



Estudios Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad del SEN

Presentación Final

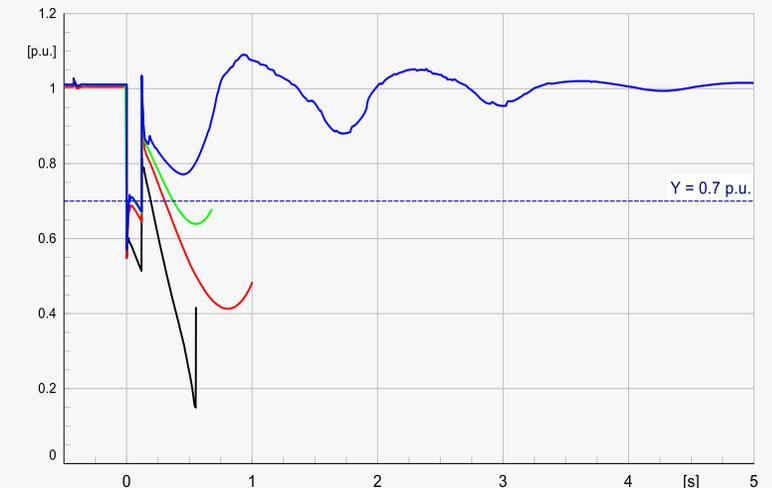
F.Fernández, F- De Marco, Noviembre de 2021

POWER SYSTEM SOLUTIONS
MADE IN GERMANY

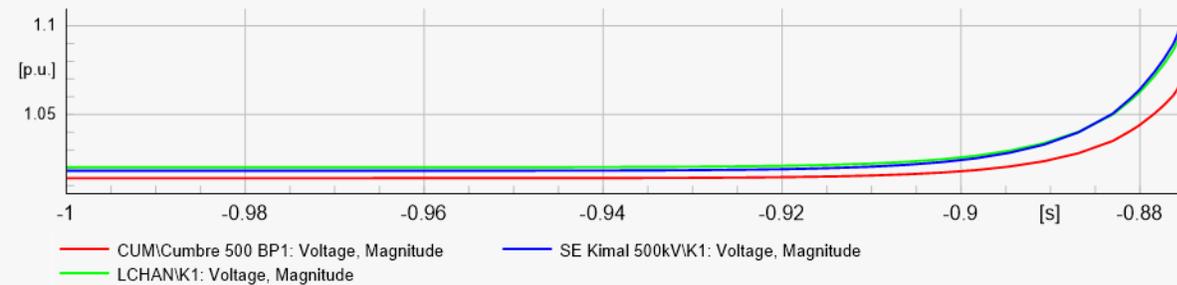
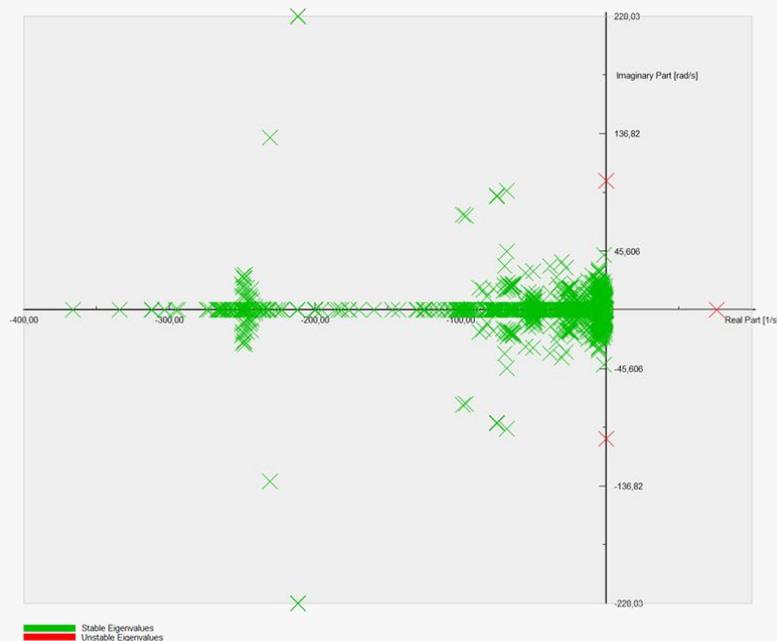
- Transición del SEN hacia un sistema con baja presencia de centrales a carbón y mayor integración de generación de energía renovable variable (ERC)
 - Principalmente solar fotovoltaica y eólica (estática)
 - Sin desarrollo de CSP (sincrónica)
- Desplazamiento sustancial de generación convencional por generación estática, principalmente en la región del Norte Grande y Norte Chico:
 - 100% de generación estática en el Norte Grande/Chico (demanda alta de día, 2025)
 - Penetración instantánea de la generación estática alcanza hasta un 145% de la demanda en el horizonte 2025 y hasta un 174% en el horizonte 2030 → superávit de generación que se exporta hacia el resto del sistema
- Desafíos técnicos
 - **Caída de la fortaleza de red**/potencia de cortocircuito → impacto en la estabilidad de tensión
 - **Pérdida de inercia** → impacto en la estabilidad de frecuencia

- Qué es la fortaleza de red?
 - Habilidad del sistema en un determinado nodo a **resistir cambios en la amplitud y/o la fase de su tensión** frente a eventos impuestos de forma externa, por ejemplo, como consecuencia del cambio en las condiciones de operación o de una falla
- Asociada a la presencia de generadores síncronos
 - La rigidez de la **amplitud de la tensión** está relacionada a la **impedancia equivalente de la red** en dicho nodo (cuanto menor la impedancia, más rígida la tensión y mayor la potencia de c.c.)
 - La **fase de la tensión** está acoplada a la posición mecánica del **rotor de los generadores síncronos eléctricamente cercanos** (acoplamiento electromecánico entre la fase de la tensión y el rotor del generador sincrónico que evita cambios bruscos en la fase de la tensión)

- Inversor VSC (IGBs, ej. generadores eólicos/PV)
 - Son del tipo **seguidores de red**
 - Inversor opera como fuente de corriente que se sincroniza con la fase de la tensión mediante un PLL
 - RCC baja:
 - Supresión de la tensión, saltos de fase y/o distorsión de la forma de onda pueden llevar a una “pérdida de sincronismo” con la red e impactar negativamente en la recuperación de la tensión
 - Inestabilidad del control (típicamente a frecuencias diferente de la nominal): el control espera que su acción no modifique agresivamente la respuesta del sistema
- Inversor LCC (tiristores, ej. HVDC-LCC)
 - $Q = f(P_{dc})$, típicamente 50-60% de la potencia activa)
 - RCC baja:
 - Filtros dependen de la tensión para suministrar $Q_{filter} = f(U^2)$
 - Alta sensibilidad $dv/dQ \rightarrow$ sobretensiones temporarias para cambios fuertes de ΔP
 - (StatCom o SynComp pueden ayudar a controlar estas sobretensiones)



