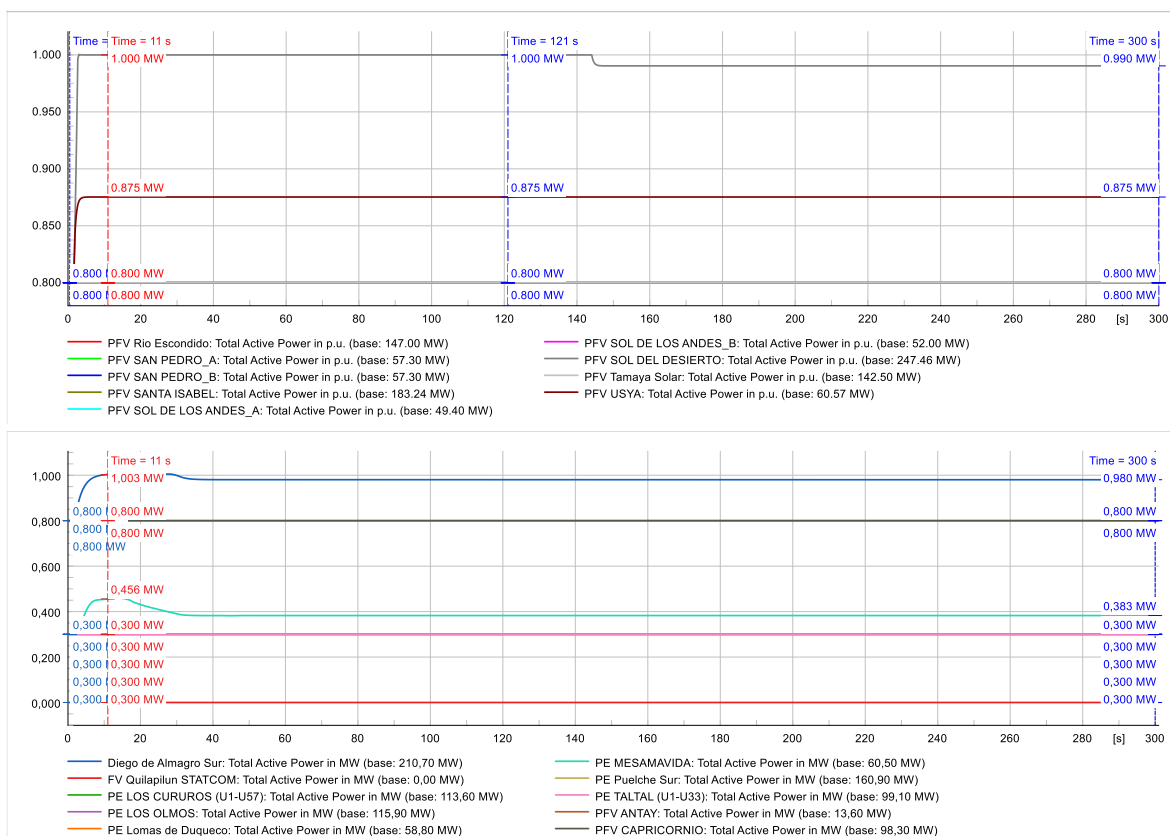
En cuanto al tiempo de establecimiento, es evidente que la respuesta de la frecuencia del sistema está supeditada a la acción de los controladores de frecuencia/potencia de los parques participantes en el CPF. Tiempos de establecimiento excesivamente altos podría traer problemas de seguridad operativa, como la correcta acción de restitución de la frecuencia que debe efectuar el AGC, además de incumplimientos normativos como las bandas admisibles para la frecuencia.

Por otra parte, en relación con la banda muerta, el valor que establece la NT SyCS de +/-200[mHz] se traduce en una limitación para parques fotovoltaicos y eólicos de prestar SC de CPF para estado normal, es decir, para la banda de +/-0.2[Hz].

Por lo tanto, en primera instancia se propone como exigencia que los parques fotovoltaicos y eólicos se homologuen a las exigencias de tiempos de establecimiento y banda muerta que son exigidos para centrales térmicas. Lo anterior va en atención de seguridad y calidad de servicio, además de tener bastante sentido para efectos de la transición energética y tecnológica.

#### 4.3.3.2 Evaluación de la respuesta del banco de pruebas

Sin perjuicio de señalado en el punto anterior, cobra relevancia evaluar la factibilidad técnica de la propuesta de exigencias para banda muerta y tiempo de establecimiento. Como primer evidencia se tienen las respuestas observadas en el banco de pruebas elaborado para caracterizar y cuantificar los aportes al CPF.



*Figura 40: Respuesta subfrecuencia banco pruebas parques fotovoltaicos y eólicos.*

En la Figura 40 se puede visualizar la respuesta de ante una excursión de la frecuencia que representaría una contingencia de generación. Si bien no todos los parques aportan al CPF, si es posible apreciar que hay algunos que además de aportar tendrían tiempos de establecimiento del orden de los 30 segundos e incluso bastante menores.

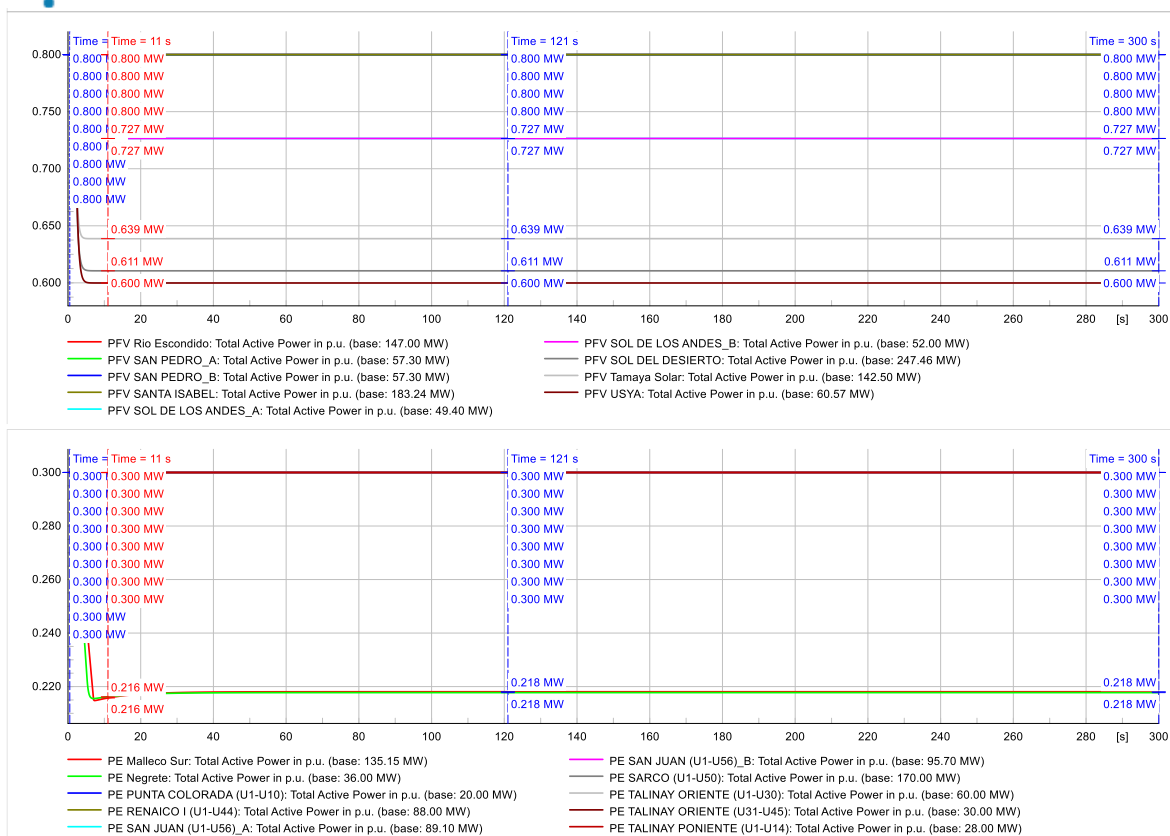


Figura 41: Respuesta sobrefrecuencia banco pruebas parques fotovoltaicos y eólicos

En la Figura 41 se puede observar la respuesta del banco de pruebas ante un evento de sobrefrecuencia que representaría una contingencia de consumos. En particular, en este caso se aprecia que los tiempos de establecimiento observados son bastante por debajo de los 30 segundos, si bien no todos los parques aportan al CPF de bajada.

En relación a la revisión de la banda muerta, la evaluación de la factibilidad a partir de los resultados del banco de pruebas es más complicado. Lo anterior, porque la tendencia de los ajustes observados corresponde a los  $\pm 200$  [mHz] establecidos en la NT SyCS y, por lo tanto, debe buscarse otra alternativa.



#### 4.3.3.3 Breve revisión normativa

Debido a que, la revisión de las respuestas de parques fotovoltaicos y eólicos en el banco de pruebas representa algunos inconvenientes para evaluar la factibilidad de las propuestas de exigencias, se hizo una breve revisión del standard IEEE Std 2800-2022<sup>15</sup> y documento guía de la NERC<sup>16</sup>

El estándar referenciado plantea en primera instancia parámetros para la respuesta para el CPF y posteriormente para la respuesta dinámica del controlador de frecuencia/potencia.

*Tabla 52 Parámetros de respuesta de CPF para planta de IBR. <sup>17</sup>*

Parámetro	Unidad	Valor por defecto	Rango	
			Min	Max
$db_{UF}$ :	Hz	0,06%x50Hz	0,025%x50Hz	1,6%x50Hz
$db_{OF}$ :	Hz	0,06%x50Hz	0,025%x50Hz	1,6%x50Hz
$k_{UF}$ :		5%	2%	5%
$k_{OF}$ :		5%	2%	5%

Donde:

$db_{UF}$ : banda muerta para subfrecuencia.

$db_{OF}$ : banda muerta para sobrefrecuencia.

$k_{UF}$ : Estatismo permanente para subfrecuencia.

$k_{OF}$ : Estatismo permanente para sobrefrecuencia.

De los parámetros detallados en la no se observan inconvenientes en recomendar una banda muerta admisible de +/-25[mHz].

Además, dentro de las recomendaciones se señalan ciertos aspectos a tener en consideración para la respuesta primaria de frecuencia.

- Durante perturbaciones temporales de frecuencia, donde la frecuencia se encuentra fuera de la banda muerta y dentro de los rangos admisibles (interpretables como en estado normal), se recomienda que la salida de potencia activa debe estar ajustada desde niveles precontingencia. Lo anterior tiene en consideración que el aporte ante subfrecuencias

<sup>15</sup> IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems.

<sup>16</sup> [https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/Inverter-Based\\_Resource\\_Performance\\_Guideline.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Inverter-Based_Resource_Performance_Guideline.pdf)

<sup>17</sup> [https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPS/IEEE\\_2800-2022\\_EPRI-NAGF-NATF-NERC\\_May\\_3-2022\\_Joint\\_Webinar.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPS/IEEE_2800-2022_EPRI-NAGF-NATF-NERC_May_3-2022_Joint_Webinar.pdf)

está supeditado ante la disponibilidad de recurso primario<sup>18</sup> y para el caso de sobrefrecuencia es necesario tener en cuenta la potencia mínima.

- La participación del ERV en el CPF conlleva que el margen requerido por el Coordinador que debe ser mantenido aun cuando el recurso primario sea variable.

Por otra parte, en cuanto a los tiempos de establecimiento, de los parámetros detallados en la Tabla 53 no se observan inconvenientes en considerar un tiempo de 30 segundos. Incluso en otras referencias se exigen tiempos del orden de 10 segundos<sup>19</sup>. Por lo tanto, se recomienda como exigencia considerar un tiempo de establecimiento de 30 segundos para controladores de frecuencia/potencia de parques fotovoltaicos y eólicos.

Tabla 53: *Parámetros de respuesta dinámica de controlador frecuencia/potencia para planta de IBR.*<sup>20</sup>

Parámetro	Unidad	Valor por defecto	Rango	
			Min	Max
Tiempo respuesta	Segundos	5	0,2 (0,5 eólicas)	1
Tiempo subida	Segundos	4	2,0 (4,0 eólicas)	20
Tiempo establecimiento	Segundos	10	10	30
Coefficiente amortiguamiento		0,3	0,2	1
Banda de establecimiento	% cambio	Max(2,5% de cambio)	1	5

## 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.

<sup>18</sup>  $P_{\text{postcontingencia}}(\text{subfrec}) = \min \{P_{\text{disponible}}, P_{\text{precontingencia}} + (f_{\text{nom}} - f_{\text{db}_{\text{uf}}}) / (f_{\text{nom}} * k_{\text{uf}})\}$ , tal que cuando la frecuencia se restituya a valores dentro de la banda muerta, la salida de potencia activa debe volver al mismo valor precontingencia.

<sup>19</sup> [https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/Inverter-Based\\_Resource\\_Performance\\_Guideline.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Inverter-Based_Resource_Performance_Guideline.pdf)

<sup>20</sup> [https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPS/IEEE\\_2800-2022\\_EPRI-NAGF-NATF-NERC\\_May\\_3-2022\\_Joint\\_Webinar.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPS/IEEE_2800-2022_EPRI-NAGF-NATF-NERC_May_3-2022_Joint_Webinar.pdf)

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 NT SSCC 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.

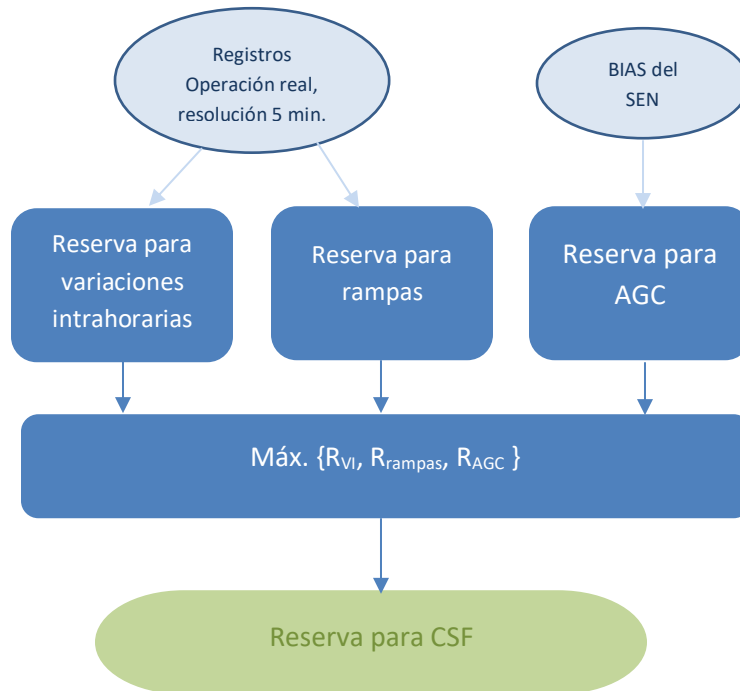


Figura 42: Metodología para la determinación de la reserva para CSF

#### 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 ( $4\sigma$ ).

Se determina la función de distribución de probabilidad de las variaciones intrahorarias como la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los factores de influencia, como se muestra a continuación.

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

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

$f_{d_{VIGxSolar}}$  = 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 SSCC, que indica que esta reserva debe ser obtenida de la diferencia entre la reserva total y la reserva para CSF.

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

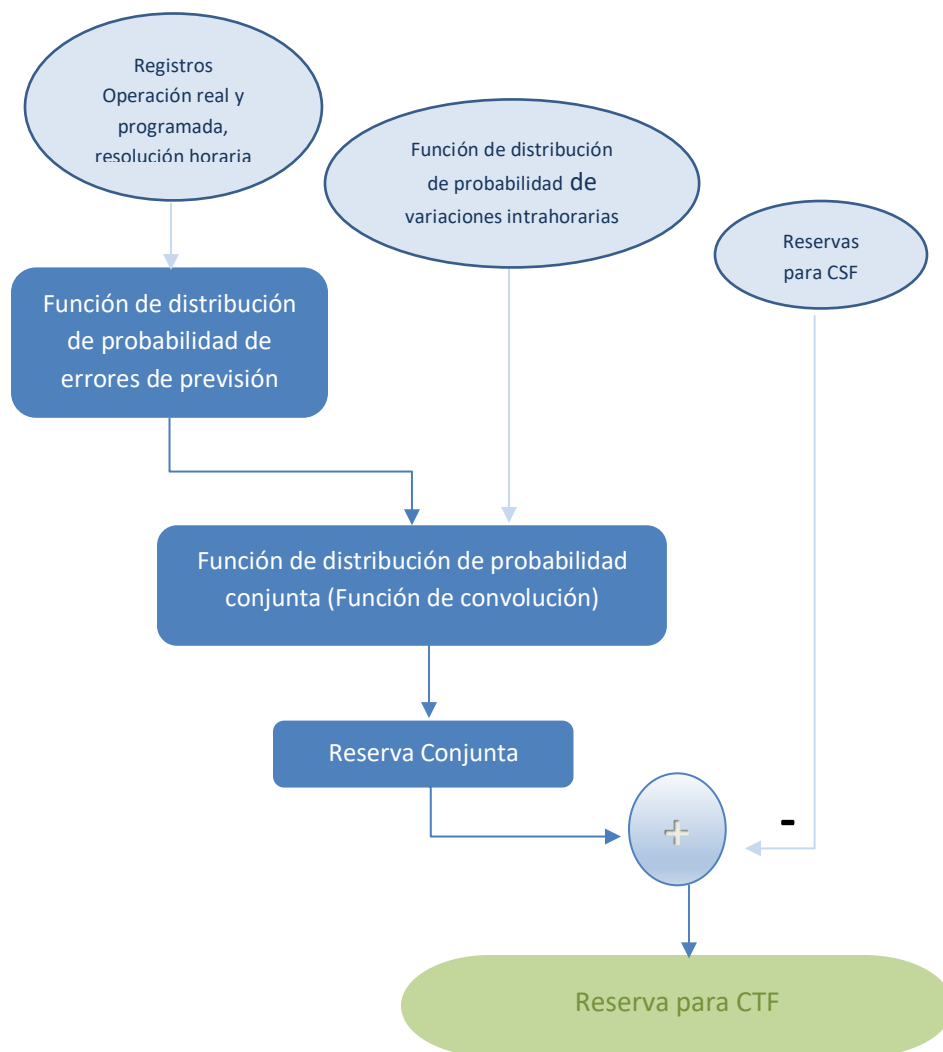


Figura 43: Metodología para la determinación de la reserva para CTF

#### 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**

$$EPD_{\text{D}} = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1})$$

##### **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<sub>h</sub>: Demanda neta real del SEN en hora “h”, en [MW].  
 GProg<sub>h</sub>: Demanda neta programada del SEN en hora “h”, en [MW].  
 EPD<sub>h</sub>: error de previsión incremental de generación en hora “h”, en [MW].  
 GSolaReal<sub>h</sub>: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].  
 GSolarProg<sub>h</sub>: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].  
 EPGSolar<sub>h</sub>: error de previsión incremental de generación solar en hora “h”, en [MW].  
 GEólicReal<sub>h</sub>: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].  
 GEólicProg<sub>h</sub>: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].  
 EPGEólic<sub>h</sub>: error de previsión incremental de generación solar en hora “h”, en [MW].

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

$$fd_{EP} = fd_{EPD\text{demanda}} * fd_{EPGxSolar} * fd_{EPGxEólica}$$

Donde,

- $fd_{EP}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.  
 $fd_{EPD\text{demanda}}$  = 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<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Las categorías asociadas a bloques horarios, estacionalidad y tipo de día fueron determinadas en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas Parte 1, del año 2021.

Tabla 54: 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 del año 2024, con resolución de 5 minutos.

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

Tabla 55: 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	-82	78	-78	73
			23						
			0						
			1						
			2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-87	79	-53	48
			3						
			4						
			5						
			6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-244	241	-230	229
			7						
			8						
			9						
			10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-131	142	-104	99
			11						
			12						
			13						
			14	Bloque 5	16:00 - 18:59	-240	238	-238	233
			15						
			16						

Estación Otoño - Invierno									
Tipo	Registros	Ventana	Hora	Bloque Horario		Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]
			17						
			18						
			19	Bloque 6	19:00 - 21:59	-81	76	-77	71
			20						
			21						

Tabla 56: 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	-80	74	-74	68
			23						
			0						
			1						
			2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-62	57	-48	44
			3						
			4						
			5						
			6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-240	233	-225	218
			7						
			8						
			9						
			10	Bloque 4	10:00 - 16:59	-106	113	-86	82
			11						
			12						
			13						
			14	Bloque 5	17:00 - 19:59	-237	235	-235	229
			15						
			16						
			17						
			18	Bloque 6	20:00 - 21:59	-112	104	-113	104
19									
20									
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  $\pm 0.2$  Hz (artículo 5-25 de la NT SyCS).

Mediante el análisis estadístico de contingencias asociadas a pérdidas de generación que no hayan provocado la actuación de EDAC y pérdida de consumos se ha determinado la Característica de la Respuesta Natural del Sistema, que representa la respuesta combinada de los reguladores de

velocidad y el amortiguamiento de la carga frente a variaciones de la frecuencia. En la práctica, un adecuado control dinámico del sistema se consigue parametrizando el BIAS del AGC lo más cercano a dicha Característica Natural.

El anterior análisis se ha realizado para las distintas categorías de estacionalidad, tipo de día y bloque horario, obteniendo como resultados de BIAS del SEN los mostrados en las siguientes tablas.

*Tabla 57: BIAS 2024 para seis bloques horarios, en otoño-invierno.*

Bloques	Condición	BIAS [MW/Hz]	
		Laboral	Fin de semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	770	677
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	788	772
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	659	718
Bloque 4	$9:00 \leq t < 15:00$	871	1088
Bloque 5	$15:00 \leq t < 18:00$	903	969
Bloque 6	$18:00 \leq t < 21:00$	838	807

*Tabla 58: BIAS 2024 para seis bloques horarios, en primavera-verano.*

Bloques	Condición	BIAS [MW/Hz]	
		Laboral	Fin de semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	846	781
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	775	666
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	688	724
Bloque 4	$9:00 \leq t < 16:00$	803	854
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	709	602
Bloque 6	$19:00 \leq t < 00:00$	980	609

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 59: 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	±154	±135
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	±158	±154
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	±132	±144
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	±174	±218

	Bloque 5: 16:00 - 18:59	±181	±194
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	±168	±161

*Tabla 60: 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	±169	±156
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	±155	±133
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	±138	±145
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	±161	±171
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	±142	±120
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	±196	±122

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 del año 2024, con resolución de 5 minutos.

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

*Tabla 61: 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	-153	123	-132	87
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-108	156	-106	87
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337	203	-335	207
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224	216	-201	211
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	335	-182	337
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-156	295	-119	304

Tabla 62: 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	-133	116	-109	117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-122	132	-112	86
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338	192	-338	235
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189	178	-210	158
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-214	335	-262	335
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	275	-155	299

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 63: 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	-154 / +154	-135 / +135
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-158 / +158	-154 / +154
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337 / +241	-335 / +229
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224 / +216	-218 / +218
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-240 / +335	-238 / +337
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-188 / +295	-161 / +304

Tabla 64: 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	-169 / +169	-156 / +156
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-155 / +155	-133 / +133
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338 / +233	-338 / +235
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189 / +178	-210 / +171
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-237 / +335	-262 / +335
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-196 / +275	-155 / +299

#### 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 2024.

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 65: 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	-464	471	-487	415
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02:00 - 06:59	-296	290	-282	271
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-557	807	-518	921
	7						
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-581	493	-643	475
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						

Estación Otoño - Invierno							
Tipo	Hora	Bloque Horario		Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
	16	Bloque 5	16:00 - 18:59	-801	618	-866	727
	17						
	18						
	19	Bloque 6	19:00 - 21:59	-571	392	-604	370
	20						
	21						

Tabla 66: 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	-430	454	-428	453
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-303	324	-280	288
	3						
	4						
	5						
	6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-675	883	-756	910
	7						
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 16:59	-753	601	-719	603
	11						
	12						
	13						
	14	Bloque 5	17:00 - 19:59	-800	918	-848	912
	15						
	16						
	17						
	18	Bloque 6	20:00 - 21:59	-872	483	-919	363
	19						
	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 67: 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	-310 / +317	-352 / +280
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-138 / +132	-128 / +117
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-220 / +566	-183 / +692
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-357 / +280	-425 / +257
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-561 / +283	-628 / +390
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-383 / +97	-443 / +66

Tabla 68: 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	-261 / +285	-272 / +297
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-148 / +169	-147 / +155
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337 / +650	-418 / +675
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-564 / +423	-509 / +432
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-563 / +583	-586 / +577
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-676 / +208	-764 / +64

#### 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 complementarán a la reserva de CSF para atender los requerimientos de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. Cabe señalar que, la programación de la operación del SEN es de resolución horaria.

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

*Tabla 69: 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	-154 / +154	-310 / +317	-135 / +135	-352 / +280
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-158 / +158	-138 / +132	-154 / +154	-128 / +117
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337 / +241	-220 / +566	-335 / +229	-183 / +692
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224 / +216	-357 / +280	-218 / +218	-425 / +257
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-240 / +335	-561 / +283	-238 / +337	-628 / +390
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-188 / +295	-383 / +97	-161 / +304	-443 / +66
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	-169 / +169	-261 / +285	-156 / +156	-272 / +297
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-155 / +155	-148 / +169	-133 / +133	-147 / +155
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338 / +233	-337 / +650	-338 / +235	-418 / +675
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189 / +178	-564 / +423	-210 / +171	-509 / +432
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-237 / +335	-563 / +583	-262 / +335	-586 / +577
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-196 / +275	-676 / +208	-155 / +299	-764 / +64

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 70: Requerimientos de Rampas de 1 minuto*

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]	Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-63	49	-64	49
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-54	58	-56	48
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-104	83	-103	79
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-91	85	-82	78
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-84	100	-81	101
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-48	77	-55	73
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]	Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-61	51	-55	44
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-56	52	-53	45
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-105	77	-102	75
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-78	73	-71	63
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-87	102	-95	100
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-69	77	-67	76

Tabla 71: 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	-153	123	-132	87
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-108	156	-106	87
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337	203	-335	207
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224	216	-201	211
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	335	-182	337
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-156	295	-119	304
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	-133	116	-109	117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-122	132	-112	86
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338	192	-338	235
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189	178	-210	158
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-214	335	-262	335
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	275	-155	299

Tabla 72: Requerimientos de Rampas de 15 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-369	268	-277	154
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-225	367	-229	164
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	334	-854	241
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-383	361	-330	380
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	854	-172	857
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-274	777	-210	794
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-272	204	-213	215
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-201	301	-252	147
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	294	-860	268
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-364	260	-342	257
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-187	851	-170	845
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-243	698	-220	800

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 de 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 aquellas detalladas en el Informe de servicios complementarios vigente.<sup>22</sup>

De acuerdo con la experiencia del Coordinador en la operación real del SEN, el AGC considera para su actuación una banda de  $\pm 0,4$  [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  $\pm 0,4$  [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.

---

<sup>22</sup> <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/>

## **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].

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, para evaluar la factibilidad técnica de estos escenarios se requieren otras clases de análisis 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  $\pm 56$  [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 +336 [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 -80 [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 +285 [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 estar evaluando 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 +161 [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<sup>23</sup>. 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 73, la Figura 44 y la Tabla 75.

Se ha observado que, ante una gran penetración de BESS prevista, es necesario considerar que la dependencia de las reservas esta más bien ligada a la carga de carácter convencional. Lo anterior, debido que los equipos de BESS aportan despreciablemente al amortiguamiento de la carga. Por lo tanto, debe considerarse la diferencia de la generación bruta total del SEN con el consumo instantáneo de BESS en [MW]:

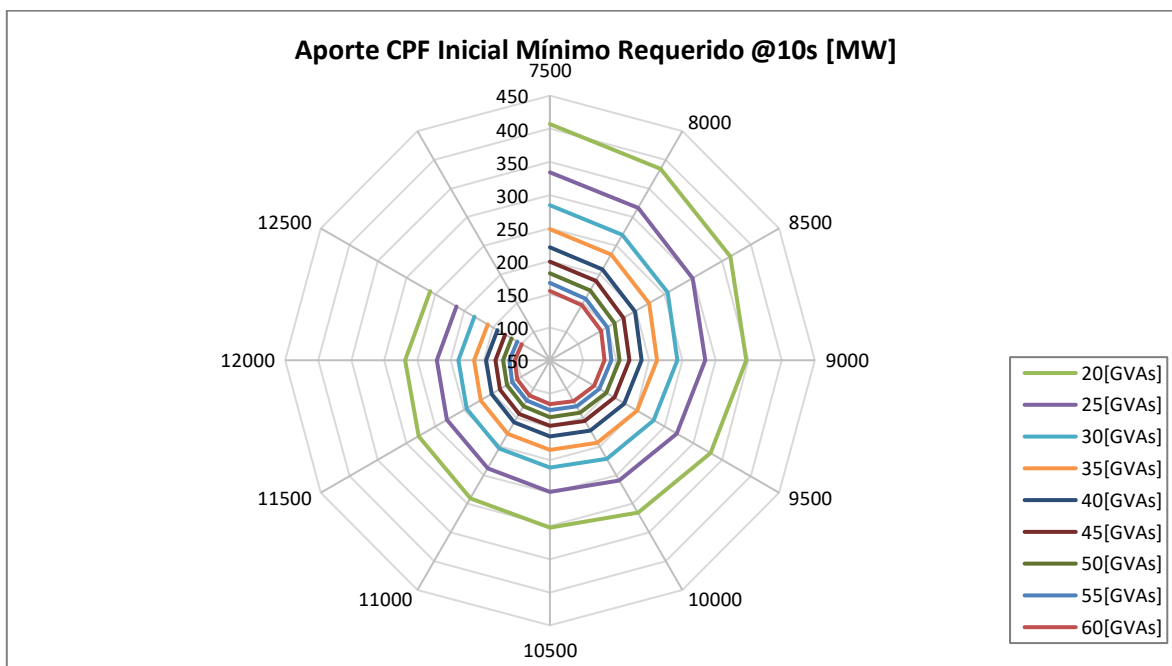
---

<sup>23</sup> En todos los casos, se recomienda que las unidades que presentan la capacidad de aportar al CPF (subida y baja) sean instruidas para que realicen su proceso de verificación en conformidad con lo establecido en la NTSSCC.

**Tabla 73: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación total SEN**

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	407	385	364	346	330	316	302	290	279	269	259
25	334	316	299	285	271	259	248	238	229	221	213
30	285	269	255	242	231	221	212	203	195	188	182
35	248	235	223	212	202	193	185	178	171	165	159
40	221	209	198	188	180	172	165	158	152	147	141
45	199	188	179	170	162	155	149	143	137	132	128
50	182	172	163	155	148	141	136	130	125	121	117
55	167	158	150	143	136	130	125	120	115	111	108
60	155	147	139	132	126	121	116	111	107	103	100

En el horizonte de análisis, no se prevén condiciones de operación con inercia bajo los 20 GVAs ni escenarios con una generación bruta total inferior a 7500 [MW]. En caso de presentarse dichas condiciones, se requerirán análisis particulares más detallados para evaluar la seguridad de la operación del SEN.



**Figura 44: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]**

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

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	266	245	227	212	198	186	175	165	156	148	141
25	201	186	172	161	150	141	133	126	119	113	107
30	161	148	138	128	120	113	106	100	95	90	86
35	133	123	114	106	99	93	88	83	79	75	71
40	113	104	97	90	85	79	75	71	67	64	61
45	98	90	84	78	73	69	65	61	58	55	53
50	86	79	74	69	65	61	57	54	51	49	47
55	77	71	66	61	58	54	51	48	46	44	42
60	69	64	59	55	52	49	46	44	41	39	38

En la Tabla 75 se muestran los requerimientos de CPF permanente, los que solamente tienen una dependencia significativa respecto el nivel de generación total del SEN (Demanda). Sin embargo para lo anterior también debe considerarse la diferencia con el consumo instantáneo de BESS en carga.

*Tabla 75: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente
7500	336
8000	328
8500	319
9000	310
9500	302
10000	293
10500	284
11000	276
11500	267
12000	258
12500	250

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

En condiciones donde se cuente con certeza de que la unidad de mayor tamaño en servicio es menor a 400[MW] es posible reducir de los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial y a continuación en la Tabla 76, Tabla 77 y Tabla 78 se indican valores referenciales ante 350 y 300 [MW] de potencia desconectada.

*Tabla 76: Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN y montos de potencia desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	P.Desc. [MW]		
	400	350	300
7500	336	282	227
8000	328	273	219
8500	319	264	210
9000	310	256	201
9500	302	247	193
10000	293	238	184
10500	284	230	175
11000	276	221	166
11500	267	212	158
12000	258	204	149
12500	250	195	140

*Tabla 77: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 350 [MW]*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
Inercia [GVAs]											
20	327	305	284	266	250	236	222	210	199	189	179
25	259	241	224	210	196	184	173	163	154	146	138
30	215	199	185	172	161	151	142	133	125	118	112
35	178	165	153	142	132	123	115	108	101	95	89
40	161	149	138	128	120	112	105	98	92	87	81
45	144	133	124	115	107	100	94	88	82	77	73
50	132	122	113	105	98	91	86	80	75	71	67
55	120	111	102	95	89	83	77	73	68	64	60
60	110	102	94	87	81	76	71	66	62	58	55

Tabla 78: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	272	250	229	211	195	181	167	155	144	134	124
25	209	191	174	160	146	134	123	113	104	96	88
30	170	154	140	127	116	106	97	88	80	73	67
35	136	122	110	99	89	81	72	65	58	52	46
40	121	109	98	88	80	72	65	58	52	47	41
45	107	96	86	77	70	63	56	50	45	40	35
50	97	87	78	70	63	56	51	45	40	36	32
55	87	78	70	63	56	50	45	40	35	31	28
60	80	72	64	57	51	46	41	36	32	28	25

Asimismo, es posible determinar los requerimientos iniciales de CPF ante contingencias de generación ante casos donde sea posible que, ante simple contingencia, se puedan presentar montos mayores de desconexión. Cabe señalar que, en estas circunstancias, se debe evaluar también si es más económico instruir limitaciones en la generación. Lo anterior porque, si hay intervenciones en tramos de interconexión de grandes centrales, es posible que el aumento de reservas sea menos económico que limitar la generación. En el ECFyDR 2024 parte 2<sup>24</sup>, se determinaron los incrementos para los requerimientos de reservas de CPF inicial en condiciones donde se tienen mayores montos de potencia desconectada. En general se puede asumir un incremento de 1.52[MW] de reserva por [MW] adicional de potencia desconectada. Con lo anterior se puede establecer requerimientos de reservas para 450, 550 y 650[MW] de potencia desconectada.

Tabla 79: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 450[MW] de Potencia Desconectada.

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	483	461	440	422	406	392	378	366	355	345	335
25	410	392	375	361	347	335	324	314	305	297	289
30	361	345	331	318	307	297	288	279	271	264	258
35	324	311	299	288	278	269	261	254	247	241	235
40	297	285	274	264	256	248	241	234	228	223	217
45	275	264	255	246	238	231	225	219	213	208	204
50	258	248	239	231	224	217	212	206	201	197	193
55	243	234	226	219	212	206	201	196	191	187	184
60	231	223	215	208	202	197	192	187	183	179	176

<sup>24</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Estudio-CFyDR-2024-Parte-2-Informe-Final.pdf>

*Tabla 80: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 550[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	635	613	592	574	558	544	530	518	507	497	487
25	562	544	527	513	499	487	476	466	457	449	441
30	513	497	483	470	459	449	440	431	423	416	410
35	476	463	451	440	430	421	413	406	399	393	387
40	449	437	426	416	408	400	393	386	380	375	369
45	427	416	407	398	390	383	377	371	365	360	356
50	410	400	391	383	376	369	364	358	353	349	345
55	395	386	378	371	364	358	353	348	343	339	336
60	383	375	367	360	354	349	344	339	335	331	328

*Tabla 81: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. 650[MW] de Potencia Desconectada.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	787	765	744	726	710	696	682	670	659	649	639
25	714	696	679	665	651	639	628	618	609	601	593
30	665	649	635	622	611	601	592	583	575	568	562
35	628	615	603	592	582	573	565	558	551	545	539
40	601	589	578	568	560	552	545	538	532	527	521
45	579	568	559	550	542	535	529	523	517	512	508
50	562	552	543	535	528	521	516	510	505	501	497
55	547	538	530	523	516	510	505	500	495	491	488
60	535	527	519	512	506	501	496	491	487	483	480

Con la misma expresión para obtener los requerimientos de CPF permanente para montos menores, se pueden determinar dichos requerimientos para montos sobre 400 [MW].

*Tabla 82: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación.*

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	650	550	450
7500	609	500	391
8000	600	491	382
8500	592	483	373
9000	583	474	365

Gx Bruta Total SEN – Consumo inst. BESS [MW]	Aporte CPF Permanente		
	[MW]		
	650	550	450
9500	574	465	356
10000	566	457	347
10500	557	448	339
11000	548	439	330
11500	540	431	321
12000	531	422	313
12500	522	413	304

### 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 83 y se sugiere considerar un monto disponible de CRF dado y a partir de este establecer los requerimientos mínimos de CRF iniciales.

*Tabla 83: 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 – Consumo inst. BESS [MW]  Inercia [GVAs]	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	12500
20	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41	1,39	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33
25	1,41	1,39	1,38	1,36	1,34	1,33	1,31	1,29	1,28	1,26	1,24
30	1,36	1,34	1,32	1,30	1,28	1,26	1,24	1,22	1,20	1,18	1,16
35	1,31	1,29	1,26	1,24	1,22	1,19	1,17	1,14	1,12	1,10	1,07
40	1,26	1,23	1,20	1,18	1,15	1,12	1,10	1,07	1,04	1,02	0,99
45	1,21	1,18	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,90
50	1,16	1,12	1,09	1,06	1,02	0,99	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82
55	1,11	1,07	1,03	1,00	0,96	0,92	0,88	0,85	0,81	0,77	0,74
60	1,06	1,02	0,98	0,93	0,89	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,65

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

En la segunda parte del ECFyDR se determinará el desbalance de potencia activa crítico para el cual resulta necesario técnicamente el CRF, esto es el desbalance para el cual ni usando todo el CPF disponible se cumplen con los estándares de recuperación de la frecuencia ni se evita la operación de alguno de los esquemas de EDAC del SEN (ya sea el EDAC-BF o el EDAC-CE).

#### 5.2.4 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 200[MW], particularmente tomando en cuenta la desconexión de grandes montos de BESS en proceso de carga. Considerando lo anterior, se analizaron situaciones donde los montos de desconexión de consumos ante contingencias simples alcanzan alrededor de 200[MW].

Ante la desconexión de 200 [MW] de consumos fueron requeridos alrededor de -87 [MW] de reserva de bajada permanentes (valor efectivo a 5 minutos). Esta corresponde a la reserva requerida para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Ante condiciones de mayor demanda, y/o menor potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores.

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 84.

*Tabla 84: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos*

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7500	-80
8000	-75
8500	-70
9000	-65
9500	-60
10000	-55
10500	-50
11000	-45
11500	-40
12000	-35
12500	-30

Se recomienda para la operación los montos indicados en la Tabla 84., y cabe señalar 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 que activen automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW]. Además, se han observado proyectos BESS de capacidad de dicho orden de magnitud.



- El régimen de sobrefrecuencias no cuenta con esquemas del tipo EDAG a nivel sistémico como parte de recursos generales para atender contingencias simples, como el EDAC para baja frecuencia.
- Ante excursiones de frecuencia que superen los 51,5[Hz] puede producirse la desconexión descontrolada de unidades ERV que puede traducirse en condiciones de riesgo a la estabilidad del SEN.

### **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 2024.

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 85.

Tabla 85 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	-154 / +154	-310 / +317	-135 / +135	-352 / +280
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-158 / +158	-138 / +132	-154 / +154	-128 / +117
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337 / +241	-220 / +566	-335 / +229	-183 / +692
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224 / +216	-357 / +280	-218 / +218	-425 / +257
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-240 / +335	-561 / +283	-238 / +337	-628 / +390
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-188 / +295	-383 / +97	-161 / +304	-443 / +66
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	-169 / +169	-261 / +285	-156 / +156	-272 / +297
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-155 / +155	-148 / +169	-133 / +133	-147 / +155
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338 / +233	-337 / +650	-338 / +235	-418 / +675
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189 / +178	-564 / +423	-210 / +171	-509 / +432
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-237 / +335	-563 / +583	-262 / +335	-586 / +577
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-196 / +275	-676 / +208	-155 / +299	-764 / +64

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 86: Rampas de 1 minuto

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]	Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-63	49	-64	49
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-54	58	-56	48
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-104	83	-103	79
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-91	85	-82	78
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-84	100	-81	101
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-48	77	-55	73
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]	Rampa de bajada [MW/min]	Rampa de subida [MW/min]
Requerimiento de rampa de 1 minuto	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-61	51	-55	44
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-56	52	-53	45
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-105	77	-102	75
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-78	73	-71	63
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-87	102	-95	100
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-69	77	-67	76

Tabla 87: 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	-153	123	-132	87
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-108	156	-106	87
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-337	203	-335	207
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-224	216	-201	211
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	335	-182	337
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-156	295	-119	304
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	-133	116	-109	117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-122	132	-112	86
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-338	192	-338	235
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-189	178	-210	158
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-214	335	-262	335
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-151	275	-155	299

Tabla 88: Rampas de 15 minutos

Estacionalidad Otoño-Invierno					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-369	268	-277	154
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-225	367	-229	164
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	334	-854	241
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-383	361	-330	380
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-188	854	-172	857
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-274	777	-210	794
Estacionalidad Primavera - Verano					
Tipo	Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]	Rampa de bajada [MW/15min]	Rampa de subida [MW/15min]
Requerimiento de rampa de 15 minutos	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-272	204	-213	215
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-201	301	-252	147
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-858	294	-860	268
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-364	260	-342	257
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-187	851	-170	845
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-243	698	-220	800

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.