
Estudio de Nivel de Inercia y de Cortocircuito 2022

Informe Final

Grupo Inercia y Cortocircuito

Enero 2022



Estudio de Inercia y de Cortocircuito 2022
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	25-01-2022	Informe Final	Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C. Eugenio Quintana P.	Víctor Velar

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
1.1	Análisis Requerimientos Control de Frecuencia	5
1.2	Análisis Requerimientos Control de Tensión	7
1.3	Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas	7
1.3.1	Inercia mínima local de la zona Norte Grande y límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.	7
1.3.2	Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)	8
1.4	Análisis de Fortaleza de la Red	8
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	9
3	DESARROLLO	10
3.1	Análisis Requerimientos Control de Frecuencia	10
3.1.1	Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia	10
3.1.2	Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Excepcionales de Operación	13
3.2	Análisis Requerimientos Control de Tensión	19
3.2.1	Área de Control de Tensión Norte Grande	19
3.2.2	Área de Control de Tensión Norte Chico	21
3.2.3	Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva	24
3.3	Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas	25
3.3.1	Inercia mínima local de la zona Norte Grande y límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.	25
3.3.2	Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)	30
3.4	Análisis Fortaleza de la Red	32
3.4.1	Definición de Fortaleza de Red	32
3.4.2	Cálculo de Indicadores de Fortaleza de Red para el SEN del 2022	34
3.4.3	Medidas Operativas para Afrontar el Problema de Debilidad de la Red	40
4	CONCLUSIONES	43
4.1	Análisis Requerimientos Control de Frecuencia	43
4.2	Análisis Requerimientos Control de Tensión	45
4.3	Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas	45
4.3.1	Inercia mínima local de la zona Norte Grande y límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.	45



4.3.2	Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)	46
4.4	Análisis de Fortaleza de la Red	46
5	ANEXOS.....	47
5.1	Resultados Verificación Severidad 4 Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)	47
5.1.1	Kimal – Los Changos 500kV	48
5.1.2	Los Changos – Cumbre 500kV	50
5.1.3	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV	52

1 RESUMEN EJECUTIVO

Se ha desarrollado un estudio que permite determinar las condiciones y desafíos para la operación en tiempo real (OTR) para el año 2022 en lo relacionado con las reservas de potencia activa y reactiva. Donde el objetivo es evaluar los requerimientos de reservas de potencia activa y reactiva, además de las tasas de toma de carga para las condiciones más desfavorables previstas, considerando la gran penetración ERV. Por otra parte, además se debe evaluar las condiciones de inercia y capacidad de cortocircuito previstas para el horizonte año 2022 y determinar si son requeridos montos mínimos. Como resultado se espera identificar desafíos y propuestas de medidas operacionales para la mitigación de riesgos para operación en escenarios más desfavorables que se puedan detectar.

1.1 Análisis Requerimientos Control de Frecuencia

En primera instancia, en términos del control de frecuencia ante contingencias, los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia para condiciones de operación normal fueron determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2021 parte 1. Como complemento de lo anterior, en este estudio fueron realizados análisis para condiciones excepcionales de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias:

- Montos inferiores de inercia respecto a los 30 [GVAs] previstos. Se analizó la necesidad de requerimientos mínimo de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. La condición más exigente corresponde a un escenario de demanda baja con 7300 [MW]. Se analiza la participación de ERV en el CPF. Sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SSSC.
 - Ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 22.5 [GVA] de inercia precontingencia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia, además es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Para escenarios con una inercia bajo 6.6 GVAs en el Norte Grande se detectaron problemas de convergencia ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane.
 - En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II, la contingencia más exigente corresponde a la severidad 5 de IEM con 350[MW] y 2 [GVA]. En dichas circunstancias y tomando en cuenta la participación de ERV en el CPF, se alcanza a

reducir la inercia hasta 18.4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.

- Montos Mayores de desconexión de unidades, sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].
 - Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550[MW] asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN.
 - Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón 1.9 y 1.8 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios de demanda baja y demanda alta, respectivamente.
- Montos Menores de desconexión de unidades, bajo 400 [MW]. En situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF, se podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II y U16 que presten CPF, limitando su potencia máxima:
 - Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 300[MW] de San Isidro II.
 - Los requerimientos de CPF iniciales y permanentes se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada considerada, en al menos razón 1:1 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando un reducción de hasta 1.4 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].
 - Se proporcionan montos de requerimientos iniciales para menores potencias de desconexión, que pueden ser considerados para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN.
- Riesgos de apertura del SEN (intervenciones en tramo Changos – Cumbres que impliquen tener solo un circuito en servicio).
 - Para determinar los requerimientos de reservas ante contingencias en Norte Grande, fueron analizados escenarios en las condiciones más exigentes previstas considerando al Norte Grande exportando e importando potencia +/-50MW y fueron aplicadas contingencias severidad 5 en IEM y desconexión de consumos.
 - Para el caso de los requerimientos de reservas ante contingencias en Centro Sur, fueron empleados los resultados del ECFyDR 2021 parte 1 para determinar los montos ante distintos valores de Generación bruta total e inercia total del Centro Sur del SEN.

- Para las reservas de CSF y CTF fue empleada una proporción 33/66% para las zonas Norte Grande/Centro Sur respecto los totales por bloque resultantes del ECFyDR2021 parte 1.

1.2 Análisis Requerimientos Control de Tensión

Los requerimientos para el Control de Tensión fueron determinados en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2021. No se detecta que sean requeridos análisis complementarios y, en la siguiente tabla, se muestra el resumen de los requerimientos tanto para operación Normal como para contingencias para la Zona Norte del SEN, que es donde se prevén los mayores desafíos para el año 2022.

Tabla 1: Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-523	-97	316	-107
	Sur (Domeyko)	-77	43	25	-71
Norte Chico	Norte	-71	8	33	-73
	Centro-Sur	-360	320	340	-138

1.3 Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas

El objetivo de este análisis es determinar las siguientes limitaciones técnicas a la operación del SEN, las cuales podrían traducirse en restricciones a la generación ERV durante el año 2022.

1. Inercia mínima local de la zona Norte Grande.
2. Límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.
3. Inercia mínima del SEN.

El análisis se ha centrado en escenarios de día, con alta generación ERV en la zona norte del SEN, altas transferencias en el sentido norte→sur por el sistema de 500 kV de la zona Norte Chico y baja inercia en la zona centro-norte del SEN.

1.3.1 Inercia Mínima Local de la Zona Norte Grande y límites de Transmisión del Sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico.

Con una inercia de 5.7 GVAs en la zona Norte Grande se obtuvo una respuesta inestable angularmente y con inercias entre 5.7 y 7.1 GVAs resulta un ruido en las señales de frecuencia y

tensión que va decreciendo a medida que aumenta la inercia, el cual podría deberse a que los modelos RMS de los parques ERV tienen problemas numéricos de convergencia en condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito. Por estos motivos se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de **7 GVAs**.

La limitación para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV queda impuesta por la regulación de tensión en la barra de 500 kV de S/E Polpaico ante la desconexión de un circuito de la misma línea. En la tabla siguiente se resumen las transferencias máximas determinadas para los dos casos de despacho de la zona centro.

Tabla 2: Transferencias Máximas Admisibles Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
1	1750	1710
2	1920	1880

Se puede apreciar que el límite de transmisión del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es muy sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro.

La limitación para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV queda impuesta por el límite de estabilidad dinámica ante una falla de severidad 4 en un circuito de la misma línea, específicamente por el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Se determinaron transferencias máximas pre y post contingencia de **1430 MW**.

1.3.2 Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)

Para escenarios Demanda baja (7300 MW Gx), bajo los 18 GVAs de inercia total SEN, penetración ERV sobre 60%, bajo 7 GVAs en el NG y ante transferencias Nueva Pan de Azúcar - Polpaico sobre 1600 MW, se observa una recuperación de la tensión cercano al límite de la establecido en la NT SyCS, ante una contingencia de severidad 4. Para condiciones más favorables, no se observan problemas de estabilidad.

1.4 Análisis de Fortaleza de la Red

Para los escenarios de alta penetración de ERV y baja inercia el norte grande y hasta Los Vilos se detectó que la red se torna muy débil. Esto podría traer consigo el riesgo de que ante cortocircuitos en alguna línea de alta tensión exista pérdida de potencia activa de los parques lo que podría causar problemas de estabilidad de frecuencia y tensión. Si bien se cuenta con un diagnóstico e identificación del fenómeno, a evaluación cuantitativa de este riesgo se encuentra en desarrollo.

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Se requiere desarrollar un estudio que permite determinar las condiciones y desafíos operacionales en la OTR para el año 2022 en lo relacionado con las reservas de potencia activa. El objetivo es evaluar los requerimientos de reservas de potencia activa y reactiva, además de las tasas de toma de carga para las condiciones más desfavorables previstas, considerando la gran penetración ERV. Además, se debe evaluar las condiciones de inercia y capacidad de cortocircuito que se espera enfrentar para el año 2022 y determinar si son requeridos montos mínimos. Como resultado se espera identificar desafíos y propuestas de medidas operacionales para la mitigación de riesgos para operación en escenarios más desfavorables que se puedan presentar.

Como alcance, este estudio deberá considerar escenarios específicos más desfavorables para la operación en tiempo real, de manera complementaria a los estudios NTSSCC y NT SyCS, de manera de evaluar los resultados obtenidos. Un caso de particular interés es la evaluación de niveles de cortocircuito donde se proyectarán los niveles previstos en puntos relevantes para tener un diagnóstico de la robustez de la red. Dado el horizonte del estudio para el año 2022, serán considerados los recursos disponibles por el sistema y escenarios con alta penetración ERV, preferentemente de día y en la zona norte.

Por lo tanto, el objetivo es Identificar desafíos y propuestas de medidas operacionales para la mitigación de riesgos para operación en escenarios más desfavorables que se puedan presentar. Identificación de problemas de la operación en tiempo real. Evaluación y determinación de requerimientos mínimos.

Los resultados esperados – entregables Recomendaciones de medidas operacionales y requerimientos mínimos de reservas de potencia activa y reactiva, rampas de toma de carga, inercia y cortocircuito.

3 DESARROLLO

3.1 Análisis Requerimientos Control de Frecuencia

Los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia para contingencias, en condiciones de operación normal, fueron determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2021 parte 1. Como complemento de lo anterior, en este estudio fueron realizados análisis para condiciones excepcionales de operación y más exigentes en términos del control de frecuencia. Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SCCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2020 hasta el 31 de julio de 2021. El detalle de la metodología y resultados se encuentran dentro del marco de la segunda entrega del estudio de control de frecuencia y determinación reservas y cuyo informe final se encuentra disponible en la página web del Coordinador¹.

3.1.1 Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia

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

Tabla 3: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para CPF	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	+344/-162
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-43
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+301/-119
1.3.- Aporte inicial de CPF a 10 segundos ante contingencia de generación	+296

¹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/Estudio-CFyDR-2021-Parte-2-Informe-Final.pdf>

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	-130 / +130	-175 / +154	-130 / +130	-202 / +145
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-130 / +130	-54 / +68	-130 / +130	-68 / +36
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-174 / +130	-253 / +300	-174 / +130	-250 / +267
Bloque 4: 10:00 - 15:59	-130 / +130	-211 / +85	-130 / +130	-195 / +96
Bloque 5: 16:00 - 18:59	-130 / +206	-317 / +268	-130 / +206	-298 / +299
Bloque 6: 19:00 - 21:59	-130 / +153	-102 / +183	-130 / +153	-139 / +164

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	-130 / +130	-146 / +162	-130 / +130	-134 / +194
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-130 / +130	-42 / +78	-130 / +130	-87 / +63
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-155 / +130	-228 / +314	-155 / +130	-230 / +326
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-130 / +130	-139 / +54	-130 / +130	-123 / +48
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-130 / +190	-307 / +179	-130 / +190	-334 / +178
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-130 / +146	-40 / +210	-130 / +146	-56 / +233

Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2020 hasta el 31 de julio de 2021.

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 4, y la Tabla 5 y Tabla 6:

Tabla 4: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN

Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]								
	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	345	323	304	288	273	260	248	237	227
35	299	280	264	250	237	225	215	206	197
40	264	248	233	221	210	200	190	182	175
45	237	222	210	198	188	179	171	164	157
50	215	202	190	180	171	163	156	149	143
55	197	185	175	165	157	150	143	137	131
60	182	171	162	153	145	138	132	127	121

Tabla 5: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	306
7500	298
8000	290
8500	282
9000	274
9500	266
10000	258
10500	250
11000	242

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

En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes ante distintas condiciones de demanda del SEN se recomienda utilizar los montos indicados en la Tabla 6.

Tabla 6: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	-126
7500	-114
8000	-102
8500	-90
9000	-78
9500	-66
10000	-54
10500	-42
11000	-30

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

- Montos inferiores de inercia respecto los previstos (30 [GVAs])
- Donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades
- Donde se alcancen montos inferiores de desconexión de unidades
- Riesgos de apertura del SEN en islas asincrónicas (intervenciones en tramo Changos - Cumbres)

3.1.2 Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Excepcionales de Operación

A continuación se muestran los principales resultados de los análisis para el control de frecuencia, en el marco de la segunda entrega del estudio de control de frecuencia y determinación de reservas y cuya versión final del informe se encuentra disponible en la página web del Coordinador².

3.1.2.1 Montos Inferiores de Inercia

En primera instancia, respecto montos inferiores de inercia respecto a los 30 [GVAs] previstos, se analizó la necesidad de requerimientos mínimo de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. La condición más exigente corresponde a un escenario de demanda baja con 7300 [MW].

Se analiza la participación de ERV en el CPF considerando plantas con modelos homologados para DigSILENT Powerfactory en base a ensayos de campo. Sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SCCC.

Los resultados se resumen a continuación en la Tabla 7.

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

Tabla 7: Resumen Resultados Análisis Inercia CRF CPF Prospectivo. Escenario 18-09-2022 9:00.

