

Análisis y Propuesta de una Ruta de Referencia para Alcanzar Cero Emisiones en el Sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile

7 de septiembre de 2021

El **objetivo** del presente estudio consiste en **identificar** los principales **habilitantes y condicionantes** para que el **cierre de las centrales** termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que permita que ese cierre se haga **sin afectar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional**, conjuntamente con la **eliminación de todos los combustibles** fósiles de la **matriz de generación eléctrica** en Chile como máximo **al año 2050**

1 Ruta 0 emisiones

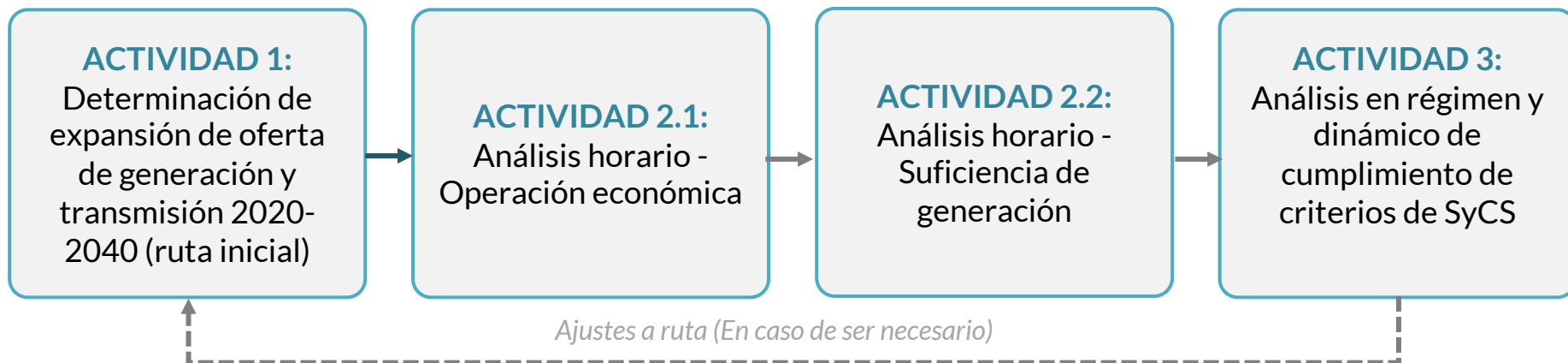
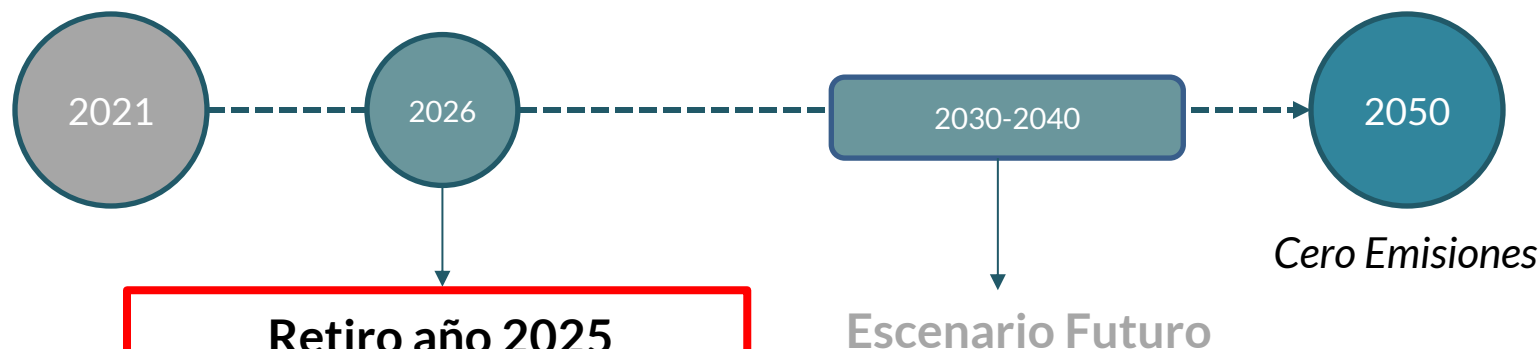
- Proponer la o las “rutas” que podrían llevar a Chile a una condición de cero emisiones del sistema de generación eléctrica nacional.

2 Sistema Seguro y Suficiente

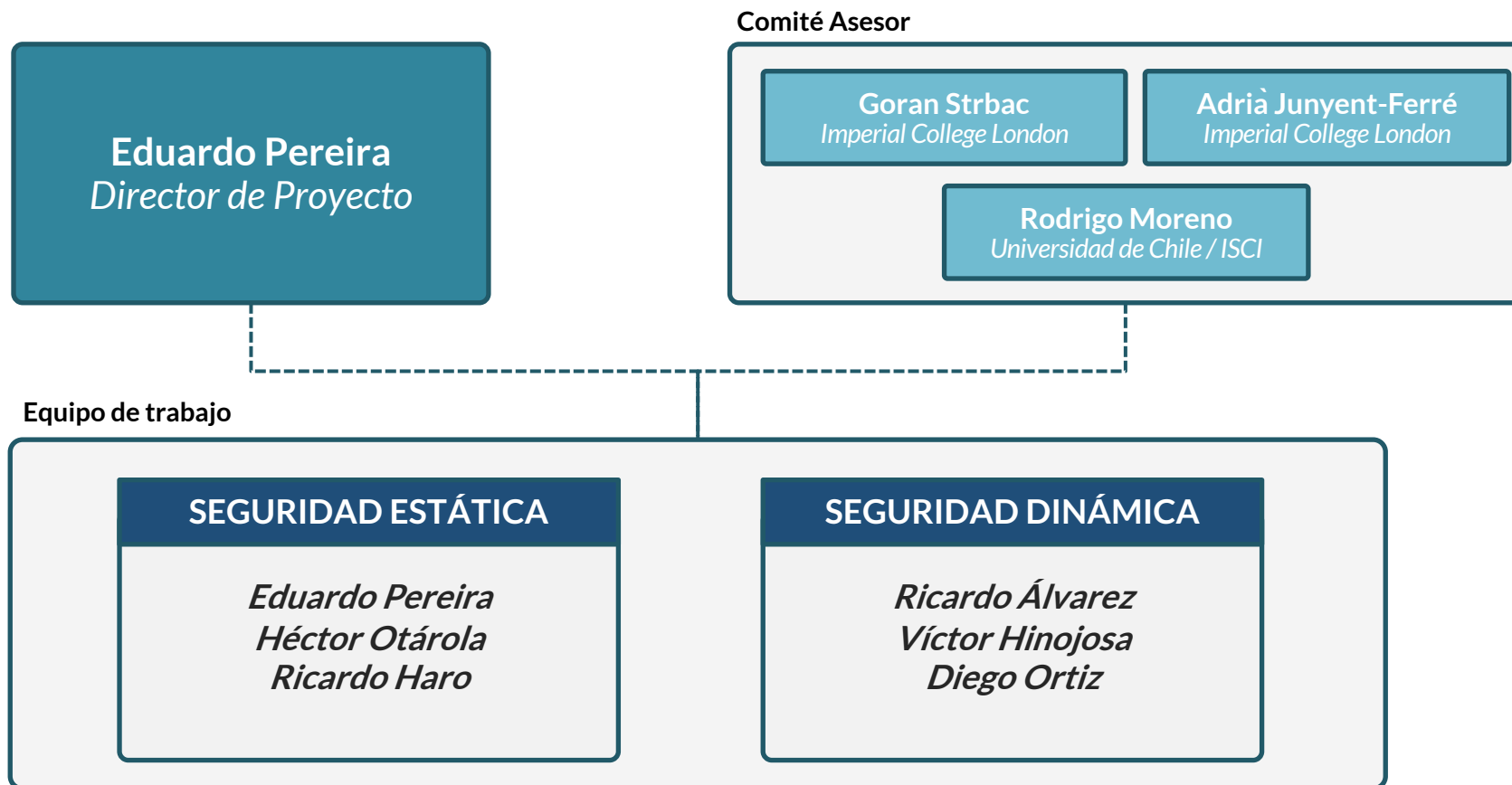
- Verificar el cumplimiento de los criterios de suficiencia para el parque de generación.
- Verificar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional.
- Identificar restricciones ocasionadas por el sistema de transmisión nacional y eventualmente zonal.

