



Transición Energética y Descarbonización

Estudios de Inercia y Cortocircuito

28 de Enero de 2022

TEMARIO

1

Estudios del Coordinador

2

Marco Conceptual de la
Fortaleza de la Red

3

Estudio 2022: Frecuencia,
Inercia, Fortaleza de Red

4

Estudios 2025-2030:
Frecuencia, Inercia,
Fortaleza de Red

5

Requerimientos del Sistema
para la operación segura
con ERV

6

Conclusiones y
próximas etapas

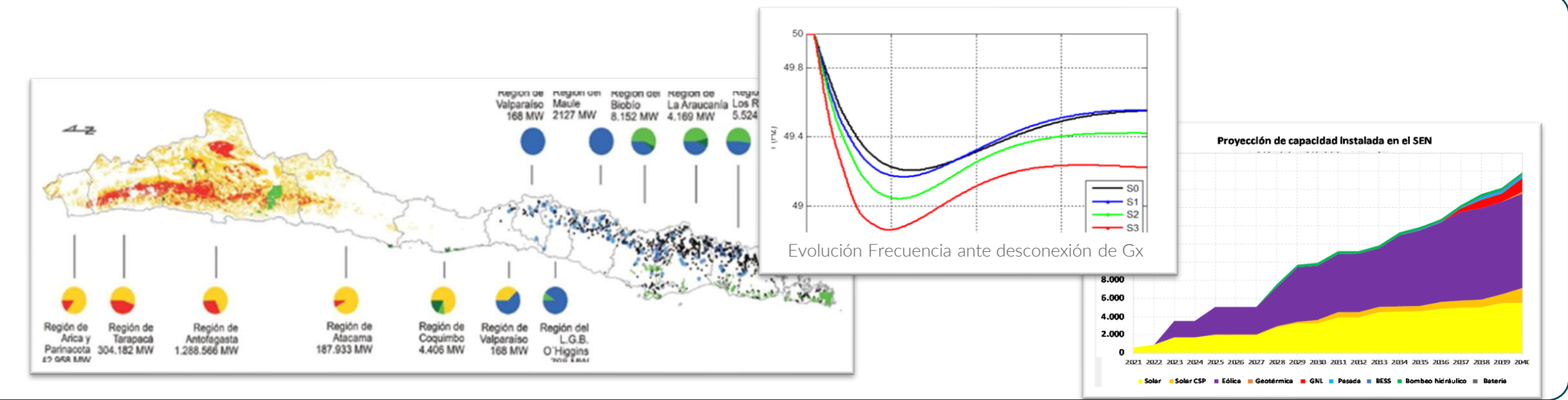


1

Estudios del Coordinador

GRUPO INERCIA Y CORTOCIRCUITO

- Escenario actual de alta penetración de ERV.
- Proceso de descarbonización de la matriz energética del país.
- Futura conexión de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre (2029).



Equipo Transversal del Coordinador creado para:

- Transición del SEN hacia un sistema con baja presencia de centrales a carbón y mayor integración de generación de energía renovable variable.
- Definir niveles de inercia y cortocircuito mínimos por zona para el mediano/largo plazo.
- Identificar la necesidad de nuevas obras para el mediano/largo plazo (licitación).



5 líneas de trabajo que implican el desarrollo de múltiples estudios

1. Estudios del Coordinador

Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

- Identificar desafíos y propuestas de medidas operacionales para la mitigación de riesgos para operación en escenarios más desfavorables que se puedan detectar. Identificación de problemas de la operación en tiempo real. Evaluación y determinación de requerimientos mínimos.

Estudios 2025-2030: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

- Evaluar la estabilidad de frecuencia del SEN (inercia).
- Determinar exigencias mínimas de razón de cortocircuito (Fortaleza de la Red/Estabilidad Tensión)
- Realizar análisis con sistemas de control para inversores tipo Grid Forming (GF).

Mejoramiento de BD DigSilent

- Coordinación BD LP para Estudio HVDC
- Revisión calidad de la modelación actual
- Procedimiento de actualización BD CP-MP-LP

Nuevas herramientas para estudios sistémicos

- BD PSS/E del SEN para Estudio HVDC
- Modelo EMTP-RV del SEN
- Revisión de la modelación de la carga (diagnóstico)

Revisión experiencia internacional y levantamiento de cambios normativos en SSCC

- Definir una estrategia de SSCC basados en la experiencia internacional, las capacidades actuales de equipos de electrónica de potencia y el conocimiento interno del sistema por parte del Coordinador, que permita servir como insumo a un futuro Informe de Propuesta de SSCC para la CNE.

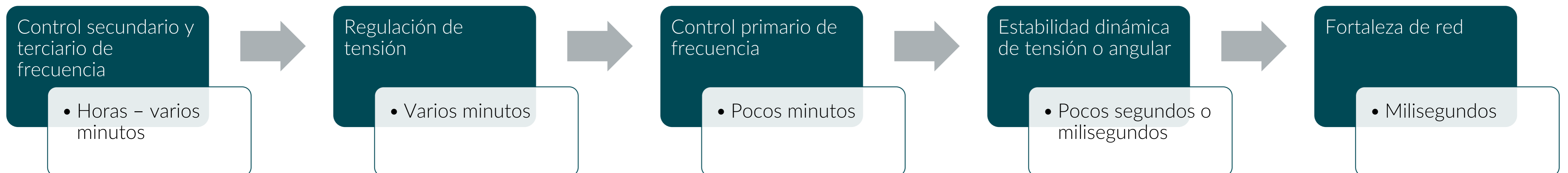
2

Marco Conceptual de la Fortaleza de la Red

2. Marco Conceptual de la Fortaleza de la Red

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, especialmente ante fallas (1).
- 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 cortocircuito).
 - 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 síncrono que evita cambios bruscos en la fase de la tensión).



(1) *Integrating Inverter Based Resources into Low Short Circuit Strength System, North American Electric Reliability Corporation, December 2017*

2. Marco Conceptual de la Fortaleza de la Red

INDICADORES

- Relación de cortocircuito:

$$SCR_i = \frac{Skss_i}{P_i}$$

- Relación efectiva de cortocircuito (Artículo 3-34 de la NTSyCS):