Escenario	Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-conting [Hz/s]	Inercia Nte Grand [GVA*s]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV	CPF Inicial TOTAL	Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
								Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Aporte CPF @10s [MW]		
Base 397,7[MW] 3.4[GVAs]	Caso 0	30.8	7289.6	3130.3	43%	-0.36	10.2	330.5	172.4	52.15%	-	-	48.906	8.300
	Caso 1	27.5	7289.9	3503.3	48%	-0.41	6.6	372.6	203.8	54.70%	-	-	48.905	6.930
	Caso 2	25.0	7305.9	3663.3	50%	-0.46	6.6	379.1	216.4	57.08%	-	-	48.931	5.830
	Caso 3	22.5	7306.0	3976.3	54%	-0.52	3.5	391.4	234.8	59.99%	-	-	48.891	5.680
ERV en CPF 397,7[MW] 3.4[GVAs]	Caso 0	30.8	7291.1	3217.4	44%	-0.36	10.2	305.4	165.5	54.2%	72.2	377.6	49.010	7.360
	Caso 1	27.5	7289.8	3591.0	49%	-0.41	6.6	339.1	195.4	57.6%	71.9	411.1	49.020	6.010
	Caso 2	25.0	7300.1	3692.1	51%	-0.46	6.6	340.3	202.6	59.5%	72.3	412.6	48.990	5.530
	Caso 3	22.5	7330.0	3995.5	55%	-0.52	6.6	306.0	183.5	60.0%	71.1	377.1	48.911	5.600
ERV en CPF 350[MW] 2.4[GVAs]	Caso 0	19.4	7373.5	4389.3	60%	-0.52	6.6	242.5	147.0	60.6%	58.6	301.2	49.038	5.360
	Caso 1	18.4	7398.6	4608.2	62%	-0.55	6.6	209.0	130.6	62.5%	72.8	281.8	48.973	5.730
	Caso 2	17.6	7401.6	4607.8	62%	-0.58	6.6	3 ³	-	-	-	-	-	-

Ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 22.5 [GVA] de inercia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia, es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Para escenarios con una inercia bajo 6.6 GVAs en el Norte Grande se detectaron problemas de convergencia ante contingencias de severidad 5 de CCH.

En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II la contingencia más exigente corresponde severidad 5 de IEM con 350MW 2 [GVA]. En dichas circunstancias y tomando en cuenta la participación de ERV en el CPF, se alcanza a reducir la inercia hasta 18.4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.

3.1.2.2 Montos Mayores de Potencia Desconectada

Fueron analizadas condiciones donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades (sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs]).

Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550MW asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que interconecta al SEN. Los resultados se muestran a continuación en la Tabla 8.

³ Par el caso con 17.6 GVAs de Inercia Total SEN, con los recursos disponibles en CPF convencional; no fue posible evitar el descenso de la frecuencia bajo 48.9 y evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Tabla 8: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión

Escenario	Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Pot Desc [MW]	Inercia Desc. [GVA*s]	ROCOF Post-contin [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial			Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
										Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s		
DB 18/09/2022 9:00	Caso 0	36.26	7280.3	3130.3	43.0%	400.0	3.4	-0.30	12.5	297.6	149.7	50.31%	48.906	9.540
	Caso 1	36.01	7300.9	3130.3	42.9%	450.0	3.2	-0.34	12.5	380.7	188.6	49.53%	48.914	7.850
	Caso 2	36.01	7301.4	3130.3	42.9%	500.0	3.2	-0.38	12.5	478.6	249.3	52.10%	48.921	6.680
	Caso 3	36.01	7302.6	3130.3	42.9%	550.0	3.2	-0.42	12.5	586.1	315.8	53.87%	48.911	6.100
DA 22/12/2022 14:00	Caso 0	29.55	10794.4	5829.6	54.0%	400.0	3.4	-0.38	5.5	200.4	87.5	43.65%	48.908	10.180
	Caso 1	29.19	10821.0	5828.5	53.9%	450.0	3.2	-0.43	5.5	272.6	130.4	47.81%	48.918	8.630
	Caso 2	29.19	10827.8	5829.1	53.8%	500.0	3.2	-0.48	5.5	370.6	182.0	49.09%	48.909	7.660
	Caso 3	29.19	10840.8	5828.3	53.8%	550.0	3.2	-0.53	5.5	468.4	288.0	61.50%	48.236	6.880

Con los resultados detallados en la anterior tabla es posible establecer tendencias cuyas gráficas se muestran en la Figura 1. Como es posible apreciar, los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón 1.9 y 1.8 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

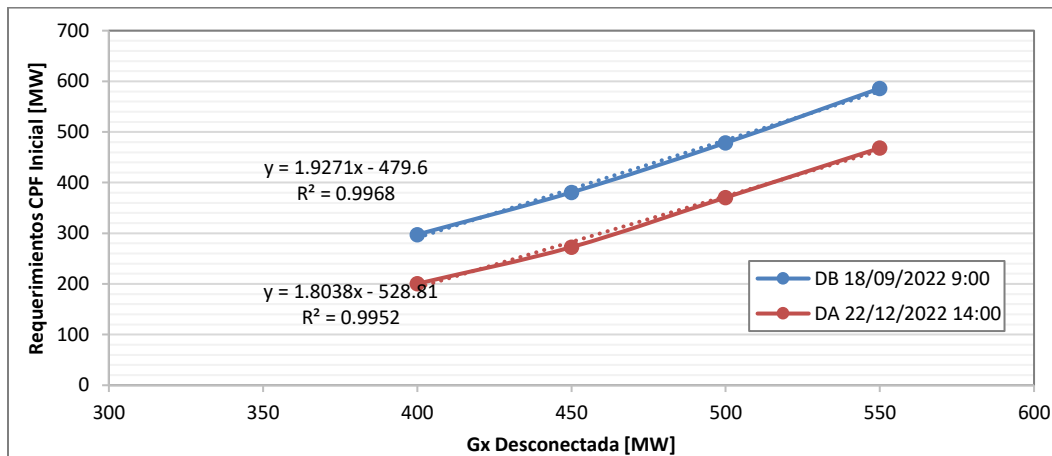


Figura 1: Requerimientos de CPF Inicial vs Gx Desconectada. Escenarios DA 22-12-2022 y DB 18-09-2022.

3.1.2.3 Montos Menores de Potencia Desconectada

Este análisis aborda condiciones de operación donde se alcancen montos menores de desconexión de unidades que los utilizados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicados a la fecha. Lo anterior, considerando situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF y que podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, limitando su potencia máxima inyectable al sistema, con la consecuente disminución de la magnitud de la contingencia de severidad 5 que las involucre.

Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 300[MW] de San Isidro II.

Los requerimientos de CPF iniciales y permanentes se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada considerada, en al menos razón 1:1 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando un reducción de hasta 1.4 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].

Se proporcionan montos de requerimientos iniciales para menores potencias de desconexión, que pueden ser considerados para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN.

Tabla 9: Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN y montos de potencia desconectada.

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

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

Gx Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	275	253	234	218	203	190	178	167	157
35	229	210	194	180	167	155	145	136	127
40	199	183	168	156	145	135	125	117	110
45	182	167	155	143	133	124	116	109	102
50	160	147	135	125	116	108	101	94	88
55	147	135	125	115	107	100	93	87	81
60	132	121	112	103	95	88	82	77	71

Tabla 11: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia Gx Bruta Total del SEN. Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	205	183	164	148	133	120	108	97	87
35	159	140	124	110	97	85	75	66	57
40	134	118	103	91	80	70	60	52	45
45	117	102	90	78	68	59	51	44	37
50	105	92	80	70	61	53	46	39	33
55	97	85	75	65	57	50	43	37	31
60	82	71	62	53	45	38	32	27	21

3.1.2.4 Riesgos de apertura del SEN (intervenciones en tramo Changos - Cumbres).

Se revisaron condiciones donde existe el riesgo de apertura del SEN ante intervenciones en el tramo Changos – Cumbres:

Para determinar los requerimientos de reservas ante contingencias en Norte Grande, fueron analizados escenarios en las condiciones más exigentes previstas en condiciones de Norte Grande exportando e importando potencia +/-50MW y fueron aplicadas contingencias severidad 5 en IEM y desconexión de consumos. Se observa que la condición más exigente para un escenario de día es la desconexión de consumos donde debe evitarse que al frecuencia alcance 51.5 Hz y se produzca la desconexión descontrolada de generación ERV.

Para el caso de los requerimientos de reservas ante contingencias en Centro Sur, fueron empleados los resultados del ECFyDR 2021 parte 1 para determinar los montos ante distintos valores de Generación brutal total e inercia total del Centro Sur del SEN.

Para la reservas restantes fue empleada una proporción 33/66% para las zonas Norte Grande /Centro Sur respecto los totales por bloque resultantes del ECFyDR2021 parte 1.

A continuación en la Tabla 12, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia Separados por subsistema Norte Grande y Centro Sur. Debe considerarse que las transferencias en el tramo Changos Cumbres no superan los +/-50 [MW]. Adicionalmente debe considerarse AGC en cada subzona con una mínimo de 3 unidades.

Tabla 12: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia		Subida (+)		Bajada (-)	
		Norte Grande	Centro Sur	Norte Grande	Centro Sur
I.- Reservas [MW]	Total⁴				
1.- Control Primario					
1.1.- Fluctuaciones	+/-39	+13	+25	-13	-25
1.2.- Contingencias					
Aporte Inicial		+168 ⁵	+300		
Aporte Permanente		+196	+300	-150	-108 ⁶
2.- Control Secundario⁷					
Bloque 1: 22:00 - 01:59	+/-130	+43	+87	-43	-87
Bloque 2: 02:00 - 06:59	+/-130	+43	+87	-43	-87
Bloque 3: 07:00 - 09:59	+130/-155	+43	+87	-52	-103
Bloque 4: 10:00 - 15:59	+/-130	+43	+87	-43	-87
Bloque 5: 17:00 - 19:59	+190/-130	+63	+127	-43	-87
Bloque 6: 20:00 - 21:59	+146/-130	+49	+97	-43	-87
3.- Control Terciario⁸					
Bloque 1: 22:00 - 01:59	+162/-146	+54	+108	-49	-97
Bloque 2: 02:00 - 06:59	+78/-42	+26	+52	-14	-28
Bloque 3: 07:00 - 09:59	+314/-228	+105	+209	-76	-152
Bloque 4: 10:00 - 15:59	+54/-139	+18	+36	-46	-93
Bloque 5: 17:00 - 19:59	+179/-307	+60	+119	-102	-205
Bloque 6: 20:00 - 21:59	+210/-40	+70	+140	-13	-27
II.- Rampa Toma Carga⁹	+38/-31	+13	+25	-1	-21

⁴ Estos son los montos requeridos para el SEN interconectado como referencia.

⁵ No es posible evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC pero este monto ayuda a evitar que la frecuencia no alcance a descender bajo 48.3 Hz. No obstante, si se desea que la frecuencia alcance 49.3 Hz como valor permanente postcontingencia, se requiere que la desconexión de generación máxima admisible sea de 185 MW y para esto se requiere un aporte inicial al CPF de 168 MW y permanente de 149 MW.

⁶ Se asume EDAG Norte Grande habilitado y E/S.

⁷ Estos montos corresponden a día laboral en estacionalidad primavera verano.

⁸ Estos montos corresponden a día laboral en estacionalidad primavera verano.

⁹ Calculados a partir de los valores máximos de reservas para CSF, de subida y bajada.

3.2 Análisis Requerimientos Control de Tensión

Los requerimientos de Requerimientos para el Control de Tensión fueron determinados en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2021. No se detecta que sean requeridos análisis complementarios y, a continuación, se describen las principales conclusiones para la Zona Norte del SEN, que es donde se prevén los mayores desafíos para el año 2022.

3.2.1 Área de Control de Tensión Norte Grande

En esta ACT se distingue dos subáreas de control de tensión, la subárea Norte, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea Sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV. Ambas subáreas se estudiaron por separado.

3.2.1.1 Subárea Norte

Para la subárea Norte la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Parinacota 220 kV, ubicada en el extremo norte del sistema. La falla que más aumenta la sensibilidad de esta barra es la desconexión de un circuito de la línea Changos – Kimal 500 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 316 MVAR para inyectar y 107 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Changos – Kimal y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del reactor de la S/E Los Changos. Los recursos más eficaces para el control de tensión dentro de esta subárea corresponden a las unidades de las centrales Cerro Dominador, Norgener, Cochran, Angamos, el complejo Chacaya y la unidad IEM, los cuales tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de S/E Changos hacia el norte.

3.2.1.2 Subárea Sur (Domeyko)

Para la subárea Sur la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Andes 220 kV, ubicada más hacia la cordillera en la parte sur del ACT. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión del SVC Domeyko. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 25 MVAR para inyectar y 71 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de la línea 220 kV Domeyko-Planta Óxidos. El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Domeyko.

En la Tabla 13 se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 13: Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	2003	2003
Generación de la zona (MW)	1489	1489
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C1 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	315.5	-107.4
Distribución	IEM:30% ANG1: 25%	IEM: 38% ANG1: 30%

Tabla 14: Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Sur del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	558	558
Generación de la zona (MW)	287	287
Contingencia más crítica en la zona	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVA_r)	25.2	-70.5
Distribución	SVC Dom.: 100%	SVC Dom.: 100%

3.2.2 Área de Control de Tensión Norte Chico

En esta ACT se distinguen dos subárea de control de tensión, la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, que incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de S/E Los Vilos, por el sur. Ambas subáreas se estudiaron por separado. En los escenarios E4 y E5, se contemplaron medidas operacionales consistentes en aperturas de líneas y/o transformadores:

- ATR 2 KIMAL 500/220kV 750MVA
- Línea 500 kV Kimal - Los Changos C2
- Línea 500 kV Cumbre-Nueva Cardones C1
- Línea 500 kV N. Maiten.-N. P. de Azúcar C1

Estas medidas se contemplaron para solventar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

3.2.2.1 Subárea Norte

Para la subárea Norte la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la barra de 220 kV de la S/E Paposo. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión del SVC de Diego de Almagro. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 33 MVAR para inyectar y 73 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión del Transformador Cumbre 500/220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de los Transformadores T3 y T4 Diego de Almagro 220/110kV. El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC de Diego de Almagro.

3.2.2.2 Subárea Centro-Sur

Para la subárea Centro-Sur las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a las de la S/E Don Héctor 220 kV y S/E Las Palmas 220 kV. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de un circuito de la línea Maitencillo - Don Héctor 220kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 340 MVAR para inyectar y 138 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV N. P. de Azúcar – Polpaico y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión intempestiva de la central IEM. Los recursos más eficaces para el control de tensión dentro de esta subárea corresponden al CER de Cardones, CER de Pan de Azúcar y los SVC Plus de Nueva Pan de Azúcar.