3 Cumplimiento acuerdos internacionales

- Verificar el cumplimiento de los desafíos impuestos por la NDC de Chile.



Identificación de elementos habilitantes y condicionantes para alcanzar matriz cero emisiones



Actividad 1: Desarrollo inicial de rutas

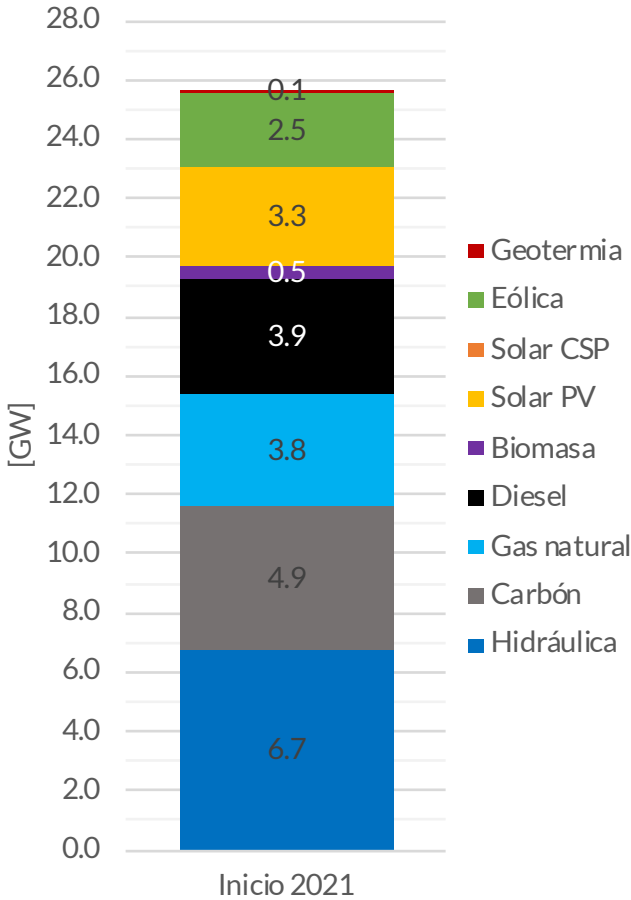


Supuestos: condición "esperada" para desarrollo ERNC, bajo condiciones de alta electrificación.

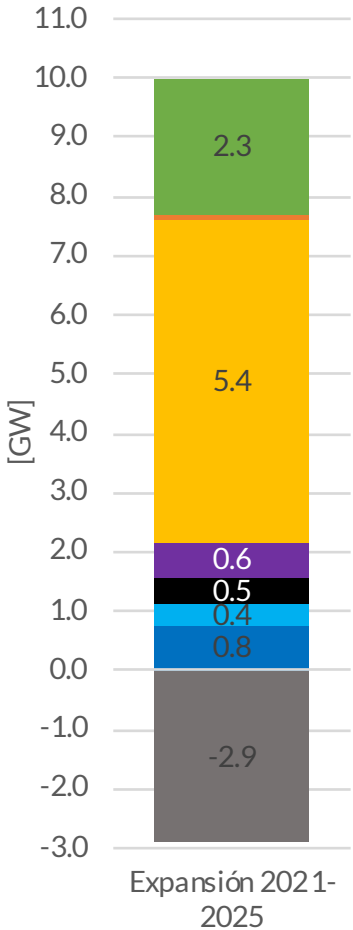
Concepto	Fuente	Ajuste o comentarios
Demanda	Proyección carbono neutralidad con medidas de electrificación	Creación de perfiles horarios según tipo de consumo
Costos de combustibles	AEO 2021 escenario Reference	Incluye diferenciación por central según ITD enero 2021
CAPEX	PELP IAA 2020 escenario medio	Ajuste a CAPEX inicial según informe de costos CNE y proyección NREL para BESS
Proyectos parque generador	Levantamiento proyectos en pruebas, construcción y comprometidos por licitaciones	Listado vigente a marzo 2021. No se consideraron otros proyectos asociados a renegociaciones de PPA libres o bienes nacionales
Retiro centrales a carbón	Calendario definido hasta 2025, incluyendo reconversión	Incluye proyección de costos y condiciones de flexibilidad de centrales convertidas
Escenarios hidrológicos	Se consideraron escenarios históricos tipo húmedo-seco-medio y extremo seco	Definidos según valores observados que incluye efectos de cambio climático (ajustando a valor esperado de 29 TWh)
Desarrollo de tecnologías	Entrevistas a distintos participantes del mercado	CSP: sólo desde 2027 (Likana) otros desde 2028 Bombeo: desde 2028 solo 300 MW al 2026, Geotermia: sólo desde 2028

Definida una trayectoria de retiro, se determina la expansión para **adaptar** el sistema mediante un modelo de planificación centralizada.