- Inestabilidad de pequeña señal
 - La ganancia de lazo abierto del control de un inversor tiende a aumentar en redes débiles debido al aumento de la impedancia de red
 - Para un cualquier control convencional (seguidor de red) existe un valor de la impedancia de red por arriba del cual se vuelve inestable



Tensiones en el Norte Grande para el escenario de demanda alta del 2025 (25T1), con 2,6 GVAs de inercia en el Norte Grande

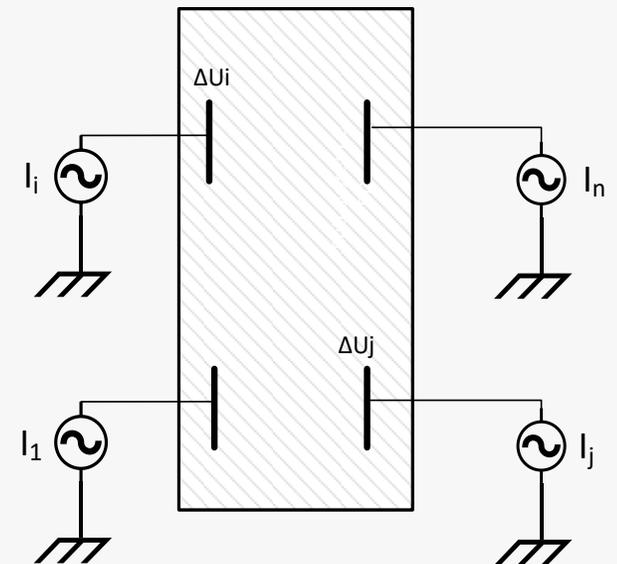
- Relación de cortocircuito: $SCR_i = \frac{Skss_i}{P_i}$
- Relación efectiva de cortocircuito (Artículo 3-34 de la NTSyCS):

$$RECC = \frac{Skss_{AC}(MVA) - Q_{HVDC}(MVA)}{P_{HVDC}(MW)} \geq 2.5$$

- Relación de cortocircuito equivalente:

$$RCCE_i = \frac{Skss_i}{\sum_{j=1}^N |IF_{ij} \times P_j|}$$

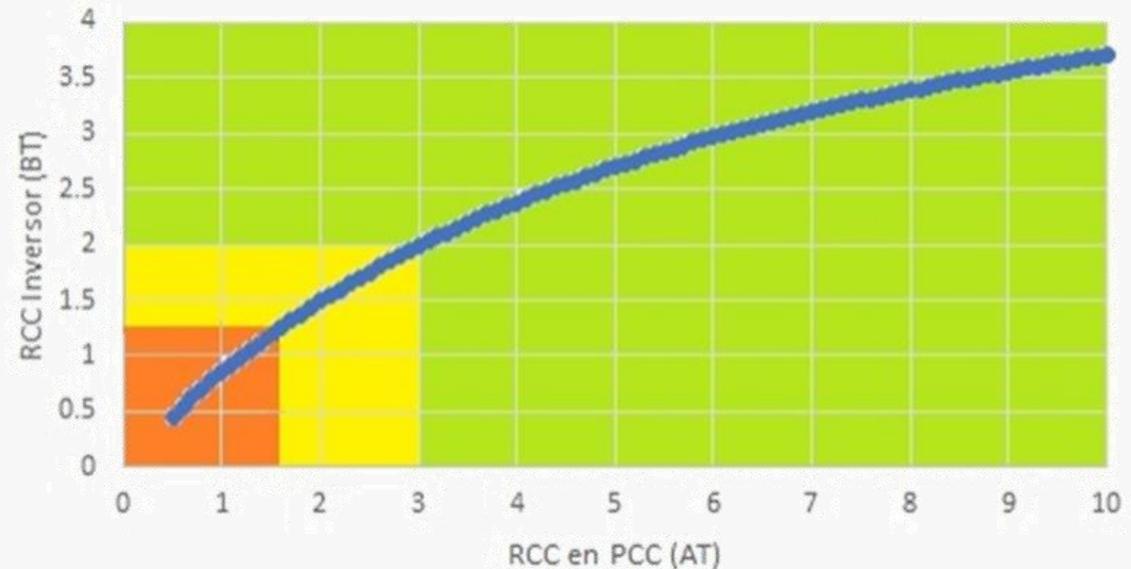
- $Skss_i$: potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del i -ésimo nodo
- $IF_{ij} = \Delta U_j / \Delta U_i$: factor de interacción entre los nodos i y j
- P_j : potencia activa inyectada por convertidores estáticos en el j -ésimo nodo en el estado prefalla



Fortaleza de Red: Valores Recomendados



- Verde ($RCC > 3$)
 - Respuesta estable para control estándar
 - Se puede descartar interacción con otros inversores
- Amarilla ($1,5 \leq RCC \leq 3$)
 - Sintonización coordinada entre el control de inversores para asegurar respuesta estable del sistema
 - Riesgo de interacción entre inversores
- Roja ($RCC \leq 1,5$)
 - Sintonización del control puede no ser suficiente
 - Medidas adicionales (ej. compensación síncrona, restricciones operativas, etc.)



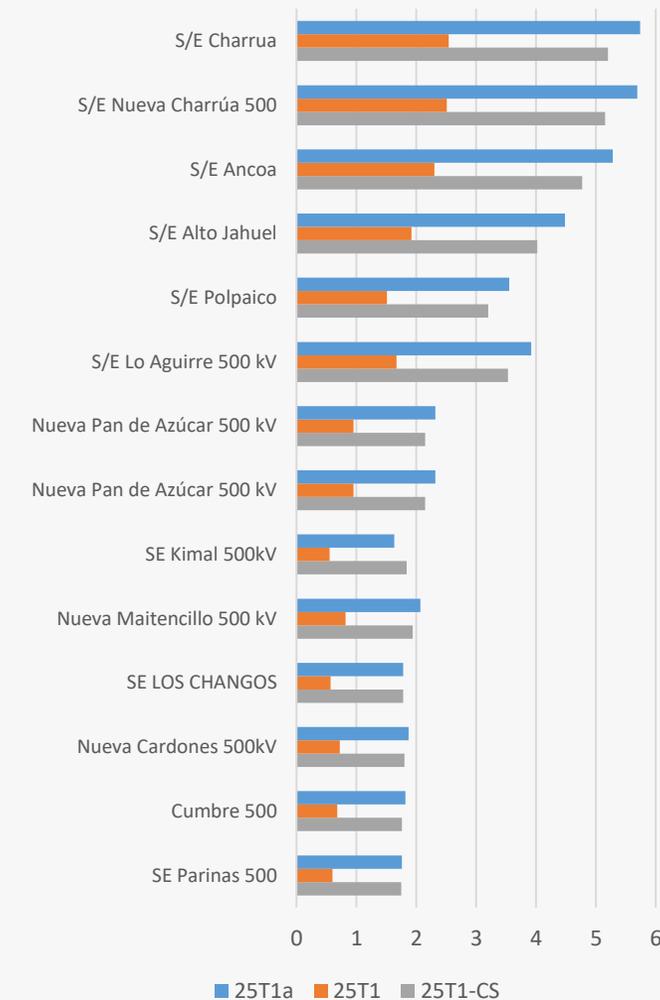
- Sin embargo:
 - RCC aceptable depende de las características de cada sistema, sistemas de control, etc.
 - Determinación requiere de estudios EMT exhaustivos

