

Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN

Resumen Ejecutivo

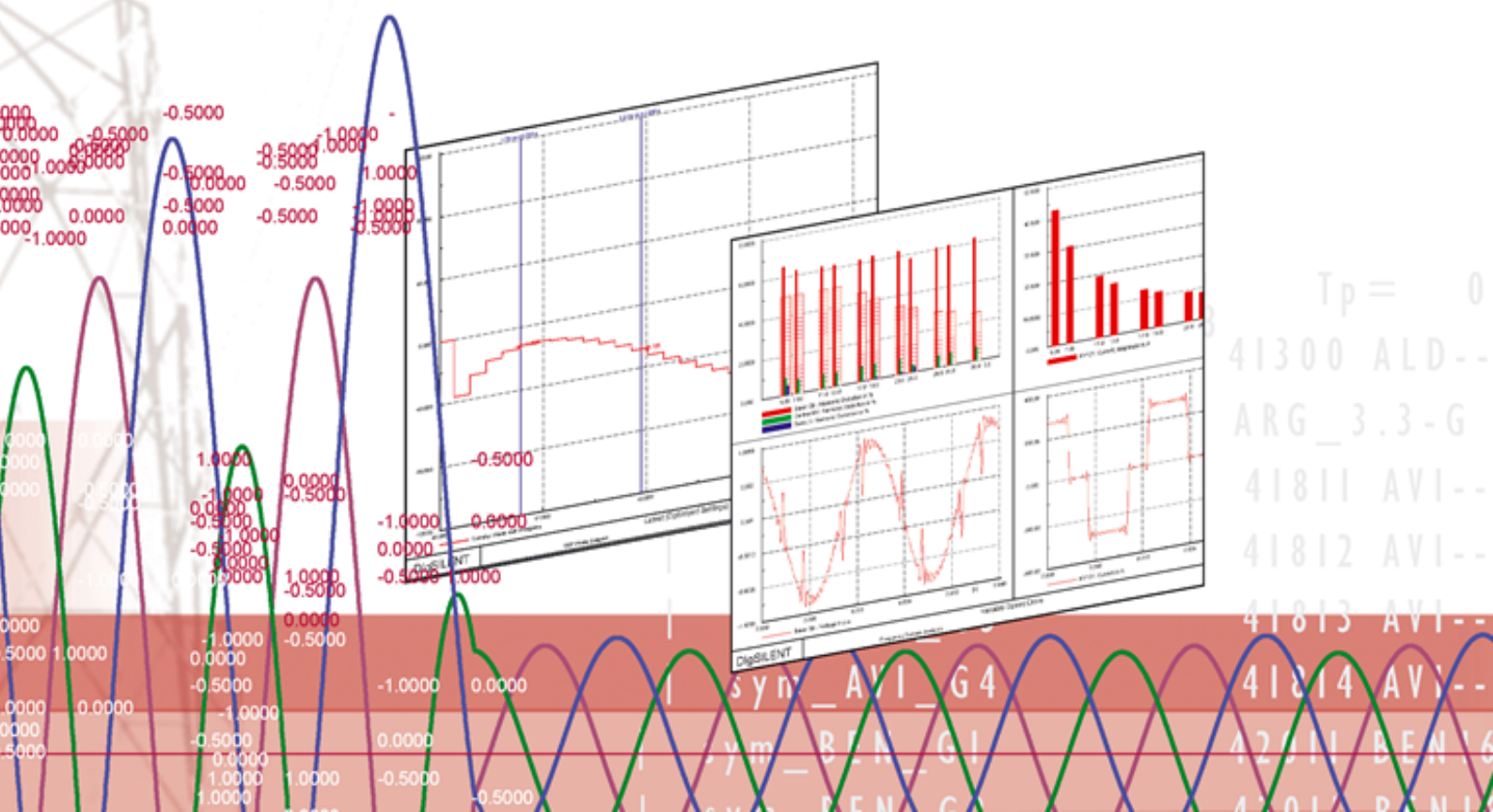
Preparado para:

Coordinador Eléctrico Nacional

Teatinos 280, Piso 11, Santiago de Chile

Elaborado por:

DigSILENT GmbH, Diciembre de 2021





DIGSILENT GmbH

Heinrich-Hertz-Straße 9
D-72810 Gomaringen
Tel.: +49 7072 9168 - 0
Fax: +49 7072 9168- 88
<http://www.digsilent.de>

Contacto

Flavio Fernández
T: +49 (0)7072 9188-55
f.fernandez@digsilent.de

1 Introducción

El sistema eléctrico nacional (SEN) es un sistema de energía hidrotérmico que se encuentra transitando a un sistema de energía con baja presencia de centrales a carbón, integrando más generación de energía renovable variable (ERV), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Actualmente, las centrales térmicas se localizan en el norte y centro de Chile, mientras que las centrales hidroeléctricas se encuentran principalmente en las regiones centro y sur. El potencial de generación solar se encuentra mayormente localizado en el norte del país, y el potencial de generación eólico está distribuido a lo largo del país. Para la generación solar se prevé el desarrollo de plantas fotovoltaicas, sin desarrollo de plantas de concentración solar (CSP).

Esta distribución del recurso primario conlleva un desplazamiento sustancial de generación convencional sincrónica por generación estática (no sincrónica, conectada al sistema a través de electrónica de potencia). En su forma más extrema esta situación se manifiesta en la zona norte del país, concretamente las regiones del Norte Grande, Atacama y Coquimbo, donde ya para el horizonte 2025 se prevé que la generación estática represente hasta un 100% de la generación de la zona (escenario de operación de máxima demanda durante el día). En relación a la demanda, se prevé que la penetración instantánea de generación estática en esta región alcance hasta un 145% en el horizonte 2025 y hasta un 174% en el horizonte 2030, significando un superávit de generación que se exporta hacia el centro y sur del sistema. El desplazamiento casi completo de generación convencional por estática en la zona norte del país, la falta de interconexión con otros sistemas y la larga distancia de transmisión hacia el resto del sistema convierten al SEN en un sistema con características casi únicas en todo el mundo.

En este contexto, el objetivo de este estudio fue identificar requerimientos mínimos que aseguren una operación segura y estable del SEN al horizonte 2030 en cumplimiento con la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS). Para ello, se condujeron estudios detallados de estabilidad de tensión y de frecuencia para condiciones de operación exigentes para el SEN.

El estudio identificó **la pérdida de fortaleza de red** como el mayor desafío técnico con vistas a la fuerte expansión de la generación estática al 2030 e identificó medidas de mitigación a fines de contener este problema. Se evaluó también la **pérdida de inercia sistémica** consecuencia del desplazamiento de generación sincrónica y su impacto en la estabilidad de frecuencia, aunque en este caso el desempeño del sistema resulta aún satisfactorio.

2 Fortaleza de red

Se entiende como fortaleza de red la 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.

La fortaleza de red está asociada primariamente a la presencia de generadores sincrónicos, en la medida que:

- La rigidez de la amplitud de la tensión está relacionada al nivel de cortocircuito definida por la impedancia equivalente de la red en dicho nodo (cuanto menor la impedancia, más rígida será la tensión) y el aporte a la corriente de cortocircuito proviene fundamentalmente de los generadores sincrónicos
- La fase o ángulo eléctrico de la tensión está acoplado a la posición mecánica del rotor de los generadores eléctricamente cercanos; vale decir, existe un acoplamiento electromecánico entre la fase de la tensión y el rotor del generador sincrónico que evita cambios bruscos en la fase de la tensión

El desplazamiento de la generación convencional (sincrónica) por generación estática (conectada a la red mediante inversores de potencia) afectará la rigidez de la amplitud y la fase de la tensión, y la fortaleza de red tenderá a disminuir.