Situación inicio año 2021



Proyectos en pruebas +
construcción+ comprometidos

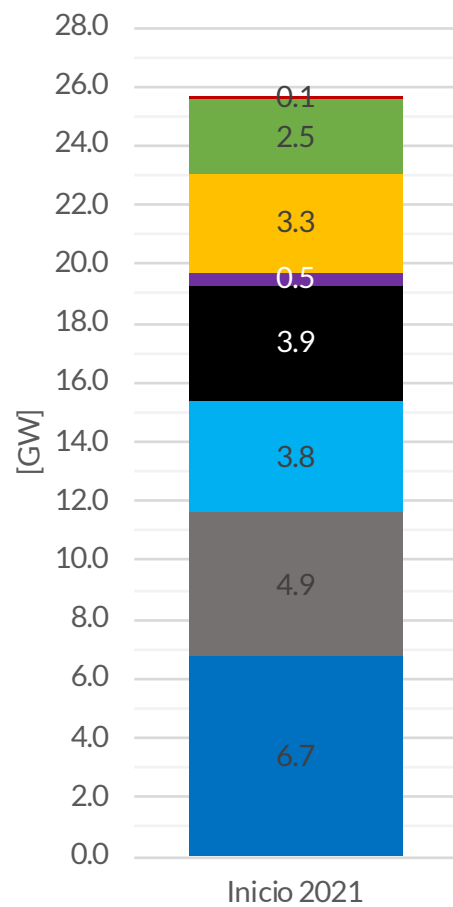


Capacidad de
generación
adicional para
operación a
mínimo costo

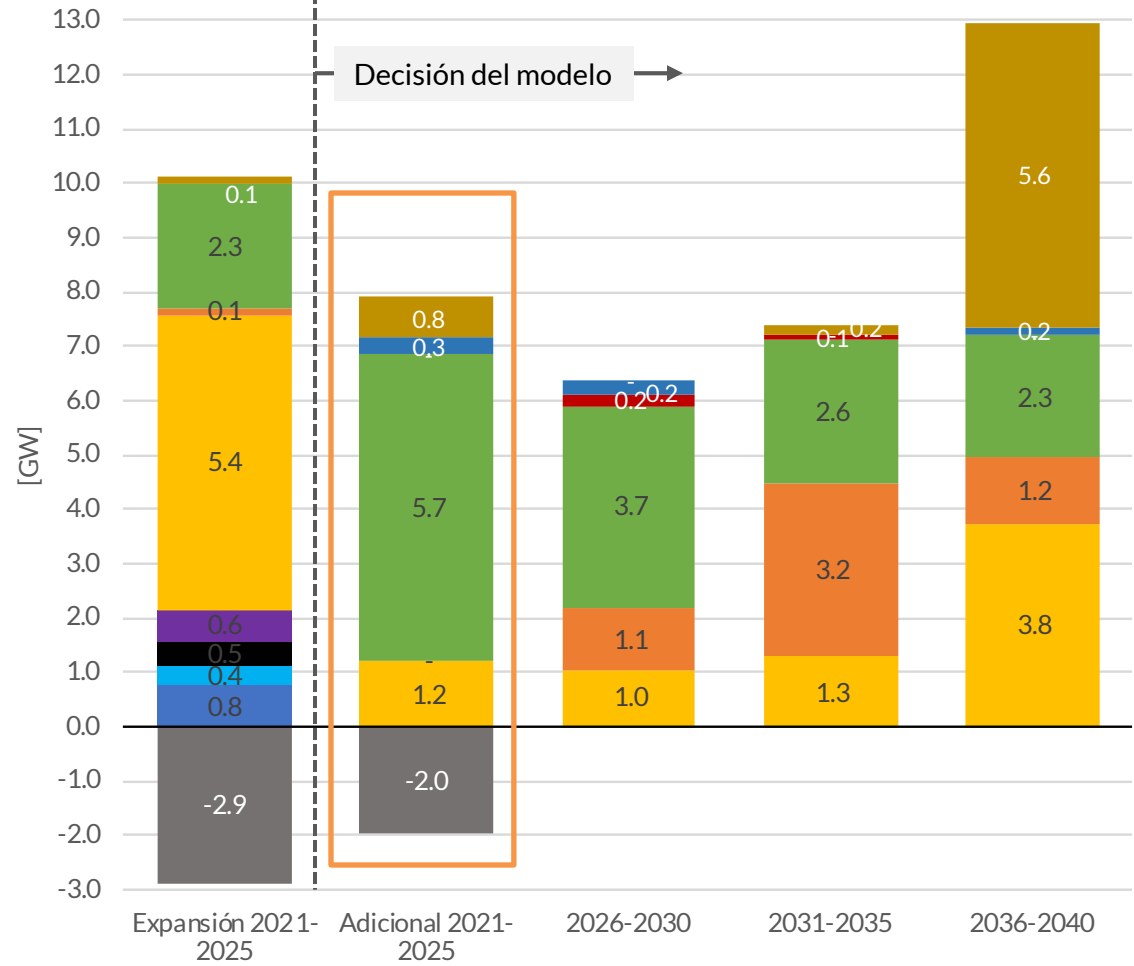


Sistema adaptado al 2026 requiere una expansión adicional de **8 GW**, de los cuales **1.1 GW** son de sistemas de almacenamiento -> ~40 GW de capacidad al 2026

Situación inicio año 2021

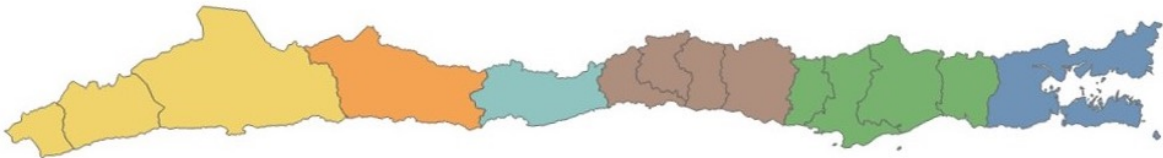


Expansión para reemplazar centrales a carbón al 2026 (Ruta 2025)

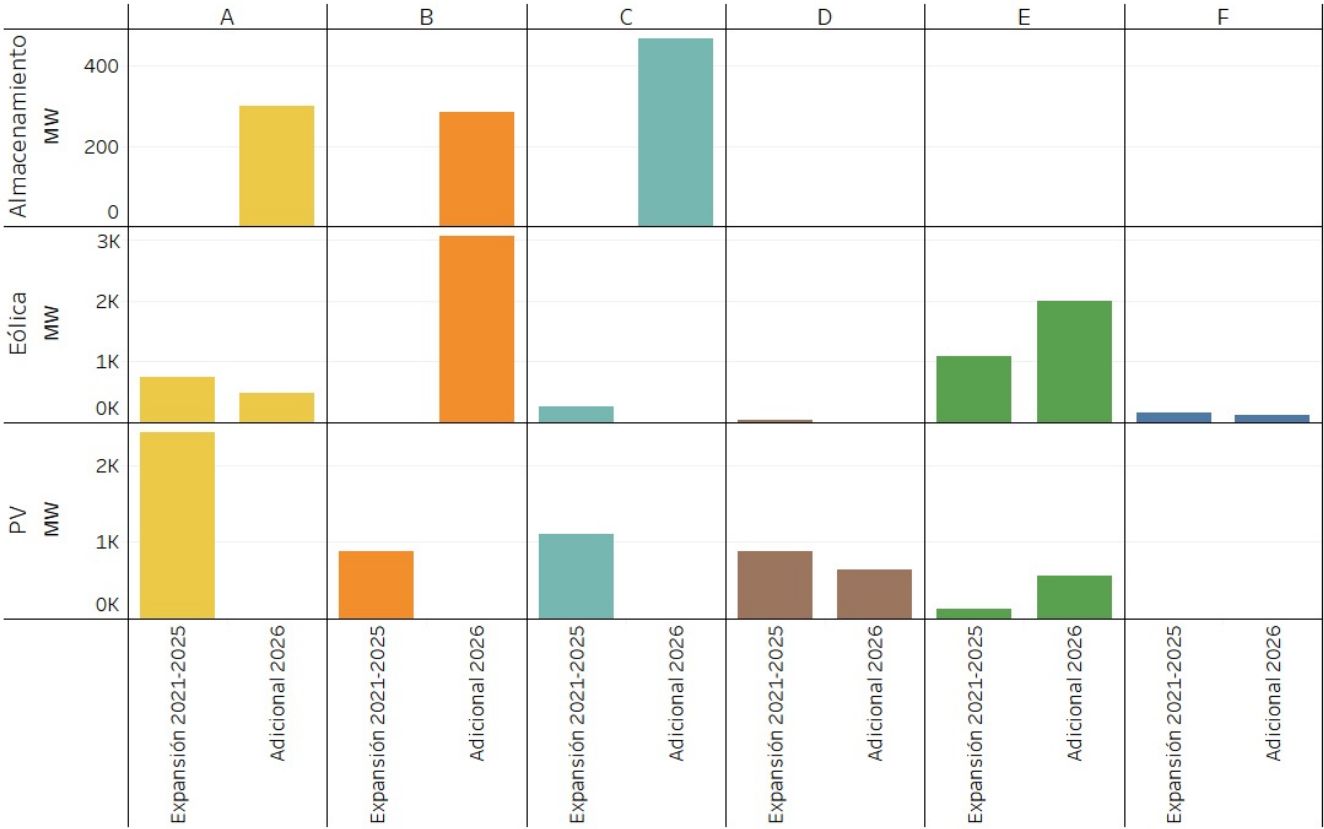


■ Carbón ■ Solar PV ■ Solar CSP ■ Eólica ■ Geotermia ■ Bombeo ■ BESS

Ubicación de nuevos proyectos es relevante:



- Fuerte desarrollo eólico en la zona de Taltal (S/E Parinas) y la VIII región.
- Solar FV adicional principalmente cercana a centros de consumo
- Almacenamiento en zona norte



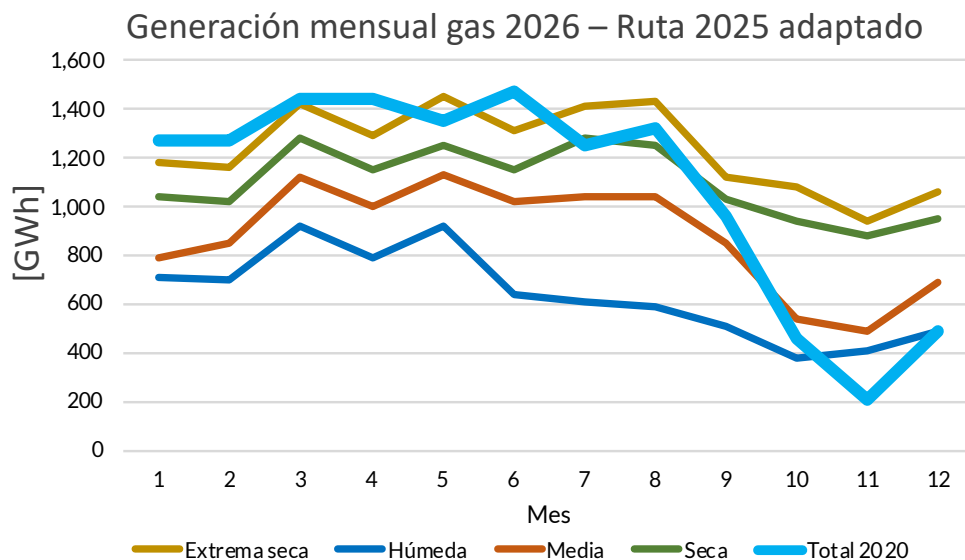
Actividad 2: simulación operación horaria



Considerando los desarrollos de las distintas tecnologías anteriormente presentados, se **simuló la operación del sistema eléctrico al 2026 con resolución horaria**, para 4 condiciones hidrológicas.

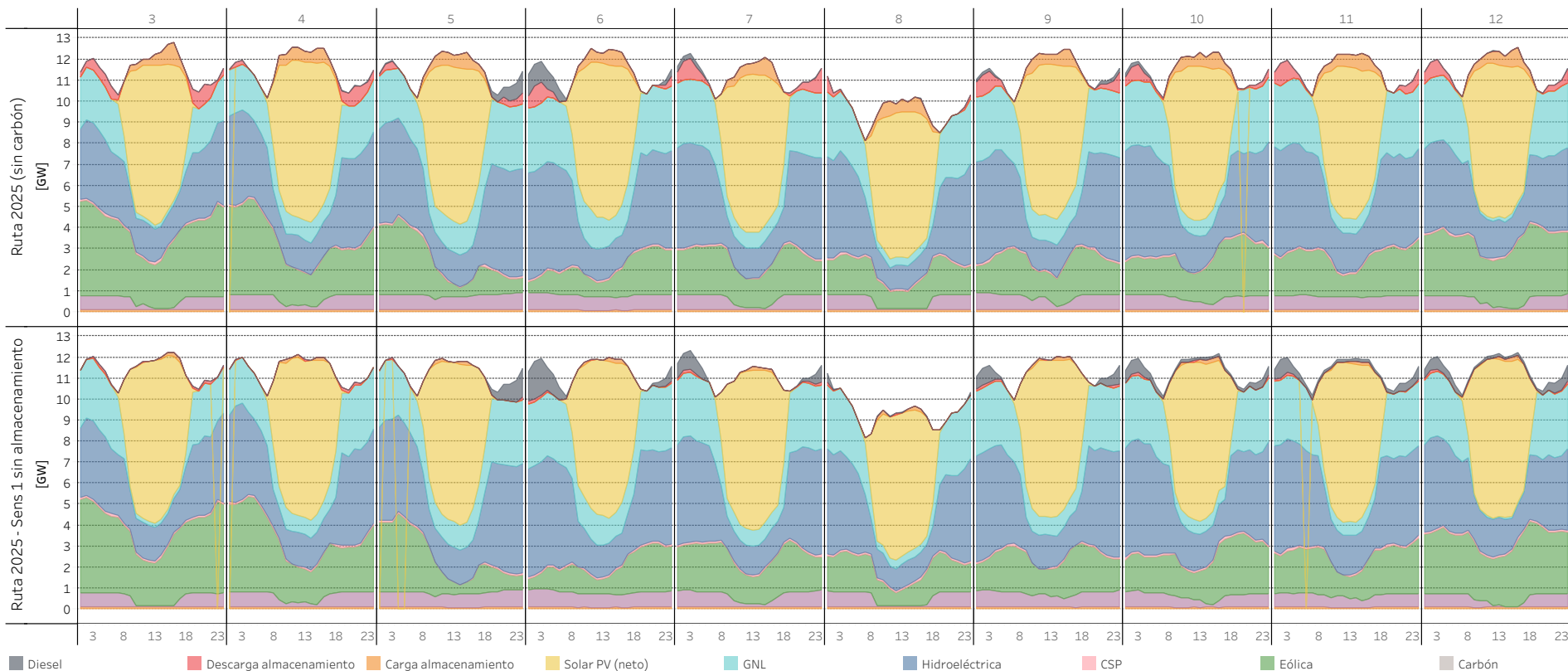
Adicionalmente, se llevan a cabo algunas sensibilidades que permiten ilustrar los efectos en distintos casos

- **Restricción al desarrollo de sistemas de almacenamiento:** Sin ~ 1GW al 2026 según ruta 2025 (solo desarrollo ERNC)
- **Incapacidad de adaptar el sistema:** sólo se desarrolla la capacidad “firme” entre 2020-2024
- **Restricciones a disponibilidad de gas natural:** según operación programada 2020, con un fuerte decaimiento de disponibilidad en ultimo trimestre del año.