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

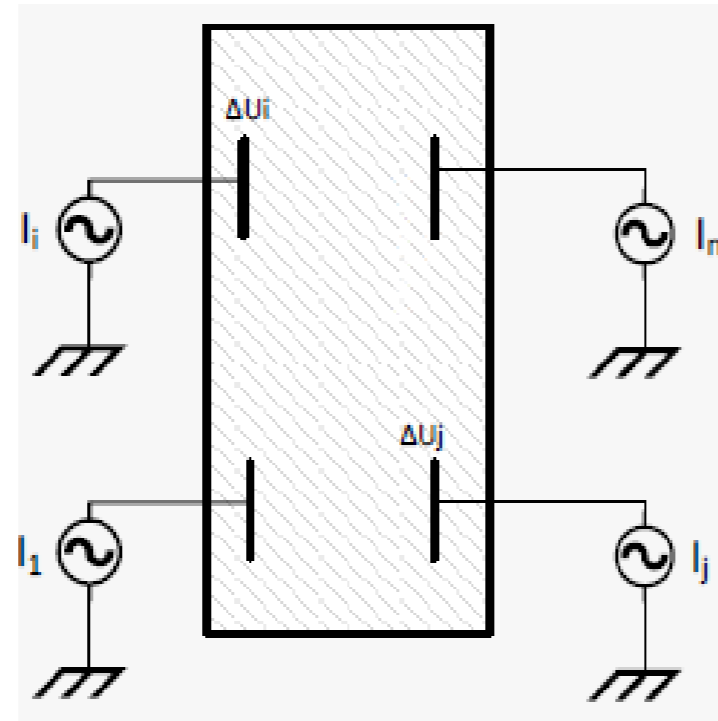
- Relación de cortocircuito equivalente:

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

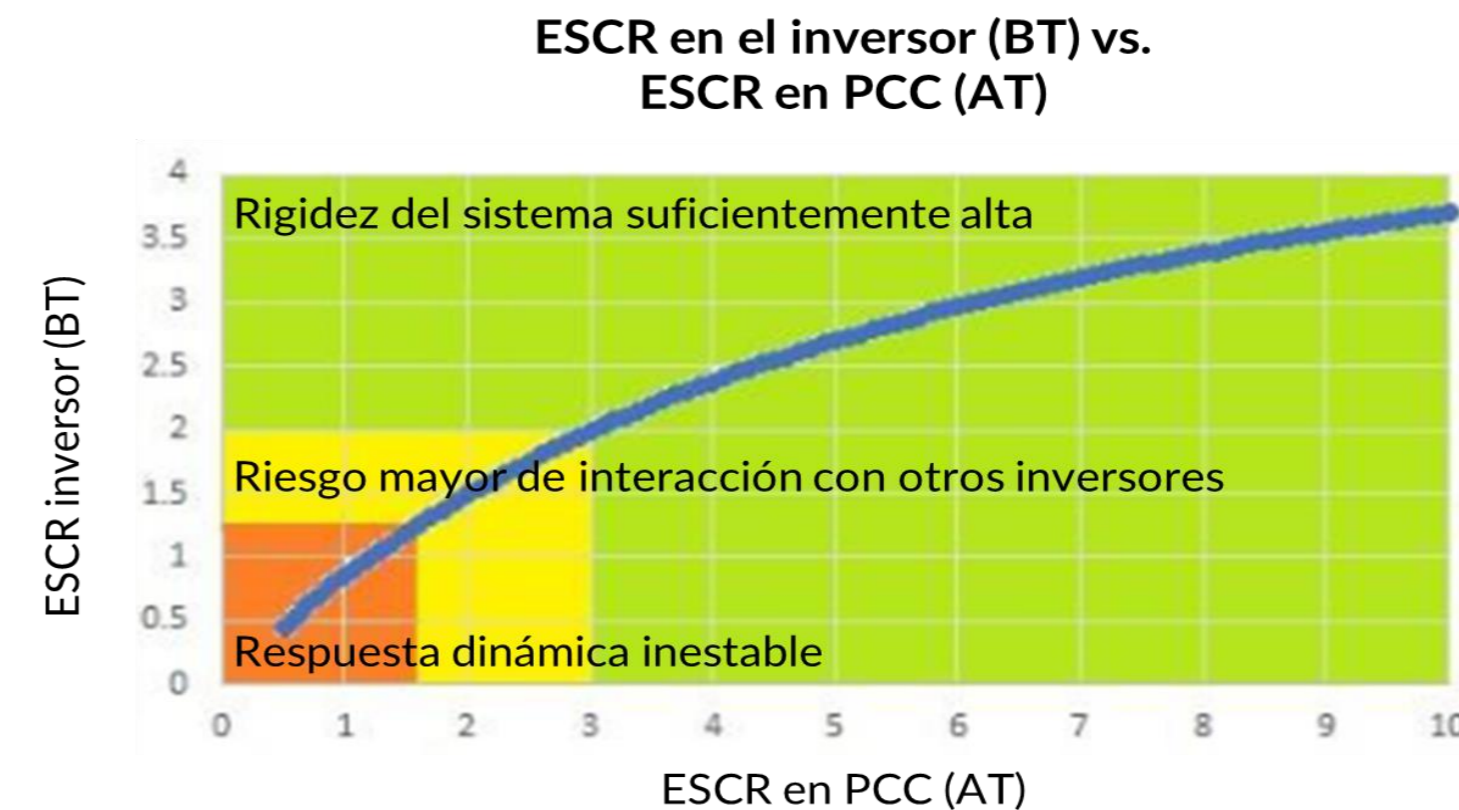
- $Skssi$: potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del i -ésimo nodo

- $IF_{ij} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i}$: 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



Valores referenciales



Verde (ESCR > 3)

- Respuesta estable para control estándar
- Se puede descartar interacción con otros inversores

Amarilla (1,5 ≤ ESCR ≤ 3)

- Sintonización coordinada entre el control de inversores para asegurar respuesta estable del sistema
- Riesgo de interacción entre inversores

Roja (ESCR ≤ 1,5)

- Sintonización del control puede no ser suficiente
- Medidas adicionales (ej. compensación síncrona, restricciones operativas, etc.)

- SCR aceptable depende de las características de cada sistema, sistemas de control, etc.
- Determinación requiere de estudios EMT exhaustivos