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte del ACT Norte Chico, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 15: Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E4	E4
Demanda de la zona (MW)	129	129
Generación de la zona (MW)	463	463
Contingencia más crítica en la zona	Trafo Cumbre 500/220 kV	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	32.8	-72.6
Distribución	SVC Plus: 100%	SVC Plus: 100%

Tabla 16: Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E3	E3
Demanda de la zona (MW)	936	936
Generación de la zona (MW)	2001	2001
Contingencia más crítica en la zona	N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	IEM
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	339.5	-137.6
Distribución	SVC 1 y 2 N.P.de Azúcar: 44% Guacolda U1-U5: 35%	SVC 1 y 2 N.P.de Azúcar: 56% CER Cardones: 21%

3.2.3 Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

La Tabla 17 se muestra el resumen de los requerimientos tanto para operación Normal como para contingencias obtenidos del análisis del presente estudio.

Tabla 17: Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-523	-97	316	-107
	Sur (Domeyko)	-77	43	25	-71
Norte Chico	Norte	-71	8	33	-73
	Centro-Sur	-360	320	340	-138

3.3 Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas

El objetivo de este análisis es determinar las siguientes limitaciones técnicas a la operación del SEN, las cuales podrían traducirse en restricciones a la generación ERV durante el año 2022.

1. Inercia mínima local de la zona Norte Grande.
2. Límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.
3. Inercia mínima del SEN.

El análisis se ha centrado en escenarios de día, con alta generación ERV en la zona norte del SEN, altas transferencias en el sentido norte→sur por el sistema de 500 kV de la zona Norte Chico y baja inercia en la zona centro-norte del SEN. Para las limitaciones N°1 y 2 se presentan los resultados obtenidos en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión 2021 (ERST_2021) para un escenario de demanda alta, el cual es más desfavorable para la regulación de tensión, que es el factor limitante para la transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Para la limitación N°3 se considera un escenario de demanda baja.

3.3.1 Inercia mínima local de la zona Norte Grande y límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.

Los escenarios considerados para realizar los análisis corresponden a una condición de demanda alta de enero 2022 con una generación bruta del SEN de ≈ 11000 MW, una Inercia Total del SEN de $\approx 33-38$ GVA*s y una generación ERV en la zona norte del SEN de $\approx 4600-4800$ MW.

Se analizaron las transferencias máximas admisibles por los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, en condiciones de mínima inercia de la zona Norte Grande. Con respecto al despacho de unidades sincrónicas en el resto del SEN, se consideraron las condiciones más desfavorables previstas para el año 2022:

- En la zona Centro:
 - Caso 1: inercia mínima de la zona, sólo con la unidad TER Ventanas U2 en servicio, la cual se requiere por seguridad local del sistema de 110 kV de la quinta región.
 - Caso 2: con las unidades TER Ventanas U2, TER Nueva Ventanas y un ciclo combinado de la S/E San Luis en servicio.
- En la zona Norte Chico: 3 unidades de central TER Guacolda en servicio a mínimo técnico.

Para determinar la inercia mínima de la zona Norte Grande se consideró un escenario de inercia mínima en la zona centro del SEN (Caso 1), con transferencias de 1300 MW por el tramo Los Changos – Cumbre 500 kV y de 1750 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

Se simularon dinámicamente fallas de severidad 4 en la línea Los Changos – Cumbre 500 kV, que corresponde a la contingencia simple más crítica desde el punto de vista de la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona Norte Grande, para distintos niveles de inercia de la zona Norte Grande. En todos los casos se consideró el despacho a plena carga de las unidades sincrónicas a carbón, que corresponde a la condición más desfavorable para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona. En la Tabla 18 se detallan los despachos considerados.

Tabla 18: Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 5.7 GVAs		Inercia NG 5.8 GVAs		Inercia NG 6.3 GVAs		Inercia NG 7.1 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
CSP CERRO DOMINADOR	-	-	-	-	100	437	100	437
GEO CERRO PABELLON U1	-	-	22	45	22	45	22	45
GEO CERRO PABELLON U2	-	-	22	45	22	45	22	45
GEO CERRO PABELLON U3	-	-	19	45	19	45	19	45
TER ANGAMOS U1	275	1584	275	1584	275	1584	275	1584
TER ANGAMOS U2	275	1584	275	1584	275	1584	-	-
TER COCHRANE U1	274	1274	274	1274	274	1274	274	1274
TER COCHRANE U2	274	1274	274	1274	274	1274	274	1274
TER IEM U1	-	-	-	-	-	-	375	2413
Total	1098	5716	1161	5850	1261	6286	1361	7116

Con una inercia de 5.7 GVAs se obtuvo una respuesta inestable angularmente y con inercias entre 5.7 y 7.1 GVAs resulta un ruido en las señales de frecuencia y tensión, que va decreciendo a medida que aumenta la inercia, el cual podría deberse a que los modelos RMS de los parques ERV tienen problemas numéricos de convergencia en condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito. Por estos motivos se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de **7 GVAs**.

Para determinar los límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico se hicieron simulaciones tanto estáticas como dinámicas de fallas en un circuito de cada tramo analizado, las cuales corresponden a las contingencias simples más exigentes que determinan las limitaciones de éstos. Para la zona Norte Grande se consideró el siguiente despacho de unidades sincrónicas, correspondiente al nivel mínimo de inercia recomendado.

Tabla 19: Despacho base de unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
CSP_CERRO_DOMINADOR	100	437
GEO CERRO PABELLON U1	22	45
GEO CERRO PABELLON U2	22	45
GEO CERRO PABELLON U3	19	45
TER ANGAMOS U1	185	1584
TER COCHRANE U1	185	1274
TER COCHRANE U2	185	1274
TER IEM U1	248	2413
TOTAL	967	7116

La limitación para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV queda impuesta por la regulación de tensión en la barra de 500 kV de S/E Polpaico ante la desconexión de un circuito de la misma línea. En la Tabla 20 se resumen las transferencias máximas determinadas para los dos casos de despacho de la zona centro.

Tabla 20: Transferencias Máximas Admisibles Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
1	1750	1710
2	1920	1880

Se puede apreciar que el límite de transmisión del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es muy sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro.

La limitación para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV queda impuesta por el límite de estabilidad dinámica ante una falla de severidad 4 en un circuito de la misma línea, específicamente por el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Se determinaron transferencias máximas pre y post contingencia de **1430 MW**.

En las figuras siguientes se resumen las restricciones determinadas, indicándose la condición de despacho de unidades generadoras considerada.

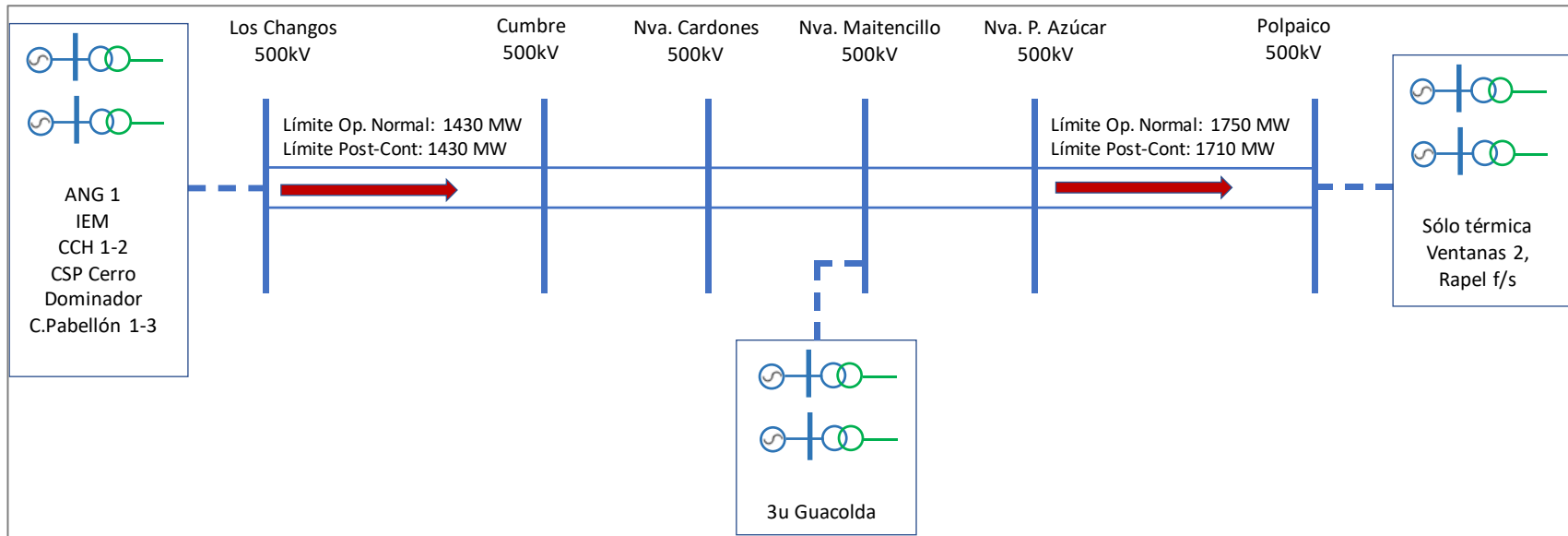


Figura 2: Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso 1.

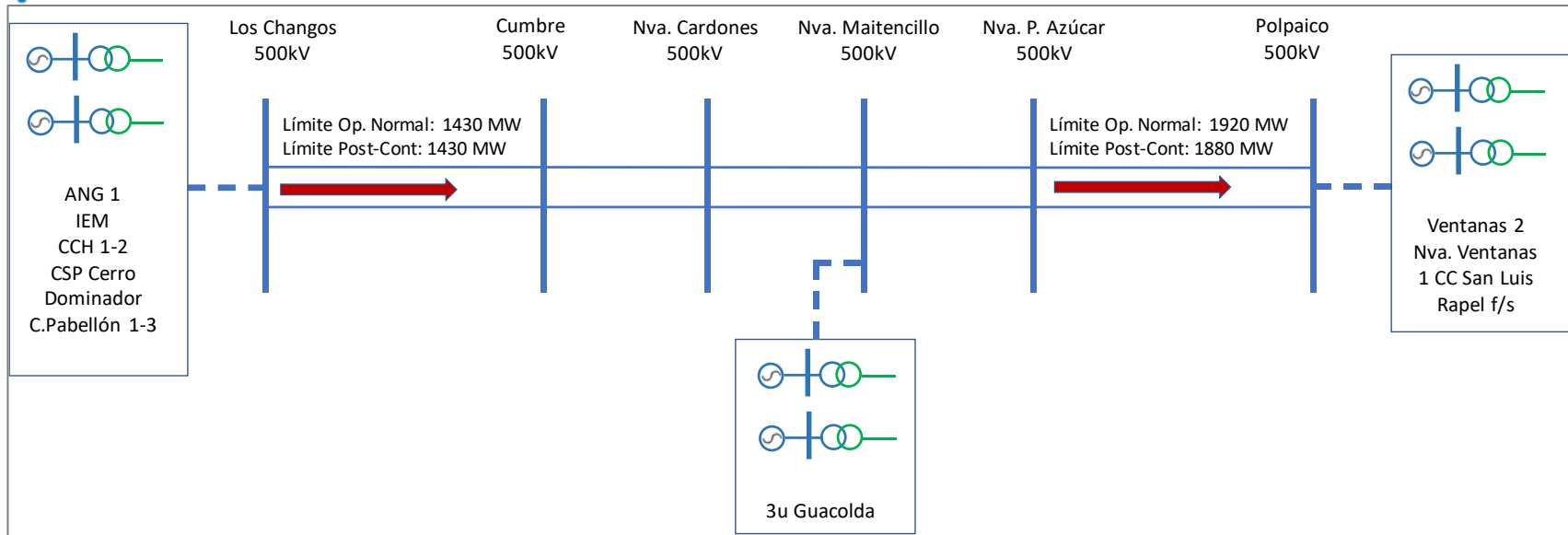


Figura 3: Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso 2

3.3.2 Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)

En términos del control de frecuencia, se analizaron montos de hasta 17.6 [GVAs] y cuyos resultados se detallan en el punto 3.1.2.1 de este informe. Para completar los análisis se hizo la verificación del comportamiento dinámico del SEN ante contingencias de severidad 4.

Por lo tanto, fueron escogidos los casos considerando inercia decrecientes para determinar en qué montos la respuesta del SEN cumple con los estándares establecidos en la NT. Los casos considerados se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21: Casos Análisis Escenarios Demanda Baja.

Condición	Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-contingencia [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]
Base 397,7[MW] 3.4[GVAs]	Caso 0	30.8	7289.6	3130.3	43%	-0.36	10.2
	Caso 1	27.5	7289.9	3503.3	48%	-0.41	6.6
	Caso 2	25.0	7305.9	3663.3	50%	-0.46	6.6
	Caso 3	22.5	7306.0	3976.3	54%	-0.52	6.6
ERV en CPF 350[MW] 2.4[GVAs]	Caso 0	19.4	7373.5	4389.3	60%	-0.52	6.6
	Caso 1	18.4	7398.6	4608.2	62%	-0.55	6.6
	Caso 2	17.6	7401.6	4607.8	62%	-0.58	6.6

Fue analizada la respuesta del SEN ante contingencias de severidad 4 en los siguientes tramos:

- Kimal – Los Changos 500kV
- Los Changos – Cumbre 500kV
- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

Fue efectuada las verificación en todos los casos sin encontrar problemas de estabilidad. Los resultados de las verificaciones para todos los casos están detallados en los anexos de este informe.

Se aprecia que la frecuencia en puntos cercanos a la falla presenta valores peak que exceden los rangos admisibles, sin embargo esto no obedece a problemas de estabilidad de frecuencia sino que más bien parecen problemas de carácter numérico por el baja robustez de la red. Para apreciar lo anterior, en la siguiente Figura 4 se muestra la frecuencia en barra Nueva Pan de Azúcar para una falla 2F-T en el Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV.