- Supuestos de análisis
 - Escenarios de alta demanda de día y baja demanda de noche, años 2025 y 2030
 - Generación VRE existente no participa del control de tensión
- Soluciones
 - Condensadores sincrónicos (CS)
 - Módulos de hasta 300Mvar, 2000MVA de potencia de cortocircuito, 250 – 2500MVAs
 - Convertidores con controladores formadores de red (GFM)
 - Disponible a partir de 2025
 - Funcionamiento como máquina síncrona virtual (aporte de c.c. según su potencia nominal e inercia ajustable)
- Metodología de cálculo
 - Identificar medidas de mitigación en escenarios de mínima inercia para asegurar $RCCE \geq 1,5$ (500/220kV)
 - Verificar estabilidad dinámica y transitoria de tensión (Severidad 4 y 5 de acuerdo a la NTSyCS)
 - Verificar estabilidad de frecuencia (desconexión bloque de generación más grande -> San Isidro)
 - Confirmar aporte mínimo de inercia de los CS y/o GF

Horizonte 2025, Demanda Alta de Día (25T1)



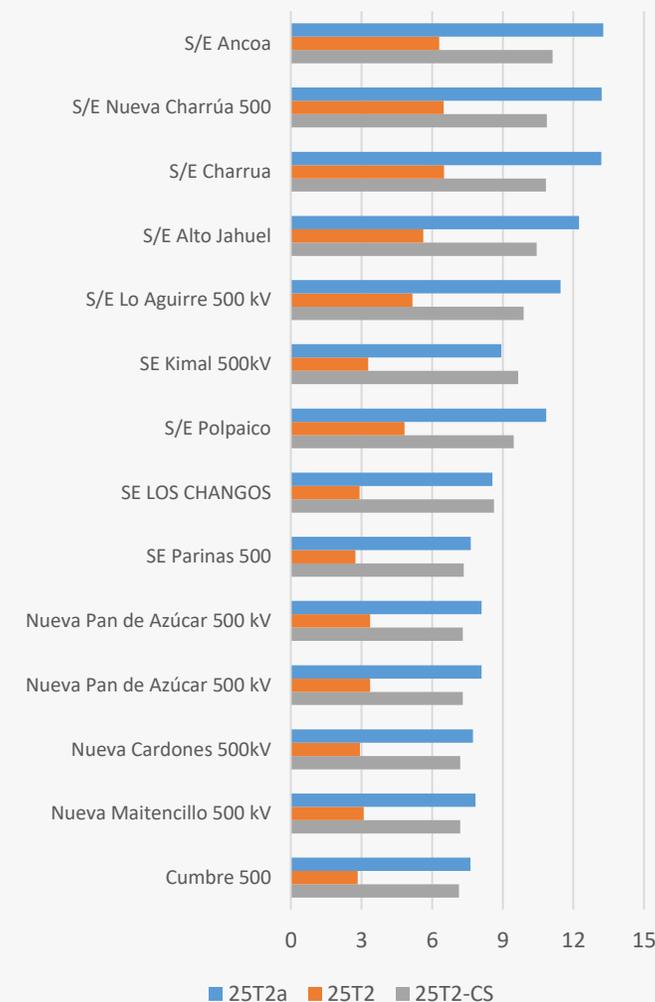
		Inercia Baja (25T1a)		Inercia Mín.(25T1)		c/CS (25T1-CS)	
		SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG
Demanda	MW	11334	3077	11334	3077	11334	3077
<i>Gen. Térmica</i>	MW	1208	601	473	0	473	0
<i>Gen. Hidro</i>	MW	4005	5	4008	5	4008	5
<i>Gen. PV</i>	MW	5291	2660	5609	2429	5609	2429
<i>Gen. Eólica</i>	MW	1297	533	1693	694	1693	694
<i>Otra generación</i>	MW	23	18	22	18	22	18
Gen. Total	MW	11824	3817	11805	3146	11805	3146
Gen Estática. (% demanda)	%	58%	104%	64%	101%	64%	101%
Inercia	MVAs	32,0	7,8	22,5	0,01	25,3	2,3
Comp. Síncrona	MVAr	0,0	0,0	0,0	0,0	1400,0	1100,0
Norte -> Centro	MW	2044		1864		1864	
Parinas -> Cumbres	MW	772		148		148	
Nva.P.Azucar -> Polpaico	MW	1783		1604		1604	
Sur -> Centro	MW	727		794		794	



Horizonte 2025, Demanda Baja de Noche (25T2)