3

Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

3. Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

CONTROL DE FRECUENCIA

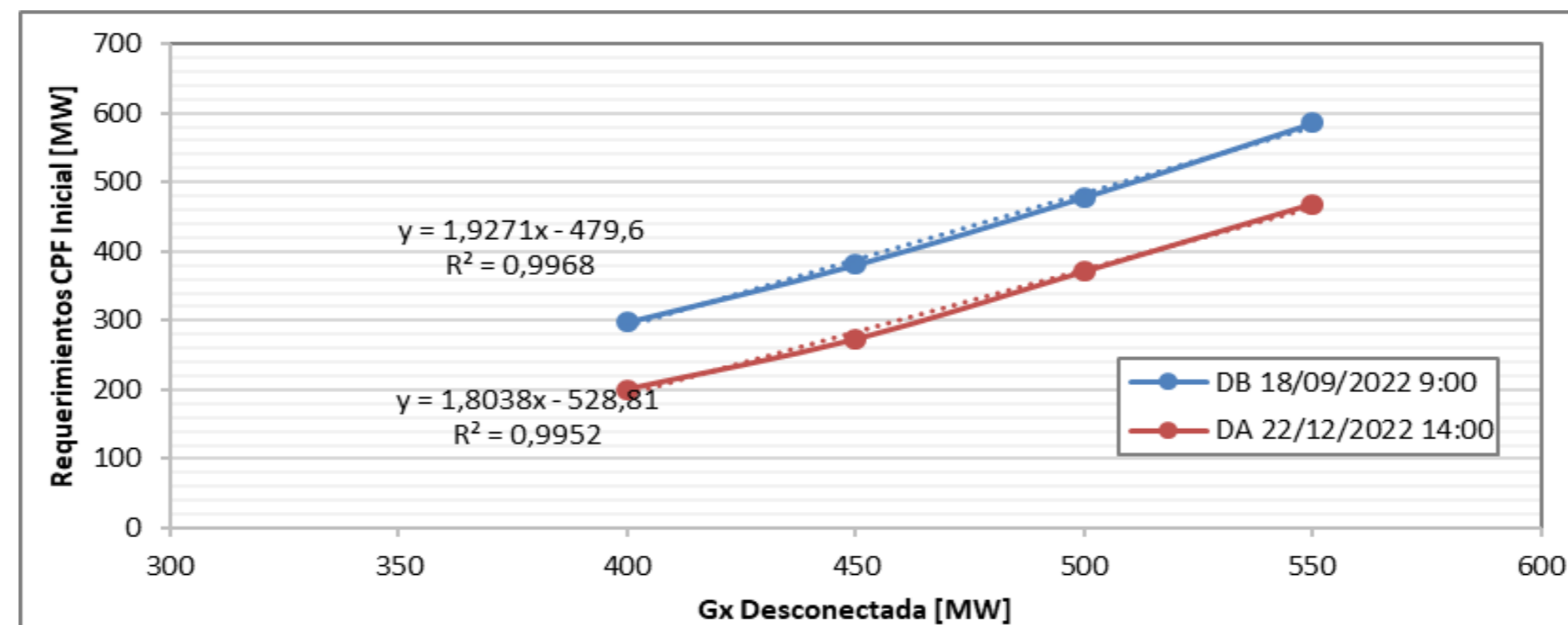
Objetivo: Identificar Requerimientos de CF para condiciones excepcionales/exigentes de operación del SEN

Inercias globales < 30 GVAs

- Severidad 5 (desconexión de generación): Operación estable con Inercia Total SEN entre 18,4 y 22,5 GVA.s.
- Severidad 4 (cc en líneas de TX): Se verificó comportamiento estable del SEN ante fallas bifásicas a tierra en el sistema de 500 kV de la Zona Norte

• Desconexión de GX >400 MW

Reserva para CPF debe aumentar en una proporción de 2 por cada MW por sobre los 400 MW desconectados. (P. ej. desconexión de 400 MW → reservas de 300 MW y Desconexión de 450 MW → 400 MW de reserva).



Riesgos de partición del SEN (un circuito Changos – Cumbres en mantenimiento):

- Es posible afrontarlos con una adecuada distribución de reservas.

Participación de las ERV en el CF:

- Es favorable ayuda y un buen comportamiento del SEN en los casos de Sev. 5
- Al potencialmente reemplazar y desplazar generación sincrónica es necesario verificar la fortaleza de la red

PE San Gabriel
PFV Almeyda
PFV Cerro Dominador
PE El Maitén
PFV Andes Solar II
PE Tolpán Sur
PFV Usya

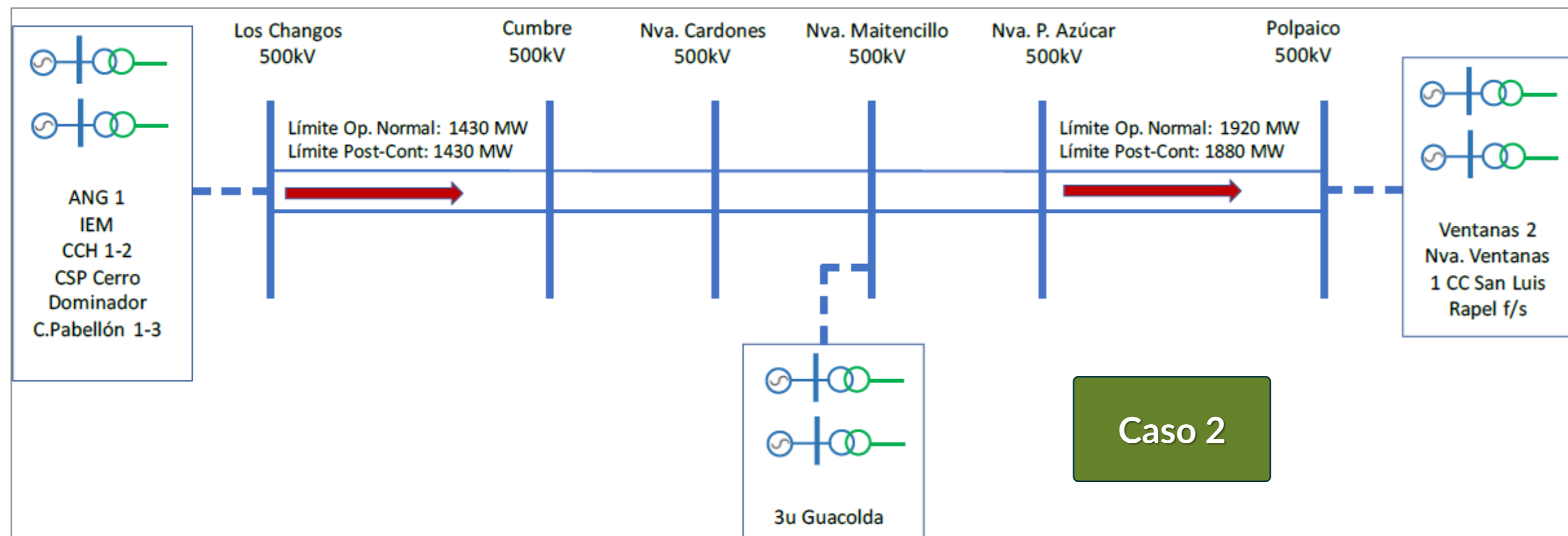
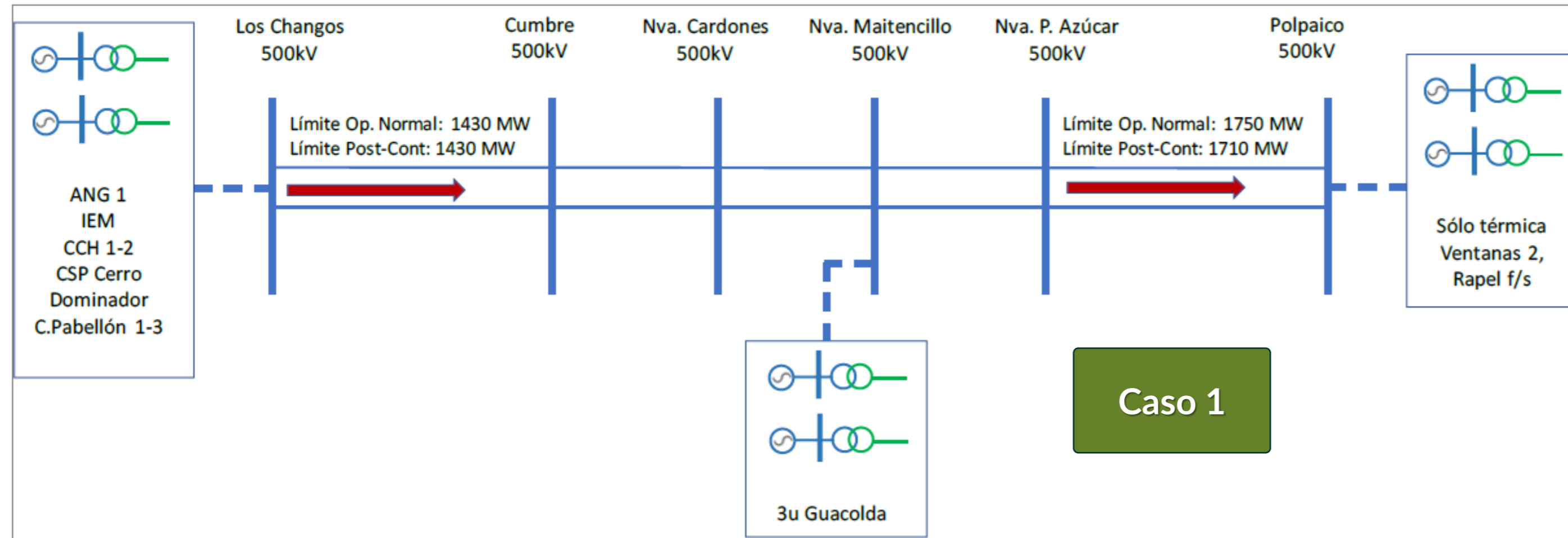
Soluciones propuestas:

- No se requieren recursos adicionales de CPF al 2022 para afrontar algunas potenciales condiciones excepcionales o exigentes relacionadas con el CF.
- Incorporar ERV al CPF requiere verificar fortaleza de la red

3. Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

TRANSFERENCIAS MÁXIMAS E INERCIA NG

Objetivo: Identificar Límites de Transmisión en tramos críticos del sistema de 500 kV Zona Norte y la Mínima Inercia Norte Grande para escenarios de día y baja inercia



Bases y metodología del análisis

- Demanda Alta con aprox. 11000 [MW] de generación total
- Alta penetración ERV en el Norte (4600-4800 MW aprox.)
- Inercia Total SEN entre 33 – 38 GVA.s aprox.
- Tramos críticos: LCH-CUM y NPA-POL 500 Kv (fallas Sev.4)
- Dos casos de inercia en la zona centro

Resultados principales

- Inercia mínima NG = 7 GVA.s (indicador proxy del número de AVR's en servicio)
- Límite Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Caso 1= 1750 MW / Caso 2= 1920 MW. Por regulación de tensión ante desconexión de un circuito propio.
- Límite Los Changos – Cumbre 500 kV: Caso 1= 1430 MW, por amortiguamiento de oscilaciones de potencia (5%) ante Sev. 4 de un circuito propio.

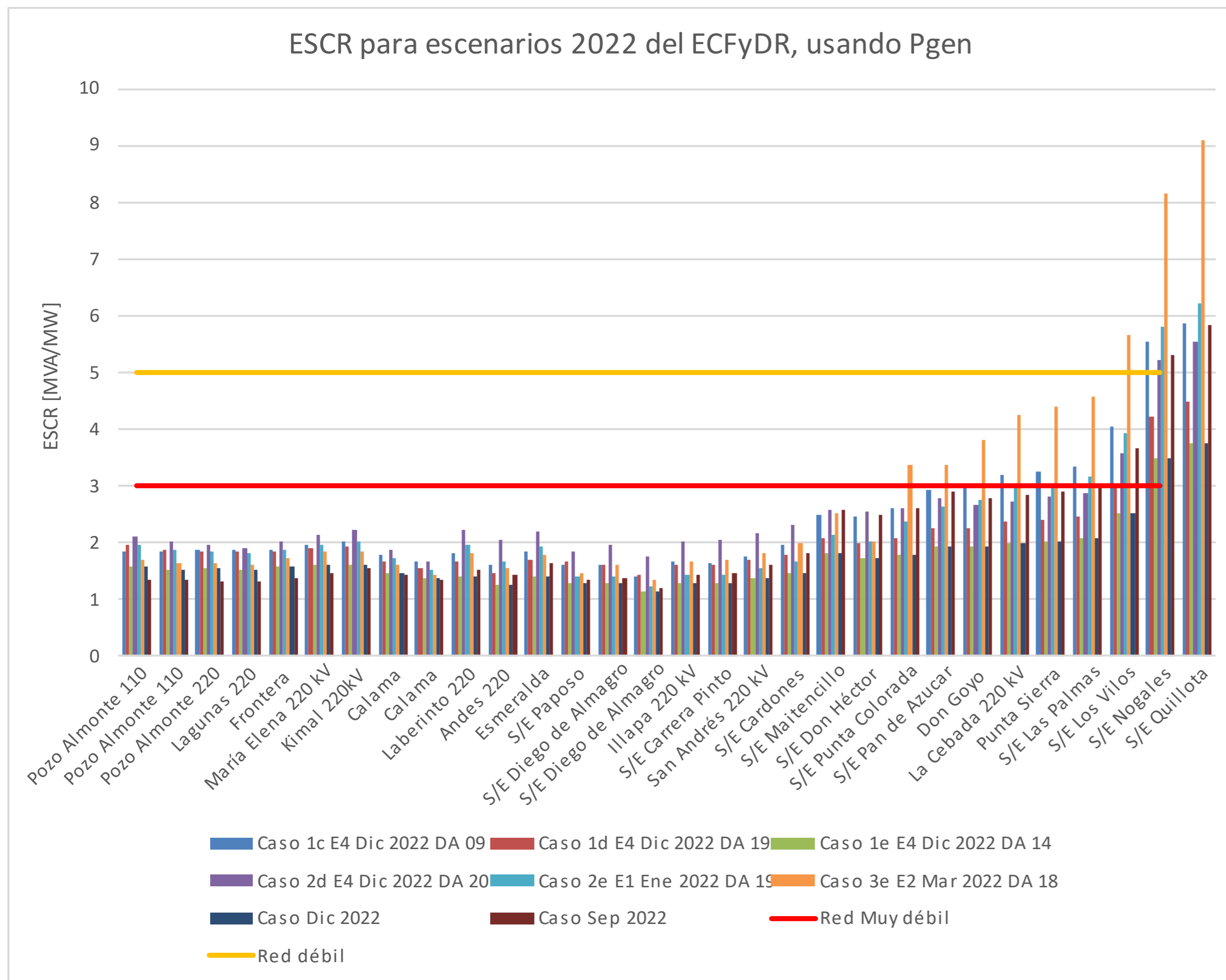
Soluciones propuestas:

- Cálculo de límites para diferentes condiciones de operación (Inercia, penetración ERV, etc.) → Límites dinámicos

3. Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

FORTALEZA DE LA RED

Objetivo: Análisis de screening de la fortaleza de la red en presencia de alta penetración de ERV.