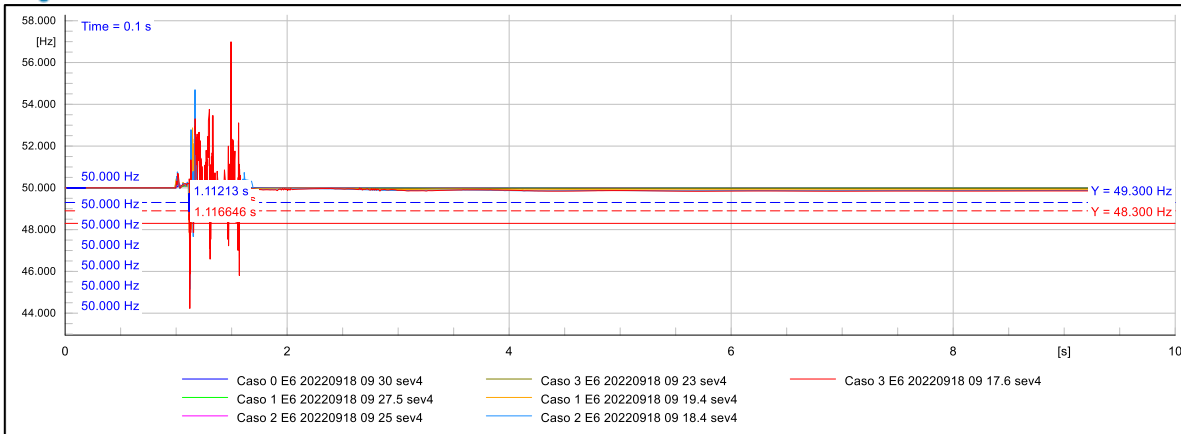


Figura 4: Frecuencia en barra Nueva Pan de Azúcar 500kV para una falla 2F-T en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV.

Respecto las tensiones, solamente en el caso más exigente y para la falla 2F-T en el Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV, se observa que la recuperación dinámica de la tensión alcanza a estar cercana al límite de lo establecido por la NT SyCS. Lo anterior, debido que, una vez despejada la falla, la tensión efectúa un descenso apenas por sobre 0.8pu para luego alcanzar una adecuada recuperación. Dicha situación se muestra en la Figura 5.

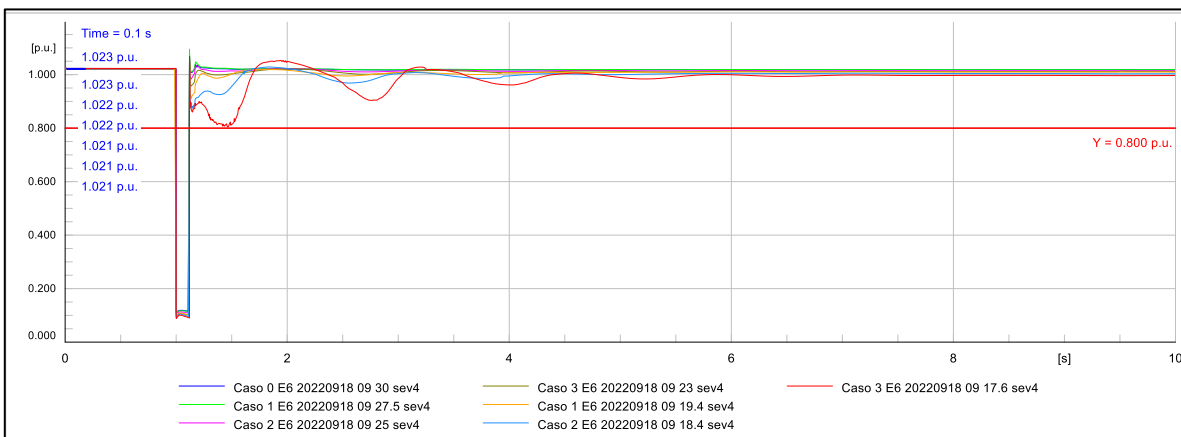


Figura 5: Tensión en barra Nueva Pan de Azúcar 500kV para una falla 2F-T en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV.

Por otra parte, para el caso más exigente, correspondiente al caso 2 de la condición con ERV en CPF, se analizó el amortiguamiento de las transferencias de potencia activa postfalla en el circuito sano. El detalle de dicho análisis se muestra en la siguiente Tabla 22.

Tabla 22: Resultados verificación severidad 4 Caso 2 Condición con ERV en CPF 7400MW GxBruta Total SEN 17.6 GVAs Inercia

Caso	Escenario	Elemento Fallado	Línea	Estabilidad					Tensión		Frecuencia fmin≥48,3	
				Transf. Permanente [MW]	Amortiguamiento Transf. Peak A1 [MW] Transf. Peak A2 [MW]		A1/A2	Fact. Amort.	Ángulo δ<120°	V≥0,8 en 1s		V en ±10% en 20s
Caso 2 7400 MW 17.6 GVAs	DB 20220918	Kimal – Los Changos C1	Kimal – Los Changos C2	340.2	372.7	352.8	2.6	14.9%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		Los Changos – Cumbre C1	Los Changos – Cumbre C2	549.0	734.3	610.6	3.0	17.3%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		Nva Pan de Azúcar – Polpaico C1	Nva Pan de Azúcar – Polpaico C2	1568.5	1633.3	1602.7	1.9	10.1%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De los análisis se puede concluir que, para escenarios Demanda baja (7300 MW Gx), bajo los 18 GVAs de inercia total SEN, penetración ERV sobre 60%, bajo 7 GVAs en el NG y ante transferencias Nueva Pan de Azúcar - Polpaico sobre 1600 MW, se observa una recuperación de la tensión cercano al límite de la establecido en la NT SyCS, ante una contingencia de severidad 4. Para condiciones más favorables, no se observan problemas de estabilidad. No obstante, no es posible descartar problemas de fortaleza de la red.

3.4 Análisis Fortaleza de la Red

3.4.1 Definición de Fortaleza de Red

La fortaleza de red se define como la capacidad de la red de mantener estable la forma de onda de la tensión ante fallas de cortocircuitos. Por ello es una característica o atributo esencial para el sistema, necesario para mantener la seguridad y estabilidad del sistema el cual, al igual que la inercia, ha sido aportado de manera natural por las unidades sincrónicas.

3.4.1.1 Medición de la Fortaleza de Red

Para medir la fortaleza de la red se utiliza un indicador llamado SCR (Short Circuit Ratio) el cual se define como:

$$SCR_{POI} = \frac{SCMVA_{POI}}{MW_{VER}}$$

Donde $SCMVA_{POI}$ es el cortocircuito en MVA en el punto de interconexión con el sistema, sin la contribución de corriente de las plantas con generación basada en inversores y MW_{VER} es la potencia nominal de la planta que se conecta en ese punto.

Sin embargo, este indicador solo es útil cuando se tiene una planta lejana eléctricamente del resto de las otras plantas. Para el caso de nuestra red, en la cual se tienen grupos de plantas cercanas eléctricamente entre sí, se recomienda el uso de indicadores compuestos del SCR. Estos son:

1. CSCR: Composite Short Circuit Ratio

$$CSCR = \frac{CSC_{MVA}}{MW_{VER}}$$

Para este índice se define una zona de influencia y se elige un nodo común y se calcula el cortocircuito en MVA CSC_{MVA} . Por otro lado, MW_{VER} es la suma de las potencias nominales de todas las plantas en esa zona.

2. WSCR: Weighted Short Circuit Ratio

$$WSCR = \frac{\sum_i^n SCMVA_i \cdot P_{RMW_i}}{(\sum_i^n P_{RMW_i})^2}$$

Donde $SCMVA_i$ es el cortocircuito en MVA en el nodo i y P_{RMW_i} es la generación de la planta conectada en el nodo i . n es el número de plantas que interactúan, para lo cual se requiere definir a priori la zona de interacción entre plantas. En vez de P_{RMW_i} también se puede utilizar la potencia nominal de la planta.

Ambos índices CSCR y WSCR se basan en el supuesto de que existe un acoplamiento eléctrico fuerte entre las plantas de la zona definida a priori, lo cual es similar a asumir que las plantas se conectan a un mismo punto virtual. Sin embargo, en la práctica existe una distancia eléctrica entre las plantas y no interactuarán de manera total entre ellas. Para subsanar lo anterior, el último índice utiliza los factores de interacción que representa la distancia eléctrica entre los nodos y las plantas.

3. ESCR (o SCRIF): Equivalent Short Circuit Ratio (o Short Circuit Ratio with Interaction Factors)

$$SCRIF_i = \frac{S_i}{P_i + \sum_j^n (IF_{ji} \cdot P_j)}$$

Donde IF_{ji} es el factor de interacción entre los nodos i y j que se define como:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

Además, S_i es el cortocircuito en MVA en el nodo i , P_i es la potencia en el nodo i y n es la cantidad de plantas del sistema. Se aprecia que, para plantas lejanas, el IF es prácticamente cero, por lo cual no es necesario definir una zona a priori.

3.4.1.2 Valores de Referencia de los Indicadores de Fortaleza de Red

En cuanto a los valores de referencia para los distintos indicadores de fortaleza de la red, se tiene que para redes fuertes estos son mayores que 5; para redes débiles fluctúan entre 3 y 5; y para redes muy débiles son menores que 3.

Para redes débiles se tiene que:

1. Es aconsejable verificar los modelos RMS con los modelos EMT detallados antes de realizar cualquier estudio de conexión.
2. Se recomienda el uso de modelos RMS detallados en vez de genéricos.

Para redes muy débiles se tiene que:

1. Es necesario verificar los modelos RMS con los modelos EMT detallados antes de realizar cualquier estudio de conexión.
2. En caso de que los modelos RMS no se correspondan con los EMT, los estudios debieran ser hechos con simulaciones EMT.
3. Cambios a los controles de planta o la instalación de equipamiento adicional como condensadores síncronos podrían ser necesarios.

3.4.1.3 Valores de Referencia de otros Operadores de Red

Hasta el momento pocos operadores de red han integrado criterios de fortaleza de la red. Entre los que lo han hecho, dadas las características topológicas y de distribución de la generación de la red que operan, están ERCOT (Texas, EEUU) y AEMO (Australia), lo cuales han establecido límites de WSCR de 1,5 y 3,5 respectivamente.

3.4.2 Cálculo de Indicadores de Fortaleza de Red para el SEN del 2022

3.4.2.1 ESCR

Primero, se seleccionó el indicador de robustez ESCR para una exploración inicial, debido a que no necesita realizar una definición de las zonas, lo cual puede resultar en un proceso que queda sujeto a supuestos y que implicaría generar una serie de casos y sensibilidades para validar la elección.

Luego, se utilizaron los escenarios del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicado el 2021, y se hizo un barrido mediante un escrito desarrollado para automatizar el cálculo.

Para partir el cálculo se utiliza a Kimal 220 kV como barra testigo y se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 6. Después, y con los escenarios con los niveles más bajos de fortaleza de la red se realizó una exploración a un conjunto de barras de interés en la zona del norte grande y

norte chico, desde el nodo Pozo Almonte hasta Quillota y se obtuvieron los resultados que se muestran en la .Figura 7.