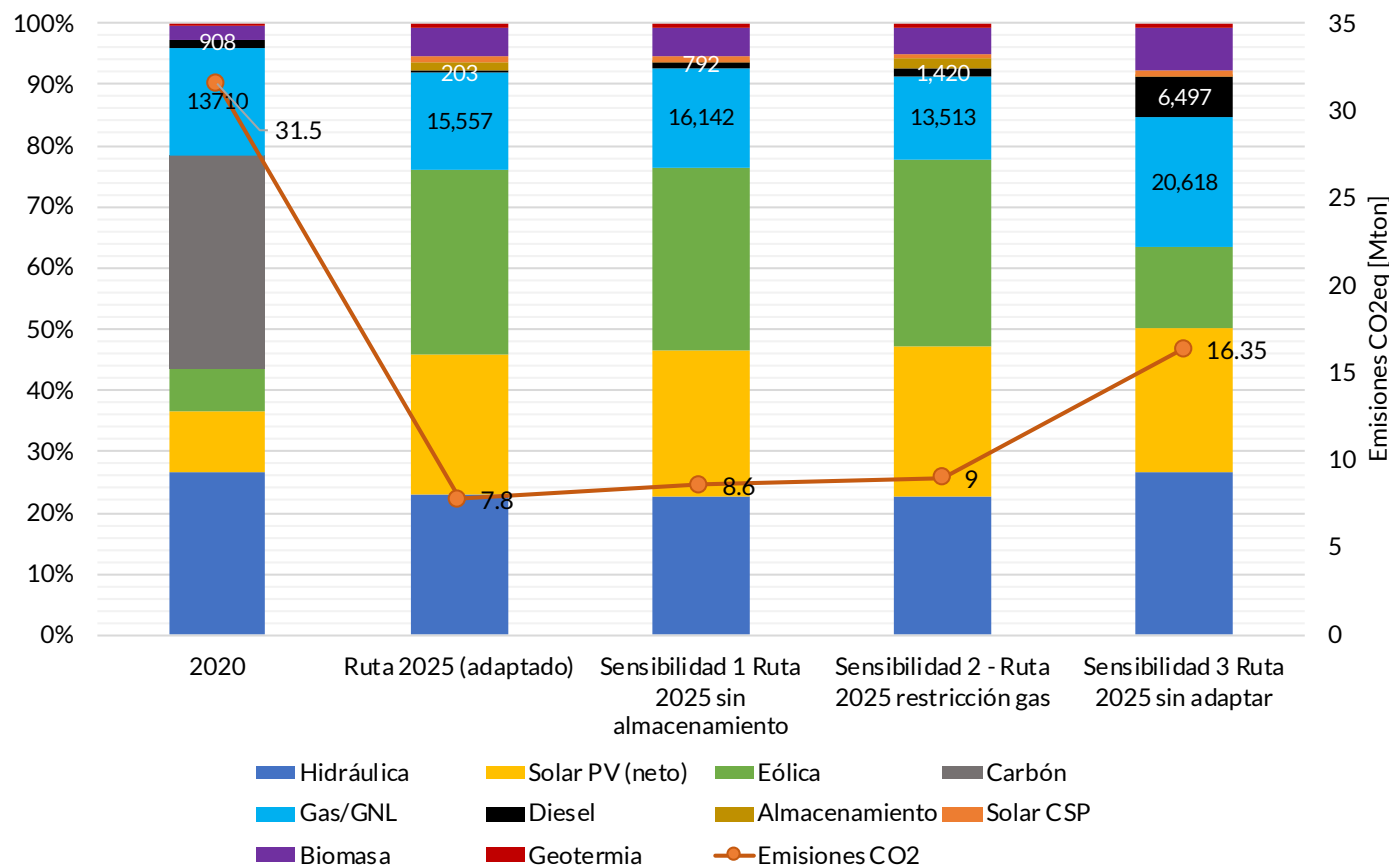
El sistema requiere **disponibilidad** para usar intensivamente en **modo ciclaje** centrales a gas para los balances intradiarios, y diésel en eventos extremos (Ejemplo día 5, semana abril). Sin almacenamiento, el uso intensivo de diésel es más frecuente.

Dichos eventos pueden ser intempestivos y tener varios días de duración, por lo que **se sugiere revisar asuntos relativos a stock y logística de estos combustibles**.



Energía anual por tecnología y emisiones totales de CO₂, comparación en condiciones hidrológicas similares a 2020. **Sistemas no adaptados resultan en mayor generación en base a gas y diesel**, con una consecuente alza en las emisiones.

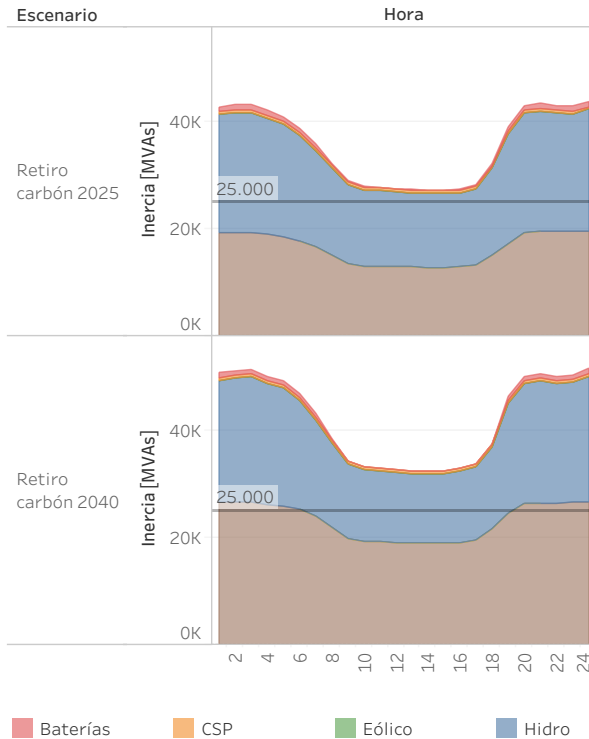
Generación anual 2026 por tecnología y emisiones totales



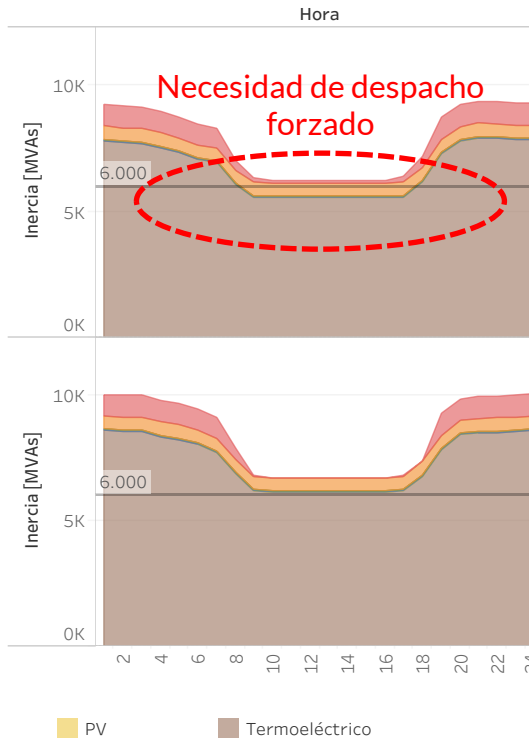
Factibilidad técnica y señales de mercado – nuevos servicios

Existen recursos suficientes para cumplir con requerimientos de inercia mínima.
Servicio no existente que requiere ser asegurado.

Sistema Eléctrico Nacional



Norte Grande



Supuestos en torno a la **inercia mínima** consideran:

- 6,000 MVAs norte de S/E Diego Almagro, y;
- 25,000 MVAs para todo el SEN.