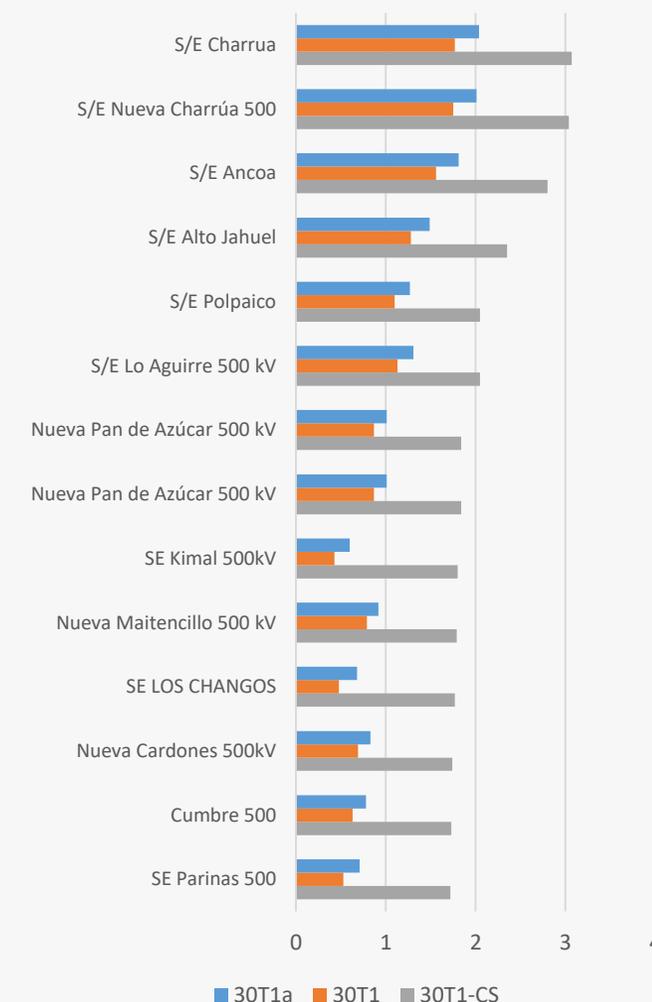
		Inercia Baja (25T2a)		Inercia Mín.(25T2)		c/CS (25T2-CS)	
		SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG
Demanda	MW	7338	2584	7409	2641	7409	2641
<i>Gen. Térmica</i>	MW	1285	709	590	126	890	426
<i>Gen. Hidro</i>	MW	4258	5	4307	5	3997	5
<i>Gen. PV</i>	MW	0	0	0	0	0	0
<i>Gen. Eólica</i>	MW	2193	364	3063	533	2957	495
<i>Otra generación</i>	MW	56	42	56	42	56	42
Gen. Total	MW	7792	1120	8016	706	7900	968
Gen Estatica. (% demanda)	%	30	14	41	20	40	19
Inercia	MVAs	36,6	8,8	27,2	1,05	33,2	6,4
Comp. Síncrona	MVAr	0,0	0,0	0,0	0,0	1400,0	1100,0
Norte -> Centro	MW	-1365		-1673		-1417	
Parinas -> Cumbres	MW	-1177		-1475		-1219	
Nva.P.Azucar -> Polpaico	MW	-1360		-1663		-1425	
Sur -> Centro	MW	2810		3143		2856	



Horizonte 2030, Demanda Alta de Día (30T1)



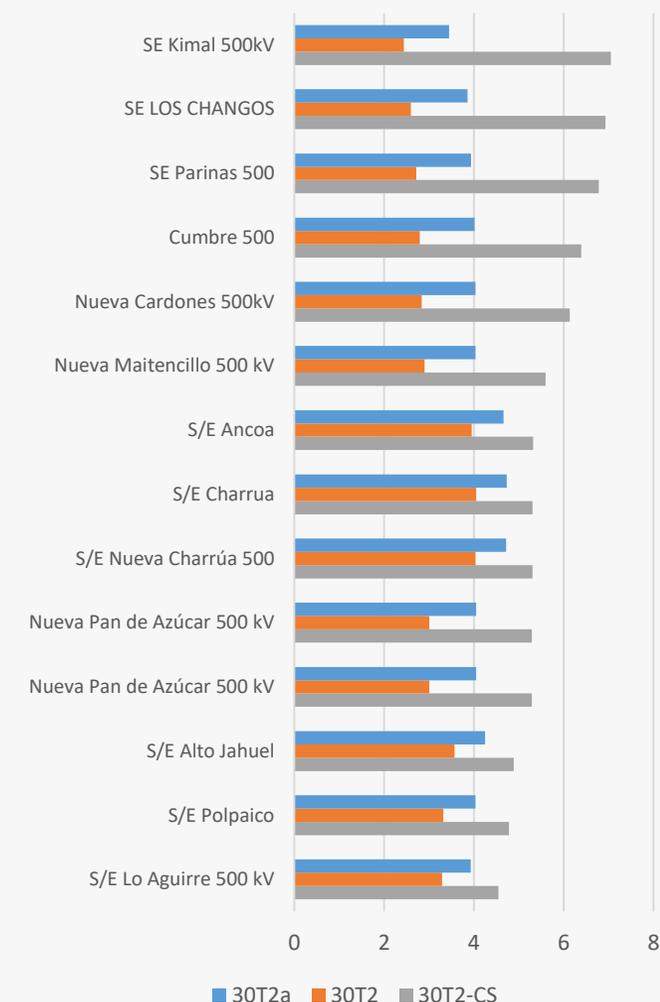
		Inercia Baja (30T1a)		Inercia Mín. (30T1)		c/CS (30T1-CS)		c/GFM (30T1-GF)	
		SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG
Demanda	MW	11784	3152	11784	3152	11784	3152	11784	3152
<i>Gen. Térmica</i>	MW	1395	518	862	105	862	105	862	105
<i>Gen. Hidro</i>	MW	1864	12	2205	12	2205	12	2205	12
<i>Gen. PV</i>	MW	6510	3278	6682	3327	6681	3327	6681	3327
<i>Gen. Eólica</i>	MW	2487	342	2502	354	2502	354	2502	354
<i>Otra generación</i>	MW	62	30	80	30	80	30	80	30
Gen. Total	MW	12318	4180	12331	3828	12330	3828	12330	3828
Gen Estática. (% dem.)	%	76%	115%	78%	117%	78%	117%	78%	117%
Inercia	MVAs	32,7	5,9	28,2	1,2	32,6	4,7	32,6	4,7
Comp. Síncrona	MVAr	0	0	0	0	3000	2400	1400	1100
Grid Forming	MVA	0	0	0	0	0	0	3135	2691
Grid Forming (% est.)	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3	34,5
Norte -> Centro	MW	3556		3278		3278		3278	
HVDC Kimal -> Lo Aguirre	MW	2366		2366		2366		2366	
Parinas -> Cumbres	MW	-799		-1201		-1201		-1201	
Nva.P.Azúcar -> Polpaico	MW	987		727		727		727	
Sur -> Centro	MW	-248		20,5		20,5		20,5	



Horizonte 2030, Demanda Baja de Noche (30T2)