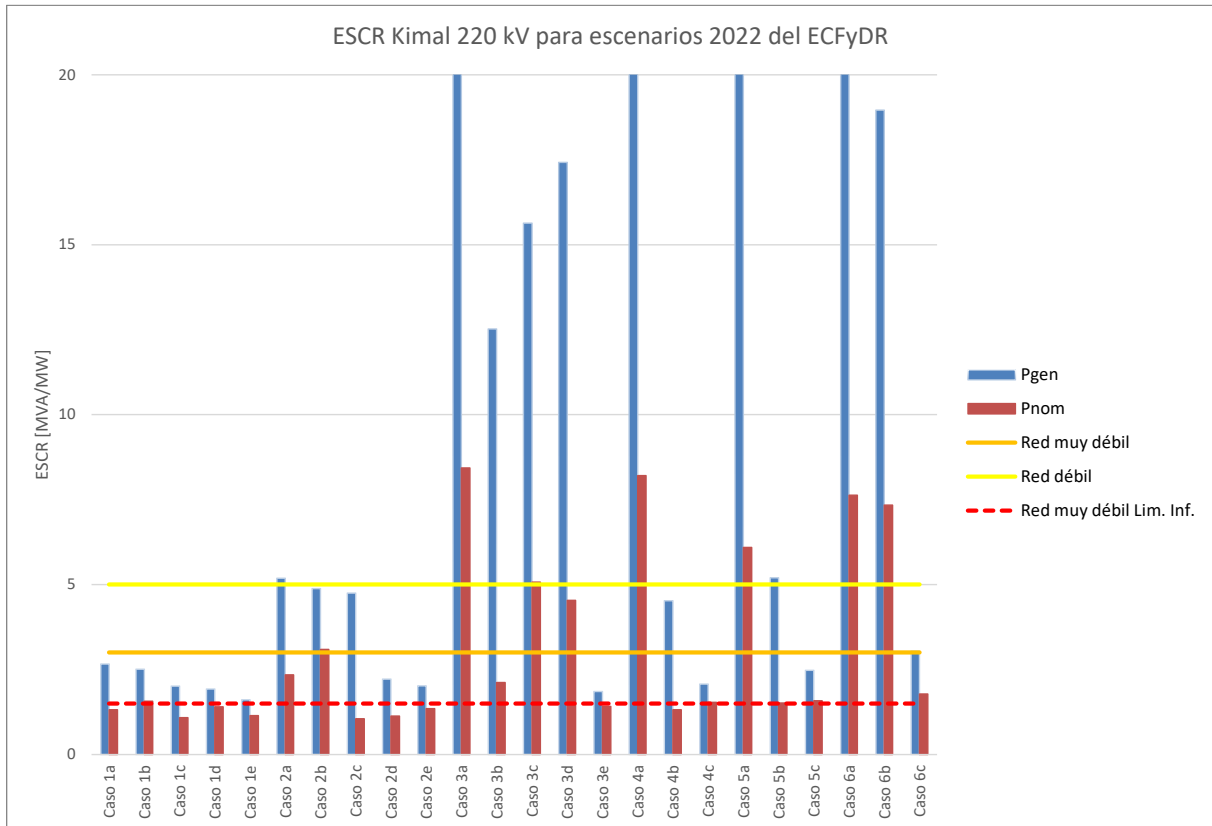
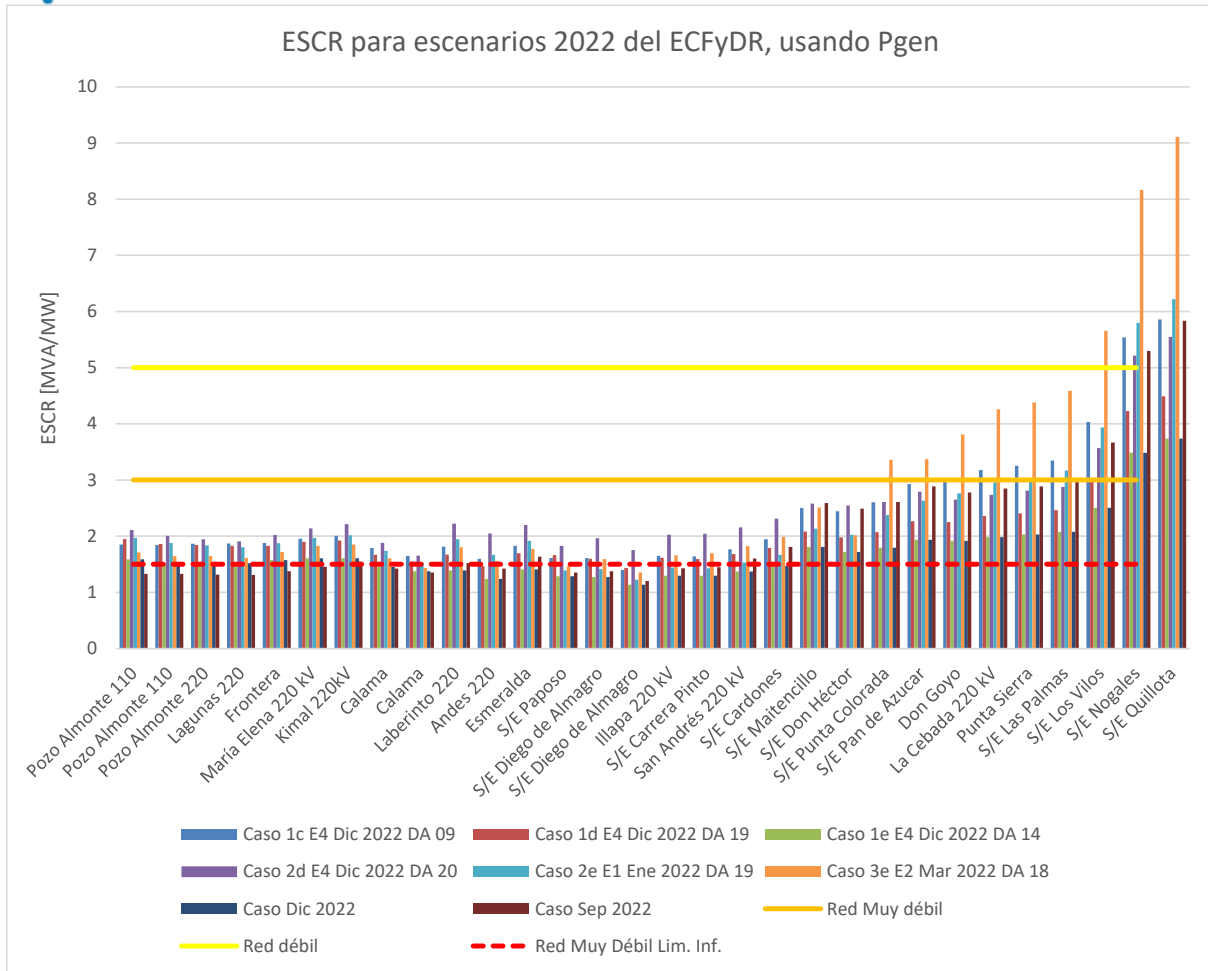


Figura 6: Cálculo de ESCR para los escenarios del 2022 del ECFyDR en Kimal 220 kV



.Figura 7: Cálculo de ESCR para los escenarios 2022 con menores niveles de fortaleza de red en barras de Interés desde el extremo norte hasta Quillota.

3.4.2.2 CSCR

Se compara el resultado anterior con otro indicador que es más fácil de calcular pero que requiere definir una zona a priori. Con los factores de interacción obtenidos para la barra de Kimal 220, pareciera que una buena aproximación de la zona de influencia es la zona de control de tensión del norte grande. Al comparar estos resultados con el ESCR de Kimal se obtiene la relación mostrada en la Figura 8. Sin embargo, al analizar la relación existente entre ambos indicadores cuando ambos tienen valores bajo 10, se observa una mucho mejor correlación, tal como se aprecia en la Figura 9.

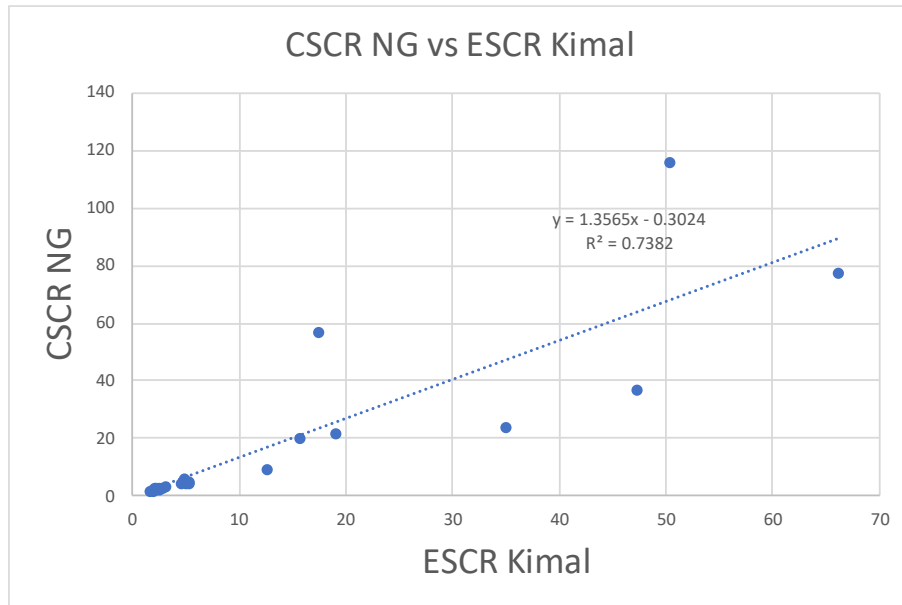


Figura 8: Comparación de ESCR Kimal y CSCR Norte Grande

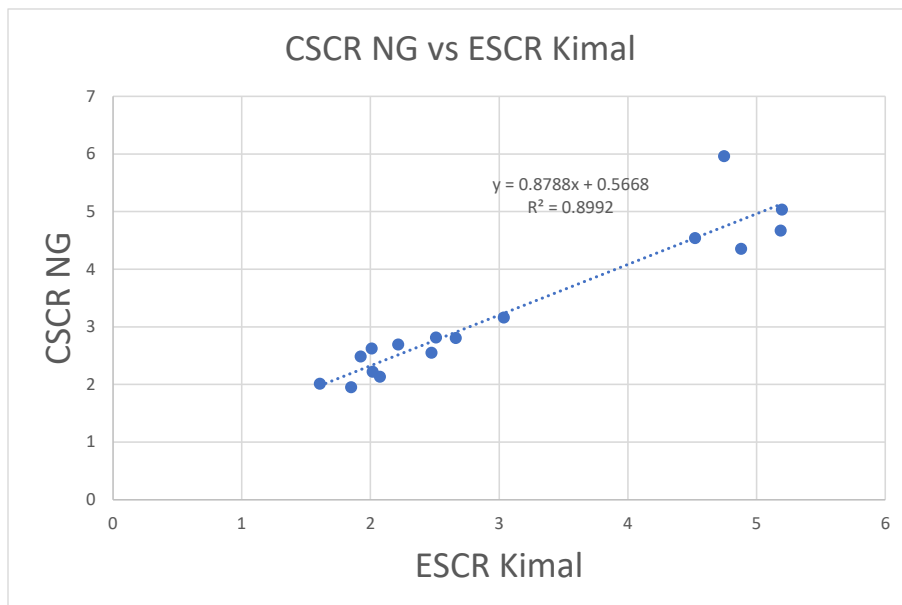


Figura 9: Comparación de ESCR Kimal y CSCR Norte Grande para valores bajos

3.4.2.3 Otros Indicadores

Debido a la dificultad que podría presentar el monitoreo de los niveles de cortocircuito en barras, se explora la alternativa de utilizar indicadores alternativos que permitan realizar un monitoreo en tiempo real de condiciones de red débil o muy débil. Para ello, se calcula el cociente entre inercia

del norte grande y se divide por la potencia generada ERV de la misma zona y se obtiene la correlación que se muestra en la Figura 10.

Con la relación obtenida, se tiene que para que la fortaleza de red se encuentre sobre el umbral de red muy débil se debe cumplir con que $0.4447x + 0.458 > 3 \rightarrow x > 5.7$. Así, por ejemplo, para una penetración de ERV de 1500 MW en el norte grande se necesitaría aproximadamente una inercia de 8.55 GVAs en la misma zona para que la barra de Kimal, que es el nodo con el área de influencia más grande, tenga un indicador de fortaleza sobre 3. Sin embargo, si se quiere inyectar una potencia de 2700 MW se necesitaría una inercia de 15.3 GVAs, lo cual podría ser incompatible con la limitación de potencia de la línea Changos-Cumbres 2x500 kV.

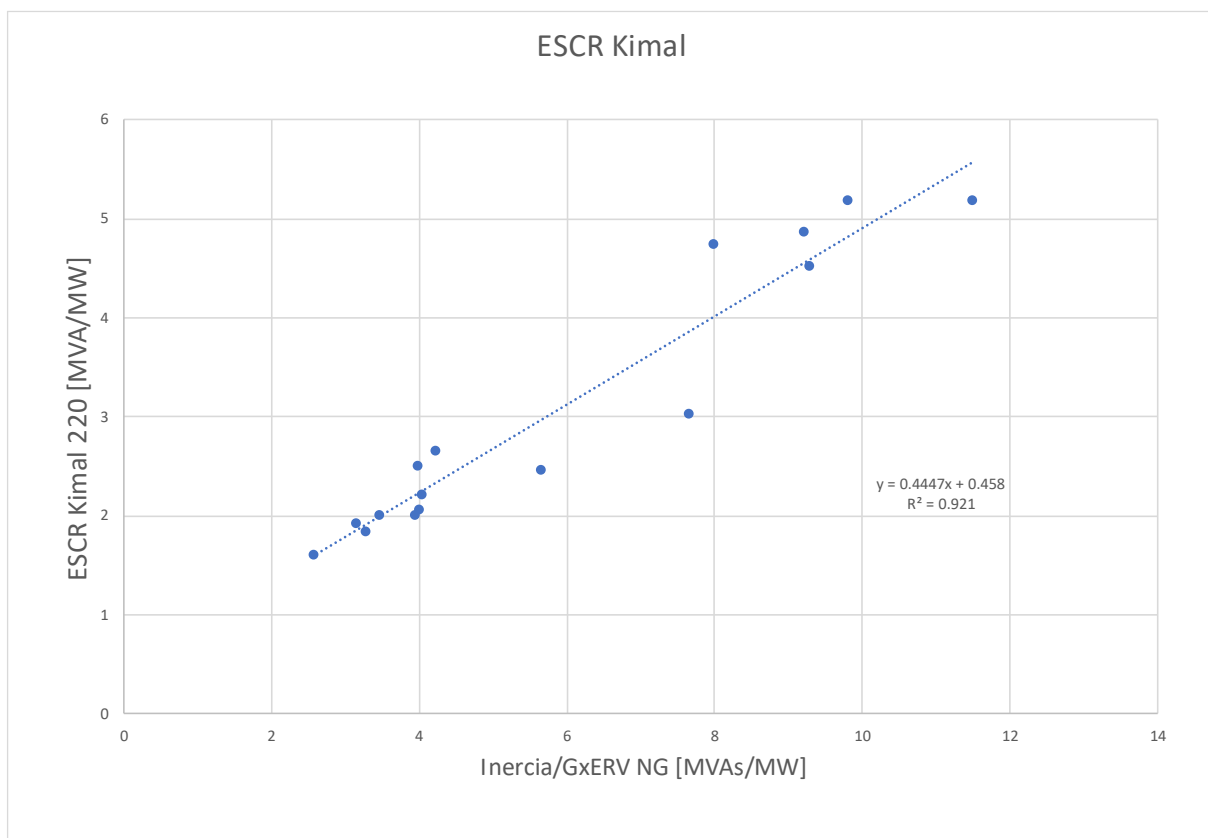


Figura 10: Comparación del ESCR en Kimal con el cociente entre la inercia y la penetración ERV

Finalmente, en la Tabla 23 se muestra un resumen con la caracterización de los escenarios y los indicadores calculados.