Bases y metodología de análisis

- Se analizan escenarios con alta penetración ERV
- Se calcula el índice ESCR en barra referencia, Kimal 220kV, luego se escogen los escenarios más desfavorables y se calcula para el resto de barras del norte.

Resultados principales

- Red de Los Vilos hacia el norte tendría índices ESCR < 3. Casos puntuales valores < 1,5.
- Para redes muy débiles modelos RMS son insuficientes y se requieren análisis EMT con modelos detallados de las ERV (por ej.: del PLL que procesa la forma de onda de la tensión)

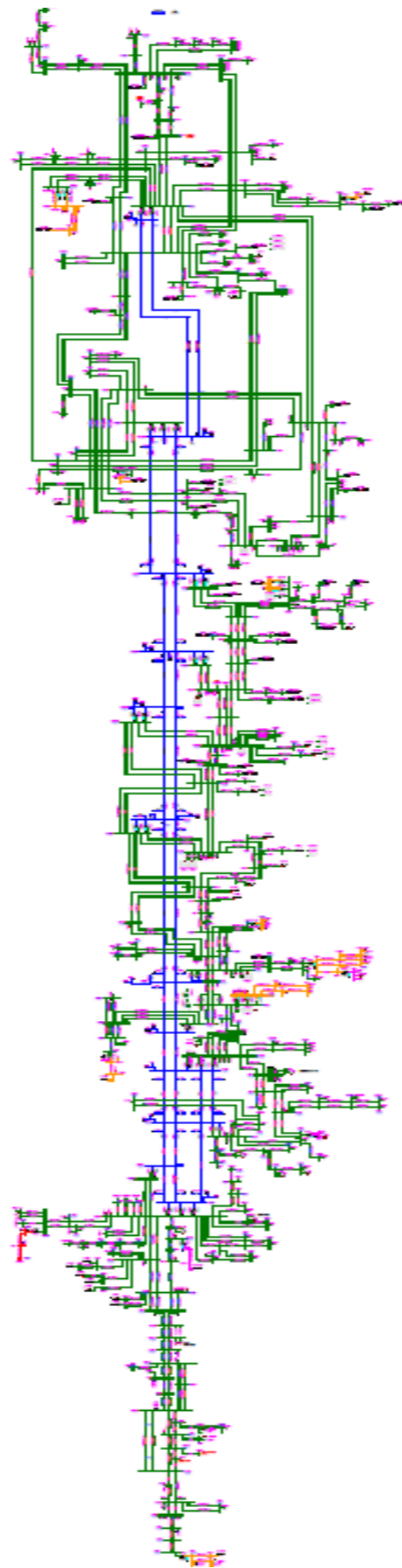
Soluciones propuestas:

- Corto/mediano Plazo:
 - Limitar generación ERV y/o reajustar controles.
 - Despacho forzado de generación sincrónica (impacto local y acotado). Puede limitar ERV
- Largo plazo:
 - Requiere infraestructura específica
 - Nuevas exigencias en NT para generación ERV

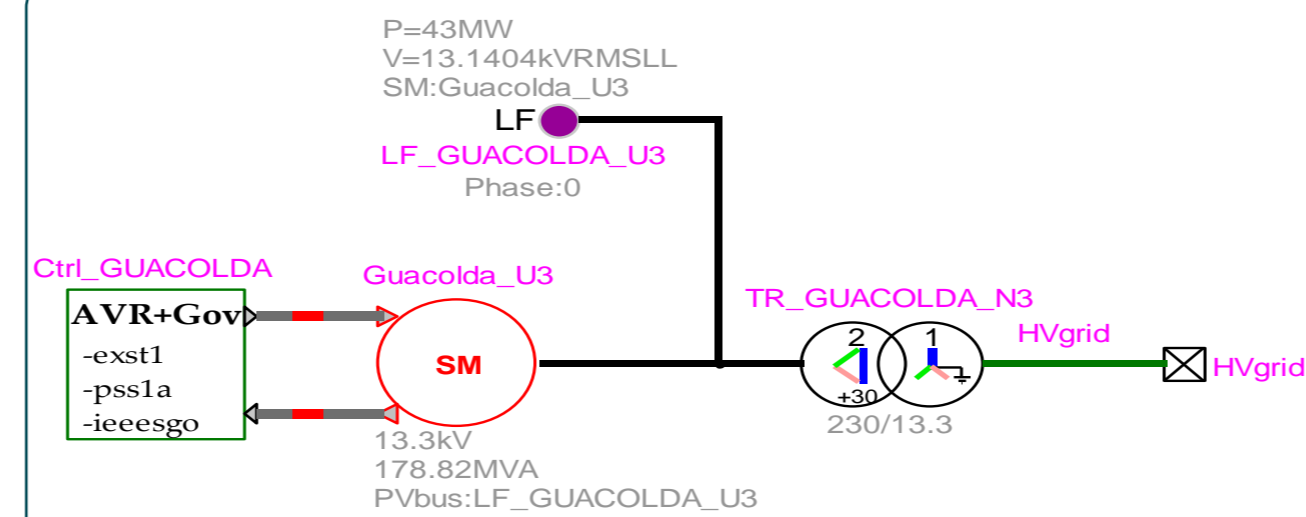
3. Estudio 2022: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

Requerimiento de Modelación con Inversores (EMTP®)

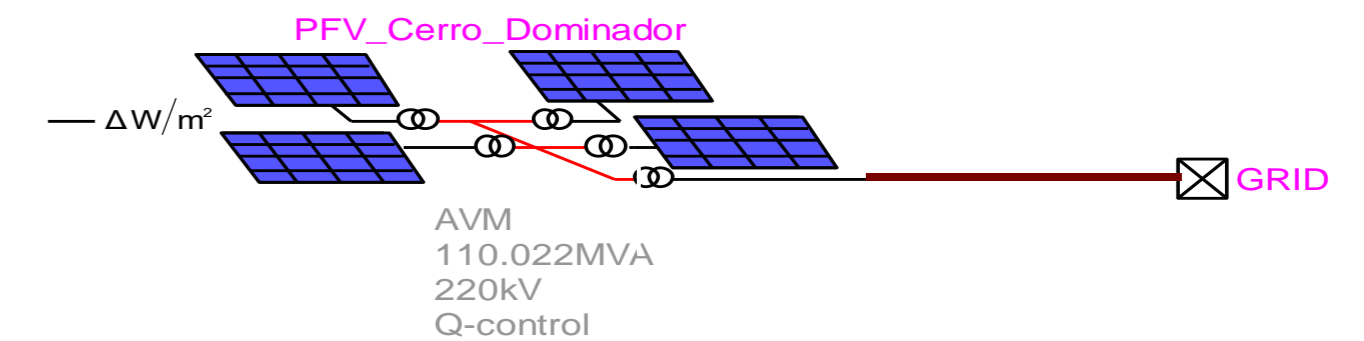
Modelo
SEN



Modelo Máquina Síncrona



Modelo ERV



- Se modeló el SEN en EMTP® a partir de BD DigSILENT PF Sistema de TX de 500 y 220kV
- Se modelaron principales Unidades Síncronas y Parques ERV del Sistema.
- Se evaluó el desempeño dinámico del SEN para el 2022, Demanda Alta - Día, mes de enero.
- Se simularon contingencias de severidad 4 en los tramos de 500 kV Kimal - Los Changos, Los Changos - Cumbre y Nueva Pan de Azúcar - Polpaico.
- Etapas futuras:
 - Homologar unidades generadoras y equipos de compensación.
 - Solicitud de Modelos EMT a los coordinados
 - Reproducir condiciones de bajo nivel de cortocircuito y analizar comportamiento de las ERV
 - Reproducir eventos reales de fallas en el SEN



4

Estudios 2025-2030: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red

4. Estudios 2025-2030: Objetivos y Alcance del Estudio

- Debido al proceso de descarbonización del SEN y ante escenarios futuros con una alta inserción de energía renovable variable (ERV), se identifica la necesidad de un estudio que aborde los requerimientos mínimos de recursos técnicos de inercia, niveles de cortocircuito y reservas de potencia activa y reactiva en el SEN.
- Estudio se realiza para los años 2025 y 2030

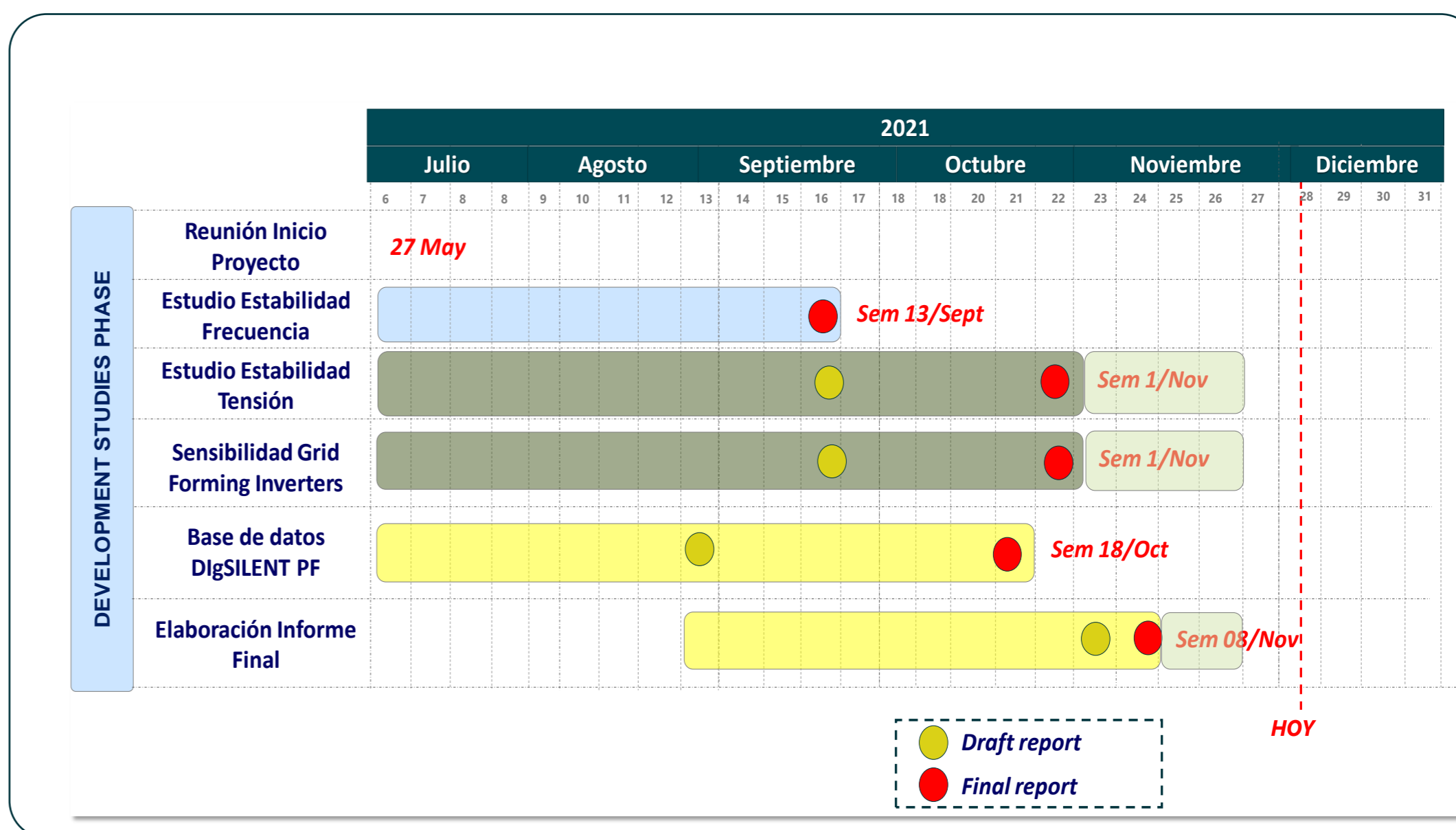
Licitación Internacional – 8 invitados – 5 ofertas

- SIEMENS S.A.
- TRANSGRID SOLUTIONS
- DIGSILENT GMBH
- ABB POWER GRIDS SPAIN S.A.U.
- STANTEC CONSULTING INTERNATIONAL LTD.
- PSC CONSULTING
- GE ENERGY CONSULTING
- MOTT MACDONALD, LLC

- A partir de los resultados se podrá recomendar cambios en la regulación, nuevos requerimientos del sistema y otros, para una operación estable dentro de los estándares de la NTSyCS.

Objetivos del Estudio de Inercia y Cortocircuito:

- Evaluar la estabilidad de frecuencia del SEN (inercia).
- Determinar las exigencias mínimas de razón de cortocircuito (estabilidad de tensión).
- Realizar un análisis de sensibilidad con sistemas de control para inversores del tipo Grid Forming (GF).
- Entregar una base de datos del SEN en Power Factory.



4. Estudios 2025-2030: Principales Resultados

	Principales Resultados	Propuesta de soluciones
ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	<ul style="list-style-type: none">• El SEN resulta estable y con recursos suficientes de CPF para garantizar el desempeño satisfactorio de la frecuencia, ante contingencias de severidad 5 mas exigentes (se excluye del análisis las contingencias extremas)• Se cumple con la máxima tasa variación de frecuencia (ROCOF) exigido en la NTSyCS.• Ante bajos valores de inercia en la zona del norte grande (< 4GVAs), se identifican problemas de estabilidad de tensión a partir del año 2025.	<ul style="list-style-type: none">• Se identifica requerimientos de inercia mínima asociados al control de tensión en la zona norte, lo que es abordado en mayor detalle en el estudio de estabilidad de tensión.
ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIONES	<ul style="list-style-type: none">• Se analiza la fortaleza de red mediante el indicador de Razón de Cortocircuito Equivalente (ESCR), y para escenarios de día con alta demanda, se identifica problemas de fortaleza de red en la zona norte (ESCR<1,5), debido a la alta generación de ERV y el retiro de unidades síncronas que son soporte del control de tensión. Este problema se observa al año 2025 y es más profundo y extenso al año 2030.• En escenarios de noche el problema de fortaleza es menor, debido a la disminución de generación de ERV y el despacho de unidades convencionales.• Para escenarios noche con mínima inercia y demanda baja, se observa inestabilidad de tensión para altas transferencias en el tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.	<ul style="list-style-type: none">• Aumentar la fortaleza de la red en la Zona Norte (ESCR≥1,5) mediante la instalación de condensadores síncronos (CS):<ul style="list-style-type: none">• 1500 MVAR al año 2025• 1600 MVAR adicionales al año 2030 (total de 3100 MVAR)• Requerimiento de 3,0GVAs y 4,4GVAs de inercia para cada año respectivamente.• En escenarios noche y alta transferencias en 500 kV Ancoa–Alto Jahuel, se recomienda forzar despacho en la zona norte para disminuir transferencias.
GRID FORMING INVERTERS	<ul style="list-style-type: none">• Escenario de sensibilidad que considera la implementación de la tecnología GF o una combinación con CS para resolver el control de tensión y la fortaleza de red. Es una tecnología posiblemente disponible posterior al año 2025.• Al año 2030 considerando los 1500 MVAR en CS identificados en el estudio de control de tensión, se requiere 3,14 GVA en tecnología GFM adicionales para un desempeño satisfactorio de la red.	<ul style="list-style-type: none">• Se espera que sea una tecnología madura al año 2030, y se requeriría la instalación de 3,14 GVA de GF en combinación con 1,5 GVA de condensadores síncronos (CS).• Se recomienda evaluar GF en combinación con CS según se verifique su disponibilidad.

4. Estudios 2025-2030: Principales Resultados (II)

Compensación sincrónica propuesta

Elementos de compensación	2025		2030	
	Capacidad (GVA)	Inercia (GVAs)	Capacidad (GVA)	Inercia (GVAs)
Sólo condensadores síncronicos (CS)	1,5*	3,0*	3,1*	4,6*
CS + GFM	1,5 CS	3,0	1,5 CS + 3,14 GFM	4,4

(*) Valores actualizados según PET 2022

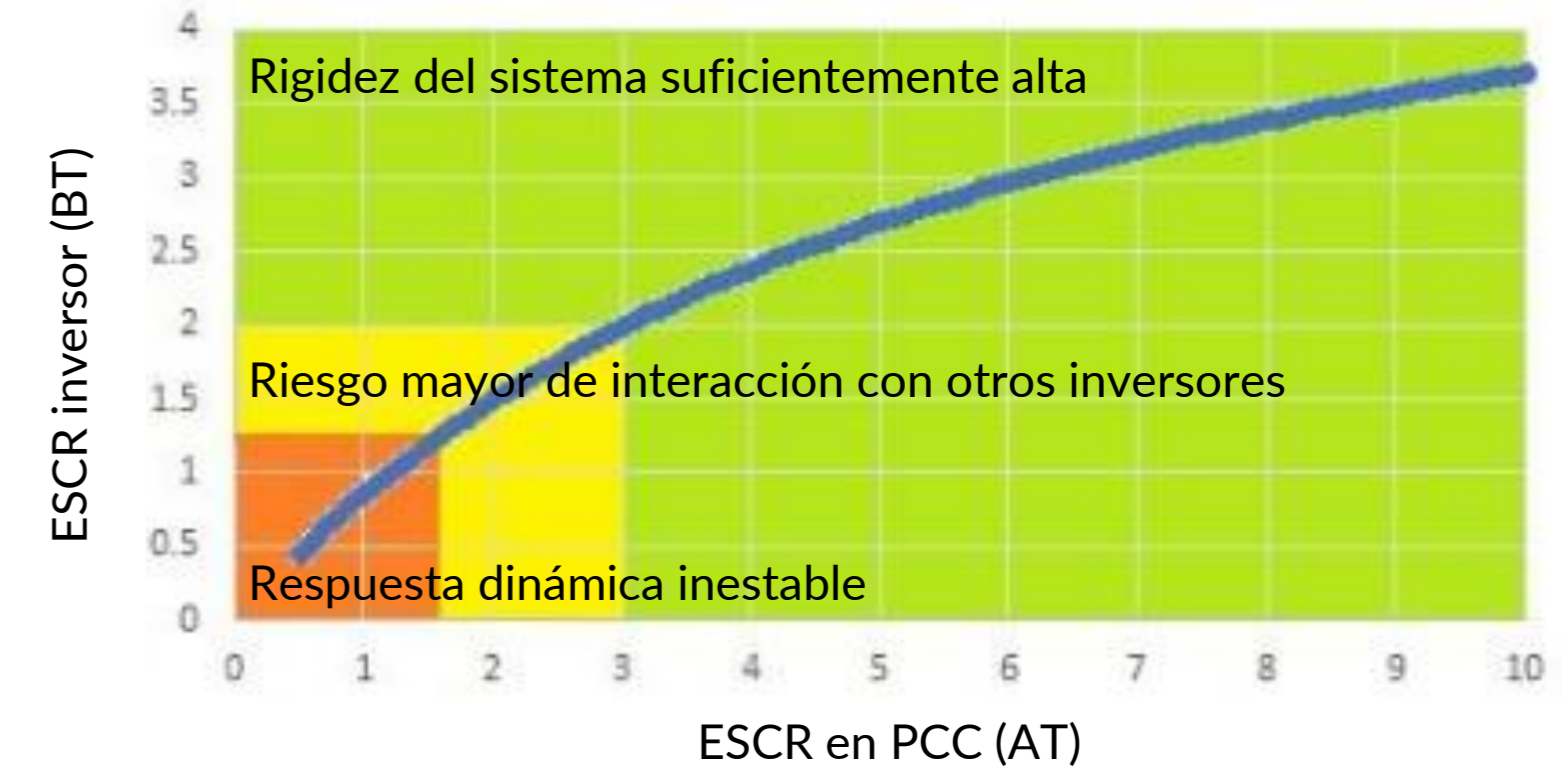
Inercia mínima

Escenarios		Inercia mínima requerida (GVAs) considerando la compensación sincrónica propuesta		
año	Demanda	Norte Grande	Norte Chico	Total SEN
2025	Alta	2,3	0,6	25,3
	Baja	6,4	0,6	33,1
2030	Alta	4,7	1,7	32,6
	Baja	6,5	1,7	39,1

Fortaleza de Red

Fortaleza de red ESCR para los años 2025 y 2030 (Escenarios día y noche - sin y con condensadores síncronicos)								
Subestaciones evaluadas	2025_Esc_Día	2025_Esc_Día con CS	2025_Esc_Noche	2025_Esc_Noche con CS	2030_Esc_Día	2030_Esc_Día con CS	2030_Esc_Noche	2030_Esc_Noche con CS
	S/E Parinacota 220 kV	0.47	1.52	12.14	19.68	0.63	2.73	6.5
S/E Nueva Pozo Almonte 220	0.48	1.95	8.67	18.48	0.42	2.31	4.82	12.2
S/E Kimal 220 kV	0.52	1.94	3.79	11.64	0.37	1.75	1.99	6.52
S/E Kimal 500 kV	0.55	1.84	3.29	9.65	0.43	1.8	2.44	7.05
S/E Los Changos 500 kV	0.57	1.78	2.92	8.63	0.48	1.77	2.6	6.93
S/E Parinas 500 kV	0.6	1.75	2.74	7.34	0.53	1.72	2.72	6.78
S/E Cumbre 500 kV	0.68	1.76	2.84	7.14	0.63	1.73	2.8	6.39
S/E Nueva Cardones 500 kV	0.72	1.8	2.94	7.2	0.69	1.74	2.84	6.14
S/E Nueva Maitencillos 500 kV	0.82	1.94	3.1	7.19	0.79	1.79	2.9	5.6
S/E Nueva Pan de Azucar 500	0.95	2.15	3.37	7.3	0.87	1.84	3.01	5.29
S/E Polpaico 500 kV	1.51	3.2	4.83	9.46	1.1	2.05	3.32	4.78
S/E Lo Aguirre 500 kV	1.67	3.53	5.17	9.89	1.13	2.05	3.29	4.55
S/E Alto Jahuel 500 kV	1.92	4.02	5.63	10.44	1.28	2.35	3.57	4.89
S/E Ancoa 500 kV	2.3	4.77	6.3	11.11	1.56	2.8	3.95	5.32
S/E Charrúa 500 kV	2.51	5.15	6.49	10.87	1.75	3.04	4.04	5.31

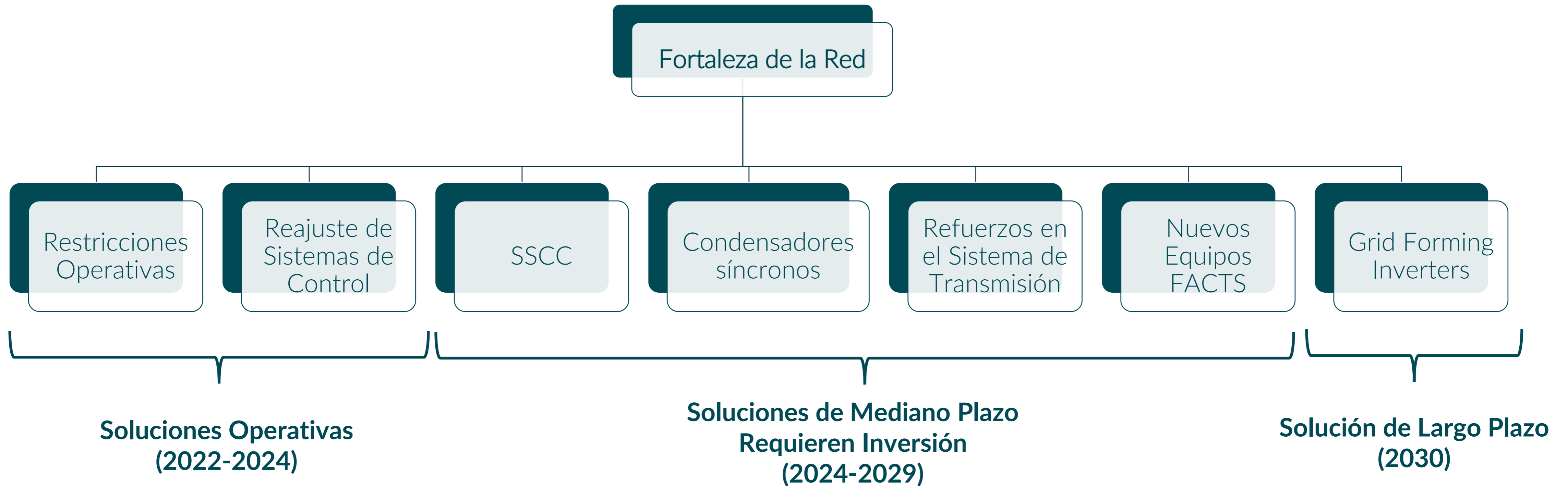
ESCR en el inversor (BT) vs. ESCR en PCC (AT)



5

Requerimientos del Sistema para la operación segura con ERV

5. Requerimientos del Sistema para la operación segura con ERV



La propuesta final será una combinación de las alternativas, donde la proporción de cada una será el producto de un análisis técnico-económico de las combinaciones factibles.

5. Requerimientos del Sistema para la operación segura con ERV

	Alternativa	¿Requiere actualización NT?	¿Aporta CC (para cálculo de SCR)?	¿Aporta inercia?	¿Podría ser SSCC?	¿Se puede aprovechar infraestructura existente?
Corto/mediano plazo (2022-2024)	Restricciones operativas	✗	✓ (solo despacho forzado síncronas)	✗	✗	✓
	Reajustes Sistemas Control de ERV	✓	✗	✗	✓ (solo si ofrecen más de lo que la NT exige)	✓
Soluciones de Mediano Plazo Requieren Inversión (2024-2029)	Nuevos estándares de desempeño dinámico para las ERV	✓	✗	✗	✓ (solo si ofrecen más de lo que la NT exige)	✓
	Condensadores Síncronos	✓	✓	✓ (solo volante inercia)	✓	✓ (reconversión)
	Refuerzos en el Sistema de Transmisión	✓	✓	✗	✗	✓
	Nuevos Equipos FACTS	✓	✗	✗	✓	✗
Solución de Largo Plazo (2030+)	Inversores Grid Forming	✓	✓	✓ (solo VSM ⁽¹⁾)	✓	✗

6

Conclusiones y próximas etapas

5. Conclusiones y recomendaciones

- El Coordinador ha desarrollado estudios para identificar los niveles de inercia y cortocircuito mínimos por zona para el corto, mediano y largo plazo.
- Se ha identificado que el sistema presenta bajos niveles de fortaleza de la red desde 2022, particularmente en la zona norte, siendo éste el primer desafío a atender.
- En base a los estudios realizados, se anticipa la implementación de un conjunto de condensadores síncronos, que son un habilitador y facilitador del proceso de descarbonización, pudiendo incluso acelerarlo antes del 2040. Se identifica la incorporación de 1500 MVA de capacidad al año 2025, los que debieran ser complementados con 1600 MVA adicionales al año 2030, para mantener valores mínimos de fortaleza de la red, o incorporar otro tipo de tecnología que permita aumentar la fortaleza de la red.
- Estos valores son preliminares y serán confirmados al momento de realizar una propuesta definitiva para su licitación, la que abarcaría la primera etapa al año 2025. Desde el punto de vista regulatorio el Coordinador propone que este nuevo equipamiento se licite como un servicio complementario.



Transición Energética y Descarbonización

Estudios de Inercia y Cortocircuito

28 de Enero de 2022