		Inercia Baja (30T2a)		Inercia Mín. (30T2)		c/CS (30T2-CS)		c/GFM (30T2-GF)	
		SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG	SEN	NG
Demanda	MW	8689	3132	8689	3132	8689	3132	8689	3132
<i>Gen. Térmica</i>	MW	2047	1410	1034	313	1284	563	1284	563
<i>Gen. Hidro</i>	MW	4654	11	5179	11	5179	11	5179	11
<i>Gen. PV</i>	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Gen. Eólica</i>	MW	2442	129	3029	197	2717	177	2734	147
<i>Otra generación</i>	MW	59	42	59	42	59	42	59	42
Gen. Total	MW	9202	1592	9301	563	9239	793	9256	763
Gen Estática. (% dem)	%	28%	4%	35%	6%	31%	6%	31%	5%
Inercia	MVAs	38,1	8,5	33,1	1,4	39,1	6,5	39,1	6,5
Comp. Síncrona	MVAr	0	0	0	0	3000	2400	1400	1100
Grid Forming	MVA	0	0	0	0	0	0	3135	2691
Grid Forming (% est.)	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3	34,5
Norte -> Centro	MW	-2035		-2803,1		-2627,3		-2683	
HVDC Kimal -> Lo Aguirre	MW	-1509		-1509		-1509		-1509	
Parinas -> Cumbres	MW	-147		-1143		-916,7		-945,3	
Nva.P.Azúcar -> Polpaico	MW	-520		-1230,5		-1065,2		-1117,5	
Sur -> Centro	MW	3603		4053,5		3859,6		3920,5	



Compensación Síncrona (2025 y 2030)



Puesta en Servicio	Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Inercia (GVAs)
2025	Lagunas	220	1x300	0,6
	Kimal	220	2x300	1,2
	Maitencillo	220	1x300	0,6
	Zaldivar	220	1x100	0,2
	Domeyko	220	1x100	0,2
Subtotal (2025)			1400	2,8
2030	Lagunas	220	1x300	0,3
	Kimal	220	1x300	0,3
	Diego de Almagro	220	1x300	0,3
	Crucero	220	2x300+1x100	0,7
Subtotal (2030)			1600	1,6
Total			3000	4,4

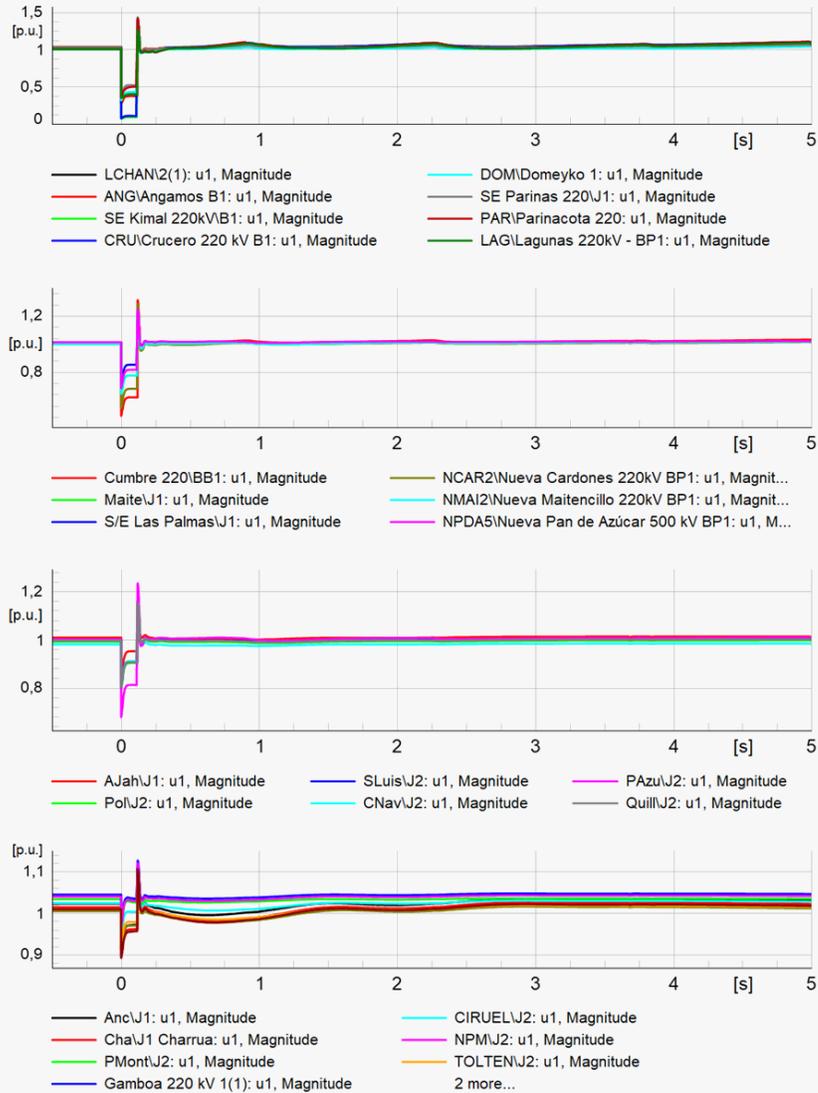
Inversores Formadores de Red (2030)



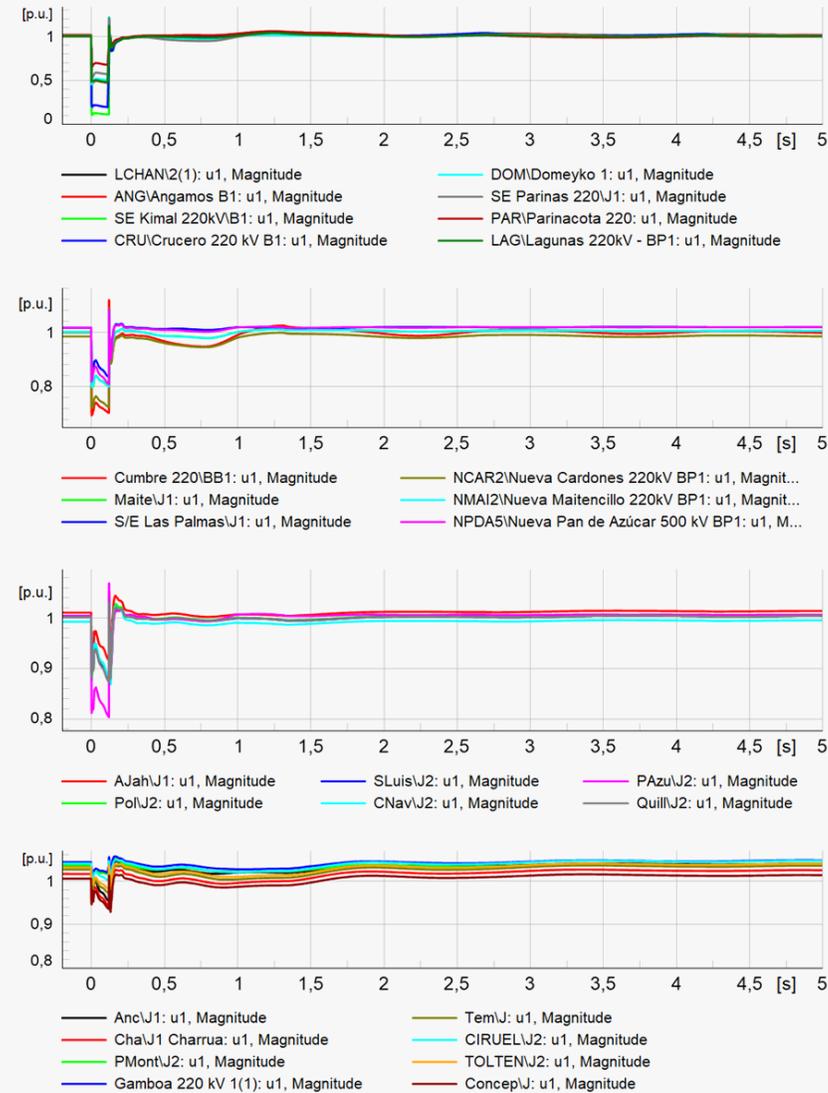
Unidad con inversores GFM	Subestación	Zona	Potencia (MVA)	Inercia Sintética (MVAs)
SOLAR_FVKimal220_GEN	Kimal 220 kV	Norte Grande	939	469,5
PS_CEME_1_I_GEN	Miraje 220 kV	Norte Grande	268	134,0
Pampa Tigre_GEN	Farellon 220 kV	Norte Grande	107	53,5
SOLAR_FVMariaElena220_GEN	Maria Elena 220 kV	Norte Grande	191	95,5
Sol de lila_GEN	Andes 220 kV	Norte Grande	163	81,5
FV Coya_GEN	Coya 220 kV	Norte Grande	193	96,5
EOLICA_IParinas220_GEN	Parinas 220 kV	Norte Grande	591	295,5
PE_LOA_GEN	Encuentro 220 kV	Norte Grande	241	120,5
Sol de los Andes_GEN	Diego de Almagro 110 kV	Atacama	96	48,0
PF_GUANACO_SOLAR_GEN	Diego de Almagro 220 kV	Atacama	54	27,0
PF_SOL_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	108	54,0
FV_INCA_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	107	53,5
EOLICA_Illlapa220_GEN	Illlapa 220 kV	Atacama	80	40,0
Total			3135	1569

Nota: Adicional a los 1,4GVA (2,8GVAs) de compensación sincrónica específica en 2025

Desempeño Dinámico: Demanda Alta de Día (1/2)

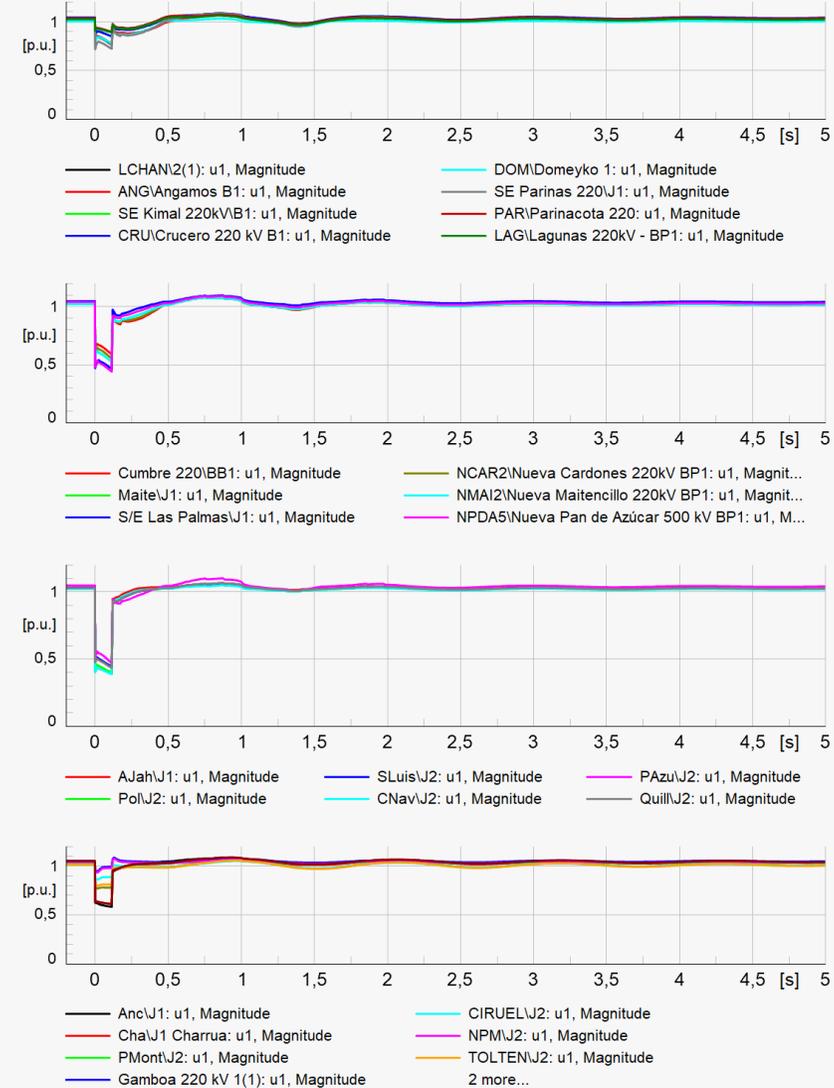
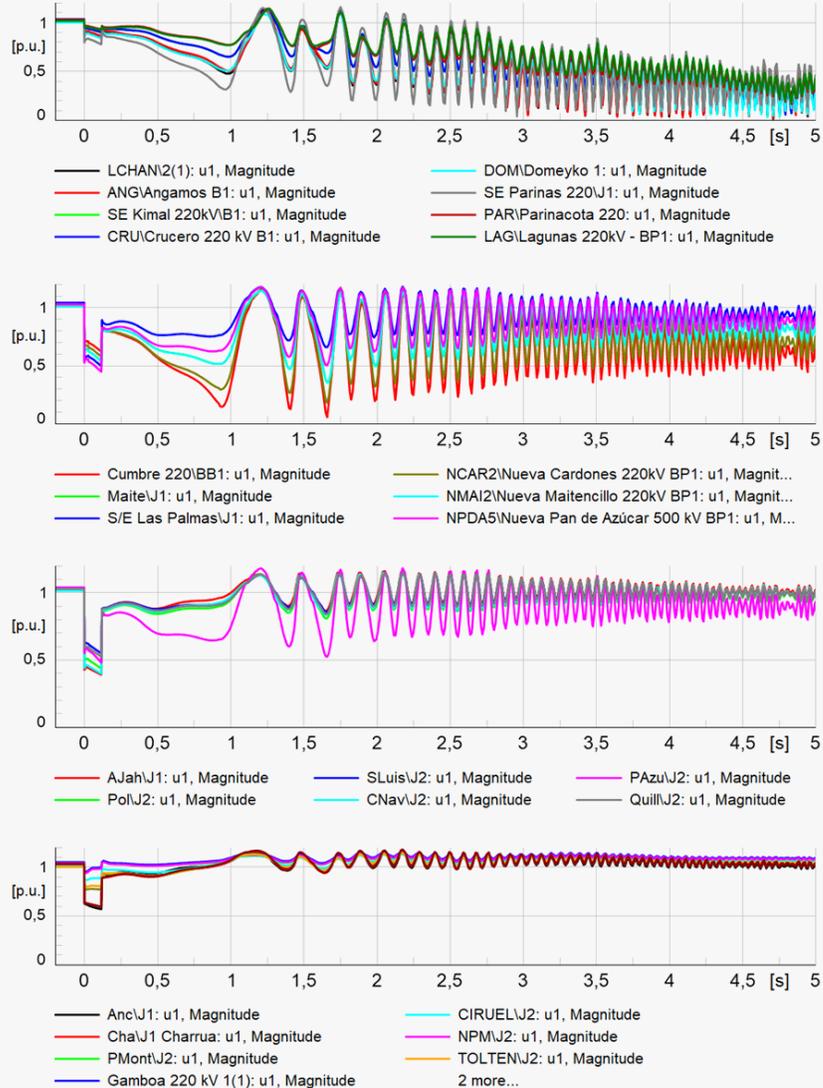


Escenario 25T1-CS (demanda alta de día). Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 2.9GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en la línea de 220kV Crucero – María Elena.

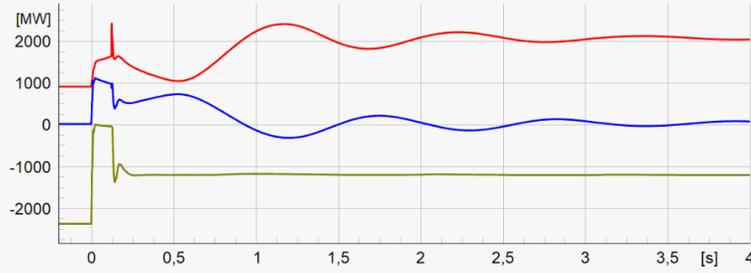


Escenario 30T1-CS (demanda alta de día). Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 6.4GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en la línea de 220kV Crucero – María Elena.

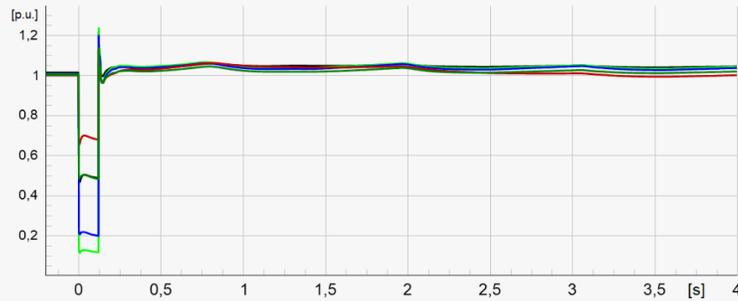
Desempeño Dinámico: Demanda Baja de Noche



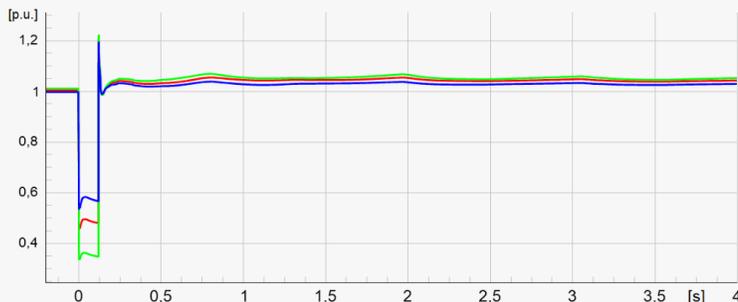
Desempeño Dinámico: Falla con Pérdida de un Polo del HVDC



— TRANSF NORTE -> CENTRO: Active Power Interchange
 — TRANSF SUR -> CENTRO: Active Power Interchange
 — TRANSF HVDC KIMAL -> LOAGUIRRE (Lado AGU): Active Power Interchange

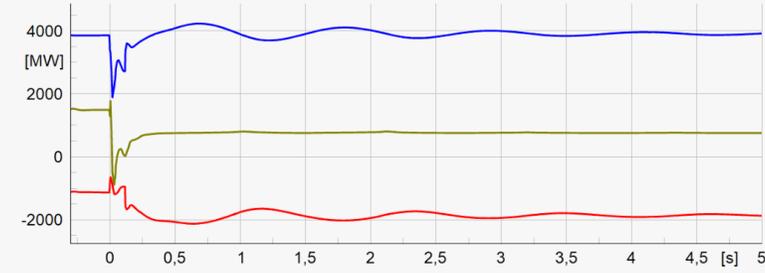


— LCHAN2(1): u1, Magnitude
 — CRUI/Crucero 220 kV B1: u1, Magnitude
 — SE Kimal 220kVB1: u1, Magnitude
 — PARI/Parinacota 220: u1, Magnitude

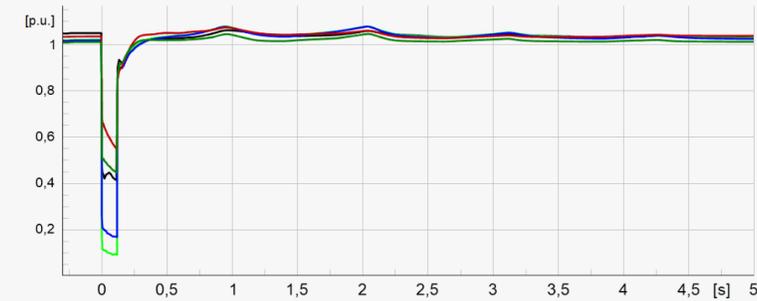


— LCHANK1: u1, Magnitude
 — SE Parinas 500K1: u1, Magnitude
 — SE Kimal 500KV1: u1, Magnitude

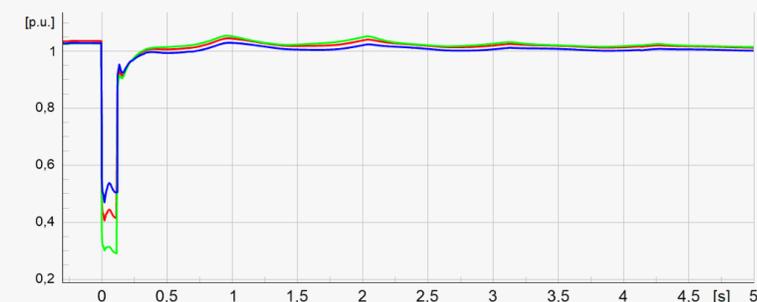
Escenario 30T1-CS (demanda alta de día). Falla bifásica en la línea en 220kV con desconexión de 1 polo del enlace HVDC



— TRANSF NORTE -> CENTRO: Active Power Interchange
 — TRANSF SUR -> CENTRO: Active Power Interchange
 — TRANSF HVDC KIMAL -> LOAGUIRRE (Lado AGU): Active Power Interchange



— LCHAN2(1): u1, Magnitude
 — CRUI/Crucero 220 kV B1: u1, Magnitude
 — SE Kimal 220kVB1: u1, Magnitude
 — PARI/Parinacota 220: u1, Magnitude

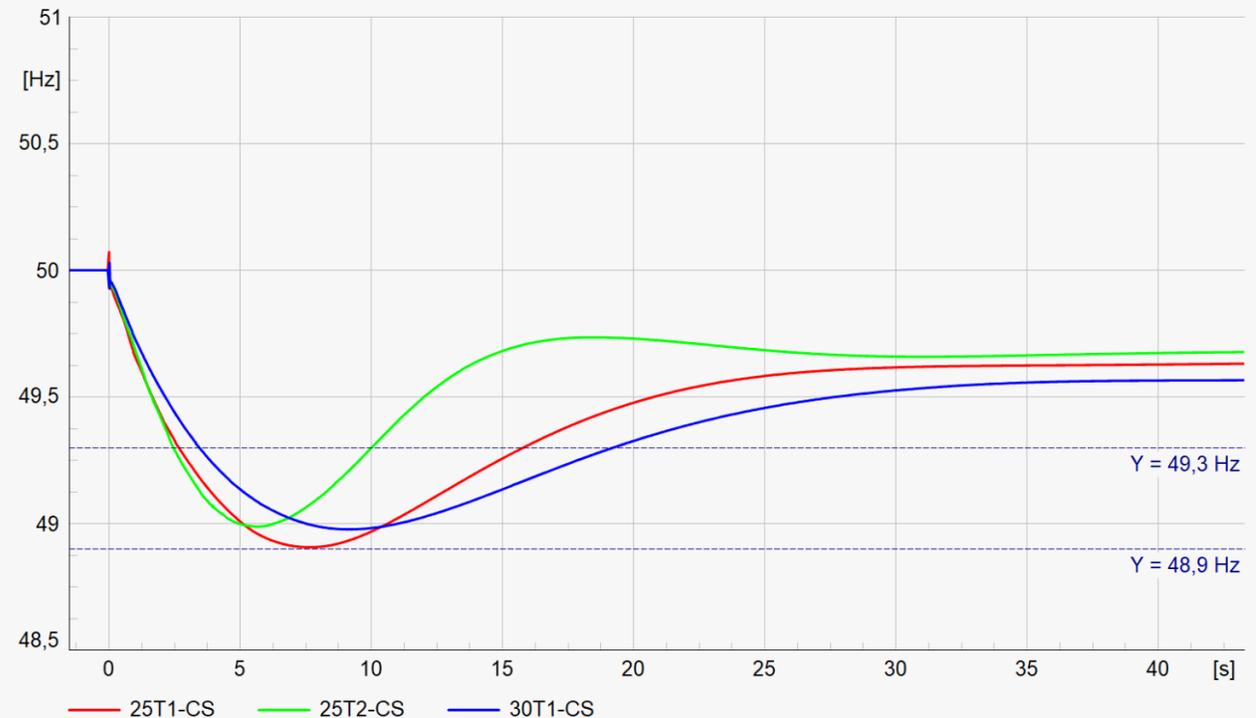


— LCHANK1: u1, Magnitude
 — SE Parinas 500K1: u1, Magnitude
 — SE Kimal 500KV1: u1, Magnitude

Escenario 30T2-CS (demanda alta de día). Falla bifásica en la línea en 220kV con desconexión de 1 polo del enlace HVDC

- Comportamiento satisfactorio de la frecuencia en los escenarios con CS/GFM para la mayor desconexión intempestiva de generación (Falla de diseño: ciclo combinado San Isidro 397.8MW, 3.4GVAs)

- ROCOF < 0.6 Hz/s
 - 25T1: 25.3GVAs, 25T2: 33.2GVAs, 30T1: 32.6, 30T2: 39.1GVAs
- Reserva para el control primario de frecuencia resulta suficiente
 - Sin considerar BESS instalados (50MW)



- El estudio indica una **fortaleza de red insuficiente en el Norte Grande/Chico** en los escenarios de alta demanda de día del horizonte 2025 y 2030
 - RCCE < 1.5
 - Riesgo de inestabilidad en inversores de plantas existentes y futuras (tipo seguidores de red)
- Medidas de mitigación
 - Condensadores síncronos (1400Mvar al 2025, 3000MVAr al 2030, RCCE \geq 1.5)
 - Técnica madura y escalable a las necesidades reales del sistema (según grado de desarrollo de GFM)
 - Inversores tipo GFM (1400Mvar CS + 3135 MVA GFM al 2030, RCCE \geq 1.5)
 - Tecnología posiblemente disponible > 2025, compatible con la solución de CS
 - No requeriría de instalaciones dedicadas, sino pueden ser usadas por plantas futuras de VRE
 - Capacidad GFM aprox. 35% de la capacidad VRE instalada en el Norte Grande

- Inercia
 - Comportamiento satisfactorio de la frecuencia en los escenarios con CS/GFM para la mayor desconexión intempestiva de generación (Falla de diseño: ciclo combinado San Isidro 397.8MW, 3.4GVAs)
 - ROCOF < 0.6 Hz/s
 - Reserva para el control primario de frecuencia resulta suficiente (sin considerar BESS instalados 50MW)
- Acciones recomendadas a mediano plazo:
 - Verificar con operadores de plantas existentes y especificar para plantas futuras
 - Estudio detallado EMT para determinar la fortaleza de red mínima necesaria por nodo
 - Reconsiderar el Artículo 3-34 de la NTSyCS
 - RCCE como indicador de fortaleza de red
 - CEN determinará valor mínimo de RCCE por nodo a partir de estudios detallados (EMT)