Tabla 23: Resumen con los escenarios y los indicadores

Caso	Escenario	Día	Hora	Inercia [GVAs]	Generación Bruta Total SEN [MW]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	CC 3ph Kimal [MVA]	Potencia equivalente Kimal [MW]	ESCR Kimal	Generación ERV NG [MW]	CSCR Norte Grande	Inercia NG [GVAs]	Inercia/GxERV NG [MVAs/MW]
Caso 1a	DB 01-01-2022 09:00	01-01-2022	9:00	30.0	7300	2326	32%	4144	1556	2.7	1476	2.8	6.2	4.2
Caso 1b	DB 01-01-2022 13:00	01-01-2022	13:00	30.0	8162	3498	43%	4402	1754	2.5	1563	2.8	6.2	4.0
Caso 1c	DB 22-12-2022 09:00	22-12-2022	9:00	30.0	9369	4467	48%	4198	2090	2.0	1598	2.6	5.5	3.4
Caso 1d	DB 22-12-2022 19:00	22-12-2022	19:00	30.0	10037	5158	51%	4373	2273	1.9	1757	2.5	5.5	3.1
Caso 1e	DB 22-12-2022 14:00	22-12-2022	14:00	30.0	10791	5850	54%	4337	2700	1.6	2153	2.0	5.5	2.6
Caso 2a	DB 18-09-2021 09:00	18-09-2022	9:00	36.3	7280	3142	43%	5969	1151	5.2	1277	4.7	12.5	9.8
Caso 2b	DB 18-09-2021 11:00	18-09-2022	11:00	36.2	8064	3806	47%	6105	1251	4.9	1402	4.4	12.9	9.2
Caso 2c	DB 22-12-2022 08:00	22-12-2022	8:00	35.5	8994	2684	30%	4344	915	4.7	728	6.0	5.8	8.0
Caso 2d	DA 22-12-2022 20:00	22-12-2022	20:00	35.5	10082	4768	47%	4761	2149	2.2	1766	2.7	7.1	4.0
Caso 2e	DA 27-01-2022 19:00	27-01-2022	19:00	35.4	10594	5587	53%	5031	2495	2.0	2266	2.2	8.9	3.9
Caso 3a	DB 18-09-2022 05:00	18-09-2022	5:00	42.3	7572	1062	14%	5649	120	47.2	152	37.2	12.5	82.3
Caso 3b	DB 18-09-2022 20:00	18-09-2022	20:00	42.1	8296	1923	23%	6367	508	12.5	691	9.2	12.5	18.1
Caso 3c	DM 01-01-2022 23:00	01-01-2022	23:00	42.9	9263	1340	14%	4772	305	15.6	235	20.3	8.4	35.7
Caso 3d	DA 22-12-2022 22:00	22-12-2022	22:00	41.4	10020	2231	22%	4515	259	17.4	79	56.9	7.1	89.5
Caso 3e	DA 08-03-2022 18:00	08-03-2022	18:00	41.3	10830	5164	48%	5325	2879	1.8	2724	2.0	8.9	3.3
Caso 4a	DM 18-09-2022 22:00	18-09-2022	22:00	45.2	8956	1071	12%	5348	153	34.9	221	24.2	12.9	58.5
Caso 4b	DA 08-03-2022 20:00	08-03-2022	20:00	45.2	10263	2726	27%	4943	1093	4.5	1089	4.5	10.1	9.3
Caso 4c	DA 08-03-2022 18:00 v2	08-03-2022	18:00	45.1	10821	5079	47%	5615	2708	2.1	2630	2.1	10.5	4.0
Caso 5a	DM 08-03-2022 06:00	08-03-2022	6:00	50.8	8945	497	6%	5179	78	66.0	67	77.9	10.6	159.4
Caso 5b	DA 08-03-2022 20:00 v2	08-03-2022	20:00	50.0	10265	2726	27%	5480	1055	5.2	1089	5.0	12.5	11.5
Caso 5c	DA 09-06-2022 14:00	09-06-2022	14:00	50.5	10908	4680	43%	5845	2363	2.5	2290	2.6	12.9	5.6
Caso 6a	DM 09-06-2022 24:00	09-06-2022	0:00	55.1	9435	953	10%	6200	123	50.3	53	116.3	16	300.2
Caso 6b	DA 09-06-2022 19:00	09-06-2022	19:00	55.2	10479	1360	13%	6167	325	19.0	284	21.7	16.0	56.4
Caso 6c	DA 09-06-2022 14:00 v2	09-06-2022	14:00	55.1	10883	4375	40%	6621	2182	3.0	2094	3.2	16	7.6

3.4.3 Medidas Operativas para Afrontar el Problema de Debilidad de la Red

Finalmente, y dado que los escenarios analizados son del próximo año lo que imposibilita la propuesta de obras, se analizan las posibles medidas operáticas para afrontar el problema de debilidad de la red.

Las medidas a corto plazo se reducen a:

1. Despacho de generación sincrónicas forzada y/o recorte de ERV
2. Verificación por parte de los Coordinados de que sus plantas están aptas para operar en condiciones de red muy débil y sus controles no presentarán comportamientos indeseados o inesperados ante la ocurrencia de una falla de cortocircuito. En caso de no estarlo, deberán presentar un plan de normalización.

3.4.3.1 Despacho Forzado

Se repitió el cálculo para analizar cómo va cambiando el ESCR al despachar ciclos combinados a mínimo técnico en el escenario con los indicadores más bajos, que resultó ser el Caso 1e (Dic DA 14 hrs). Se fueron despachando progresivamente los medios ciclos de Kelar y Atacama, los ciclos de CTM3 y U16, las dos TG de Taltal y las 3 unidades de Guacolda que estaban F/S en el escenario. Los resultados de los índices ESCR, los cortocircuitos y la potencia ERV equivalente se muestran en las Figura 11, Figura 12 y Figura 13, respectivamente.

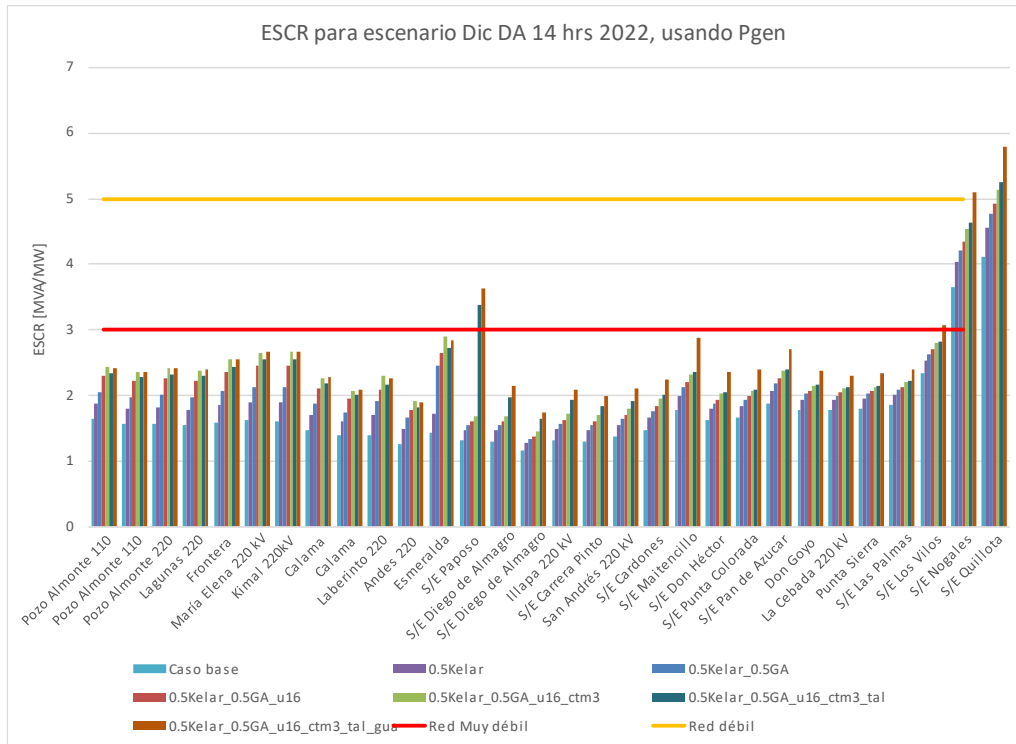


Figura 11: Cálculo de ESCR para el escenario con los índices de fortaleza más bajos con despacho forzado de generación sincrónica

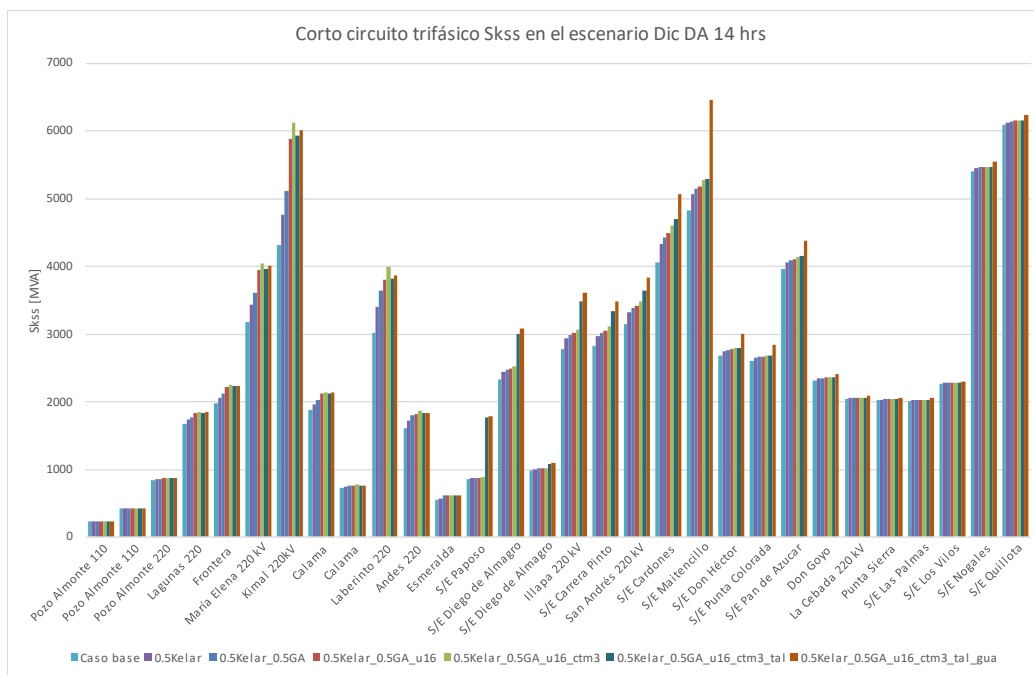


Figura 12: Cálculo de cortocircuito en nodos de interés para el escenario con los índices de fortaleza más bajos con despacho forzado de generación sincrónica

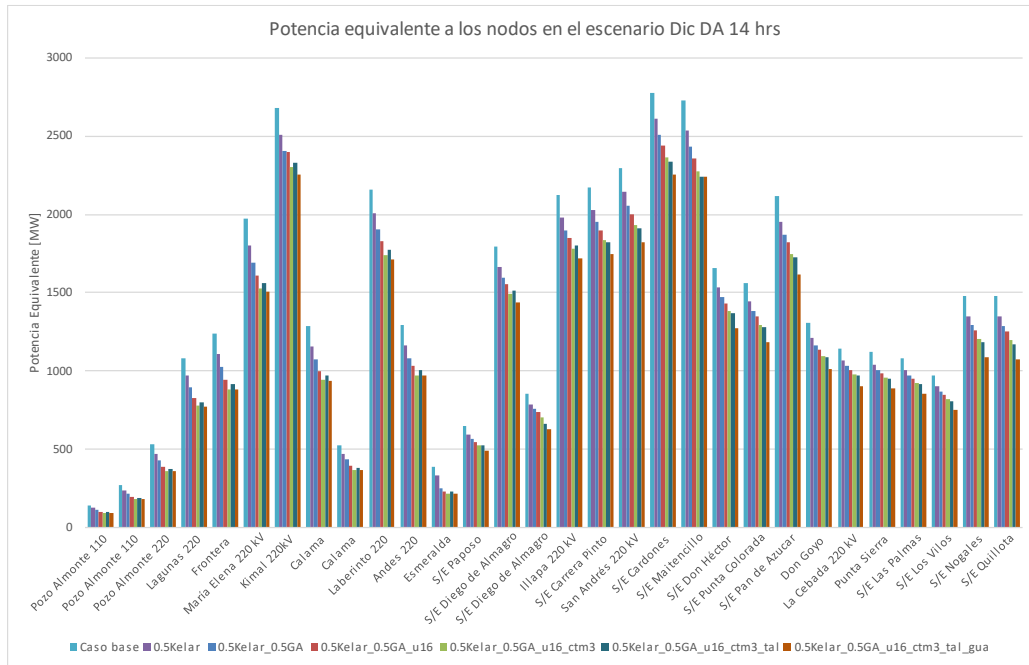


Figura 13: Cálculo de la potencia ERV equivalente en nodos de interés para el escenario con los índices de fortaleza más bajos con despacho forzado de generación sincrónica. La potencia ERV se mantiene fija, lo que cambian son los factores de interacción.

De las figuras se puede apreciar que:

1. El impacto en el indicador ESCR y nivel de cortocircuito de la generación sincrónica con despacho forzado es menor y focalizado en las barras inmediatamente adyacentes o cercanas a la unidad.
2. A pesar de que la potencia ERV se mantuvo constante, el despacho forzado hizo que los factores de interacción disminuyeran y por ende también logró que la potencia ERV equivalente a cada nodo fuese disminuyendo. Esto se debe a que las unidades sincrónicas robustecen el sistema disminuyendo la sensibilidad dv/dv y por lo tanto permiten que los huecos de tensión se propaguen menos por la red.

Dado el carácter local del fenómeno, a futuro se debiese estudiar con detalle y comparar adecuadamente el impacto de instalar nueva infraestructura (como condensadores sincrónicos) en nodos cercanos a los clúster de ERV versus la reconversión de unidades sincrónicas existentes, que en general están alejadas eléctricamente de la generación ERV.

4 CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un estudio que permite determinar las condiciones y desafíos para la operación en tiempo real OTR para el año 2022 en lo relacionado con las reservas de potencia activa y reactiva. Donde el objetivo es evaluar los requerimientos de reservas de potencia activa y reactiva, además de las tasas de toma de carga para las condiciones más desfavorables previstas, considerando la gran penetración ERV. Por otra parte, además se debe evaluar las condiciones de inercia y capacidad de cortocircuito previstas para el año 2022 y determinar si son requeridos montos mínimos. Como resultado se espera identificar desafíos y propuestas de medidas operacionales para la mitigación de riesgos para operación en escenarios más desfavorables que se puedan presentar.

4.1 Análisis Requerimientos Control de Frecuencia

En primera instancia, en términos del control de frecuencia ante contingencias, los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia para condiciones de operación normal fueron determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2021 parte 1. Como complemento de lo anterior, en este estudio fueron realizados análisis para condiciones excepcionales de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias:

- Montos inferiores de inercia respecto a los 30 [GVAs] previstos. Se analizó la necesidad de requerimientos mínimo de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. La condición más exigente corresponde a un escenario de demanda baja con 7300 [MW]. Se analiza la participación de ERV en el CPF. Sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SSSC.
 - Ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 22.5 [GVA] de inercia precontingencia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia, además es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Para escenarios con una inercia bajo 6.6 GVAs en el Norte Grande se detectaron problemas de convergencia ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane.
 - En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II, la contingencia más exigente corresponde a la severidad 5 de IEM con 350[MW] y 2 [GVA]. En dichas circunstancias y tomando en cuenta la participación de ERV en el CPF, se alcanza a reducir la inercia hasta 18.4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.