En un sistema donde la generación es predominantemente sincrónica, existe una correlación entre la fortaleza de red y la inercia, en la medida que los generadores sincrónicos aportan ambos servicios a la red. No obstante, se deberá notar que se trata aquí de dos propiedades diferentes del sistema y la inercia no es necesariamente una medida de la fortaleza de red. Más aún, mientras la fortaleza de red es una propiedad de cada barra específica del sistema, la inercia es una propiedad sistémica.

Sistemas con baja fortaleza de red suelen presentar los siguientes problemas:

- Inestabilidad transitoria de los sistemas de control de plantas ERV con inversores del tipo seguidor de red, que es la tecnología usada en la actualidad por todos los inversores instalados en el SEN. Los inversores seguidores de red operan como una fuente de corriente (poseen un control interno de corriente rápido) y necesitan que la red imponga la tensión para poder funcionar. En un proceso de sincronización con la red, el inversor genera una señal de referencia para el inversor a partir de la fase de la tensión de red en su punto de conexión, mecanismo conocido como phase-locked loop (PLL por sus siglas en inglés). En función de esta señal, el inversor ajusta ahora la fase (y la amplitud) de la corriente inyectada en función de sus consignas de control, típicamente consigna de potencia activa y de potencia reactiva o de tensión. Tras la ocurrencia de una falla, el inversor deberá resincronizarse rápidamente con la fase de la tensión para asegurar una operación estable. En condiciones de baja fortaleza de red, la fase de la tensión puede cambiar muy abruptamente, aumentando considerablemente la diferencia entre la fase antes y después de la falla, y dificultando el proceso de resincronización. Si esta resincronización resulta incorrecta, la inyección de la corriente con una referencia errónea provocará una mayor distorsión de la tensión, lo que a su vez impacta en el mecanismo de sincronización (PLL). Esta realimentación puede llevar a inestabilidades de los inversores y

finalmente, según la extensión del área afectada, a una desconexión en cascada de generación estática.

- Inestabilidad de pequeña señal de los sistemas de control de inversores del tipo seguidor de red (plantas ERV, compensadores estáticos, etc.). La ganancia de lazo abierto del control de un inversor seguidor de red tiende a aumentar en redes débiles debido al aumento de la impedancia de red. Para cualquier control convencional existe entonces un valor de la impedancia de red por arriba del cual se vuelve inestable.
- Errores de conmutación en inversores guiados por red (puente de tiristores), como será el caso del enlace en corriente continua HVDC-LCC Kimal – Lo Aguirre.
- Saltos de tensión más pronunciados y sobretensiones durante operaciones de maniobra, tal como la conexión o desconexión de equipos de compensación de reactivos, o cambios en la consigna de potencia del enlace HVDC ($Q = f(P_{dc}) \approx 50 - 60\%P_{dc}$), lo que se explica en el aumento de la sensibilidad dU/dQ en barras con fortaleza de red baja.
- Recuperación prolongada de la tensión luego de una falla y degradación de la capacidad de las unidades de generación de soportar fallas en el sistema
- Oscilaciones de potencia y de tensión poco amortiguadas en áreas extensas del sistema
- Falla en la operación de los sistemas de protección
- Mayor distorsión armónica

2.1 Indicadores de fortaleza de red

Un indicador común de la fortaleza de red es la relación de cortocircuito $RCC_i = S_{kssi}/P_i$ (SCR por las siglas en inglés de *Short-Circuit Ratio*), donde S_{kssi} es la potencia subtransitoria de cortocircuito en MVA en el nodo i y P_i la potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo. Sin embargo, esta definición no considera la presencia de otros inversores en nodos eléctricamente cercanos al nodo i que compartirán la potencia de cortocircuito S_{kssi} , por lo que tiende a sobreestimar la fortaleza de red. Para tomar en cuenta este efecto, se postuló en este estudio el uso de la **Relación de Cortocircuito Equivalente** (RCCE, o ESCR *Equivalent Short-Circuit Ratio*, por sus siglas en inglés) que se define como sigue:

$$RCCE_i = \frac{S_{kssi}}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)} \quad (Eq. 1)$$

donde IF_{ji} representa el factor de interacción entre los nodos i y j , y se define como:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \quad (Eq. 2)$$

siendo ΔU_j el cambio de tensión en el nodo j para un pequeño cambio de tensión ΔU_i en el nodo i . El factor de interacción IF_{ji} representa la sensibilidad de tensión entre ambos nodos: así, nodos eléctricamente lejanos tendrán un $IF \rightarrow 0$ mientras que nodos eléctricamente cercanos tendrán $IF \rightarrow 1$. La potencia de cortocircuito en el nodo i se "reparte" ahora entonces entre el inversor conectado al propio nodo i y los inversores en los demás nodos ponderados según el factor de interacción.

La RCCE resulta un indicador conservador de la fortaleza de red que se podrá usar por ejemplo en estudios de planificación de red, donde por lo general se desconocen características específicas del equipo a instalar. Así resulta:

- $RCCE > 3$: la fortaleza de red es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor, aun con parámetros de control estándares. Se puede descartar la interacción con otros inversores en el sistema, por lo que el ajuste del control del inversor puede hacerse de manera individual
- $1.5 \leq RCCE \leq 3$: existe un riesgo mayor de interacción con otros inversores en el sistema, con lo que el ajuste de los parámetros del control del inversor deberá ser coordinado en forma conjunta con los otros inversores eléctricamente cercanos en el sistema, con el fin de tener una respuesta en conjunto estable
- $RCC < 1.5$: la fortaleza de red es insuficiente para alcanzar una respuesta estable de los inversores con el solo ajuste específico de sus parámetros de control y serán necesarias medidas adicionales, como ser el uso de condensadores sincrónicos o inversores tipo formadores de red

Inversores seguidores de red actualmente disponibles en el mercado suelen utilizar estrategias propias del fabricante para mejorar la estabilidad del control aún en condiciones de baja potencia de cortocircuito (congelamiento de la señal de referencia, filtrado, aumento de la ganancia del PLL, etc.). Para capturar estas características resulta necesaria una simulación de transitorios electromagnéticos (EMT), con modelos específicos de fabricante. Una simulación EMT podrá entonces confirmar si el inversor operará de manera estable aún en condiciones de fortaleza de red bajo o detectar posibles inestabilidades. Los modelos dinámicos para la simulación de transitorios electromecánicos (RMS) de los que actualmente dispone el coordinador no capturan estas características y por lo tanto no es posible realizar este tipo de análisis en el marco de este estudio. Con ello, aún en el caso que la simulación (RMS) resultara estable, no se pueden descartar inestabilidades en la medida que no se garantice una fortaleza de red adecuada en el SEN.

2.2 Fortaleza de red en el SEN

El estudio identificó una **fortaleza de red insuficiente** en la región del Norte Grande y del Norte Chico del SEN para los **escenarios de demanda alta de día en los horizontes de estudio 2025 y 2030**. En efecto, el índice de fortaleza de red resulta demasiado bajo (< 1) en numerosas barras de 220 kV y

500 kV de la región del Norte Grande y Atacama. Esta baja fortaleza de red se explica por la alta generación solar fotovoltaica durante el día, frente a generación sincrónica muy baja o incluso nula en la misma zona. Hacia el centro y sur del sistema el índice de fortaleza de red aumenta y es en todo caso mayor que 1,5.

Por el contrario, la **fortaleza de red es suficiente** (en cualquier caso, RCCE >2) en los **escenarios de demanda baja de noche**. En efecto, la generación fotovoltaica en horas de la noche es nula lo que fuerza un mayor despacho de generación sincrónica para atender la demanda.

Consecuentemente, resultará indispensable implementar medidas para aumentar la fortaleza de red para los escenarios de demanda alta de día.

2.3 Medidas de Mitigación

El estudio investigó dos soluciones tecnológicas para aumentar la fortaleza de red en los escenarios de alta demanda de día:

- **Condensadores sincrónicos:** se trata aquí de una tecnología madura y disponible en el mercado. Existe además experiencia internacional en el uso de condensadores sincrónicos para atender problemas de pérdida de fortaleza de red en condiciones similares a las del SEN. Como referencia, se puede mencionar el caso de ElectraNet, el operador del sistema de transmisión del sur de Australia con características bastante similares a las del Norte Grande del SEN. ElectraNet optó por la instalación de condensadores sincrónicos para atender la caída de la potencia de cortocircuito en partes de su sistema y evitar así restricciones operativas a la generación estática. Más aún, la instalación de nuevos condensadores sincrónicos en nodos específicos de la red resultó ser incluso económicamente más conveniente que la conversión de plantas planificadas para retiro.

Se consideraron condensadores sincrónicos de hasta 300 Mvar con aporte a la potencia de cortocircuito de hasta 2000 MVA (corresponde a $X_d''=0,15$), características actualmente disponibles en el mercado. La inercia de estos condensadores sincrónicos se podría aumentar desde 250 hasta 2500 MVAs mediante el agregado de un volante de inercia, aunque el estudio de estabilidad de frecuencia indicó que esto no resulta necesario.

- **Inversores formadores de red (GFM):** se tratan de inversores cuyo control emula una máquina sincrónica (virtual) y por lo tanto no necesitan de la red para operar (son "formadores" y no "seguidores" de red), pudiendo incluso realizar un arranque en negro. La red ve al inversor como una fuente de tensión detrás de una impedancia (un inversor seguidor de red es en cambio una fuente de corriente). Las características distintivas de un inversor formador de red pueden resumirse como sigue:
 - Fuente de tensión con capacidad de crear la tensión del sistema

- Contribución a la inercia del sistema
- Contribución a la potencia de cortocircuito (en general limitada a la corriente nominal del inversor, en algunos casos con una capacidad moderada de sobrecarga del 10 al 20%)
- Capacidad de contrarrestar desbalances de tensión (por ejemplo, control de la tensión de secuencia negativa)
- Capacidad de contrarrestar distorsiones de tensión (sumidero de armónicos)

Su aplicación a la fecha se limita a pequeñas redes aisladas, por lo que se descarta inicialmente esta solución para el horizonte 2025. No obstante, se observa en el mercado un fuerte desarrollo de esta tecnología para instalaciones a gran escala que permite prever su disponibilidad para el horizonte 2030.

La identificación de medidas de mitigación se realizó según el siguiente criterio:

- Aumentar la potencia de cortocircuito para asegurar un nivel mínimo de fortaleza de red ($RCCE \geq 1.5$) en barras de 220kV y 500kV del sistema. Esto resulta necesario siendo que parte de la generación estática en el SEN continuará siendo tipo seguidora de red (tecnología usada en la actualidad). Para ello se hace uso de la RCCE.
- Seguidamente, se verifica mediante simulaciones dinámicas (RMS) el desempeño dinámico del sistema frente a contingencias de severidad 4, 5 y 6 de acuerdo a la NTSyCS. Estas simulaciones permiten dimensionar el aporte de inercia mínimo necesario de los compensadores sincrónicos y los inversores GFM.

La selección de la ubicación y del tamaño de los condensadores sincrónicos no consideró criterios tales como la disponibilidad de espacio físico en la subestación o la capacidad de cortocircuito de barras, interruptores, etc. No obstante, el valor total de compensación sincrónica propuesta es menos sensible a una redistribución en barras eléctricamente cercanas (sensibilidad du/du similares) a las propuestas.

Las medidas de mitigación identificadas se muestran en las Tabla 1 y Tabla 2 para los escenarios de alta demanda de día del horizonte 2025 y 2030 (escenarios relevantes para el diseño) junto a parámetros relevantes de la definición del escenario de operación. Las Tabla 3 y Tabla 4 muestran los resultados para los escenarios de demanda baja de noche considerando las mismas medidas de mitigación.

- **Escenarios de inercia baja:** se trata de los escenarios de partida para el estudio con inercia sistémica baja, ajustados según los escenarios previstos para la operación de largo plazo (simulaciones PLP iniciales) realizadas por el Coordinador. Si bien las simulaciones dinámicas (RMS) de las contingencias de severidad 4, 5 y 6 muestran un comportamiento estable, la fortaleza de red en la región del Norte Grande y Chico es muy baja (< 1 en varias barras del sistema), por lo que no se puede descartar problemas de estabilidad con los inversores (solo se podrían reproducir mediante simulaciones EMT).

- **Escenarios de mínima inercia:** partiendo de los escenarios anteriores (inercia baja) se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades convencionales (sincrónicas) de generación en el Norte Grande previstos para retiro y aumentando la generación ERV conectada a través de convertidores estáticos. Estos escenarios presentan una condición de operación menos probable, aun cuando factible de ocurrir, y que exigen al sistema hasta su límite de estabilidad. En estos escenarios, no solo la fortaleza de red es muy baja en la región del Norte Grande y Chico (<1 en varias barras del sistema), sino que el sistema muestra además un comportamiento inestable para varias de las contingencias evaluadas (de severidad 4, 5 y 6).
- **Escenarios con compensación sincrónica (CS) y con inversores formadores de red (GFM):** medidas de mitigación requeridas para estabilizar los escenarios de inercia mínima. En ambos casos, la $RCCE \geq 1.5$ en barras de 220kV y 500kV del sistema y el desempeño dinámico del sistema es satisfactorio para todas las contingencias de severidad 4, 5 y 6.

3 Pérdida de Inercia

El desplazamiento de generación sincrónica resulta en una caída de la inercia del sistema a los valores que se muestran en las Tabla 1 a la Tabla 4.

No obstante, la simulación de la desconexión de un bloque de hasta 400 MW generación (bloque más grande en línea San Isidro con 397.8MW y 3.4GVAs) muestra un desempeño dinámico de la frecuencia del sistema aún satisfactorio, garantizando su estabilidad según requerido en la NTSyCS y sin activación del EDAC. Los generadores convencionales que permanecen disponibles en el SEN para el horizonte 2025 y 2030 permiten acomodar un nivel suficiente de reserva primaria en todos los escenarios analizados para contener la pérdida del mayor bloque de generación (400 MW)

En otras palabras, aunque ambas soluciones tecnológicas propuestas para aumentar la fortaleza de red podrían realizar un aporte adicional de inercia al sistema (sintética en el caso de los inversores GFM), el análisis de estabilidad de frecuencia indica que esto no resultará necesario. A modo de ejemplo, el escenario de demanda alta de día del horizonte 2025 opera satisfactoriamente con un nivel de inercia en el SEN de 25,3GVAs (2,3GVAs en el Norte Grande), menor que el valor de inercia (mínimo) de 32,0GVAs considerado de referencia en la actualidad por el Coordinador. Esto resalta una vez más que el problema en este escenario está asociado a la fortaleza de red (o potencia de cortocircuito) y no a la inercia.

Tabla 1: Escenarios de alta demanda de día para el horizonte 2025

		25T1a (Inercia Baja)		25T1 (Inercia Mínima)		25T1-CS (c/Comp.Sínc)	
		SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG
Demanda	MW	11334	3077	11334	3077	11334	3077
<i>Gen. Térmica</i>	MW	1231	619	495	18	495	18
<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
Gen. Total	MW	11824	3817	11805	3146	11805	3146
Gen Estática (% generación)	%	56%	84%	62%	99%	62%	99%
Gen Estática. (% demanda)	%	58%	104%	64%	101%	64%	101%
Inercia	MVAs	32,0	7,8	22,5	0,01	25,3	2,3
Medidas Mitigación							
Condensadores sincrónicos	MVAr	0,0	0,0	0,0	0,0	1400	1100
Transferencias							
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	

Tabla 2: Escenarios de alta demanda de día para el horizonte 2030

		30T1a (Inercia Baja)		30T1 (Inercia Mínima)		30T1-CS (c/Comp.Sinc.)		30T1-CS (c/GF)	
		SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG
Demanda	MW	11784	3152	11784	3152	11784	3152	11784	3152
Gen. Térmica	MW	1457	548	942	135	942	135	942	135
Gen. Hidro	MW	1864	12	2205	12	2205	12	2205	12
Gen. PV	MW	6510	3278	6682	3327	6681	3327	6681	3327
Gen. Eólica	MW	2487	342	2502	354	2502	354	2502	354
Gen. Total	MW	12318	4180	12331	3828	12330	3828	12330	3828
Gen Estática (% generación)	%	73%	87%	74%	96%	74%	96%	74%	96%
Gen Estática. (% demanda)	%	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
Medidas mitigación									
Condensadores sincrónicos	MVAr	0	0	0	0	3000	2400	1400	1100
Grid Forming		0	0	0	0	0	0	3135	2691
Grid Forming (% gen pv/eólica)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3	34,5
Transferencias									
Norte -> Centro	MW	3556		3278		3278		3278	
HVDC Kimal -> Lo Aguirre		2366		2366		2366		2366	
Parinas -> Cumbres	MW	-799		-1201		-1201		-1201	
Nva.P.Azucar -> Polpaico	MW	987		727		727		727	
Sur -> Centro	MW	-248		20,5		20,5		20,5	

Tabla 3: Escenarios de baja de demanda de noche para el horizonte 2025

		25T2a (Inercia Baja)		25T2 (Inercia Mínima)		25T2-CS (c/Comp.Sinc)	
		SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG
Demanda	MW	7338	2584	7409	2641	7409	2641
<i>Gen. Térmica</i>	MW	1341	751	646	168	946	468
<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
Gen. Total	MW	7792	1120	8016	706	7900	968
Gen Estática (% generación)	%	28%	33%	38%	75%	37%	51%
Gen Estática. (% demanda)	%	30%	14%	41%	20%	40%	19%
Inercia	MVAs	36,6	8,8	27,2	1,05	33,2	6,4
Medidas Mitigación							
Condensadores sincrónicos	MVAr	0,0	0,0	0,0	0,0	1400	1100
Transferencias							
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	

Tabla 4: Escenarios de baja de demanda de noche para el horizonte 2030

		30T2a (Inercia Baja)		30T2 (Inercia Mínima)		30T2-CS (c/Comp.Sinc.)		30T2-CS (c/GF)	
		SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG	SIN	NG
Demanda	MW	8689	3132	8689	3132	8689	3132	8689	3132
Gen. Térmica	MW	2106	1452	1093	355	1343	605	1343	605
Gen. Hidro	MW	4654	11	5179	11	5179	11	5179	11
Gen. PV	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen. Eólica	MW	2442	129	3029	197	2717	177	2734	147
Gen. Total	MW	9202	1592	9301	563	9239	793	9256	763
Gen Estática (% generación)	%	26,5%	8,1%	32,6%	35,0%	29,4%	22,3%	29,5%	19,3%
Gen Estática. (% demanda)	%	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
Medidas mitigación									
Condensadores sincrónicos	MVAr	0	0	0	0	3000	2400	1400	1100
Grid Forming		0	0	0	0	0	0	3135	2691
Grid Forming (% gen pv/eólica)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3	34,5
Transferencias									
Norte -> Centro	MW	-2035		-2803,1		-2627,3		-2683	
HVDC Kimal -> Lo Aguirre		-1509		-1509		-1509		-1509	
Parinas -> Cumbres	MW	-147		-1143		-916,7		-945,3	
Nva.P.Azucar -> Polpaico	MW	-520		-1230,5		-1065,2		-1117,5	
Sur -> Centro	MW	3603		4053,5		3859,6		3920,5	

4 Conclusiones

Para mitigar la pérdida de fortaleza de red en la zona del Norte Grande y del Norte Chico del SEN y alcanzar una relación de cortocircuito equivalente RCCE $\geq 1,5$ en barras de 220 y 500kV del SEN, se identificaron las siguientes medidas alternativas:

- Instalación de **condensadores sincrónicos por una potencia total de 1400Mvar al 2025**
- Instalación de **otros 1600Mvar de condensadores sincrónicos al 2030** (3000Mvar en total al 2030), para lograr RCCE ≥ 1.5
 - Técnica madura y escalable a las necesidades reales del sistema (según grado de desarrollo de GFM)
- Alternativamente, cambio de tecnología en las plantas VRE futuras de inversores tipo seguidores de red (tecnología actual) a inversores tipo GFM a partir del 2025
 - Se requerirá mínimamente de **3135 MVA GFM al 2030**, sumados a los **1400Mvar de CS instalados al 2025**, para lograr RCCE ≥ 1.5
 - Esta capacidad en GFM corresponde aproximadamente a un 35% de la capacidad VRE instalada en el Norte Grande al 2030.

El análisis de estabilidad de la frecuencia permite descartar problemas en los escenarios analizados. Las simulaciones indican un 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), sin activación del EDAC y con un ROCOF < 0.6 Hz/s en todos los casos. Al mismo tiempo, la reserva para el control primario de frecuencia resulta suficiente (sin considerar BESS instalados 50MW).

5 Comentarios finales

Del estudio se desprenden una serie de tareas que deberían ser abordadas en un corto plazo en preparación a la planificación y operación del sistema con una alta penetración de generación estática:

- Confirmar con los operadores de plantas ERV existentes (generación estática) su capacidad de operar en condiciones de baja fortaleza de red (potencia de cortocircuito mínima requerida en el punto de conexión).
- Confirmar mediante una simulación EMT detallada la operación estable de los inversores, en particular de aquellos ya existentes en la zona del Norte Grande. Un estudio EMT detallado podrá descartar interacciones inestables entre los controles de los inversores para la fortaleza de red mínima que sirvió de base para el diseño de la compensación sincrónica en este estudio. Se reconoce que el desarrollo de un modelo EMT detallado de al menos la región del Norte

Grande del sistema no es una tarea menor y requerirá de tiempo y esfuerzo considerable. No obstante, estas simulaciones permitirán hacer un dimensionamiento más ajustado de la compensación sincrónica necesaria.

La porción de la red eléctrica que debería modelarse con el detalle requerido por las simulaciones EMT puede quedar definida por aquella dentro de la cual los inversores con controles seguidores de red presentan factores de interacción relativamente elevados respecto al inversor conectado al nodo en el que se calcula el índice de fortaleza de red. Por ejemplo, el TB 364 de CIGRE indica que el riesgo de interacción entre un inversor remoto j con un inversor i se podrá descartar en la medida que $P_i > 0.15 \times (IF_{ji} \times P_j)$. Si ambos inversores son de potencia nominal similar, esto equivale a decir que podrá descartarse una interacción entre ambos si el factor de interacción es menor que 0,15.

- Actualizar la Norma Técnica para incorporar el índice RCCE como indicador de la fortaleza de red. El escrito desarrollado en este proyecto para el cálculo de este índice se ha entregado al Coordinador. El cálculo de la RCC que se postula actualmente en la Norma Técnica resultará claramente insuficiente al menos para la zona del Norte Grande, dada la ausencia casi completa de generación sincrónica y la distribución espacial de la generación estática.

Finalmente, la provisión de potencia de cortocircuito para mantener una fortaleza de red mínima será un servicio decisivo para mantener la seguridad de operación en un sistema con alta penetración de generación estática. En tal sentido, se podría pensar en la provisión de potencia de cortocircuito como servicio complementario, similar por ejemplo a la provisión de reserva primaria. De preverse dicha opción, convendrá evaluar con suficiente antelación el marco regulatorio que podría aplicar a tal servicio, en la medida que éste influenciará el desarrollo de las medidas de mitigación.