En esta condición de requerimientos, despachos forzados implicarían un alza en compensaciones por operación fuera de mérito de 25 MMUSD al 2026 (+~40%)

Factibilidad técnica y señales de mercado - hydro peaking

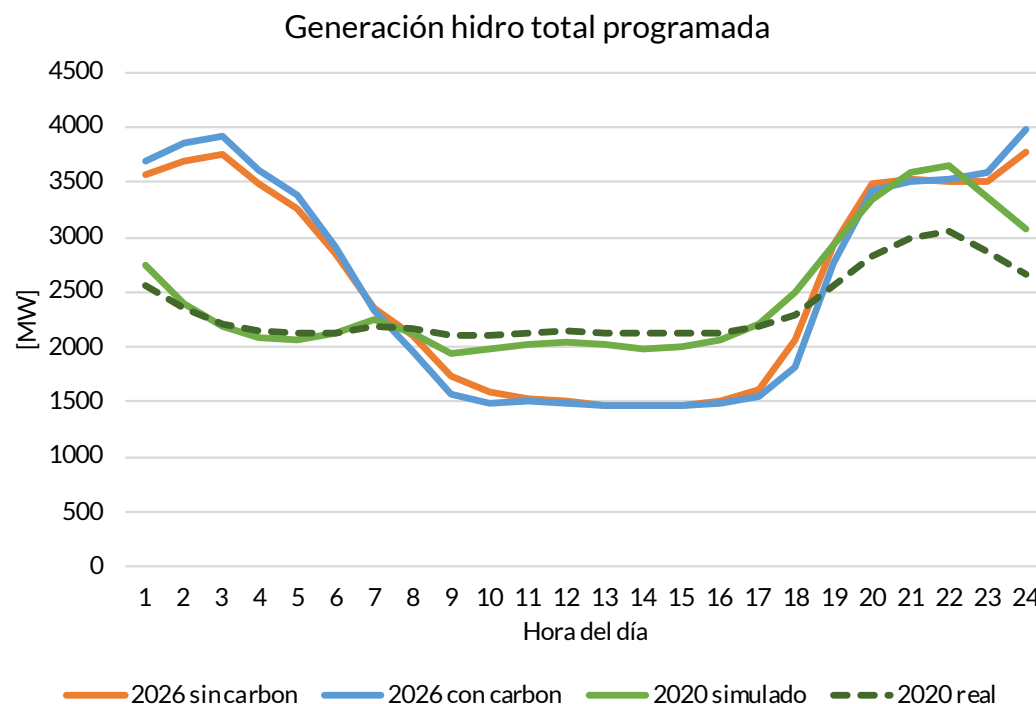
Así como con las centrales térmicas, la transformación de la matriz requerirá un uso intensivo de sus recursos de flexibilidad. **El rol de la hidroelectricidad** cambiará a ser de un buffer estacional a uno intradiario motivado por el ingreso masivo de solar fotovoltaica, incluso manteniendo en operación las centrales a carbón al año 2026.

Esto requerirá poner atención a

posibles conflictos con otros usos e impactos en los ecosistemas locales.

Posibles medidas de mitigación serán requeridas a fin de disponer de este recurso

Adicionalmente, poner énfasis en los procedimientos de despacho intradiario del CEN



Actividad 3:

Análisis dinámico

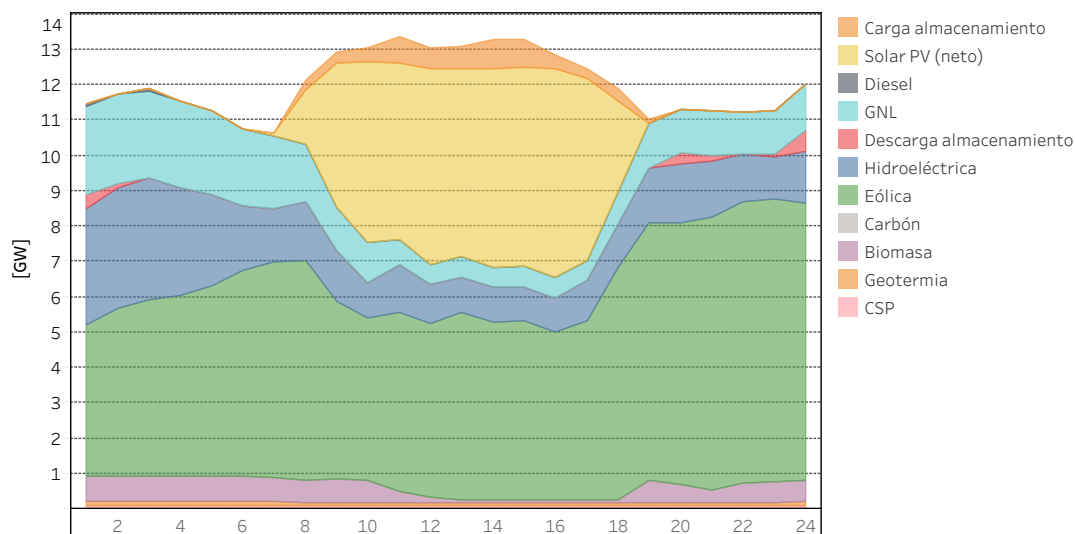


Se llevan a cabo dos análisis relativos a la estabilidad del sistema sobre el caso Ruta 2025-Adaptado:

- **Estabilidad de frecuencia:** Se estudia la respuesta del control de frecuencia ante desbalances en generación-demanda (fallas de generadores).
- **Estabilidad de tensión:** Se estudia la respuesta del control de tensión ante fallas en líneas del sistema de transmisión

Dichos estudios requieren de la elección de condiciones críticas de operación

- Mes de agosto (altos niveles de generación eólica)
- Demanda media (3 pm): día no laboral
- Hidrología extrema seca
- Alta penetración solar en el norte (total ERNC: ~ 90 %)
- Altos flujos de norte a sur, en particular línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico



Falla en una unidad sincrónica en operación (CTM3 – 116 MW) no supone riesgo para la estabilidad de frecuencia.

- Es un desbalance pequeño, en comparación con desbalances actuales considerados en estudios dinámicos (360 MW por ej). Esto es característica del punto de operación al tener las unidades en mínimo técnico en horas solares.

Falla en parque eólico en S/E Parinas **operando a 300 MW**: frecuencia baja del umbral de activación de los EDAC (frecuencia nadir: 48,969 Hz) y se logra mantener la estabilidad del sistema

- Existe un deterioro en la respuesta de frecuencia c/r a situación actual, producto de menor inercia presente en el sistema (~25.000 MVAs).

→ Para mantener la estabilidad de frecuencia y evitar un deterioro en el desempeño del sistema, **se requieren medidas o recursos adicionales.**

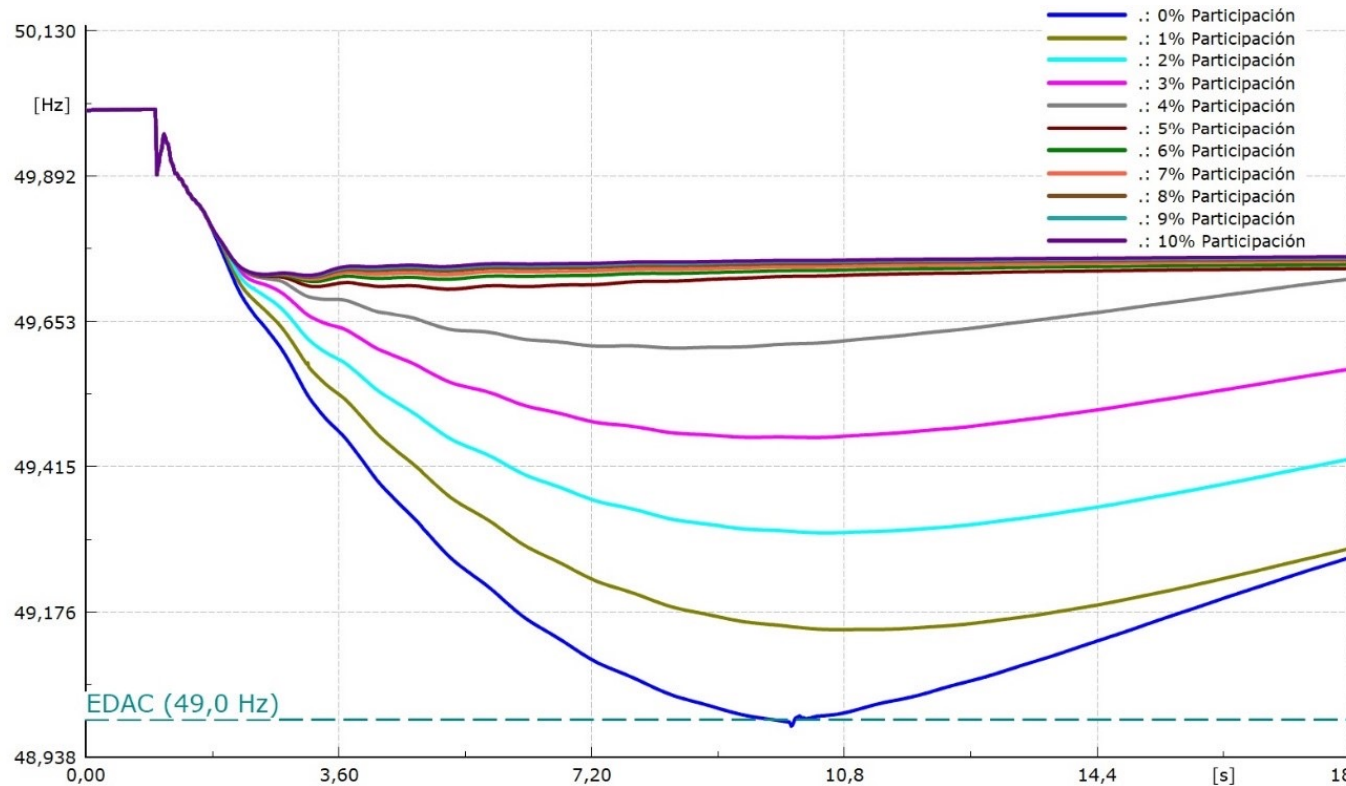
Despachos forzados de unidades adicionales

Respuesta de demanda (cargas interrumpibles, via agregadores)

Respuesta rápida de frecuencia de sistemas de almacenamiento (en modo carga)

Respuesta rápida de frecuencia de ERV, aprovechando o forzando vertimiento

Desempeño dinámico del sistema ante pérdida de 300 MW, con distintos niveles de participación de centrales FV al control primario de frecuencia:

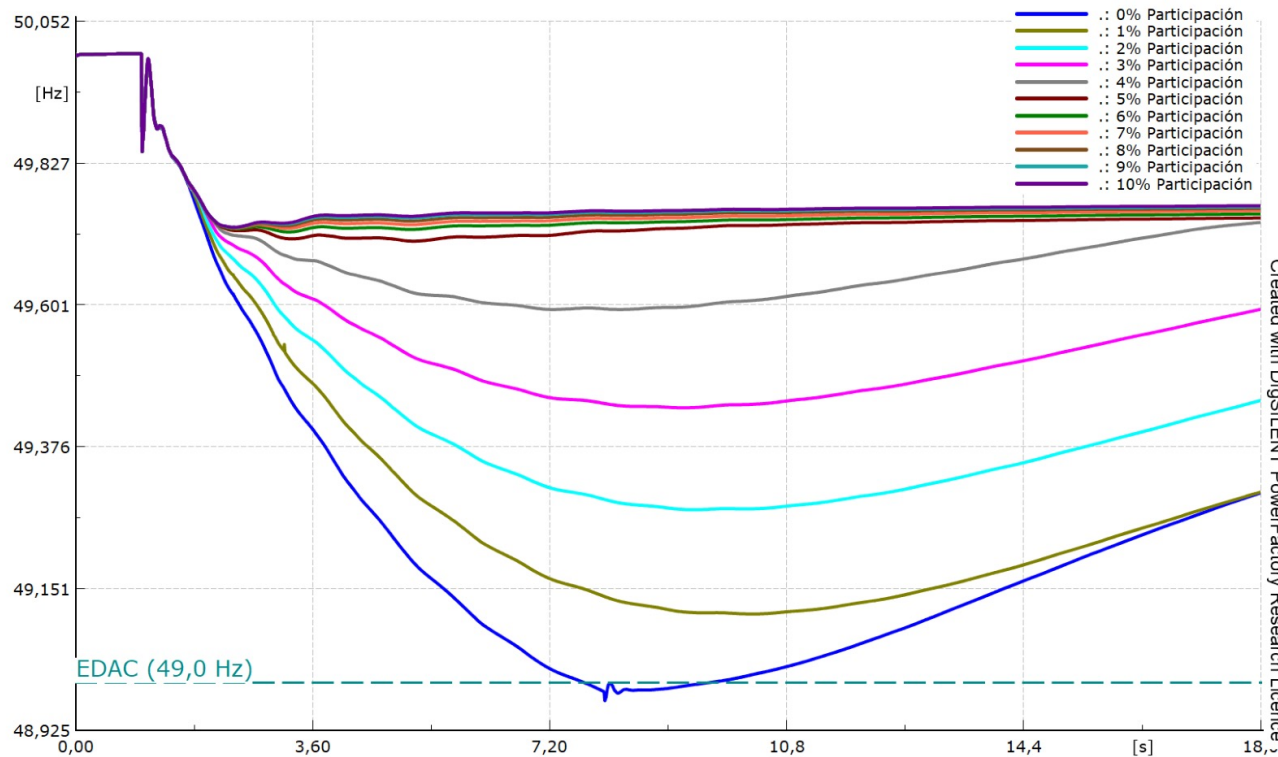


Desconexión de carga se evita **con solo 15 MW de participación de ERNC nuevas (<1%)**. Con 143 MW de participación (3%), frecuencia nadir pasa de 48.969 Hz a 49,462

→ Aporte de las ERV mejora notablemente desempeño dinámico del sistema

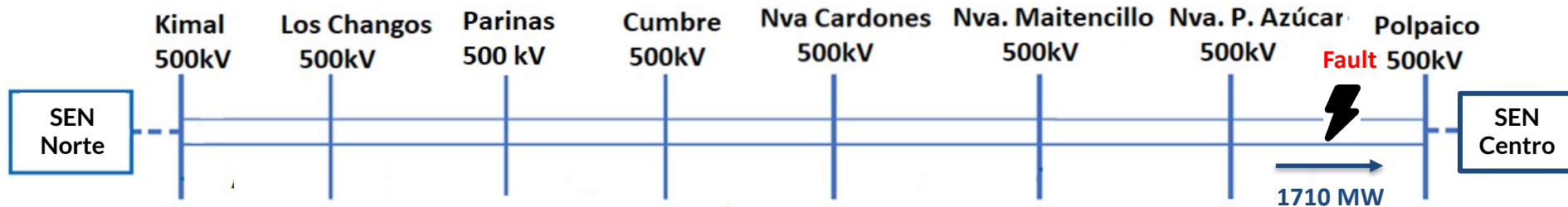
Adicionalmente, es posible reducir la inercia mínima establecida que es provista por centrales a gas despachadas de manera forzada

- Se reducen 3949 MVAs (15.6%) de inercia de turbinas a gas que aportan 18 MW
- Inercia final: 21400 MVAs (Original: 25.400 MVAs)



- Menor inercia impacta negativamente en el desempeño dinámico del sistema
- Activación de EDAC se evita con 33,5 MW (<1%) de participación de ERV nuevas

Para el punto de operación escogido, se simula falla en línea Nva. Pan de Azúcar – Popaico 500 kV. En principio es la falla más crítica identificada, dado que el corredor se utiliza a plena capacidad.



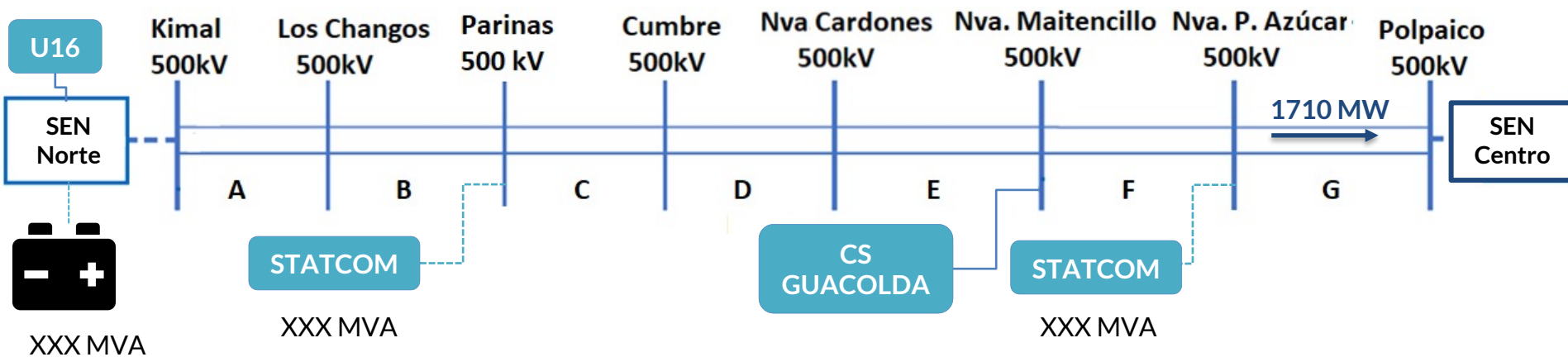
Falla en la línea resulta en fuertes oscilaciones y valores muy bajos de tensión en barras aledañas, lo que lleva a la **pérdida de estabilidad del sistema**.

Dicha situación podría en la práctica desencadenar desconexiones adicionales en cascada por sub-tensión, **hasta provocar un apagón**.

Se requiere de medidas y/o infraestructura adicionales para dar soporte dinámico al sistema.

Opciones a evaluar:

- **Infraestructura:** STATCOM, BESS, Guacolda como condensador sincrónico
- **Operación:** U16 en operación, restricción de flujos línea Nva. P. Azúcar – Polpaico 500 kV



Casos de estudio:

<u>Caso 1:</u> BESS+ STATCOM	<u>Caso 2.1:</u> BESS+ STATCOM + CS Guacolda (2U)	<u>Caso 2.2:</u> BESS+ STATCOM + CS Guacolda (5U)	<u>Caso 3:</u> BESS + STATCOM + U16 oper.	<u>Caso 4:</u> BESS + STATCOM + U16 oper. + Rest. flujos	<u>Caso 5:</u> BESS + U16 + Rest. Flujos
---------------------------------	--	--	---	---	---

Es posible **disminuir** requerimientos de nueva infraestructura reutilizando la existente ya sea mediante reconversión, despachos forzados o restricción de flujos

	<u>Caso 1:</u> BESS+ STATCOM	<u>Caso 2.1:</u> BESS+ STATCOM + CS Guacolda (2U)	<u>Caso 2.2:</u> BESS+ STATCOM + CS Guacolda (5U)	<u>Caso 3:</u> BESS + STATCOM + U16 oper.	<u>Caso 4:</u> BESS + STATCOM + U16 oper. + Rest. flujos	<u>Caso 5 (**):</u> BESS + U16 + Rest. Flujos
BESS Tocopilla	100	100	100	0	0	0
BESS Parinas	0	0	0	200	200	200
STATCOM Parinas	600	500	200	0	0	0
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	500	400	400	300	200	0
Guacolda	0	353	892	-	-	-
U16	No	No	No	Min. Tec. (125 MW)	Min. Tec. (125 MW)	Min. Tec. (125 MW)
Flujo Nva. P. Azúcar - Polpaico	1710	1710	1710	1710	1532	1532
Total BESS	100	100	100	200	200	200
Total STATCOM	1100	900	600	300	200	0

(*) Valores en MVA o MW según corresponda

(**) Desempeño dinámico no cumple NTSyCS

Conclusiones



A pesar de la gran cantidad de proyectos en construcción y desarrollo que se integrarán al SEN en los próximos años, **se requiere un esfuerzo adicional para retirar el carbón y adaptar el sistema**

Existe una necesidad de mayores y oportunos desarrollos de capacidad de generación y almacenamiento.

- Tecnologías actualmente incipientes como bombeo, BESS (~1GW al 2026) y CSP (~1 GW al 2030) requieren de especial atención.

Adicionalmente se requerirá de infraestructura adicional para dar **soporte dinámico** al sistema a fin de mantener la seguridad y continuidad de suministro. Reconversión de infraestructura existente y algunas políticas de operación permite reducir estos requerimientos.

Adicionalmente se requiere revisar diversas políticas: disponibilidad de gas y operación intradiaria flexible, cadena de suministro de diésel o definición de stock mínimo, restricciones al hydropeaking, desincentivos por altos niveles de vertimiento, operación fuera de orden económico y falta de remuneración por servicios como inercia o ciclaje.

Es **factible** encontrar un mix tecnológico para el **reemplazo de las unidades a carbón**, incluso en escenarios de retiro acelerado al 2026.

Este mix, acompañado de algunas prácticas operacionales permite alcanzar dos aspectos relevantes:

- **Eficiencia económica:** abastecer la demanda a mínimo costo (adaptar el sistema)
- **Factibilidad técnica:** mantener la robustez del SEN ante desbalances que puedan poner en riesgo su estabilidad y la continuidad de suministro.

Si bien, el desarrollo de infraestructura es un desafío y tiene un alto costo, no se identifica este como la principal barrera para el retiro anticipado.

La principal barrera identificada está relacionada a la **suficiencia de las señales de mercado y la institucionalidad** vigente para atraer dichas inversiones y facilitar la aplicación de las políticas necesarias.

Lo anterior por cuanto expansiones adicionales al 2026 están **principalmente en manos de los privados**. No existirían procesos centralizados como licitaciones a clientes regulados que adicionen nueva capacidad a esa fecha.

Cabe preguntarse entonces, por ejemplo, si las señales de mercado son suficientes para la integración de **tecnologías habilitantes de incipiente desarrollo** como almacenamiento y aporte de renovables al control de frecuencia, entre otros.

Otra barrera relevante es que decisiones de inversión **no están integradas en un solo agente**. Es posible desajustes entre entrada de nuevos proyectos y retiros de centrales a carbón.

Cualquier falla en este proceso y no lograr un sistema adaptado al nuevo escenario puede **significar un sistema más frágil, menos eficiente y más contaminante**. -> **Riesgo para eventual proceso de electrificación**

Así, es necesario estudiar si el retiro al 2025 es una decisión costo eficiente para la sociedad y el medio ambiente (en desarrollo).

Análisis y Propuesta de una Ruta de Referencia para Alcanzar Cero Emisiones en el Sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile

7 de septiembre de 2021