- Montos Mayores de desconexión de unidades, sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].
 - Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550[MW] asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN.
 - Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón 1.9 y 1.8 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios de demanda baja y demanda alta, respectivamente.
- Montos Menores de desconexión de unidades, bajo 400 [MW]. En situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF, se podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II y U16 que presten CPF, limitando su potencia máxima:
 - Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 18-09-2022 a las 9hrs y Demanda alta 22-12-2022 a las 14:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 300[MW] de San Isidro II.
 - Los requerimientos de CPF iniciales y permanentes se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada considerada, en al menos razón 1:1 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando un reducción de hasta 1.4 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].
 - Se proporcionan montos de requerimientos iniciales para menores potencias de desconexión, que pueden ser considerados para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN.
- Riesgos de apertura del SEN (intervenciones en tramo Changos – Cumbres que impliquen tener solo un circuito en servicio).
 - Para determinar los requerimientos de reservas ante contingencias en Norte Grande, fueron analizados escenarios en las condiciones más exigentes previstas considerando al Norte Grande exportando e importando potencia +/-50MW y fueron aplicadas contingencias severidad 5 en IEM y desconexión de consumos.
 - Para el caso de los requerimientos de reservas ante contingencias en Centro Sur, fueron empleados los resultados del ECFyDR 2021 parte 1 para determinar los montos ante distintos valores de Generación brutal total e inercia total del Centro Sur del SEN.
 - Para las reservas de CSF y CTF fue empleada una proporción 33/66% para las zonas Norte Grande/Centro Sur respecto los totales por bloque resultantes del ECFyDR2021 parte 1.

4.2 Análisis Requerimientos Control de Tensión

Los requerimientos de Requerimientos para el Control de Tensión fueron determinados en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2021. No se detecta que sean requeridos análisis complementarios y, en la siguiente tabla, se muestra el resumen de los requerimientos tanto para operación Normal como para contingencias para la Zona Norte del SEN, que es donde se prevén los mayores desafíos para el año 2022.

Tabla 24: Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-523	-97	316	-107
	Sur (Domeyko)	-77	43	25	-71
Norte Chico	Norte	-71	8	33	-73
	Centro-Sur	-360	320	340	-138

4.3 Análisis Requerimientos Inercia y Transferencias Máximas

El análisis se ha centrado en escenarios de día, con alta generación ERV en la zona norte del SEN, altas transferencias en el sentido norte→sur por el sistema de 500 kV de la zona Norte Chico y baja inercia en la zona centro-norte del SEN.

4.3.1 Inercia mínima local de la zona Norte Grande y límites de transmisión del sistema de 500 kV de la zona Norte Chico.

Con una inercia de 5.7 GVAs en la zona Norte Grande se obtuvo una respuesta inestable angularmente y con inercias entre 5.7 y 7.1 GVAs resulta un ruido en las señales de frecuencia y tensión que va decreciendo a medida que aumenta la inercia, el cual podría deberse a que los modelos RMS de los parques ERV tienen problemas numéricos de convergencia en condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito. Por estos motivos se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de **7 GVAs**.

La limitación para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV queda impuesta por la regulación de tensión en la barra de 500 kV de S/E Polpaico ante la desconexión de un circuito de la misma línea. En la tabla siguiente se resumen las transferencias máximas determinadas para los dos casos de despacho de la zona centro.

Tabla 25: Transferencias Máximas Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
1	1750	1710
2	1920	1880

Se puede apreciar que el límite de transmisión del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es muy sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro.

La limitación para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV queda impuesta por el límite de estabilidad dinámica ante una falla de severidad 4 en un circuito de la misma línea, específicamente por el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Se determinaron transferencias máximas pre y post contingencia de **1430 MW**.

4.3.2 Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)

Para escenarios Demanda baja (7300 MW Gx), bajo los 18 GVAs de inercia total SEN, penetración ERV sobre 60%, bajo 7 GVAs en el NG y ante transferencias Nueva Pan de Azúcar - Polpaico sobre 1600 MW, se observa una recuperación de la tensión cercano al límite de la establecido en la NT SyCS, ante una contingencia de severidad 4. Para condiciones más favorables, no se observan problemas de estabilidad.

4.4 Análisis de Fortaleza de la Red

Para los escenarios de alta penetración de ERV y baja inercia en el norte grande y el norte chico hasta la SE Los Vilos, se detectó que la red se torna muy débil. Esto podría traer consigo el riesgo de que ante cortocircuitos en alguna línea de alta tensión exista pérdida de potencia activa de los parques, lo que podría causar problemas de estabilidad de frecuencia y tensión. La evaluación de este riesgo es parte de los análisis que se desarrollarán una vez levantada información relevante asociada a los parques ERV en servicio y los que se proyecta entren en operación próximamente.

En caso de que el riesgo de un efecto en cascada fuera de relevancia, las únicas alternativas a nivel de operación son el recorte de la generación ERV y el despacho forzado de unidades generadoras sincrónicas en los nodos lo más cercanos posibles a los puntos donde existe mayor interacción de la generación ERV. Esto último tiene un impacto acotado debido a la ubicación de las centrales existentes.



5 ANEXOS

5.1 Resultados Verificación Severidad 4 Análisis Escenarios Demanda Baja (Inercia mínima del SEN)

5.1.1 Kimal – Los Changos 500kV

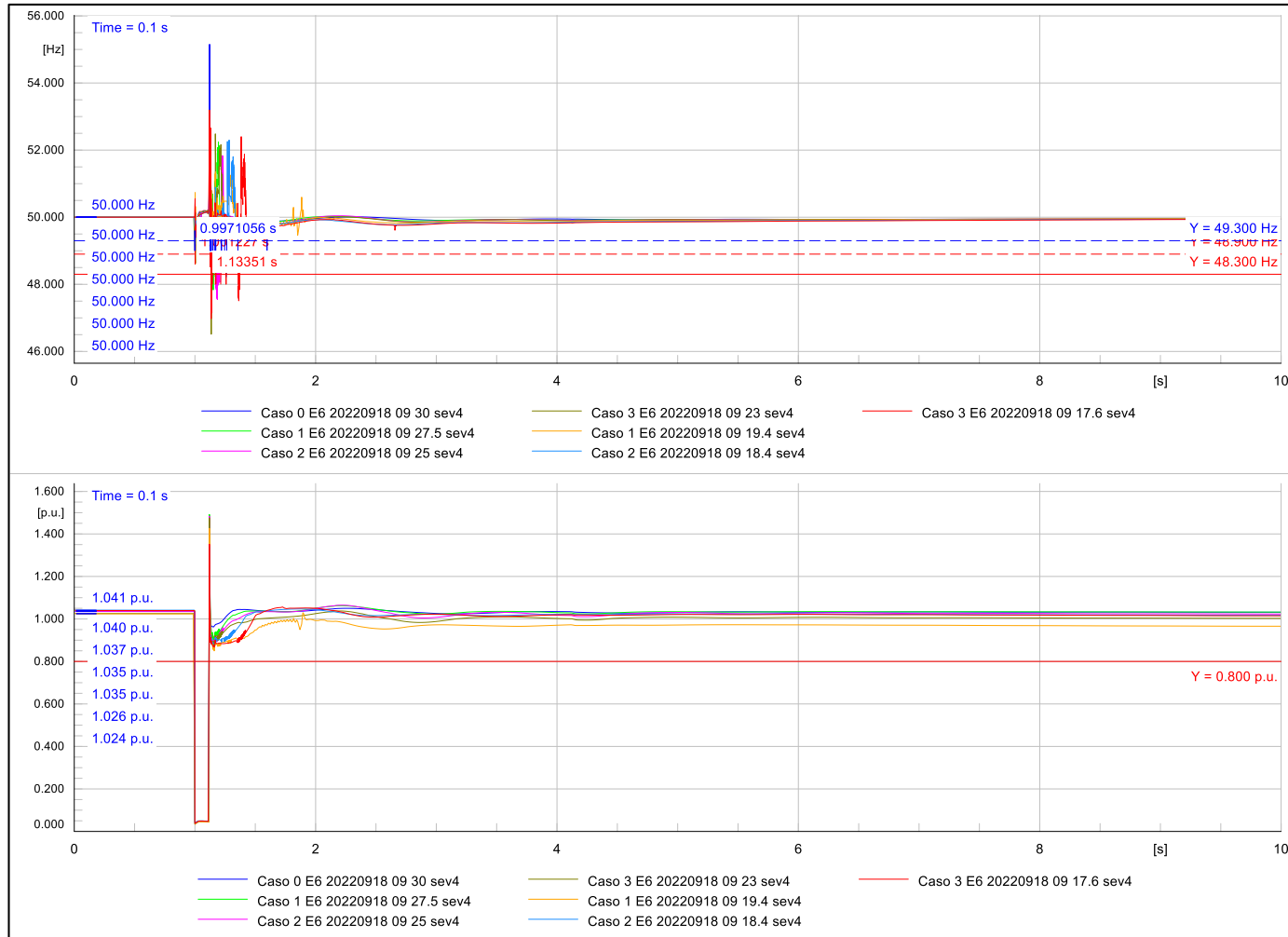


Figura 14 Frecuencia Eléctrica y Tensión Barra Kimal 500kV

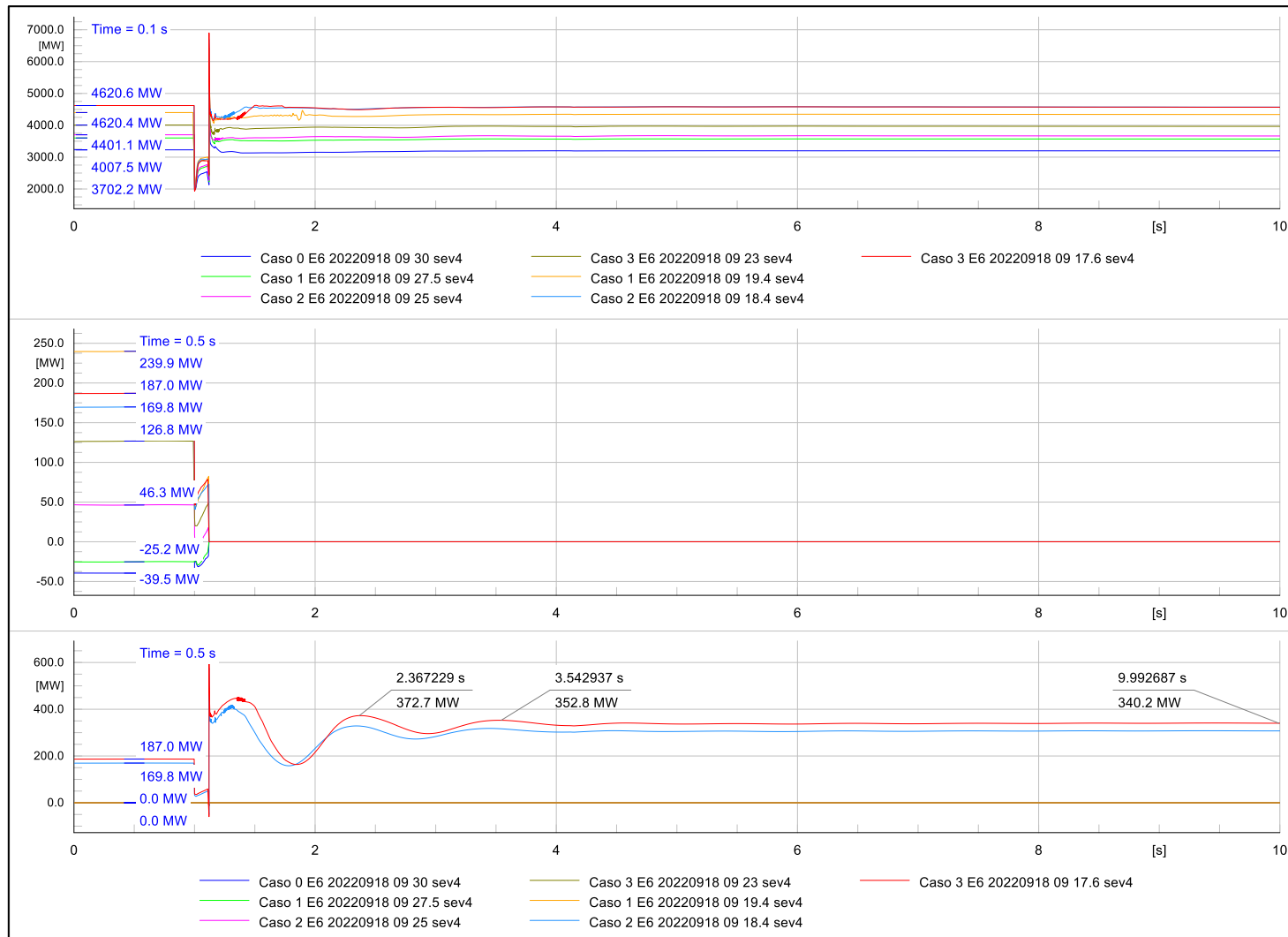


Figura 15: Generación ERV Total SEN y Transferencias Kimal – Los Changos 500kV

5.1.2 Los Changos – Cumbre 500kV

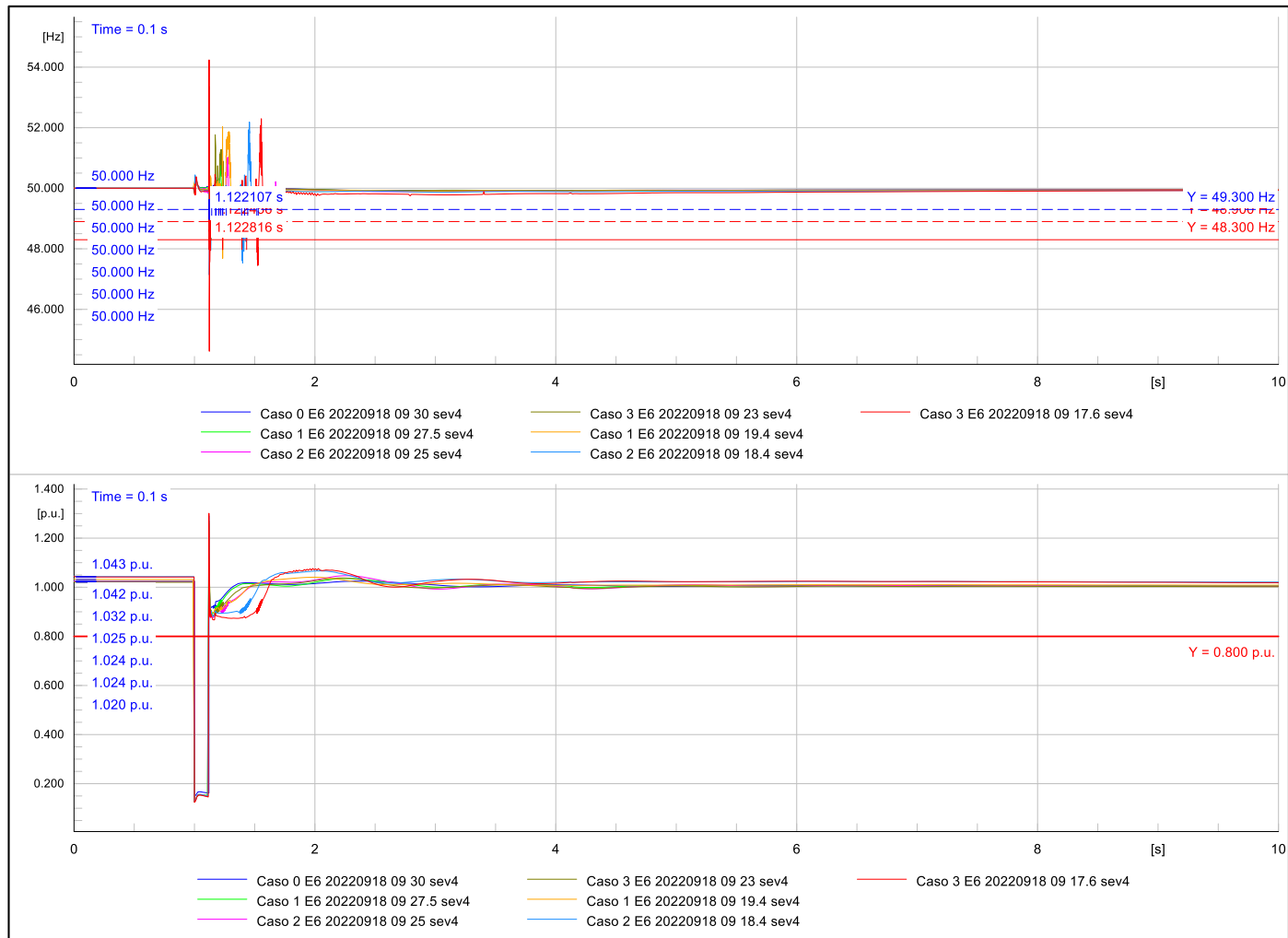


Figura 16: Frecuencia Eléctrica y Tensión Barra Changos 500kV

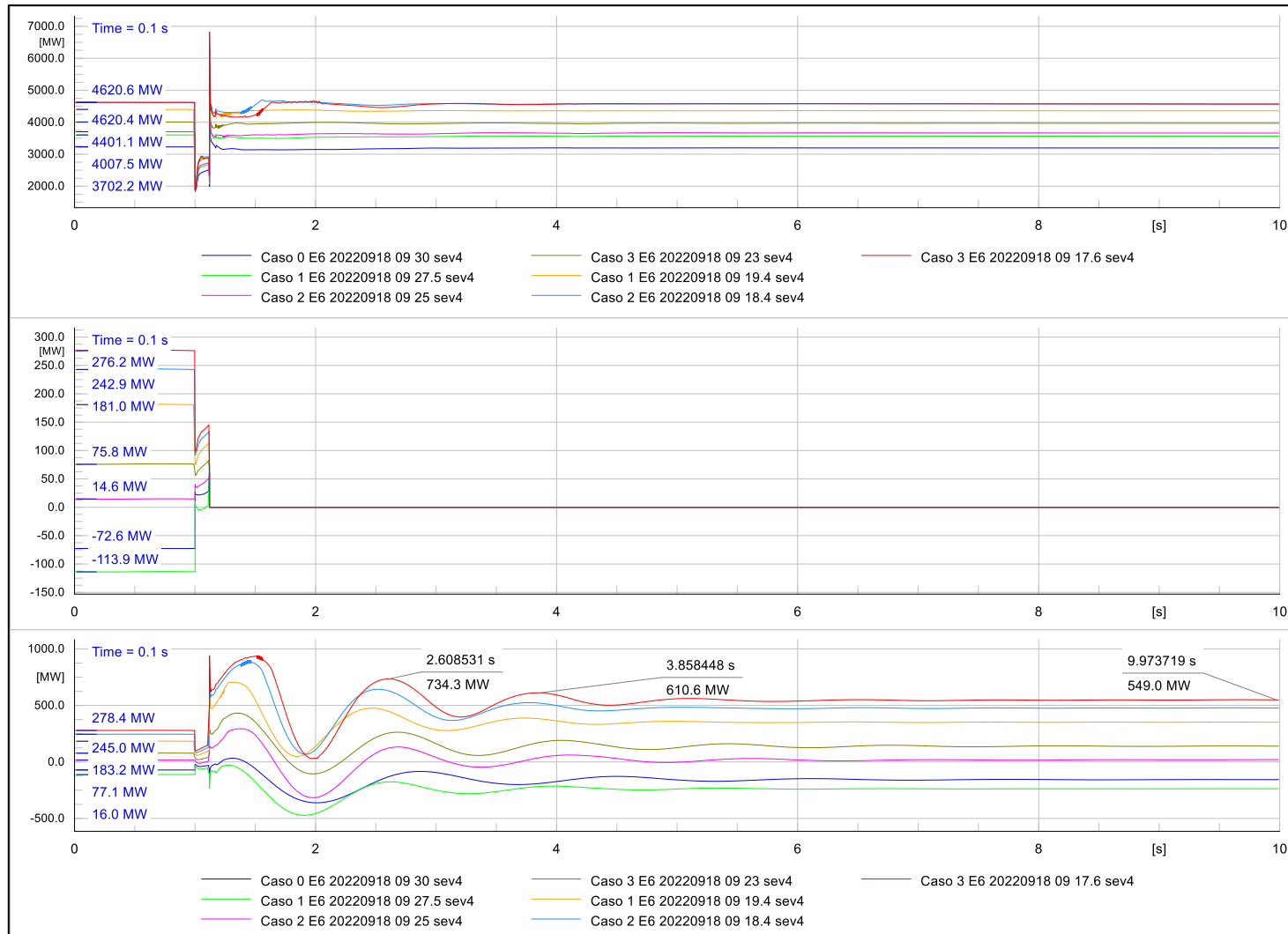


Figura 17: Generación ERV Total SEN y Transferencias Los Changos – Cumbre 500kV

5.1.3 Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

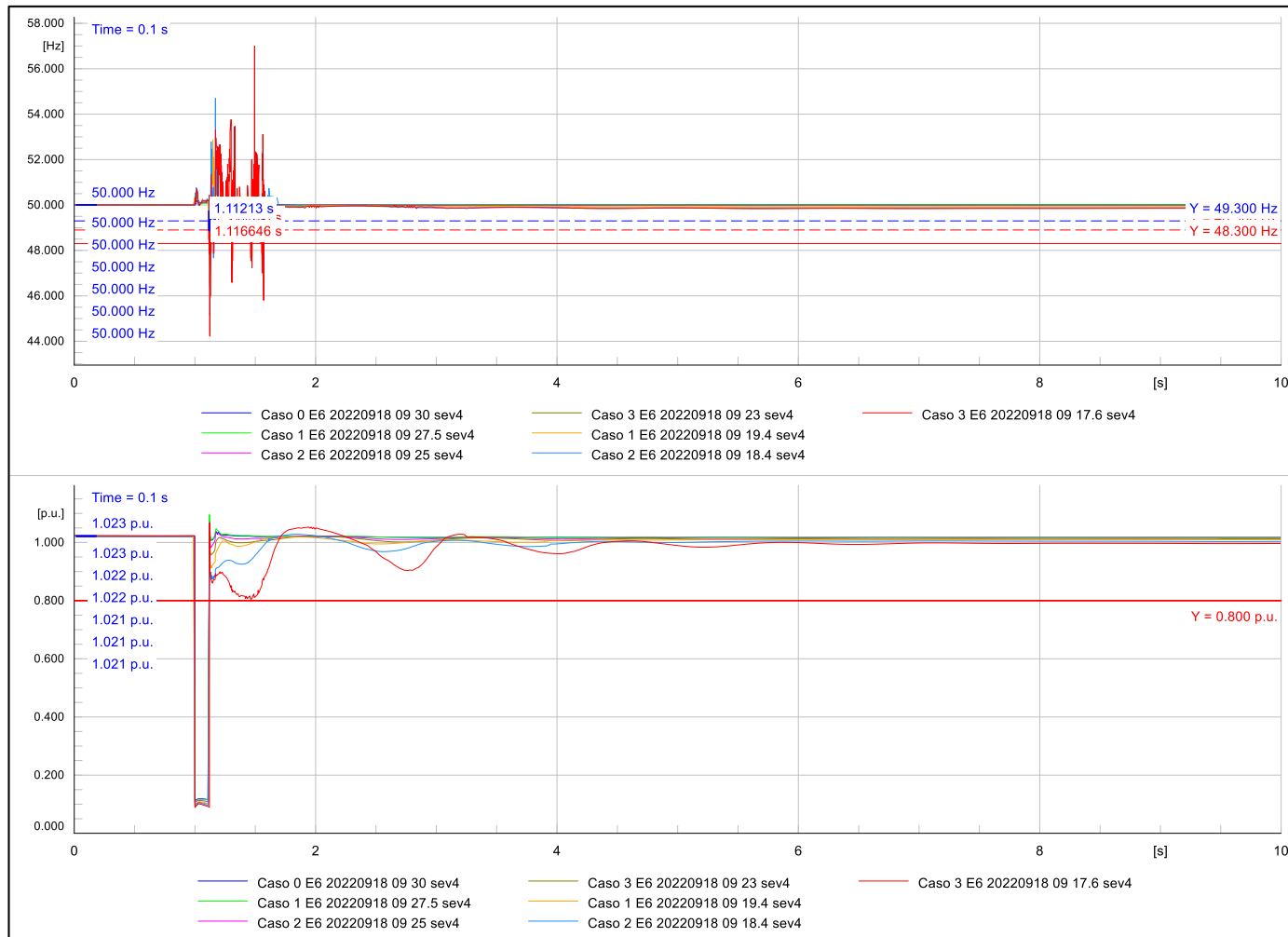


Figura 18: Frecuencia Eléctrica y Tensión Barra Nueva Pan de Azúcar 500kV

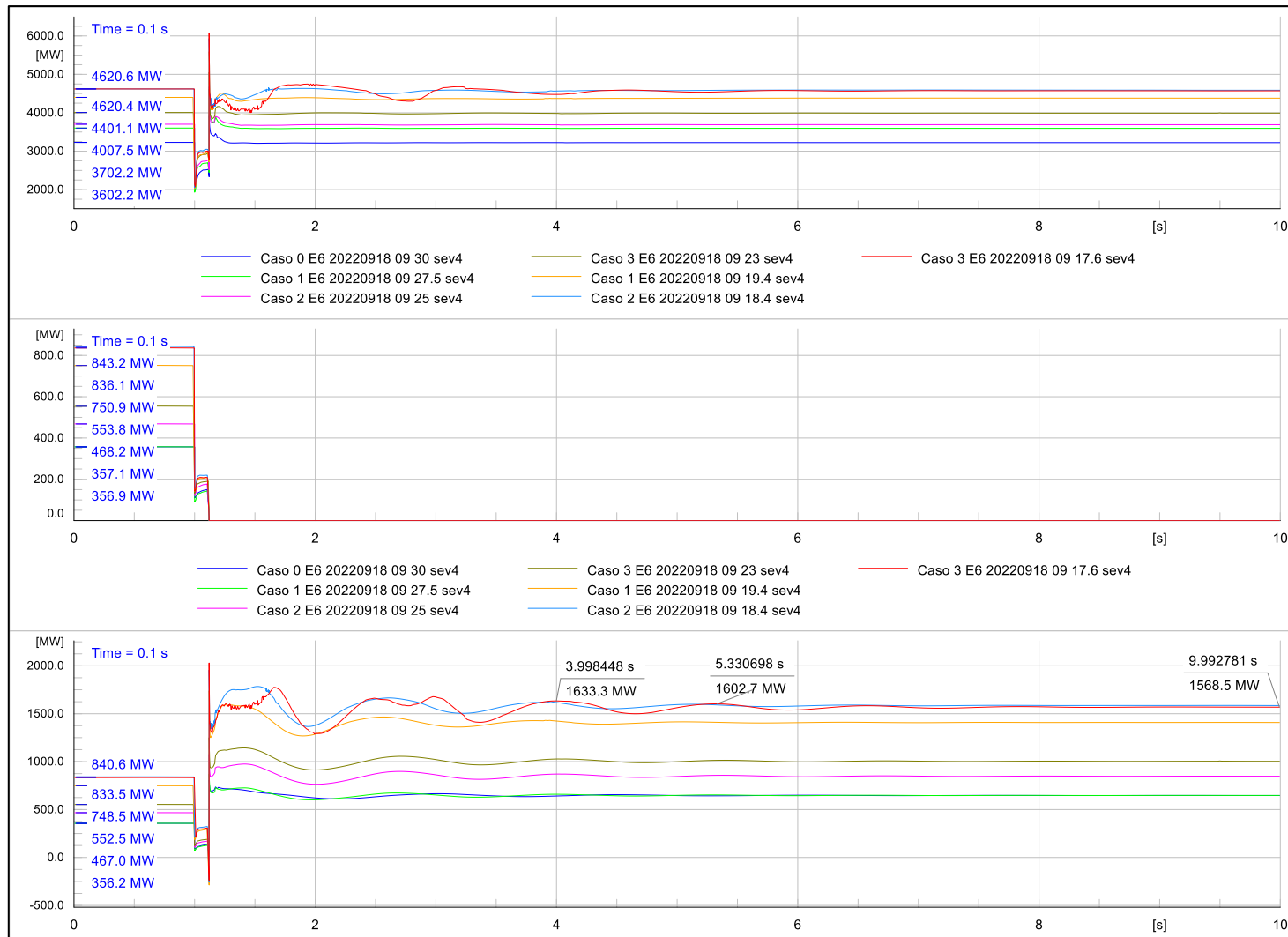


Figura 19 Generación ERV Total SEN y Transferencias Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV