



**Sesión inicial Eje 2
Combustible de transición**

Plan de Descarbonización

23 de noviembre de 2023

Contenido

1

Objetivo
Sesión

2

Presentación
Estudio KAS
Ingeniería

3

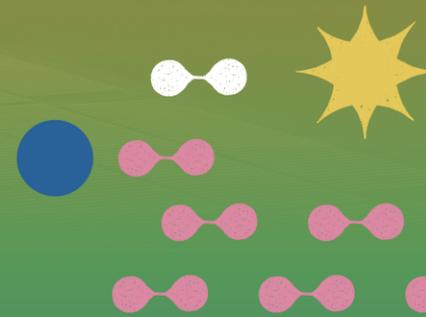
Presentación
Estudio ISCI

4

Presentación
Estudio Inodú

5

Trabajo en grupos
y conversación

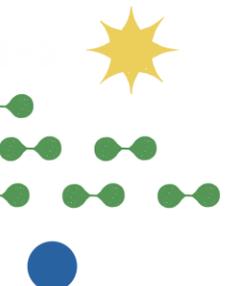




1

Objetivo Sesión





Objetivo

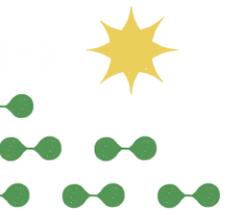


Objetivo Plan de Descarbonización:

Construcción de una **hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030**, a través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico entre actores claves, abordando las condiciones que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, **en línea con nuestras metas de mediano y largo plazo de carbono neutralidad**.

Objetivo Sesión de hoy:

Desarrollar una conversación en torno al rol que puede tomar el gas natural como combustible de transición, y su aporte en la reducción progresiva de gases de efecto invernadero y en la provisión de condiciones de seguridad a la red eléctrica. Se presentarán 3 estudios técnicos que analizan el desafío y rol del gas en la matriz eléctrica



Objetivo



Pero para eso es necesario...

Los Objetivos de Largo Plazo ya están consensuados

Los objetivos de aquí al 2030+/- son los que debemos construir

Debemos decir lo que pensamos de verdad hoy y en siguientes sesiones

Para ir avanzando a consensos que nos permitan tener una hoja de ruta



Ejes Temáticos

1

Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura

- Transmisión: Acceso abierto y señal de localización
- Transmisión: Planificación de la transmisión y tarificación.
- Mercado Mayorista: energía, potencia, SSCC.
- Mercado Mayorista: Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la operación

2

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

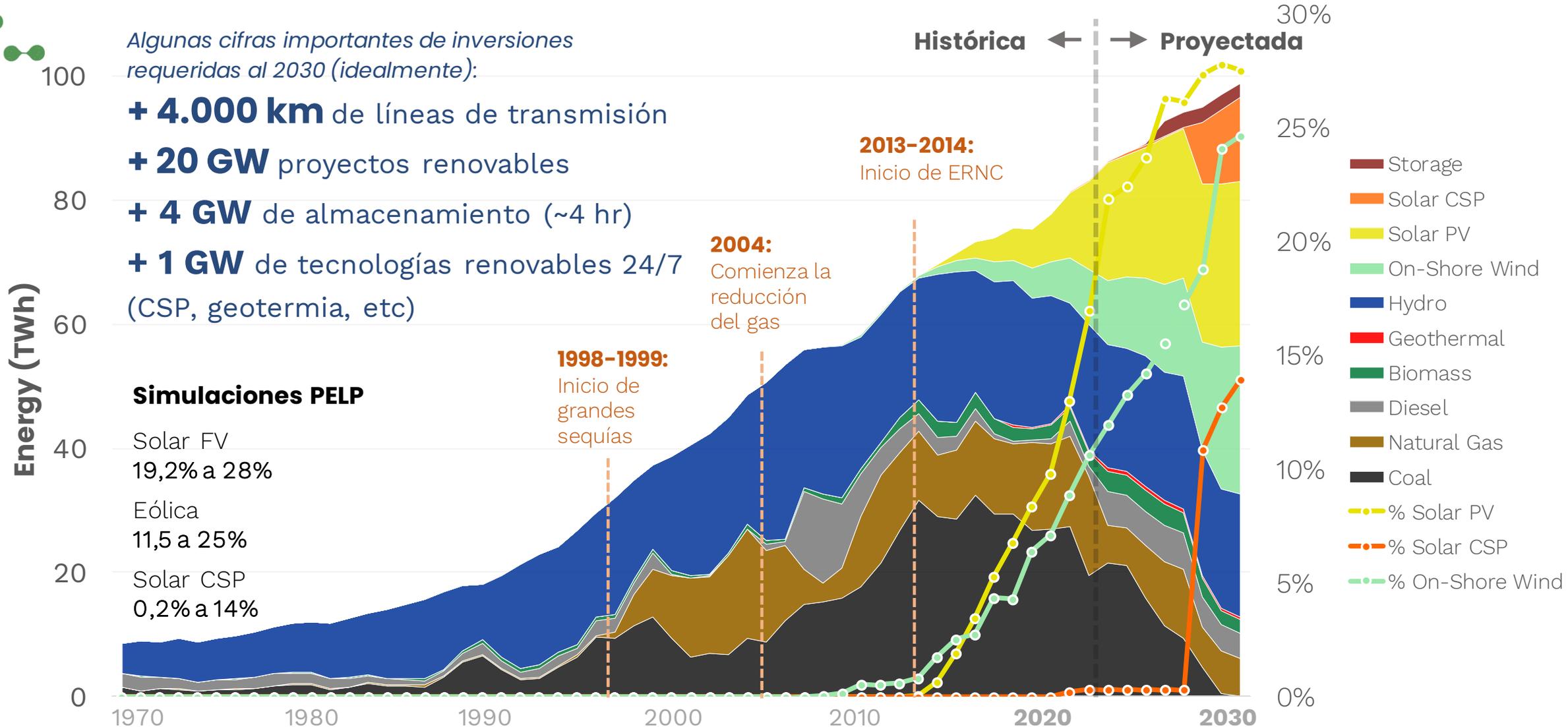
- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- **Combustible de transición.**
- Seguridad de abastecimiento.

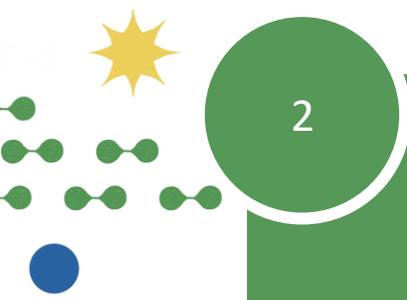
3

Transición Energética Justa y Comunidades

- Planificación Territorial participativa.
- Estándares ambientales y sociales e involucramiento ciudadano.
- Beneficios compartidos.
- Reconversión productiva en zonas de transición

Evolución y proyección del sector eléctrico





2

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- **Combustible de transición.**
- Seguridad de abastecimiento.

Temas apuntan a avanzar hacia un sistema eléctrico bajo en emisiones como pilar fundamental para la carbono neutralidad del país

2050

Carbono Neutralidad y Resiliencia (**LMCC**)

Sistema eléctrico 100% libre de emisiones (**PEN**)



Estado de las Centrales a Carbón

- **8 unidades** se han retirado entre junio 2019 y julio 2023.
- Al 2025, **7 unidades** estarán disponibles para ser retiradas, y otras **5 unidades** estarán disponibles para ser reconvertidas, lo que representa el 71% de las unidades a carbón del país (20 de 28 unidades).
- Las unidades que no tienen fecha señalada (8 en total) se espera sean retiradas o reconvertidas no más allá del 2040
- Capacidad instalada carbón:
Total 2019: 5.525 MW
Total julio 2023: 4.336 MW
Total 2025: 1.925 MW

Mejillones

- Cochrane 1 (AES), 275 MW
- Cochrane 2 (AES), 275 MW

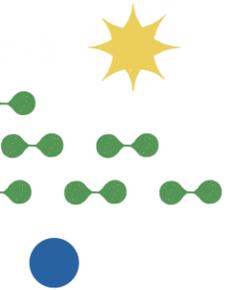
Huasco

- Guacolda 1 (Guacolda), 154 MW
- Guacolda 2 (Guacolda), 145 MW
- Guacolda 3 (Guacolda), 154 MW
- Guacolda 4 (Guacolda), 154 MW
- Guacolda 5 (Guacolda), 156 MW

Coronel

- Santa María (Colbún), 370 MW





Primera gran escala al 2025

70% de las unidades a carbón deberían estar retiradas / reconvertidas

Tocopilla

- Retiro NTO1 y NTO2 al 2025
- Sin centrales a carbón en 2025

Mejillones

- Retiro CT Mejillones 1 y 2 al 2024
- Reconversiones anunciadas al 2025
 - CTA a Biomasa
 - CTH a Biomasa
 - IEM a Gas Natural
 - Angamos a Batería Carnot
- Sólo unidades Cochrane a carbón

Puchuncaví

- Retiro Ventanas 2 en 2023
- Retiro Nueva Ventanas y Campiche en 2025
- Sin centrales a carbón en 2025



*¿Es suficiente con habilitantes renovables y/o limpios?
¿Se requieren habilitantes de transición?
¿Cómo impacta en los plazos?*



Desafíos de la operación

Hacia un sistema Eléctrico 100% limpio al 2050

Evolución energías renovables variables

Generación anual

en verde, **renovable**

en azul, **gas**

en rojo, **carbón**

2010: **1%** (38% / 19% / 30%)
58%

2015: **5%** (42% / 15% / 40%)
57%

2020: **17%** (46% / 18% / 35%)
64%

2022: **28%** (56% / 19% / 24%)
75%

2023: **31%** (61% / 21% / 19%)
82%

Evolución energías renovables variables

Coincidencia instantánea por hora

2023: **~70%**
(hasta 93,5% renovable)

2030: **100%**

La transición energética debe considerar distintas tecnologías



Desafíos de la operación

Hacia un sistema Eléctrico 100% limpio al 2050

HOY

Máquinas síncronas
(*plantas térmicas e hidráulicas*)

Crecimiento progresivo de generación con señales digitales incluidas (CRF, inercia sintética, etc)
Inicio de análisis y pruebas

2030

Proceso de retiro de carbón y reducción de participación de máquinas síncronas, quedando hidráulicas y gas, principalmente

Soluciones tradicionales (condensadores síncronos, volantes de inercia, reconversión, etc)

Rápida incorporación de IBR y GETs, almacenamiento

2050

Una mayoría de tecnologías IBR y GETs en la red eléctrica operando y contribuyendo

Señales digitales disponibles para ser utilizada en la operación en tiempo real

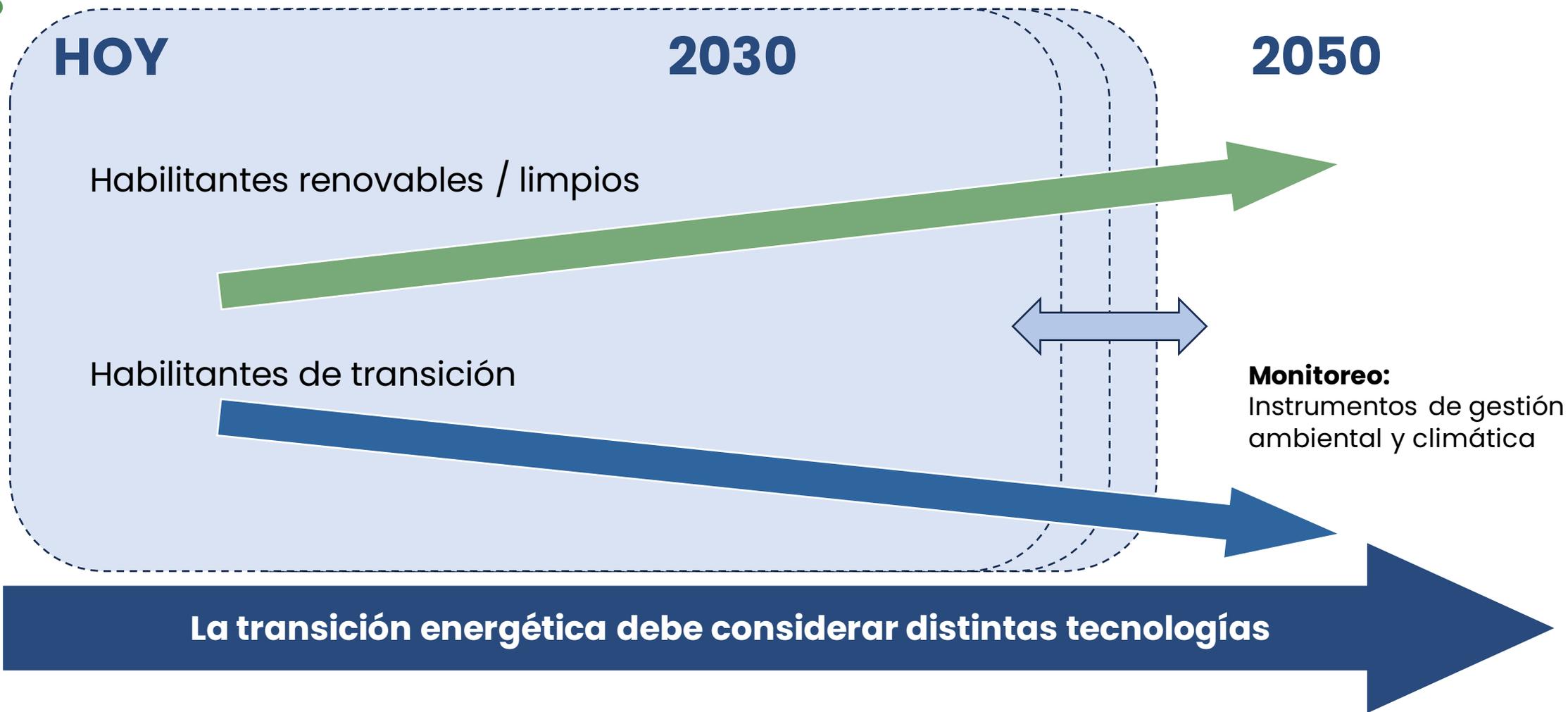
Uso de combustibles limpios (hidrógeno y derivados) en complejos

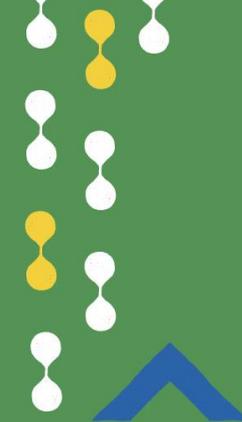
La transición energética debe considerar distintas tecnologías



Desafíos de la operación

Hacia un sistema Eléctrico 100% limpio

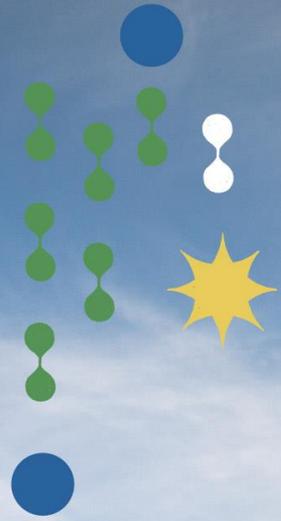




2

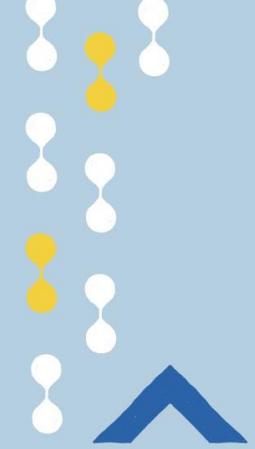
Presentación

Estudio KAS Ingeniería



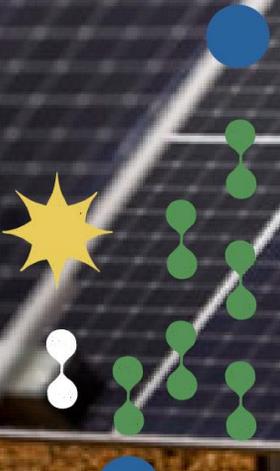
3

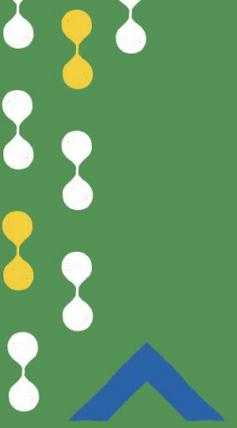
Presentación Estudio ISCI



4

Presentación Estudio Inodú

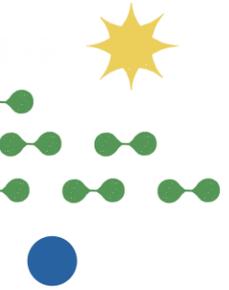




5

Trabajo en Grupos





Reglas de la mesa

1

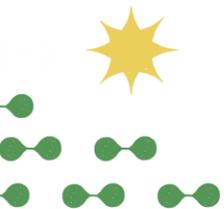
Mesa de trabajo consultiva, donde se busca capturar la diversidad de opiniones y encontrar espacios de **consenso**.

2

Todas las opiniones e información de la Mesa quedarán **registradas** en actas de resumen de **carácter público**.

3

En el bloque de conversación, se debe pedir la palabra y cada participante tendrá un **tiempo máximo** para realizar su intervención.



Conversemos

● Temas para discutir en la sesión:

Rol del gas natural en la transición energética.

Mantener una condición neutra o reconocer un rol estratégico del gas natural en el corto y mediano plazo que permita acompañar un retiro acelerado del carbón de la matriz de generación eléctrica, evitando una mayor generación del parque a diésel y considerando los instrumentos de gestión climática y ambiental.

Disponibilidad de las centrales a gas y contribución a la operación de un sistema eléctrico confiable.

Continuar con el marco regulatorio y normativo actual, o definir -considerando la realidad de las centrales a gas en el país- adecuaciones de corto y mediano plazo que permitan promover su disponibilidad frente a condiciones operativas más exigentes, aportando en la viabilidad eficiente de un retiro acelerado del carbón.

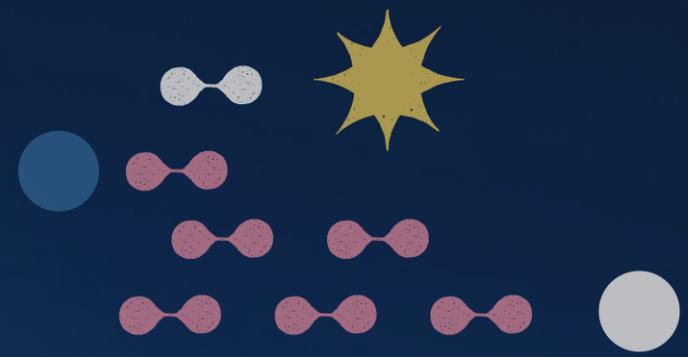
Reconversión de infraestructura a gas.

Promover el cese de combustibles o acompañar la reconversión y reutilización de infraestructura y actividad productiva asociada a las centrales a gas natural, considerando la posibilidad de incrementar progresivamente alternativas de mezcla con combustibles limpios, de manera de avanzar hacia la meta de la Política Energética Nacional de alcanzar un sistema eléctrico 100% libre de emisiones al 2050.



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



Presentación Estudio

“Escenarios para la salida del gas del sector eléctrico al 2035 (OECD) y al 2040 (desfosilización moderada) y Condiciones habilitantes y recomendaciones”

Elaborado por KAS Ingeniería para Chile Sustentable



Contenido

1. Objetivos del estudio
2. Supuestos para el modelamiento
3. Resultados de los escenarios
4. Consideraciones relevantes y recomendaciones

1. Objetivos del estudio

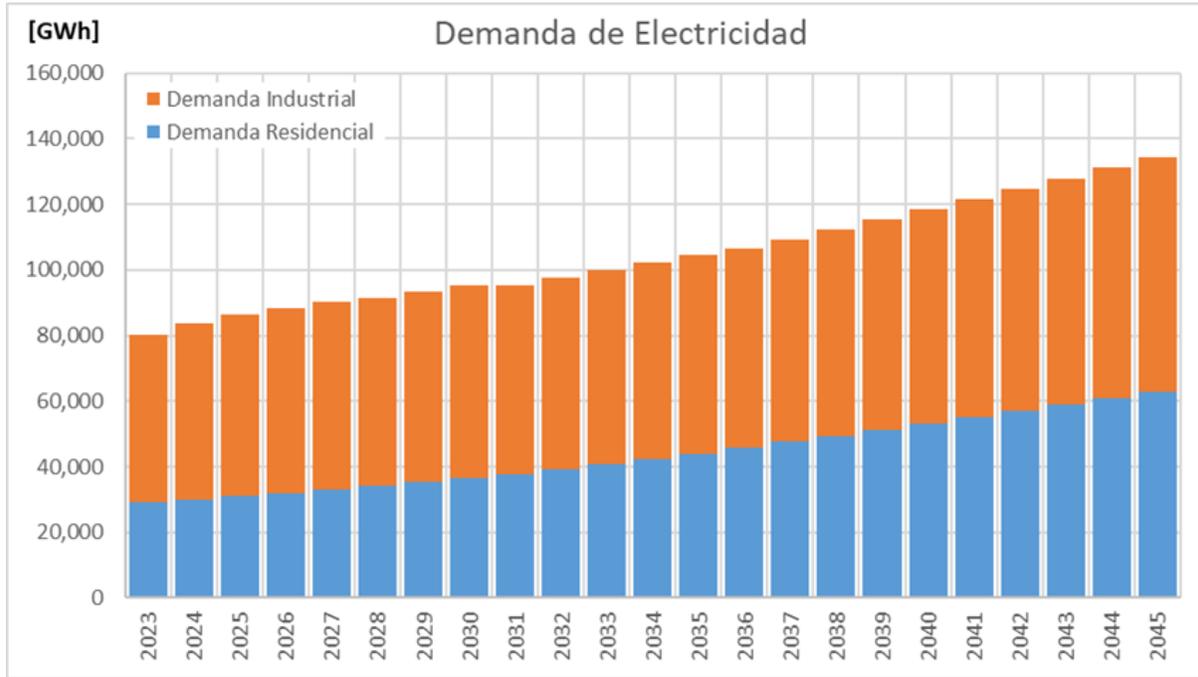
Identificar los **impactos sobre la operación y desarrollo** del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mediano y largo plazo ante la eventual implementación de 2 escenarios de desarrollo la matriz eléctrica: el retiro o reconversión de las centrales a gas al 2035 (**Escenario OECD***) y al 2040 (**Escenario Moderado**), con énfasis en los costos de inversión y operación.

* Recomendación para países OECD

2. Supuestos para el modelamiento

- ❑ **Base de Datos Ose2000:** Informe técnico Precio de Nudo de Corto Plazo semestre 1 de 2022, modificando la **Hidrología**. Se simuló un conjunto de series hidrológicas más secas que las indicadas en la base de datos CNE. Promedio anual CNE: 30.000 GWh/año, promedio anual Kas: 16.500 GWh/año.
- ❑ **Plan de salida de unidades a carbón.** Se mantienen fechas acordadas hasta 2025 y el resto de las unidades van saliendo **hasta 2030**.
- ❑ **Precios de combustibles.** Proyección CNE IT PNCP 2022-S1.
- ❑ **Precios de tecnologías.** Proyección CNE IT PNCP 2022-S1.
- ❑ **Demanda.** Corresponde al Informe Definitivo de Previsión de la Demanda (CNE, 19 enero 2022).

Caso de Referencia

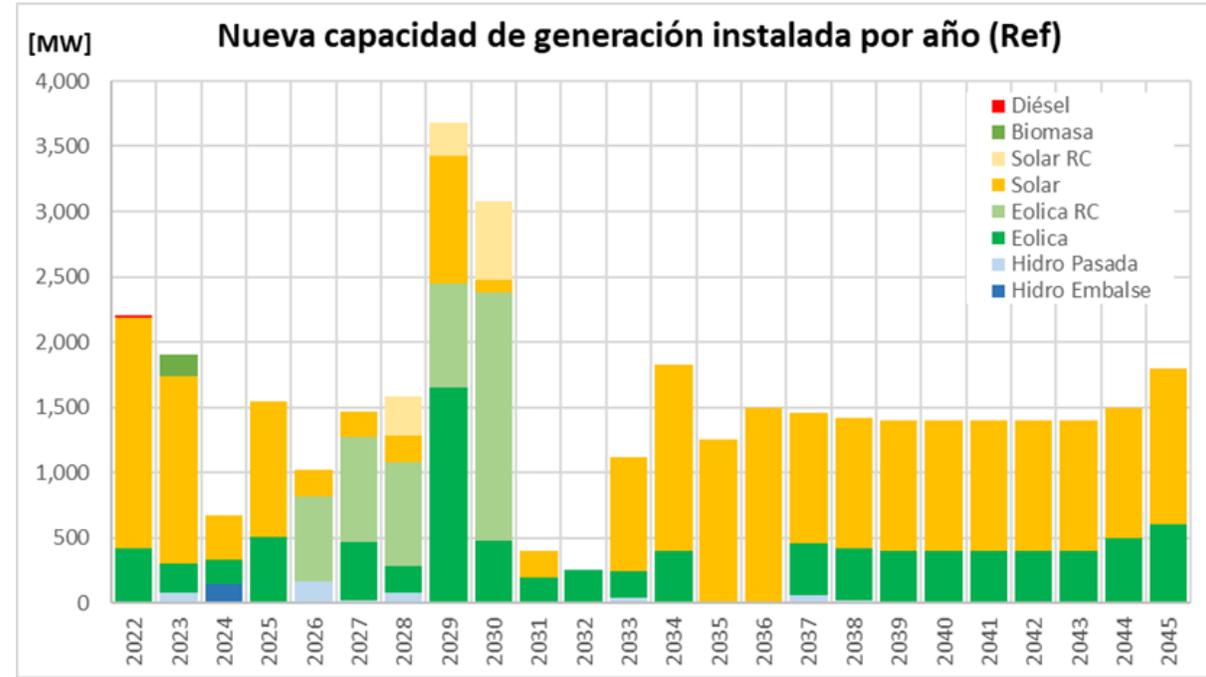


Proyección de demanda

Demanda al 2022: 80.000 GWh

Demanda al 2030: 95.105 GWh

Demanda al 2045: 134.508 GWh



Plan de expansión de generación

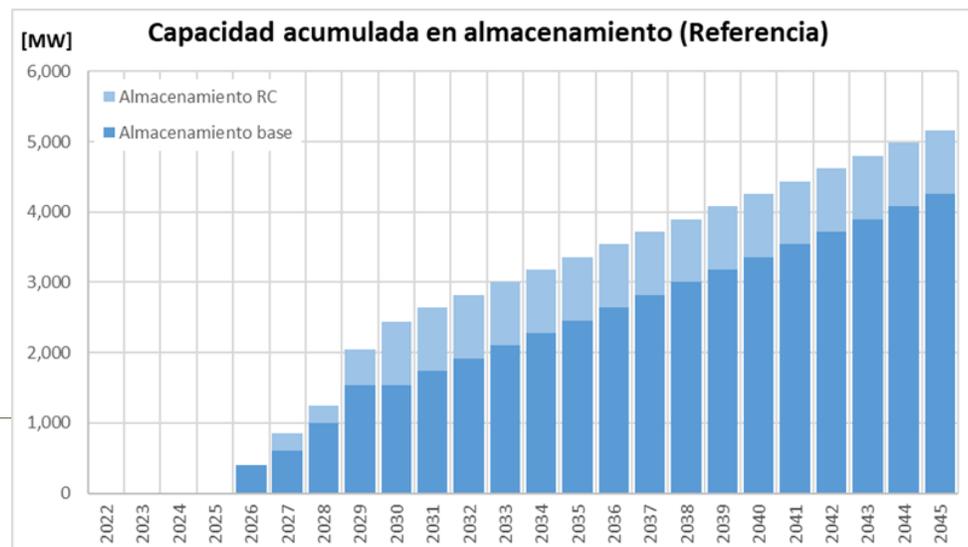
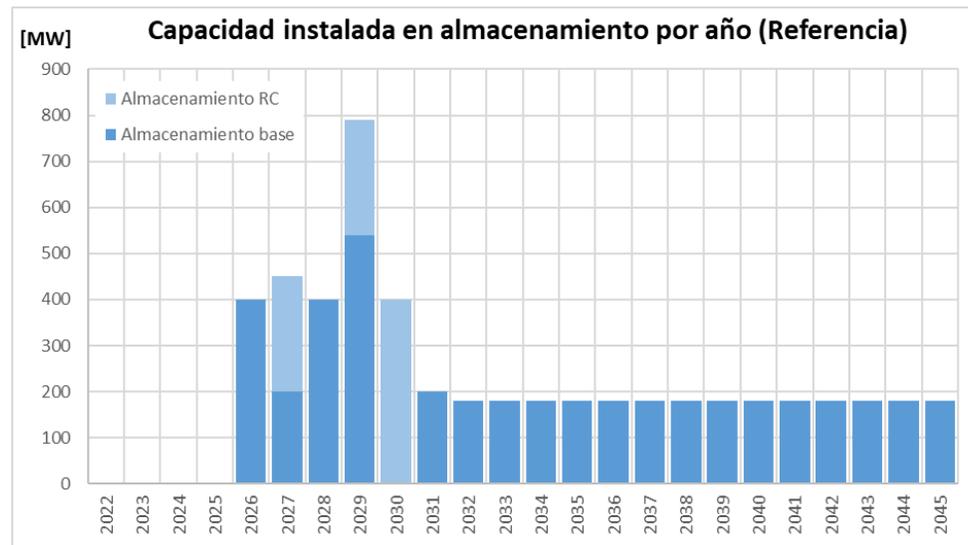
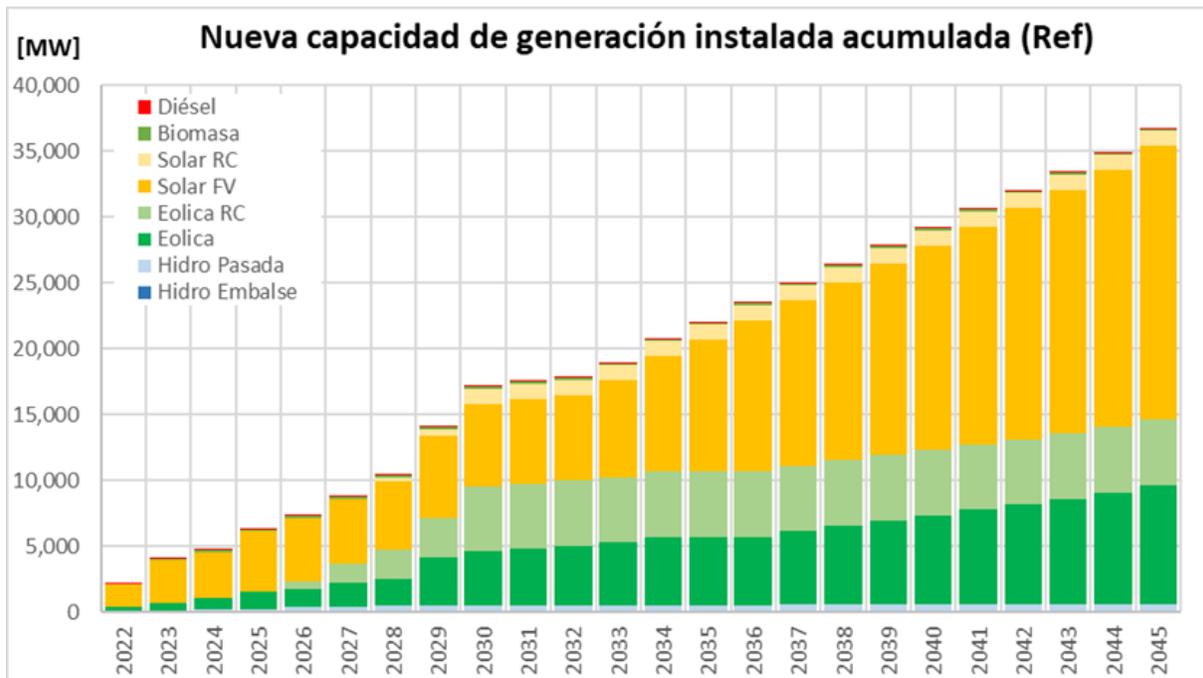
Inversiones adicionales para retirar el carbón al 2030 :

1.150 MW solar

4.950 MW eólica

900 MW almacenamiento

Caso de Referencia



Evolución de la capacidad de generación

Capacidad adicional (considera proyectos en desarrollo):

Solar 7.408 MW (incluye 1.150 MW por RC)

Eólica 9.056 MW (incluye 4.950 MW por RC)

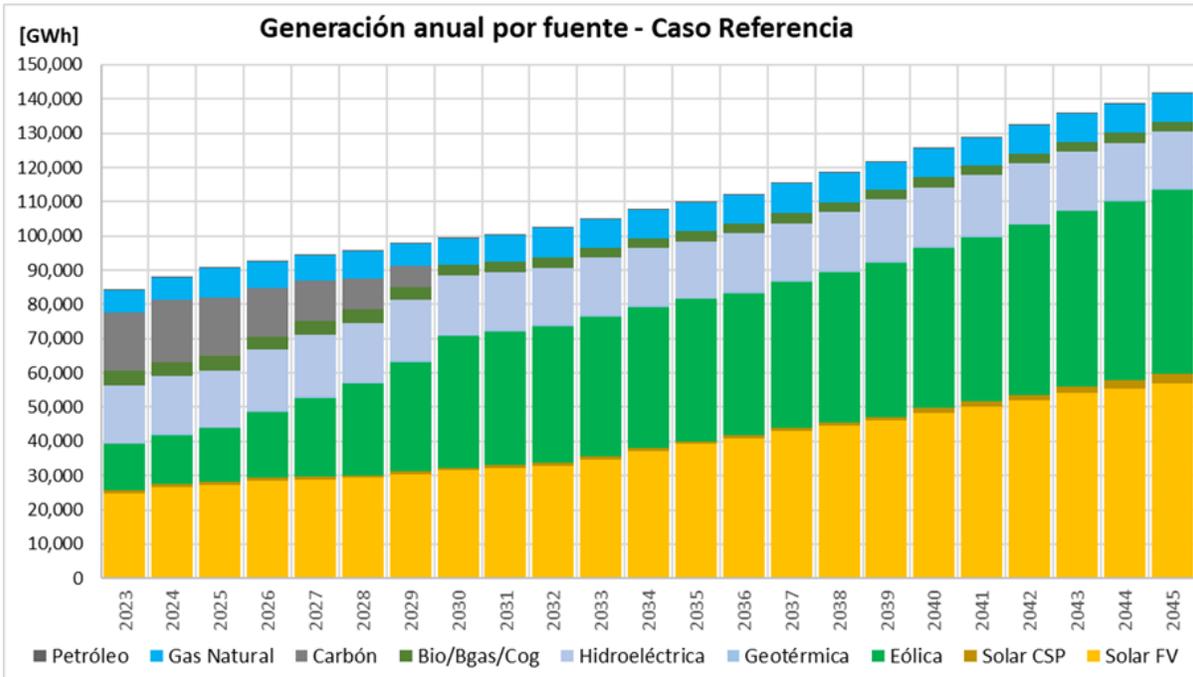
Almacenamiento 2.440 MW (incluye 900 MW por RC)

3. Resultados de las evaluaciones

Con los antecedentes descritos se simula la operación del Sistema Eléctrico Nacional con el modelo Ose2000 para el periodo 2023 – 2045.

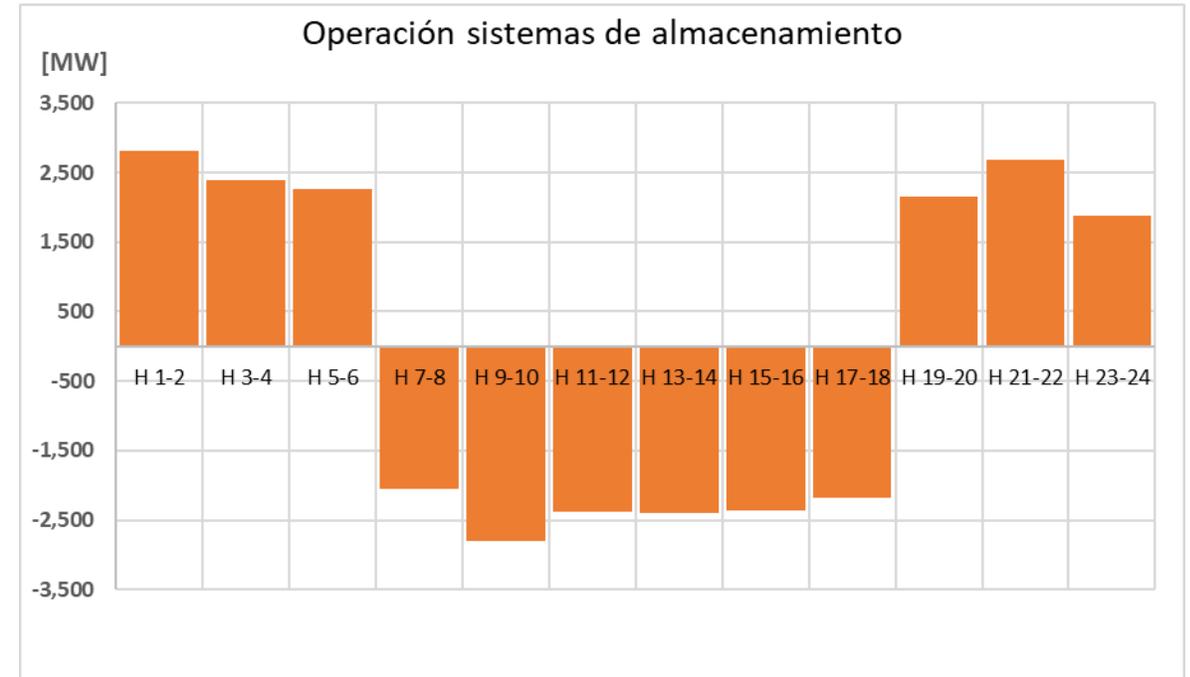
Los resultados están agrupados como promedios anuales, pero el modelo entrega resultados por bloque de 2 horas, con lo cual es posible visualizar detalles diarios.

Resultados de la simulación de la operación – Caso Referencia



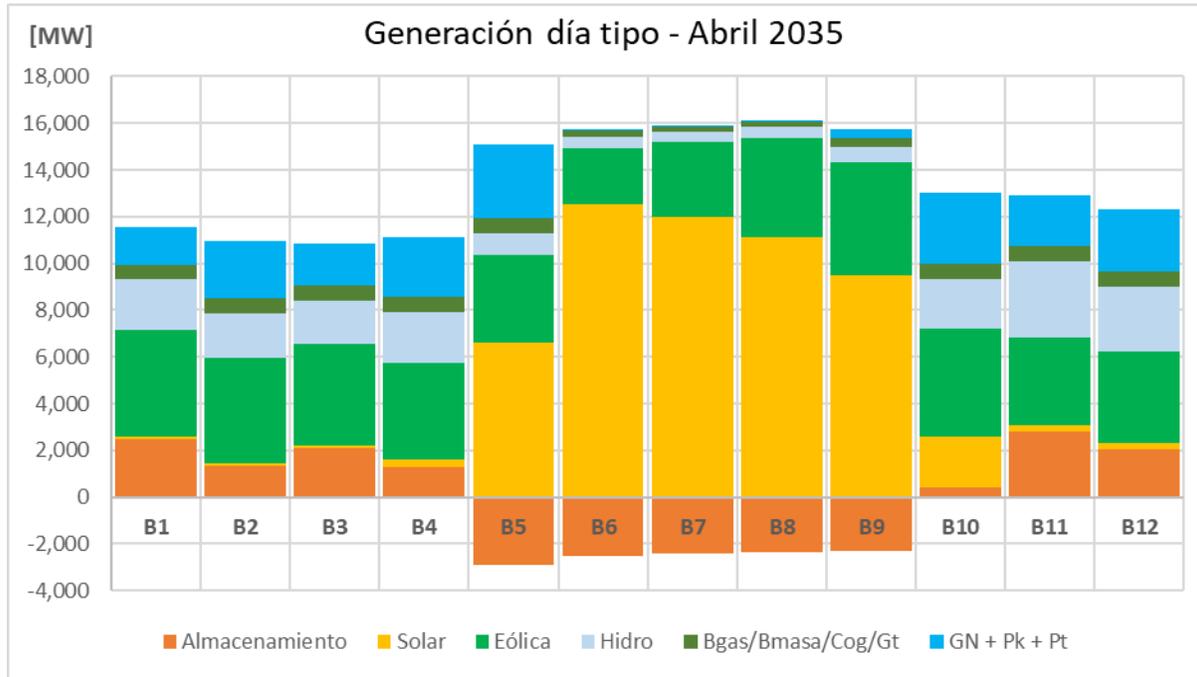
Valores medios anuales de producción de energía, por tipo de fuente. Generación térmica anual esperada 7 a 8%.

Primera etapa: retirar centrales a carbón el 2030

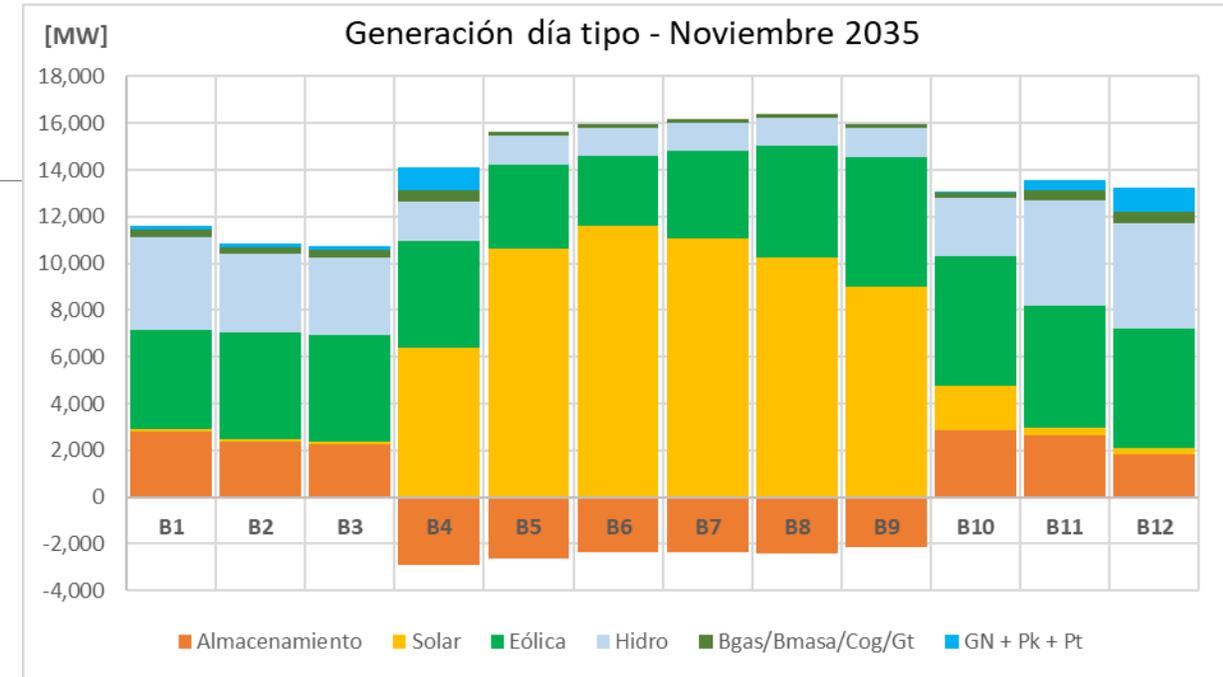


La operación del almacenamiento no es apreciable en los valores promedio anuales, ya que parte de la energía generada se desplaza a horas de menor disponibilidad (noche y madrugada)

Resultados de la simulación de la operación – Caso Referencia



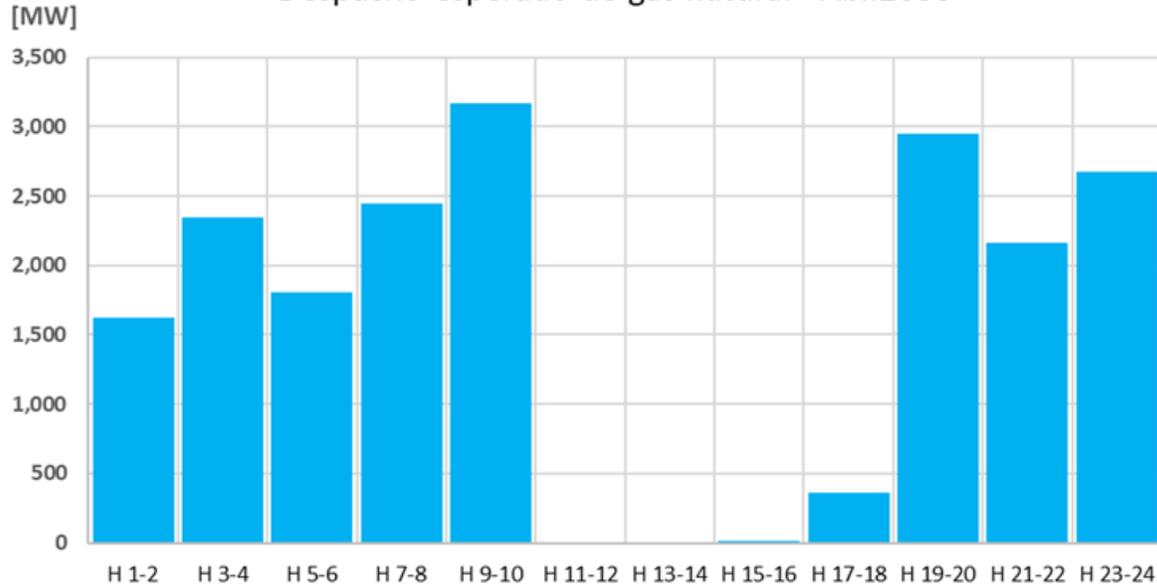
Despacho medio por fuente para un “día tipo” del mes de abril del año 2035



Despacho medio por fuente para un “día tipo” del mes de noviembre del año 2035

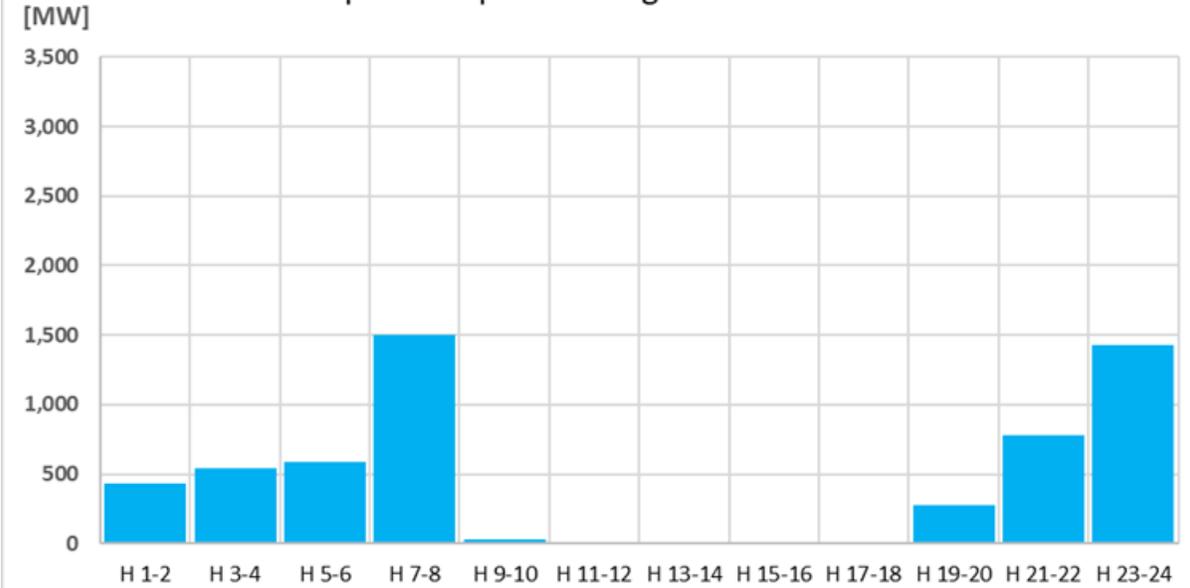
Resultados de la simulación de la operación – Caso Referencia

Despacho esperado de gas natural - Abr.2035



Despacho medio de gas natural para un “día tipo” del mes de abril del año 2035

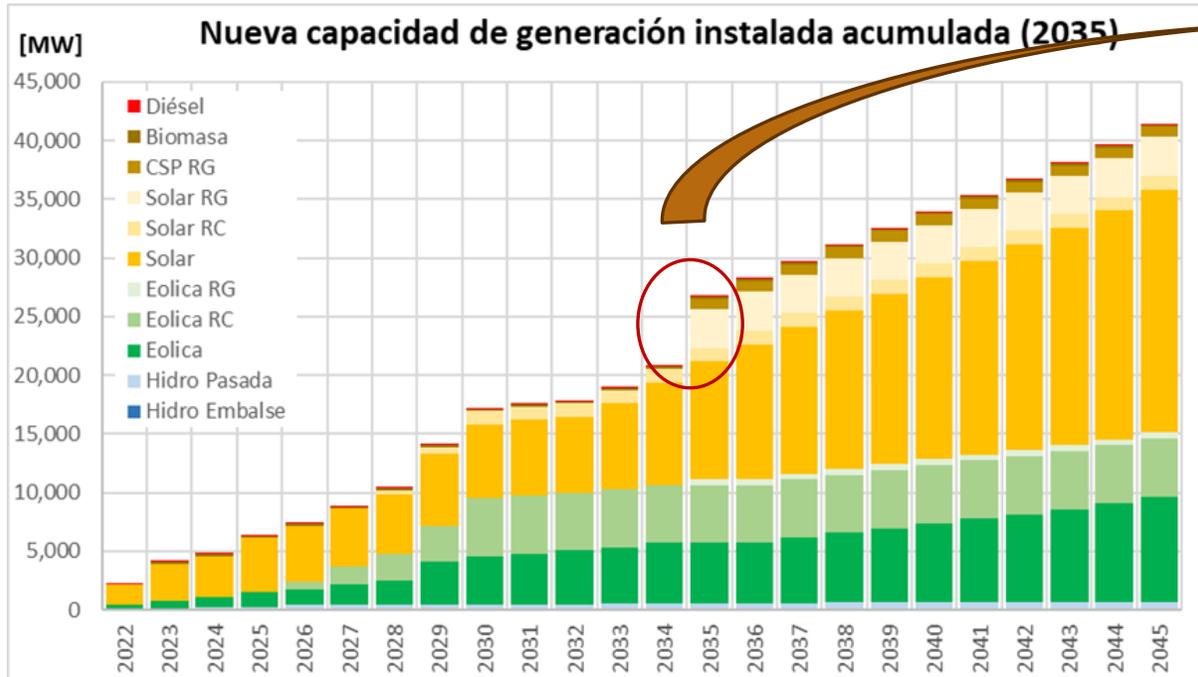
Despacho esperado de gas natural - Dic.2035



Despacho medio de gas natural para un “día tipo” del mes de diciembre del año 2035

Generación térmica remanente: principalmente gas natural, con despacho intermitente

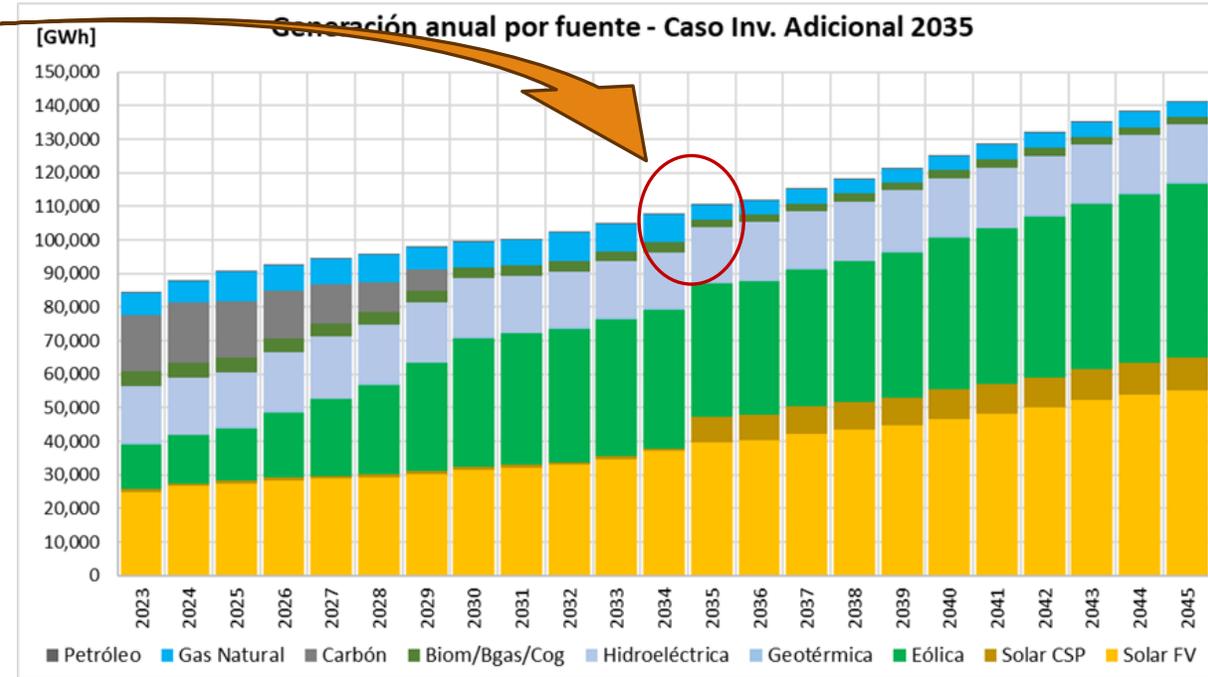
Caso OECD (salida del gas al 2035)



Evolución de la capacidad de generación

Capacidad adicional para desplazar generación térmica:

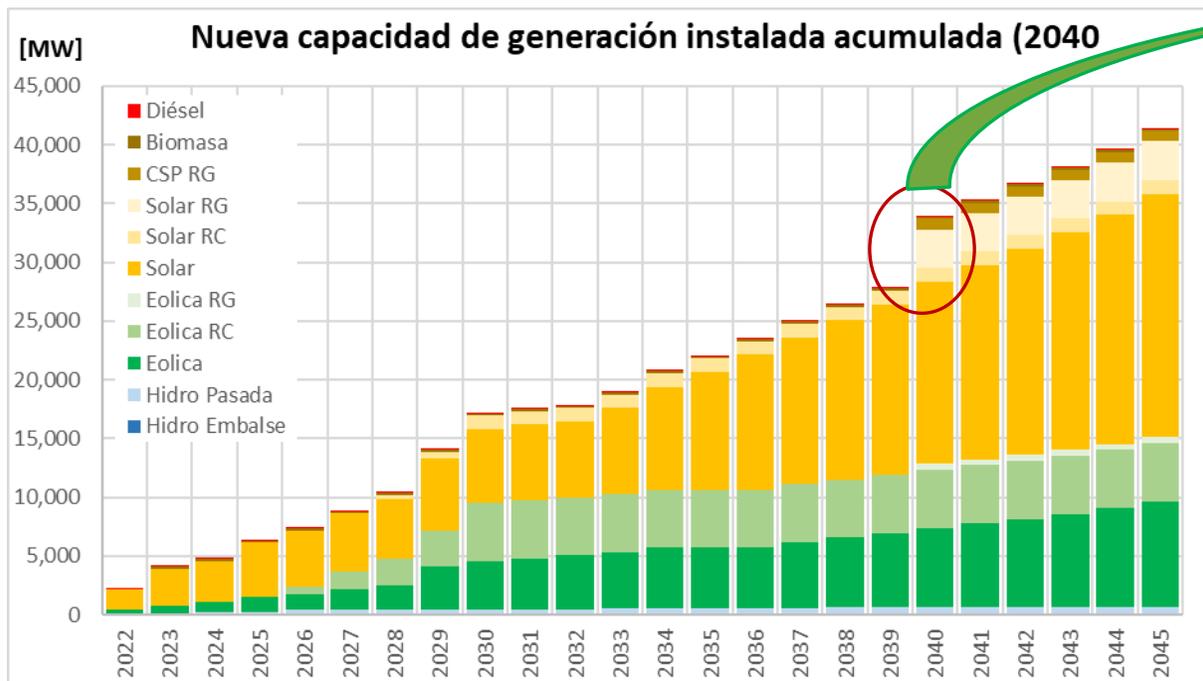
Solar	3.300 MW
Eólica	500 MW
Centrales CSP (13 hrs)	900 MW



Simulación de la operación Caso OECD

Generación anual renovable	96,5%
Generación anual térmica	3,5%
Energía diaria desplazada x almacenamiento	9,6%

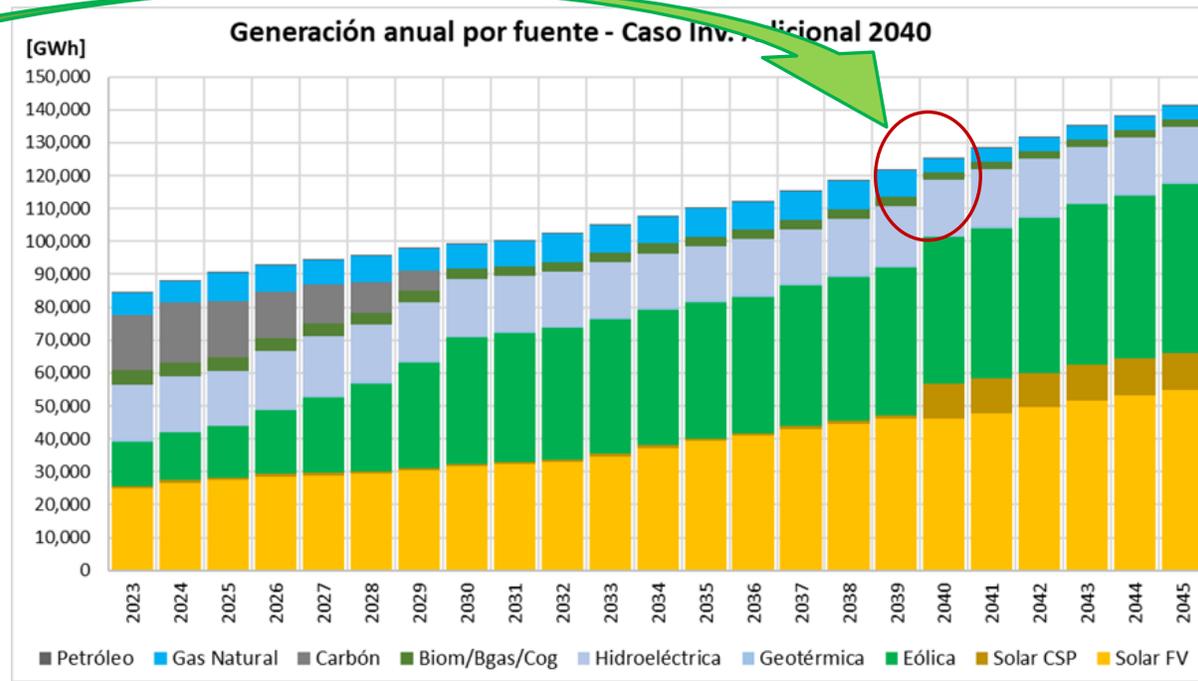
Caso Transición Moderada (salida del gas al 2040)



Evolución de la capacidad de generación

Capacidad adicional para desplazar generación térmica:

Solar	3.300 MW
Eólica	500 MW
Centrales CSP (13 hrs)	900 MW



Simulación de la operación Caso T. Moderada

Generación anual renovable	96,6%
Generación anual térmica	3,4%
Energía diaria desplazada x almacenamiento	10,6%

Comparación de resultados

Costos \ Escenario	Escenario BAU	Escenario OECD	Escenario Moderado
Costo de Inversión, [MUSD]	1.156	3.354	2.391
Costo de operación, [MUSD]	4.576	2.682	3.215
Costo de falla, [MUSD]	234	80	92
Impuestos por CO ₂ [MUSD]	466	275	332
Total	6.432	6.391	6.030

Cálculos a enero de 2023, utilizando una tasa de descuento de 7%

Impuesto al CO₂ sube 5 USD/Ton entre 2025 y 2030, manteniéndose en 30 USD/Ton

Costo de Operación es básicamente combustibles

4. Consideraciones relevantes y recomendaciones

- ❑ El primer paso en el **proceso de descarbonización** corresponde al retiro de la generación a carbón, cuya participación es cubierta con más generación renovable y almacenamiento. En nuestras simulaciones, la generación térmica permanece bajo el 10% promedio anual (promedio de simulaciones).
- ❑ El enfoque para sacar gas natural de la matriz de generación es estructuralmente diferente, ya que su despacho será intermitente, localizado con mayor probabilidad en meses de bajo aporte hidroeléctrico y radiación solar reducida, por lo tanto, definir a priori un plan de “reemplazo” es más complejo.
- ❑ Se requiere que los sistemas de almacenamiento sean de larga duración (12 a 14 horas), fuentes de producción continua (como la geotérmica) o reconversión de plantas convencionales.
- ❑ A partir de los análisis realizados se puede constatar que **económicamente se justifica aumentar la inversión en generación renovable y almacenamiento, considerando solo los ahorros operacionales que se producen** (inversión, combustibles, impuestos por emisiones, costo de falla).
- ❑ En el caso OECD (2035), se logra reducir a la mitad la generación térmica remanente, con costos levemente inferiores al Caso Referencia. Igualmente sucede con el Caso Moderado (2040), donde el desplazamiento de las inversiones arroja un mayor beneficio.

4. Consideraciones relevantes y recomendaciones

- ❑ Las emisiones de CO₂ se reducen a la mitad una vez que se agregan las inversiones adicionales.
- ❑ Un cambio de paradigma necesario se refiere a la participación de la demanda, de su comportamiento pasivo debe evolucionar a un comportamiento activo, evitando inversiones en fuentes de almacenamiento o generación más caras.
- ❑ Desplazamiento de demanda: desplazar demanda hacia los horarios de mayor disponibilidad de energía (horario solar) a través de tarifas diferenciadas.
- ❑ Desconexión de demanda: en caso de que sea requerido, desconectar demanda pagando un incentivo a los clientes.
- ❑ Por la forma en que está concebido el mercado eléctrico en Chile, al no haber combustibles los Costos Marginales tienden a cero, salvo pequeños valores de CVNC, por lo tanto, es necesario pensar en un sistema de asignación de precios distinto (¿Mercado de ofertas?).
- ❑ Se recomienda realizar estudios más detallados de condiciones físicas, relacionadas con la dinámica de sistemas eléctricos, para verificar la necesidad de incorporar elementos de control o apoyo a la red (por ejemplo, CS, uso de inversores “*grid forming*”).

Análisis Cuantitativo del Rol del Gas en la Transición Eléctrica de Chile

Mesa de Descarbonización
organizada por:



El objetivo general del estudio consiste en realizar proyecciones del desarrollo futuro del mercado eléctrico chileno **bajo distintos escenarios de mercado**, con el fin de **identificar y cuantificar la participación de la generación en base a gas** para un horizonte de evaluación **2024-2040**.



Metodología

- Determinar **distintos escenarios de expansión** del sistema, considerando inversiones en generación, almacenamiento, y transmisión).
- Identificar la participación/**utilización del gas** en dichos escenarios, junto con otras métricas de interés.
- Herramientas de uso generalizado, particularmente **AMEBA** que se utiliza en la PELP del Ministerio de Energía.
- Esta herramienta cuenta con un **detalle horario** de la operación del sistema, **emulando su comportamiento real**.
- Además, se utilizan **datos de entrada** compatibles con los principales **supuestos de la autoridad**.

- Usamos herramientas que permitan demostrar eficiencia económica, seguridad de suministro (incluyendo factibilidad operativa) y consideraciones de sustentabilidad.



Principales datos de entrada

Definición de variables del mercado para el caso base

Concepto	Fuente	Ajuste o comentarios
Demanda	Proyección CNE 2023 + medidas de electrificación carbono neutralidad (Min E)	Creación de perfiles horarios según tipo de consumo para electrificación
Costos de combustibles	<p>Carbón: Valores observados Coordinador hasta 2026 Tendencia hacia 100 USD/ton hacia fin de 2028</p> <p>LNG: Short Term Energy Outlook (del 6 jun 2023) para el periodo hasta dic 2024. Annual Energy Outlook 2023 para 2024 en adelante, interpolando linealmente valores anuales</p> <p>Gas Argentino: Valores observados Coordinador hasta 2024 7% Brent para 2025 en adelante</p>	Incluye diferenciación por central según Coordinador a abril 2023
CAPEX ERNC y Almacenamiento	PELP 2023 escenario medio	Verificación de CAPEX al 2023 según informe de costos CNE

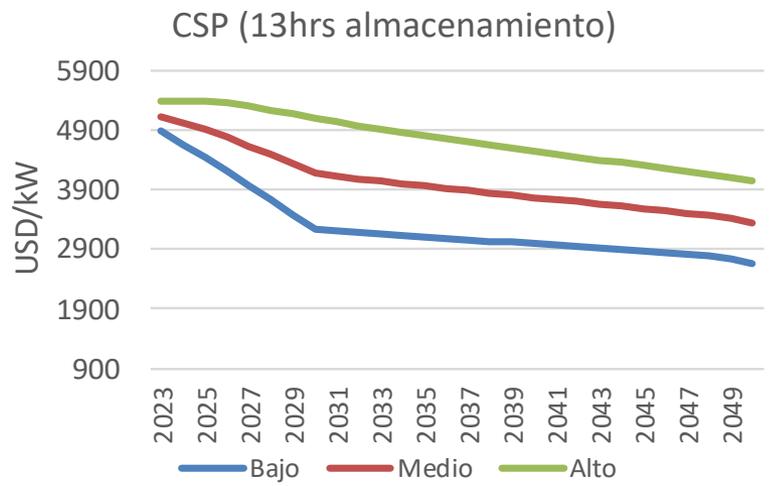
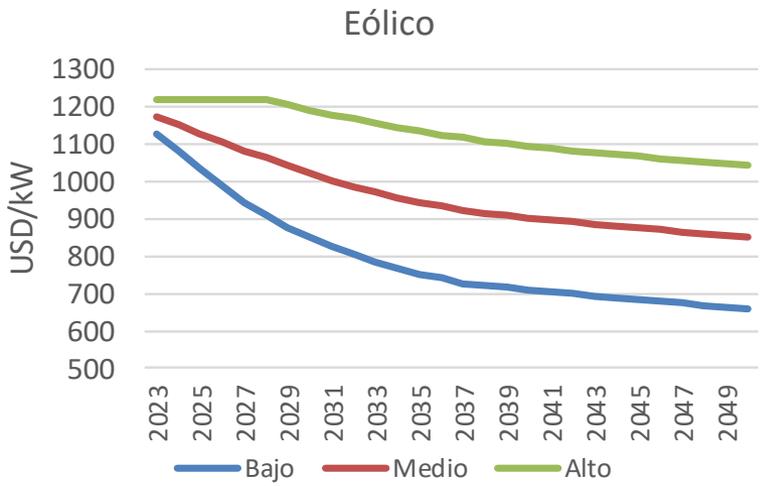
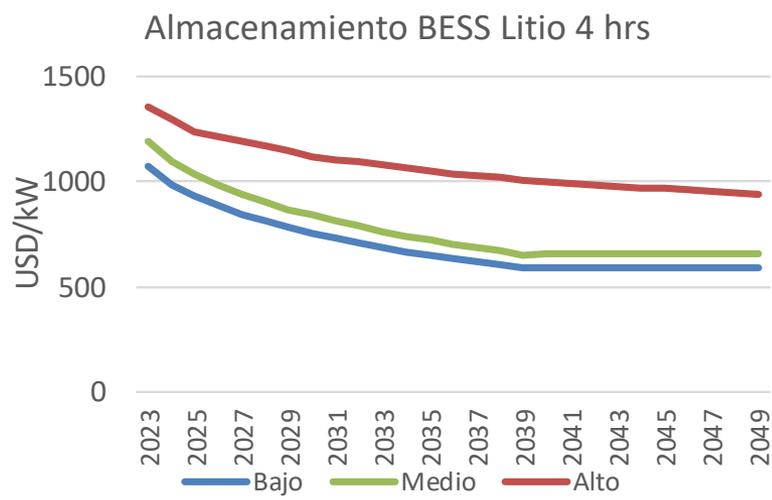
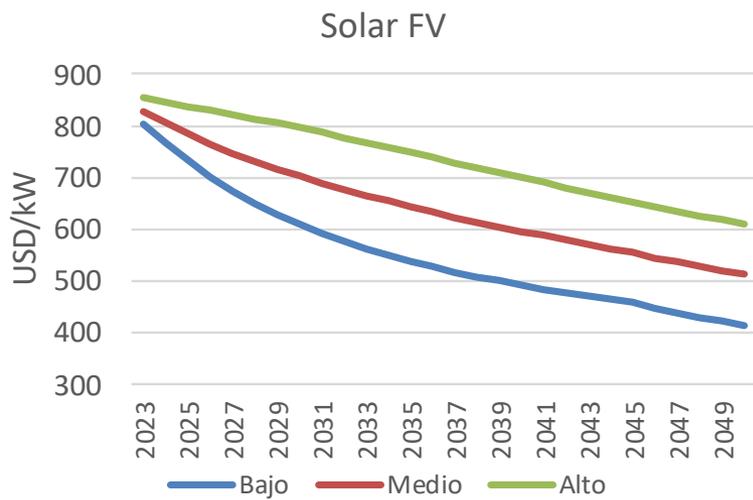
Definición de variables del mercado para el caso base

Otros parámetros relevantes para el ejercicio prospectivo:

Concepto	Fuente	Ajuste o comentarios
Retiro centrales a carbón	Retiro total al 2035	Se justifica en la necesidad de tener un periodo de transición y aprendizaje (post HVDC)
Escenarios hidrológicos	Escenario medio-seco basado en series sintéticas con cambio climático, con energía total en torno a 21 TWh	Definidos según valores observados en último precio nudo que incluye efectos de cambio climático
Proyectos en desarrollo de generación	Programación de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional (al 1/4/2023) + proyectos comprometidos por licitaciones de suministro (ajustados)	Se realizan algunos supuestos de las posibles fechas de entrada de proyectos futuros que aún no inician construcción
Proyectos en desarrollo de transmisión	<ul style="list-style-type: none">- Proyectos en construcción (CEN)- Proyectos decretados y/o licitados- Proyectos de planes de expansión pasados	Incluye último plan de expansión (2022) de la CNE. En particular, HVDC se supone en 2030 y refuerzos 500kV de Charrúa al sur el 2032
Costos de desarrollo de líneas	Proceso de planificación de la transmisión (CNE)	Incluye diferenciación por tipo de desarrollo (línea o transformador) y por zona del país

Supuestos: Costos de tecnologías

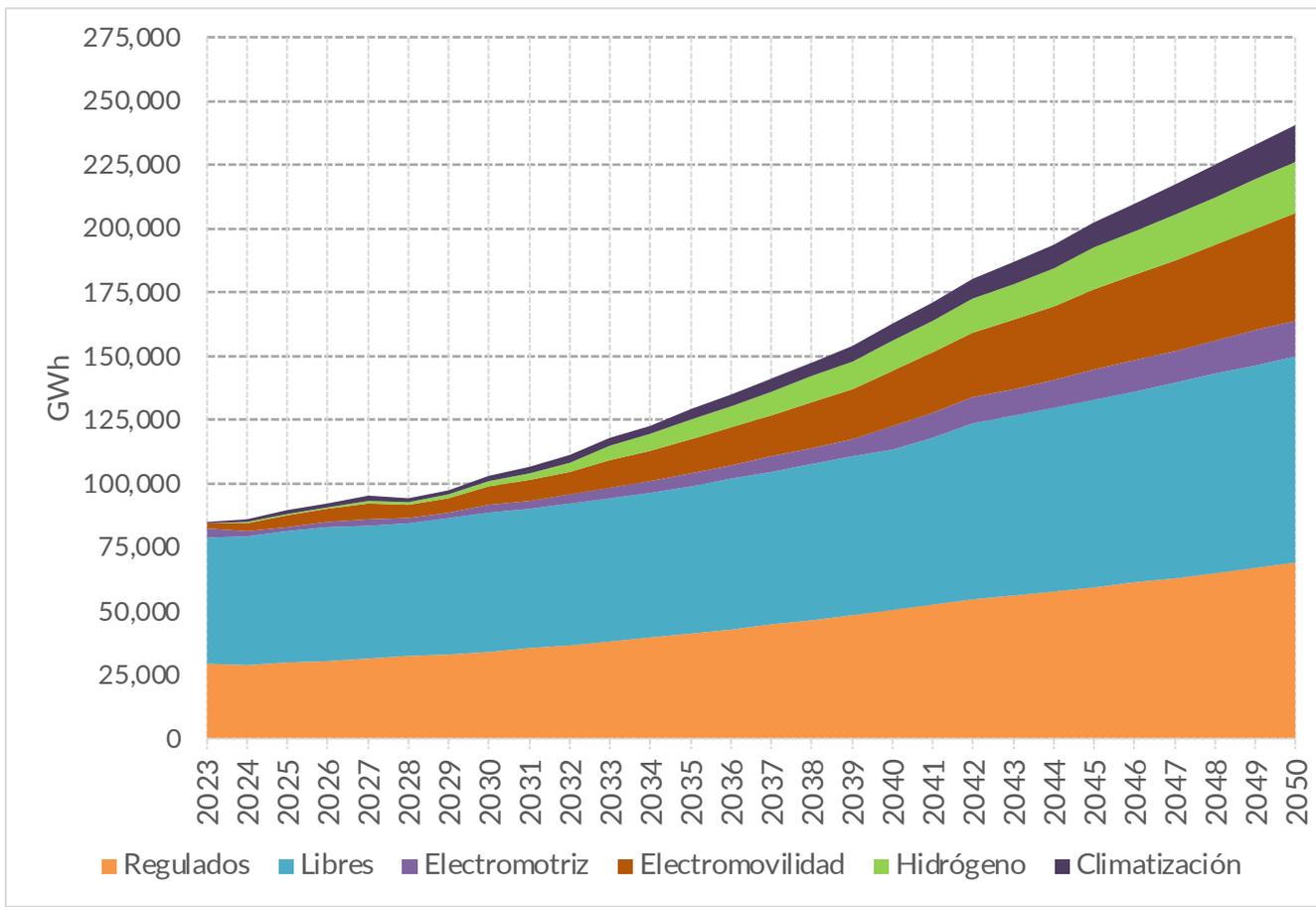
Se utilizan **costos medios** con tres tasas de descuento (sensibilidades).



Supuestos: Demanda eléctrica, crecimiento y perfiles de consumo

Supuestos de electrificación (**escenario carbono neutralidad del MEN**) implican crecimientos de la demanda eléctrica adicionales a los tradicionales

Mientras al 2030 se tienen 15 TWh adicionales (16%) al 2040 el consumo adicional es de 50 TWh (43%)

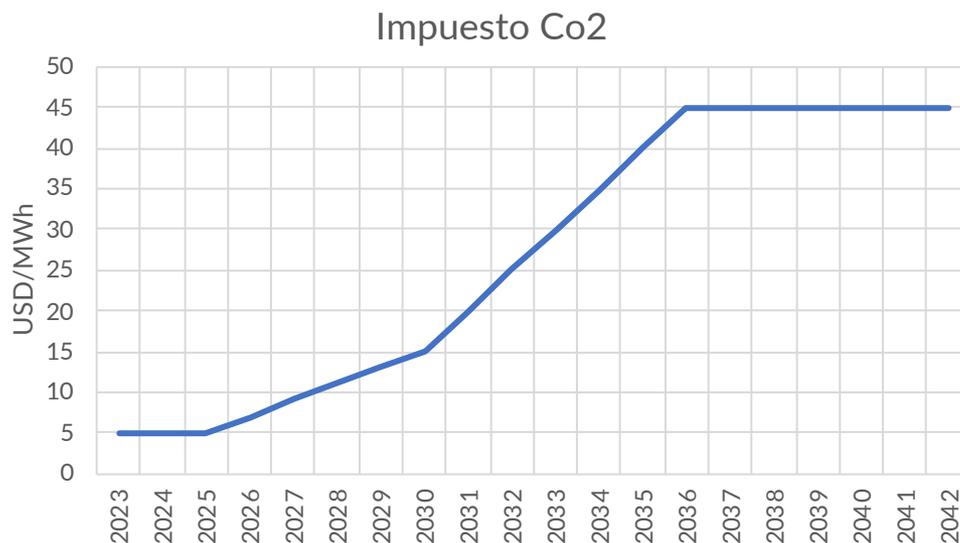
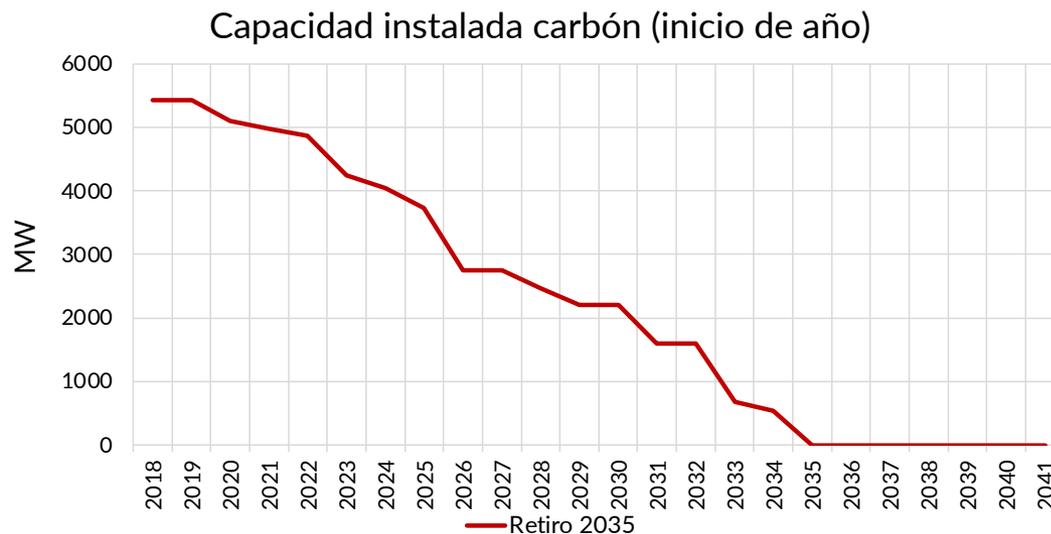


Supuestos: Cierre centrales a carbón e impuesto al CO2

Escenario base considera retiro total post HVDC + años de ajuste y aprendizaje del reemplazo tecnológico para retirar las últimas unidades sin un estrés súbito en la operación del SEN.

El impuesto (modelo de expansión) considera un objetivo hacia 2036 de 45 USD/ton.

Nota: este impuesto no se considera en las simulaciones de corto plazo en consistencia con la regulación chilena.



Casos de estudio

Se consideraron distintos casos de estudio

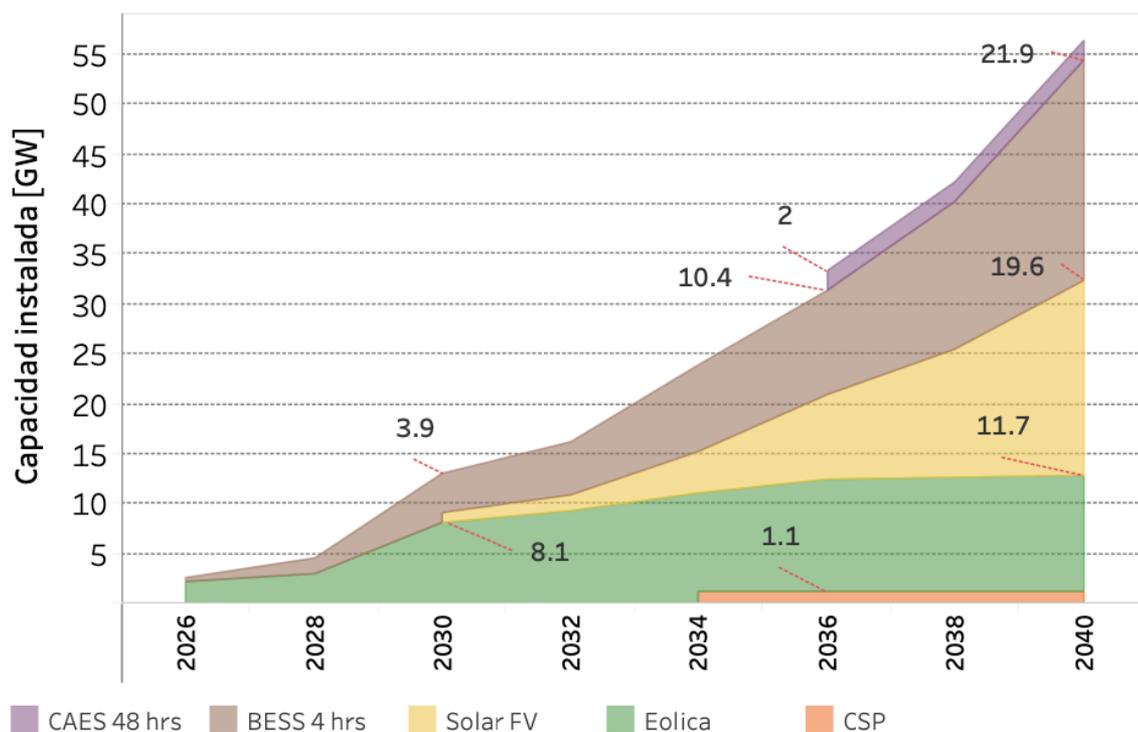
- **Caso base:** Se determina el plan de expansión y se estudia en detalle el efecto de la operación del gas en el periodo 2026-2040
- **Sensibilidad 1:** Efecto de costos de capital de las tecnologías en la rapidez de despliegue. Se sensibilizan los costos de inversión de las tecnologías mediante modificaciones a la tasa de descuento en la planificación LP.
- **Sensibilidad 2:** Se determina la utilización del gas para mitigar efectos de acelerar la salida del carbón y de retraso de obras de transmisión. Se adapta el sistema usando modelo de inversión pues aceleración de cierre no es un cambio intempestivo. Luego se usa modelo de operación horario para simular la ventana 2027 - 2034.
- **Sensibilidad 3:** Se determina la magnitud de la infraestructura adicional para retirar las centrales a gas y diésel junto con las centrales a carbón en el periodo 2031-2035, y se analiza la situación del sistema al 2036 (sin térmicas). Se adapta el sistema usando modelo de inversión. Luego se usa modelo de operación horario para simular 2036.

Resultados del caso base

Caso base : Expansión largo plazo

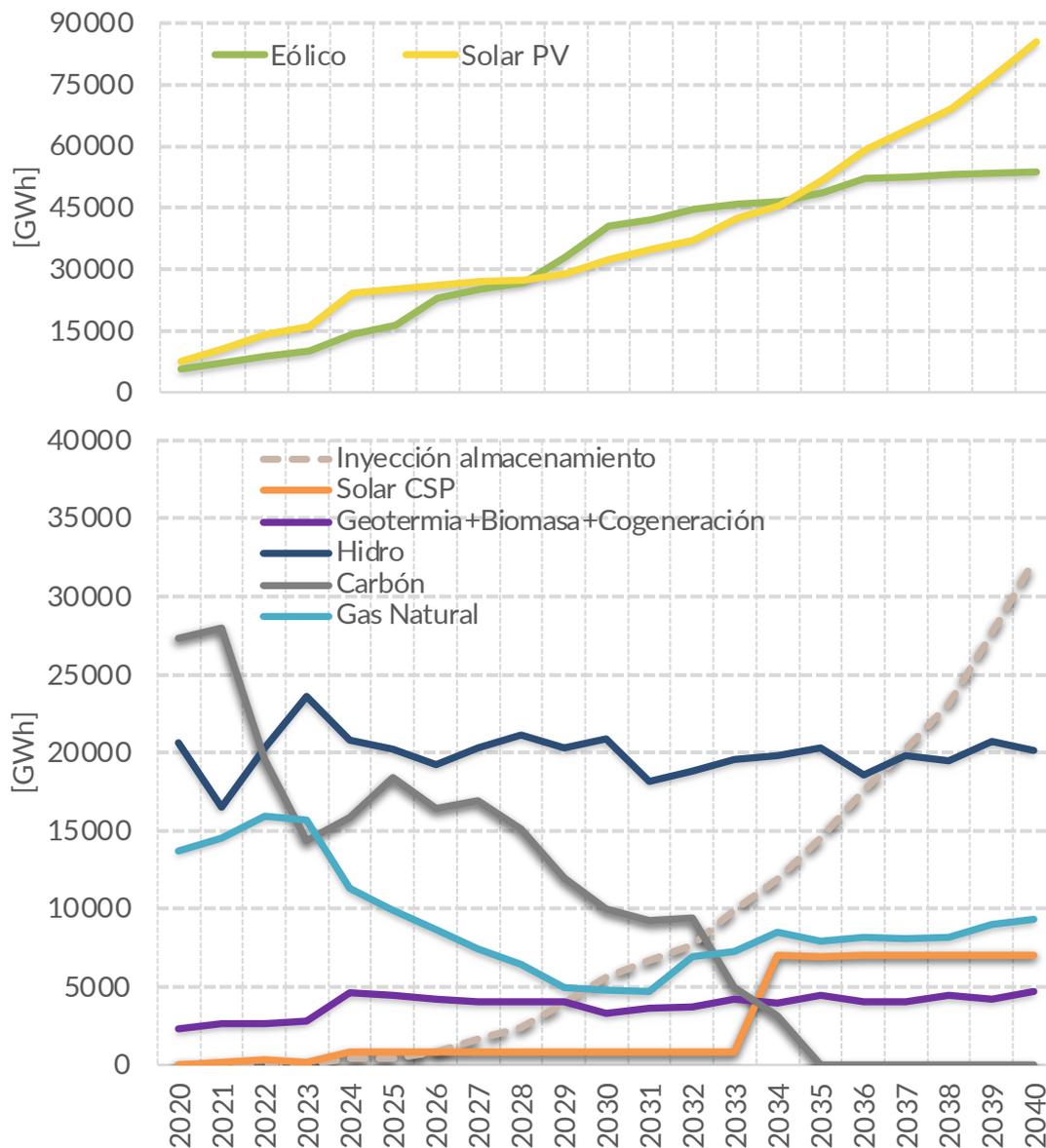
La expansión para adaptar el sistema a la descarbonización y al crecimiento de demanda implica **+30 GW de capacidad adicionales entre 2026-2036** (cierre centrales a carbón) con un costo en torno a 30,000 MMUSD (10% PIB 2022) y **+25 GW adicionales al entre 2036 y 2040** (+20,000 MMUSD).

- Fuerte expansión **eólica** al 2030, luego dominado por **solar + almacenamiento**
- 3.9 GW de almacenamiento de corta duración al 2030, y 10 al 2036, donde adicionalmente se necesita almacenamiento de mayor duración



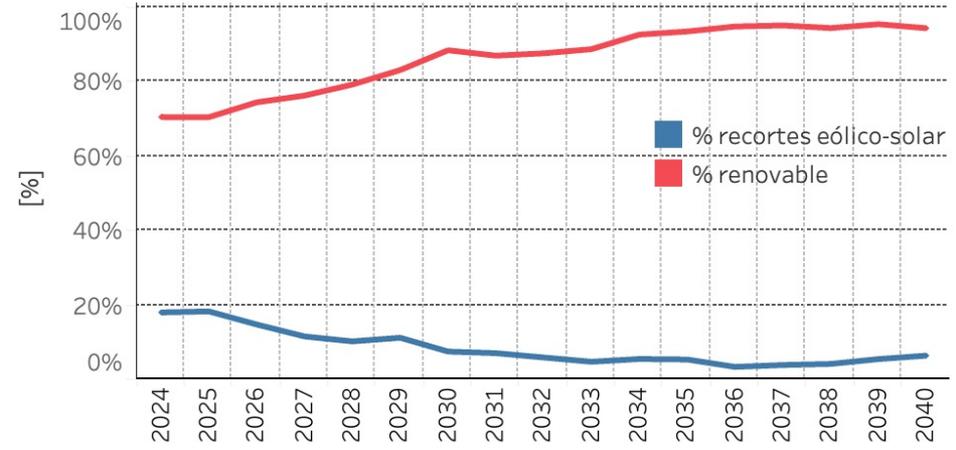
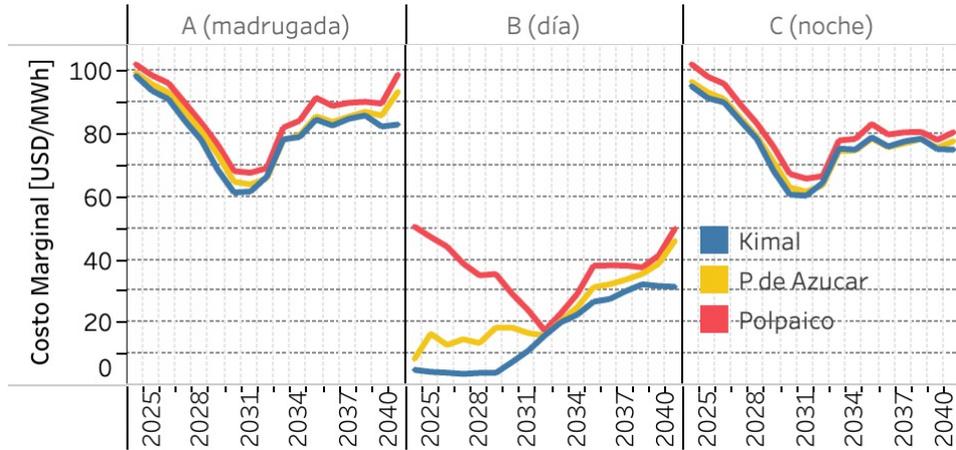
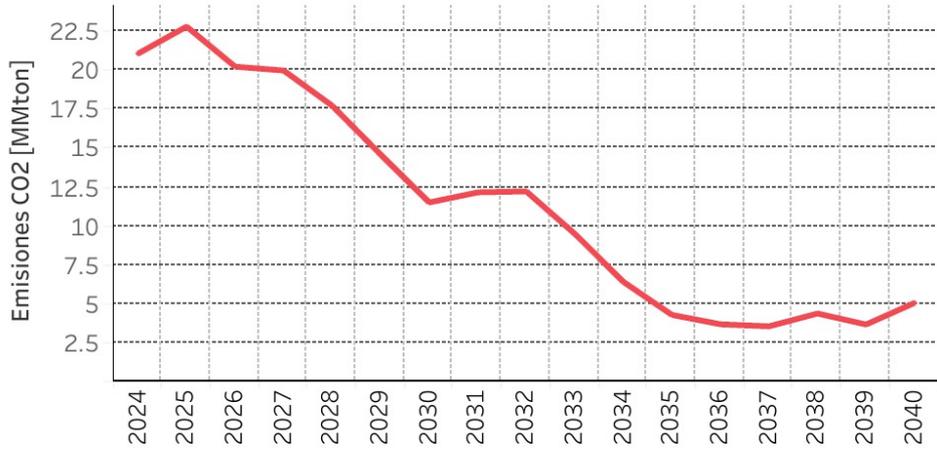
Caso base: Uso de gas/gnl y otras tecnologías

- Alza eólico y almacenamiento hacia 2030 implica un uso de gas decreciente.
- Años críticos de retiros masivos de centrales a carbón implican alzas de uso de gas apoyando la adaptación
- Con el masivo esfuerzo en capacidad instalada de solar pv+almacenamiento coexiste un remanente de gas eficiente



Indicadores: emisiones, % ERNC vertimientos, Costo marginal

- Emisiones remanentes ~ 3-5 MMTon CO2
- Sistema ~95% renovable post 2035 y recortes ~ 6%
- Costos marginales con congestión hr solar c/5años y alza en madrugada

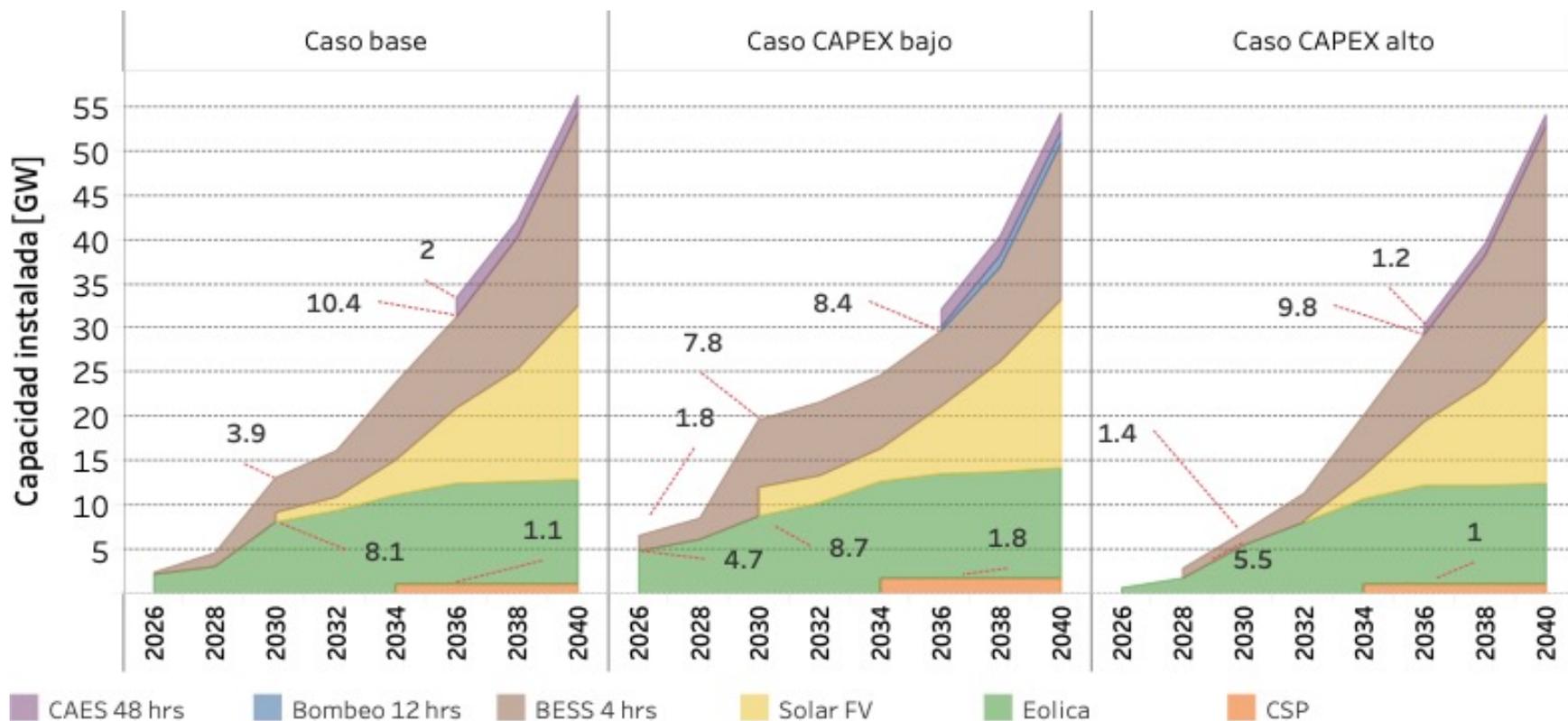


Resultados sensibilidades

Sensibilidad 1: Expansión largo plazo según modificación capex

Si bien la composición de largo plazo es similar, los efectos son notorios en el ritmo de desarrollo del periodo 2026-2035

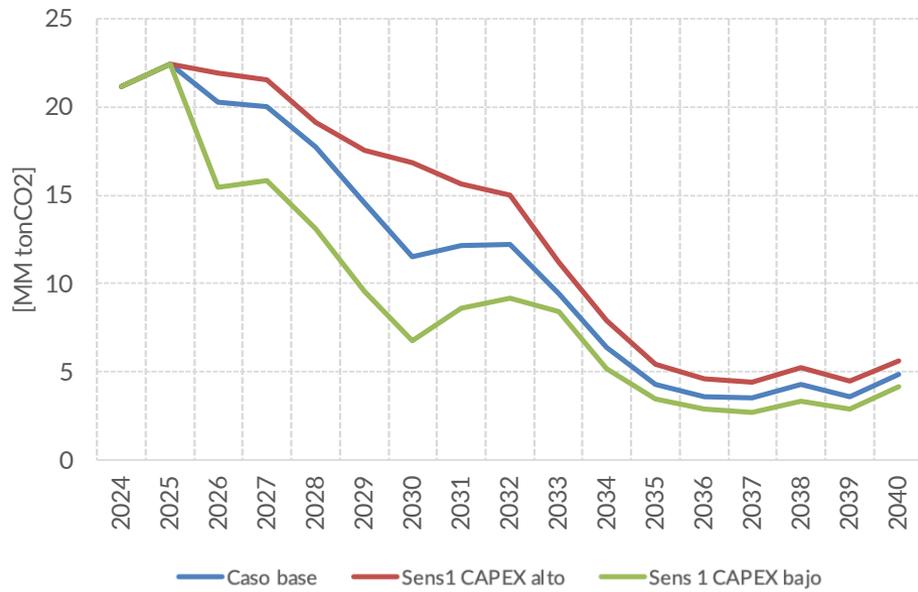
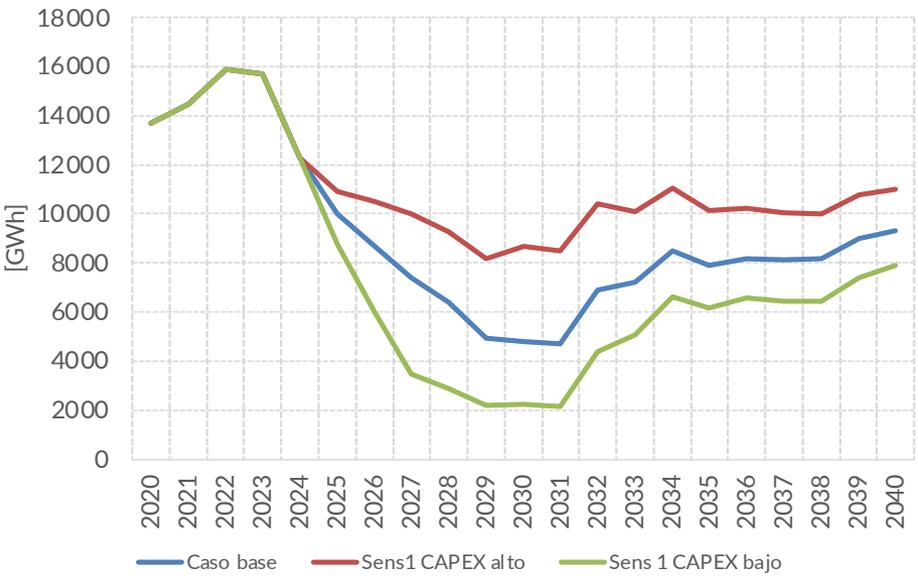
- **Fuerte alza en almacenamiento** al 2030 (x2) y rapidez de entrada **eólico** en caso bajo (2x al 2026)
- **Retraso de todas las tecnologías** hasta 2036 en caso alto



Sensibilidad 1: generación con gas y otros indicadores

En el periodo inicial el uso de gas reacciona ante los cambios en los planes de expansión (rapidez y magnitud de tecnologías).

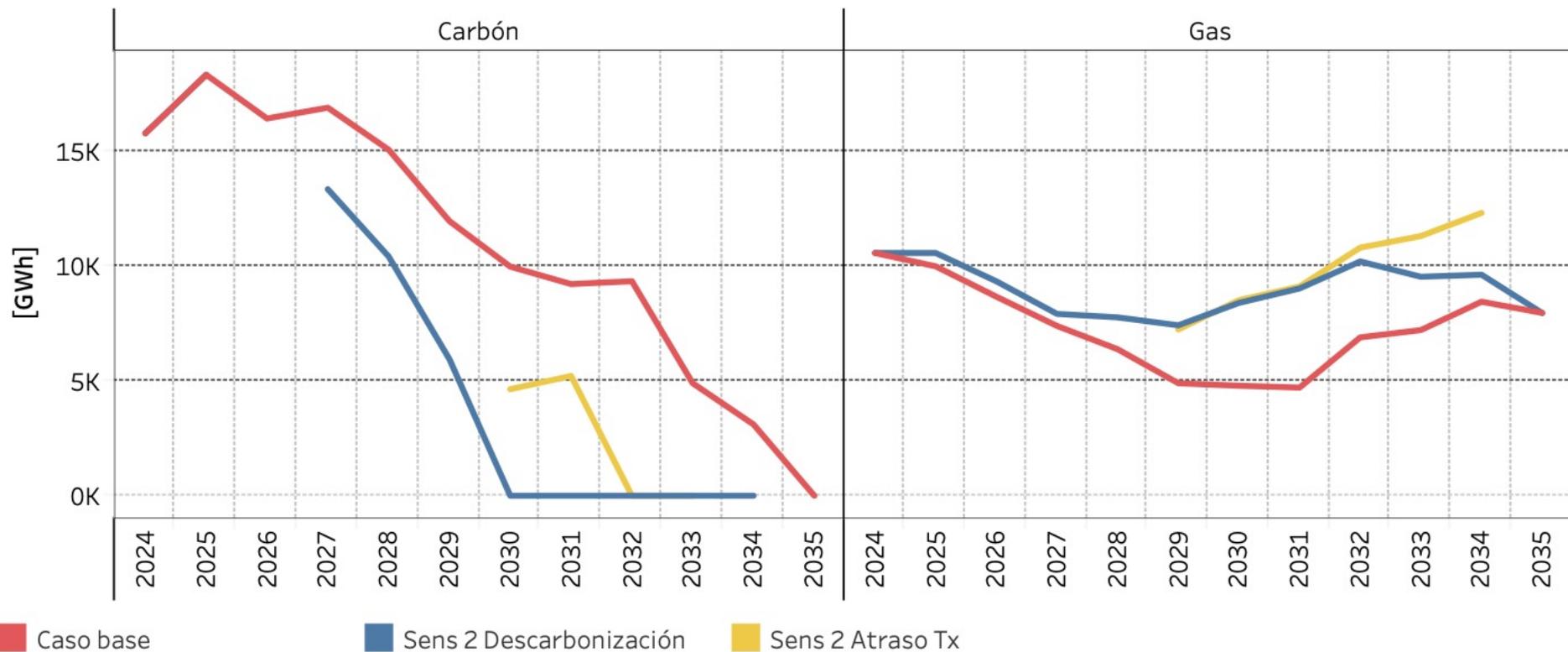
En el largo plazo, en todos los casos, se ve la necesidad de apoyar el sistema sin carbón, con niveles entre **6-10 TWh/año**. Por el lado de las emisiones totales, las variaciones son relevantes en el mediano plazo, convergiendo todos a valores menores o iguales a 5 MM CO2



Resultados Sensibilidad 2: Tiempos de descarbonización y transmisión

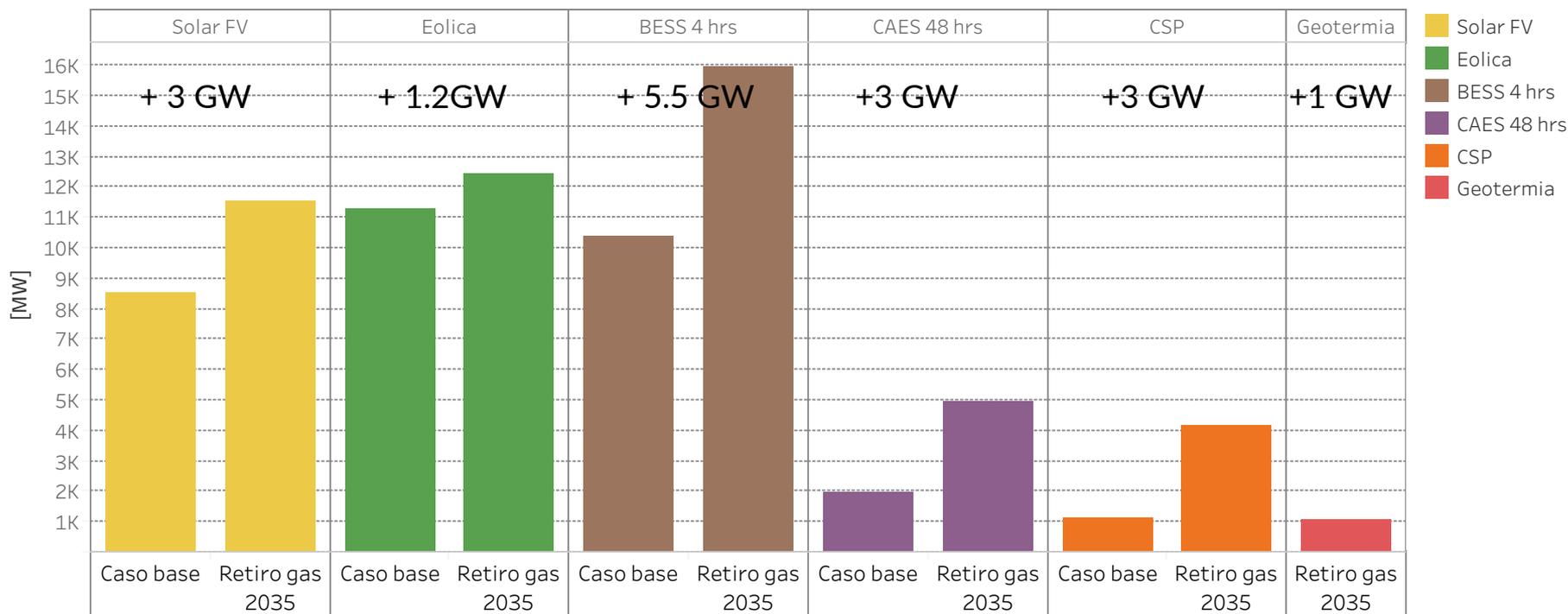
Ante el calendario anticipado de salida de carbón, se estima necesario **adelantar generación a 2030** en +~2000 MW la entrada de almacenamiento, +~1000 Solar FV y +~400 MW eólica, acompañado de un **aumento de generación a gas** (~ 3TWh)

Al retrasar la entrada de la expansión de transmisión (HVDC y 500kV de Charrúa al sur en dos años), se observa un ligero **aumento de generación a gas** (~ 2TWh)



Resultados Sensibilidad 3: retiro de centrales a gas

Al retirar las centrales a gas se requiere una cantidad de infraestructura adicional que permite al sistema alcanzar una operación 100% renovable durante todo el año



- En el caso base, el sistema adaptado a la demanda y al cierre de las centrales a carbón requiere del orden de **30,000 MMUSD en inversiones** (~10% del PIB 2022) en **2026-2036**.
- El despliegue adicional de infraestructura entre **2030-2035** para retirar el gas y diésel tiene un costo adicional aproximado de **26,000 MMUSD** (~8% del PIB 2022)

Reflexiones sensibilidad 3 retiro centrales a gas

La decisión de retirar el gas/diésel implica:

- Costo de anualidad de generación/almacenamiento adicional: **2600 MMUSD**
- Disminución en emisiones de **4-5 millones de ton** al año
- Ahorros en costos de operación en torno a **750 MMUSD**

Con estos valores anteriores, el **costo de abatimiento** de esta medida es del orden de **380 USD/ton** (este valor para la desconexión de centrales a carbón es ~20-25 USD/ton).

Asimismo, al calcular **el costo medio del sistema**, considerando los costos totales de OPEX y CAPEX de cada caso (costos totales a recaudar mediante la tarifa), se observa que esta podría llegar a ser entre un **2%-10% superior**.

		Costo medio USD/MWh		
Año	Caso base	Retiro gas Sin DSM	Retiro gas DSM 2 GW	Retiro gas DSM 4 GW
2030		99		
2036	92	102 (+10%)	96 (+4%)	94 (+2%)

Conclusiones

Mediante estudios de expansión óptima de la matriz eléctrica chilena, que determinan las mejores inversiones para el sistema eléctrico desde una perspectiva económica, de seguridad de suministro y de emisiones de GEI, **fue posible cuantificar los niveles de uso del gas natural a futuro en el periodo 2026-2040.**

El uso del gas natural, que en el periodo reciente ha llegado a niveles de utilización de **15 TWh por año aproximadamente, se irá reduciendo paulatinamente** producto de la entrada de generación renovable y almacenamiento, **llegando a niveles entre 8-10TWh** una vez que el parque de centrales de carbón se encuentre completamente retirado (**post 2035**).

Este nivel de equilibrio **post 2035**, significará un nivel de emisiones del sector eléctrico del orden de **3-5 MMton de CO2 al año** y una participación renovable del **95% aproximadamente.**

En el intertanto, particularmente en torno al **2030, el nivel de utilización del gas podría llegar a niveles mínimos (~5TWh por año)**, producto de la contribución de centrales carboneras junto con el ingreso masivo de plantas renovables y almacenamiento.

Sensibilidades sugieren que la producción de electricidad en base a gas natural, **previo al año 2035**, podría llegar a niveles de **10-12TWh anuales en el caso de atraso de líneas de transmisión y de adelanto de la desconexión de plantas a carbón**, la cual decae a niveles entre **6-10TWh post 2035** (sensibilidades CAPEX).

Un caso de estudio que intenta **retirar la capacidad de centrales a gas** (y todo el parque fósil) al año 2035, determinó los siguientes impactos en el sistema eléctrico:

- **Aumento de las inversiones del orden de 26 billones de dólares** (en tecnologías renovables variables, firmes y almacenamiento) en el periodo 2030-2035 (previo a la desconexión de toda la flota térmica) con el fin de mantener un sistema confiable.
- **Disminución de las emisiones del orden de 3-5 MMton** y de los costos de operación del sistema en torno a los **750 millones de dólares** por año, lo que representa, en conjunto con el aumento de los costos de inversión, un **costo de abatimiento de 380 USD/ton**.
- **Aumento del costo total del sistema (tarifa) entre 2-10%**, dependiendo de los niveles de respuesta de la demanda que permiten desplazar parte de las nuevas inversiones en generación.

En definitiva, la solución económica muestra que el uso del **gas natural irá disminuyendo paulatinamente**, pero conservando una presencia del **5% post 2035**, permitiendo una penetración de **energías renovables importante del orden del 95%**.



inodú

Desafíos de la Transición Energética

23 de noviembre, 2023

Preparado para,





Síntesis

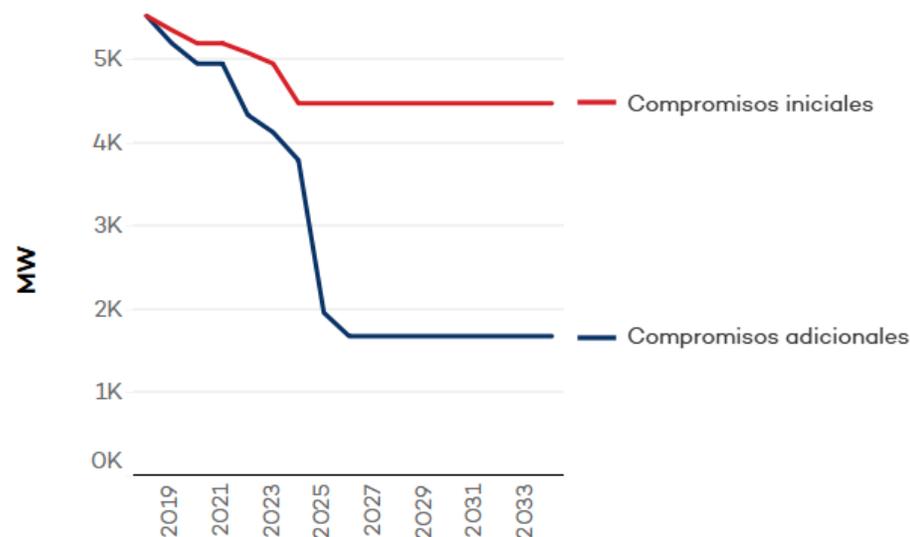
- 1 Transición del sistema hacia +80% renovables
- 2 Cambios en la estructura del sistema producen mayor volatilidad y riesgo
- 3 Operación flexible persistente de unidades térmicas que acelera su envejecimiento y aumenta fallas
- 4 Cambios en necesidad de seguridad sistémica
- 5 Rol del gas y desafíos al rol del gas en transición



En los próximos 3 años emergerán nuevas necesidades en el SEN inodú

Ambición en retiro de unidades térmicas; instalación de +7000 MW de generación renovable variable; **escalamiento de generación eólica en clusters altamente correlacionados** (por ejemplo Taltal); **aumento de desbalances por brechas de pronósticos**; cambios en condiciones climáticas; **retrasos en el desarrollo del sistema de transmisión** (particularmente hacia el sur); **envejecimiento de unidades térmicas sometidas a ciclaje persistente**; cambios en recursos asociados a control dinámico de tensión; y cambios en recursos disponibles para el plan de reposición de servicio, cambian y escalan las necesidades de generación flexible baja en emisiones en el SEN.

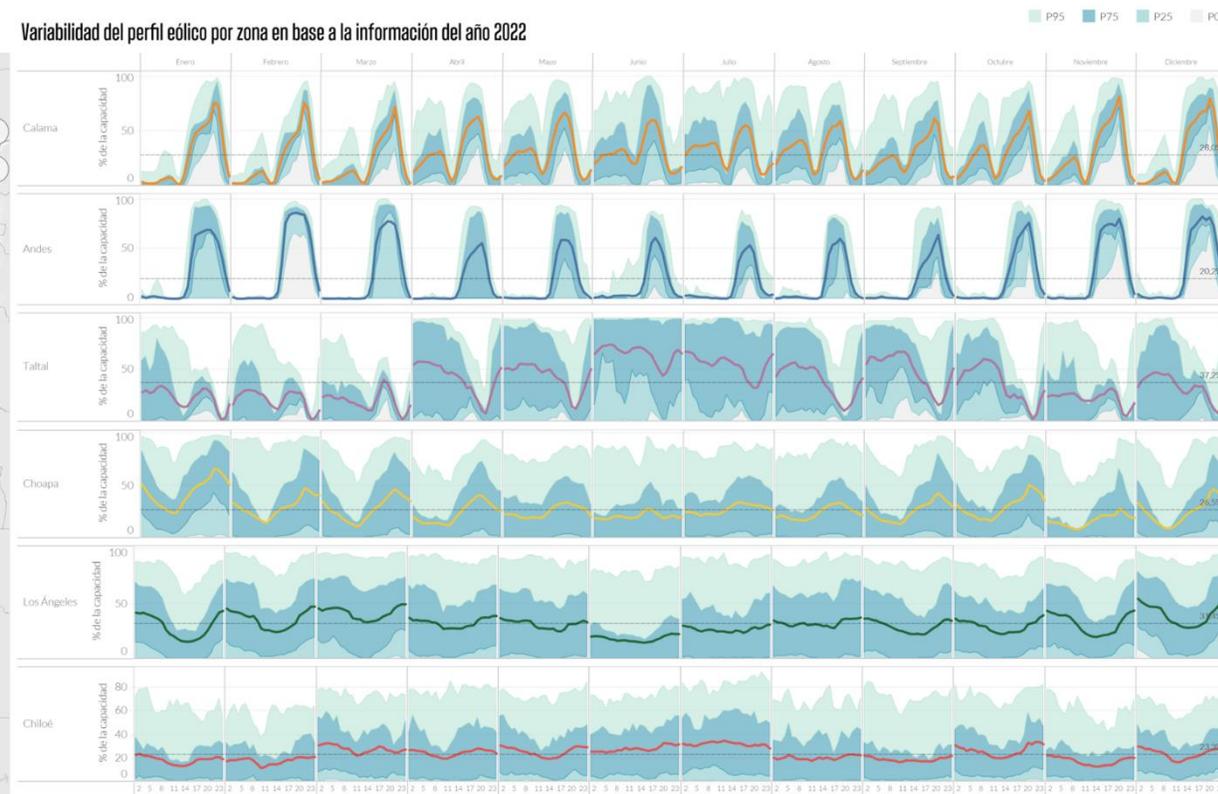
Evolución de capacidad instalada de generación a carbón, si es que retiros comprometidos se pueden realizar de manera oportuna.



Regiones eólicas



Variabilidad del perfil eólico por zona en base a la información del año 2022

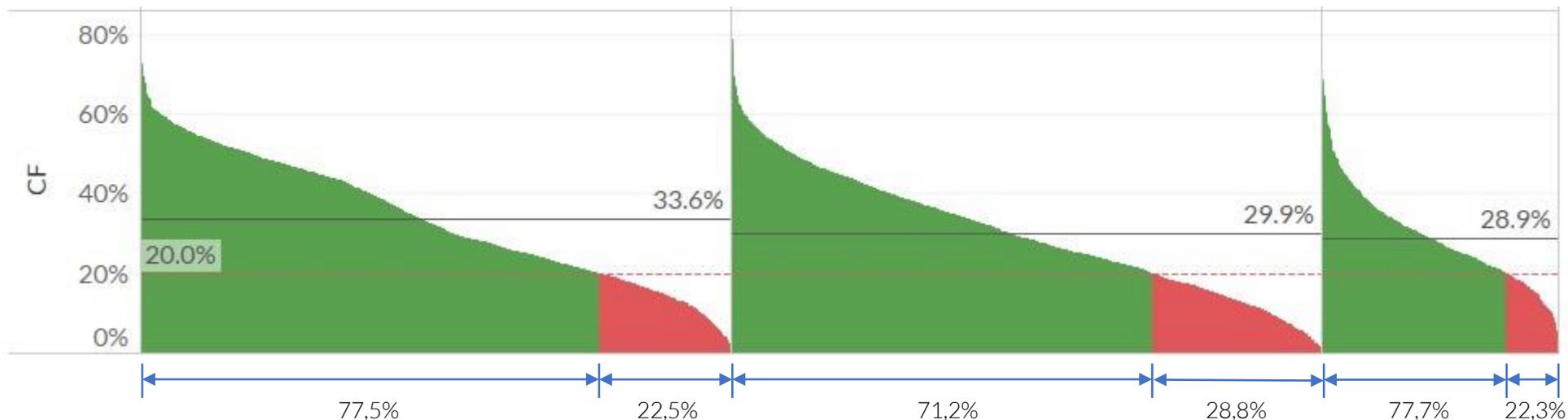


Dependiendo del escenario, al año 2025 se tendrían entre 7,9 e 8,2 GW de generación eólica instalados; al año 2030 se tendrían entre 12,9 e 13,7 GW. Zona de mayor crecimiento es Taltal, que podría pasar de 99 MW instalados el 2023 a 1.757 MW instalados el 2026; y posiblemente entre 3.873 a 5.401 MW instalados el 2030.

Transición del sistema hacia +80% renovables

Escalabilidad y variabilidad de generación eólica tiene un rol importante en el proceso de transición energética y las definiciones de activos que complementen de manera costo eficiente el suministro de energía eléctrica renovable.

Curva de duración del factor de planta de generación eólica instalada al año 2030 por bloque de suministro (*)



(*) De acuerdo a la definición de bloques en licitaciones reguladas

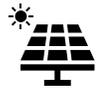
Escenarios que permiten reducir 71 - 75% de las emisiones proyectadas al 2023

Al año 2034, en las opciones evaluadas, la generación térmica a gas natural aporta entre 2,1 TWh y 13,9 TWh dependiendo de la hidrología y el nivel de penetración de sistemas de almacenamiento de 5 horas de duración – que en un escenario llegó a 6 GW.

Transición del sistema hacia +80% renovables

inodú

Al 2034, se instalarían entre:



6.0 GW – 11.1 GW



10.8 – 14.0 GW



2.8 GW – 5.8 GW de 5 horas



Funcionalidades SSCC
bajos en emisiones



Reserva para resiliencia
sistémica +1,5 GW (*)?

Incluso en condiciones de alta penetración de almacenamiento (6 GW) al año 2032 y consumo de 103 TWh, se requeriría entre 3 y 8 TWh de despacho térmico de manera programada. La magnitud podría ser mayor (0,5 a 2,0 GWh) si se consideran desbalances de corto plazo en expectativa de demanda neta y brechas en gestión de agua en embalses.

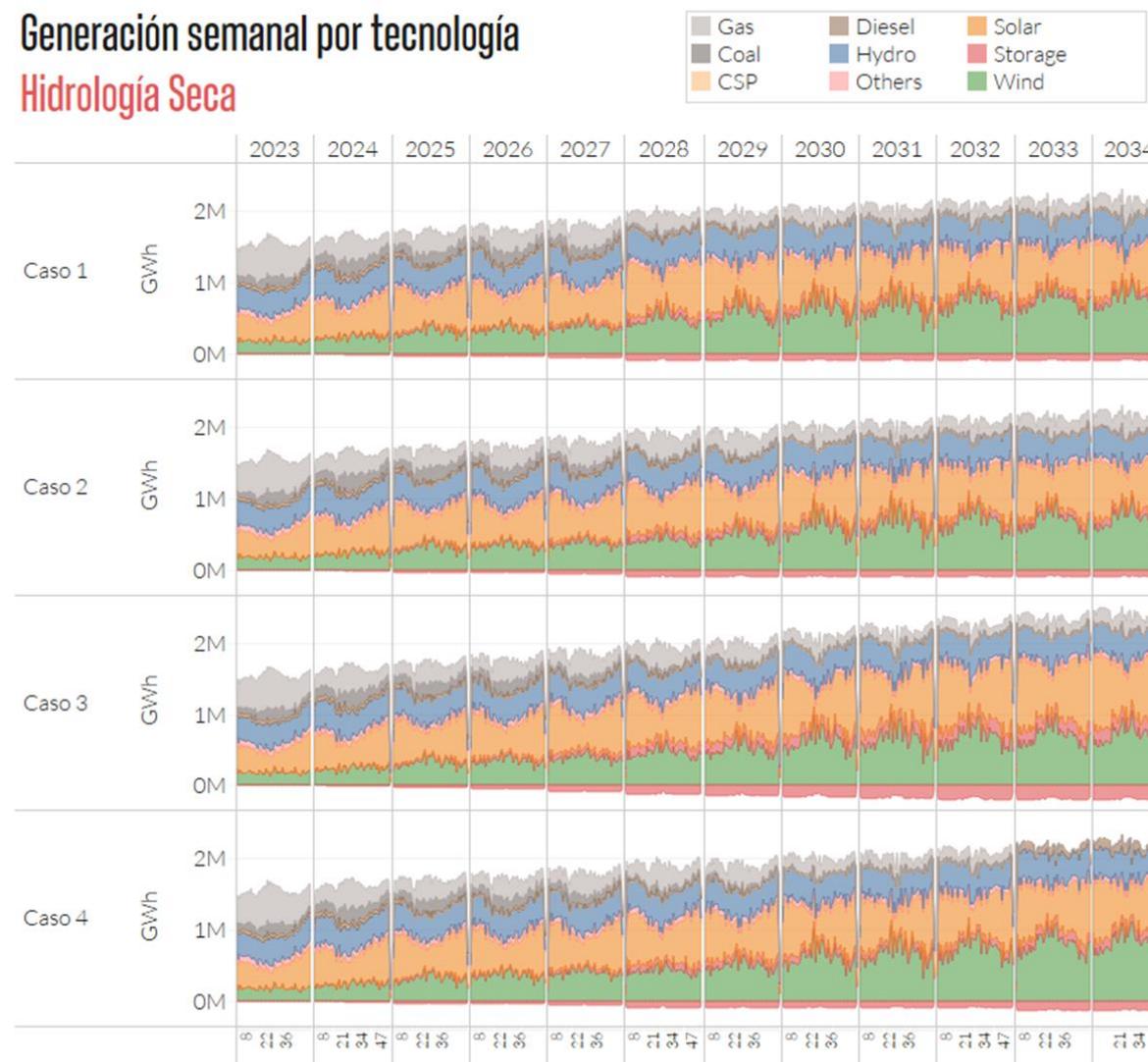
(*) Es necesario definir requerimientos de resiliencia

El mercado para la generación térmica se está reduciendo en un contexto de alta exigencia operacional y alta competitividad. No obstante, la generación a gas prácticamente mantiene su participación de mercado en próximos 7 años.

Dependiendo del escenario evaluado, se espera que la generación a gas natural alcance una participación de 7 a 12 TWh el 2025, 5 a 14 TWh 2028 y 3 a 10 TWh al 2030. A lo anterior hay que agregar necesidades de despacho no programados.

En escenario de retiro de unidades a gas y carbón (Caso 4), se requeriría entre 2,0 y 4,8 TWh de despacho diésel (programado), a lo que habría que sumar un 25 – 50% de despacho no programado. A modo de referencia, el año 2022 el despacho diésel fue 1,73 TWh. Luego, en el escenario 4, el despacho diésel podría ser +177% de lo observado el 2022, a pesar de contar con 4 GW de almacenamiento.

En el Caso 4 el sistema reaccionaría anticipadamente y fomentaría más desarrollo de almacenamiento; hecho no considerado en la evaluación del Caso 4. No obstante, almacenamiento de 5 horas debería ser utilizado también como reserva estratégica para resiliencia sistémica.



Estacionalidad de los recursos variables aumenta requerimiento de despacho térmico en meses de invierno

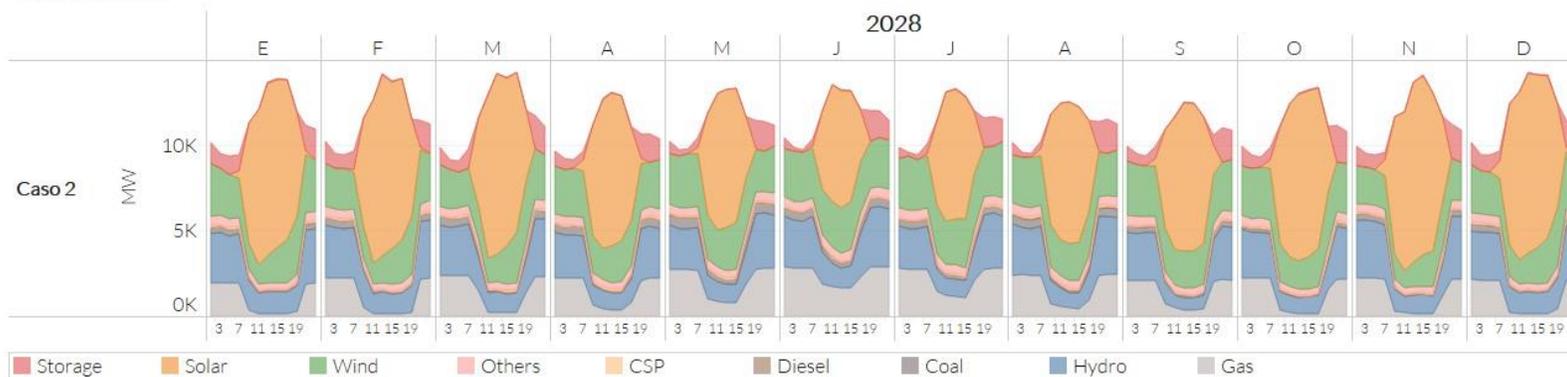
Recursos hídricos, eólicos y solares imponen desafíos estacionales sobre el despacho del sistema. Específicamente entre los meses de abril y julio aumenta la necesidad de despacho térmico, debido a:

- 1 En abril se han agotado reservas en embalses y deshielo en año hidrológico seco
- 2 La menor contribución solar durante meses de invierno complementada con almacenamiento.
- 3 Reducción de perfiles eólicos de la zona centro sur durante la noche.

No es económicamente eficiente almacenar excedente de energía ERV en verano para utilizarla en invierno

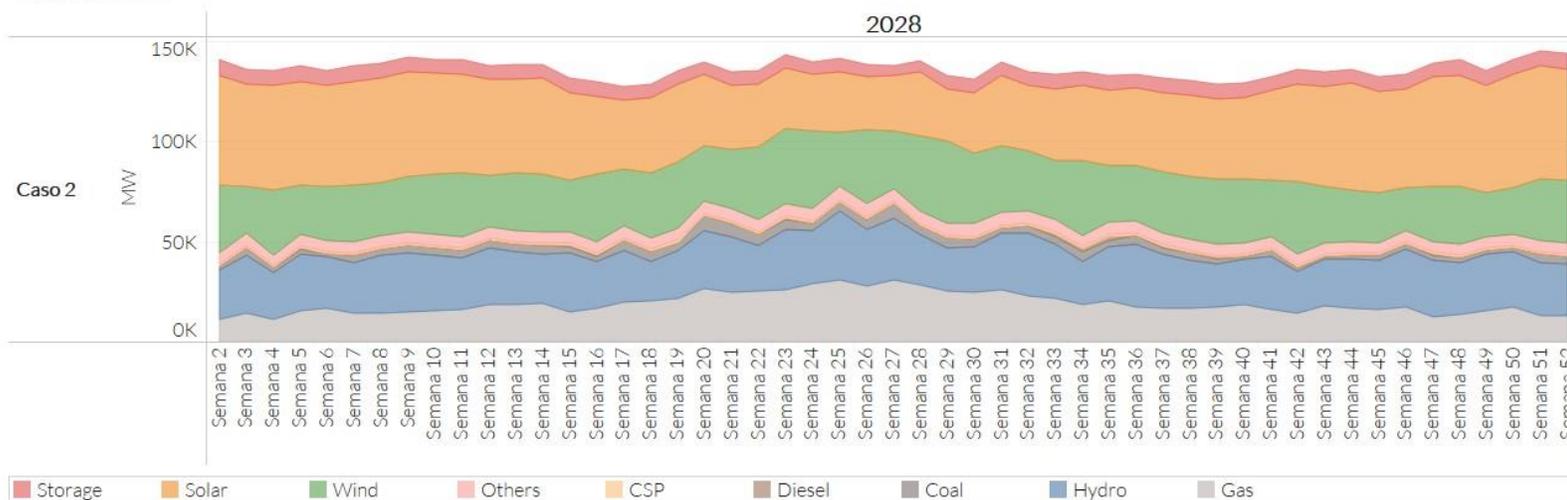
Despacho horario promedio por tecnología tras para el año 2028

Hidrología Seca



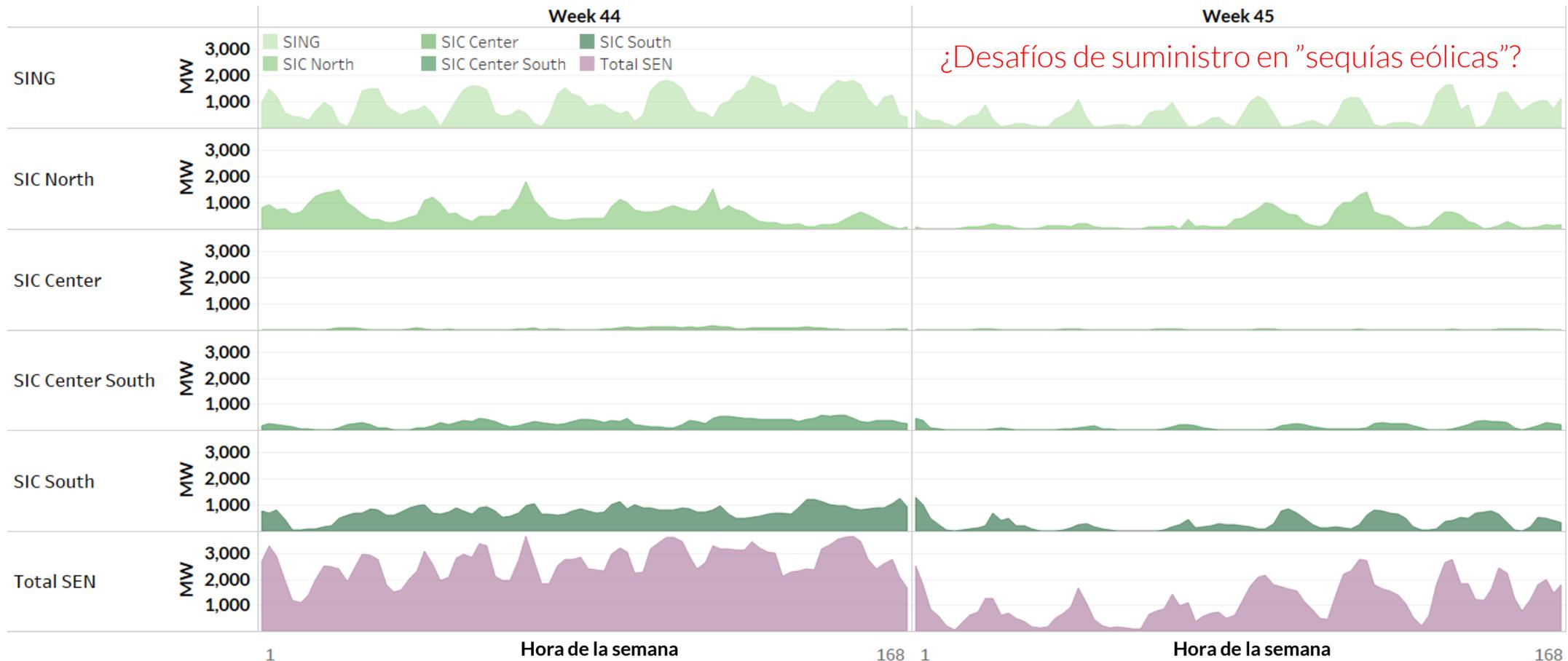
Despacho semanal por tecnología para el año 2028

Hidrología Seca



22% del tiempo generación eólica tendría un factor de planta menor a 20% en el Bloque A y C (*). El sistema debe estar preparado para gestionar de manera confiable y eficiente la variabilidad de generación eólica.

Caso 2: Disponibilidad eólica total en el SEN y por zona.

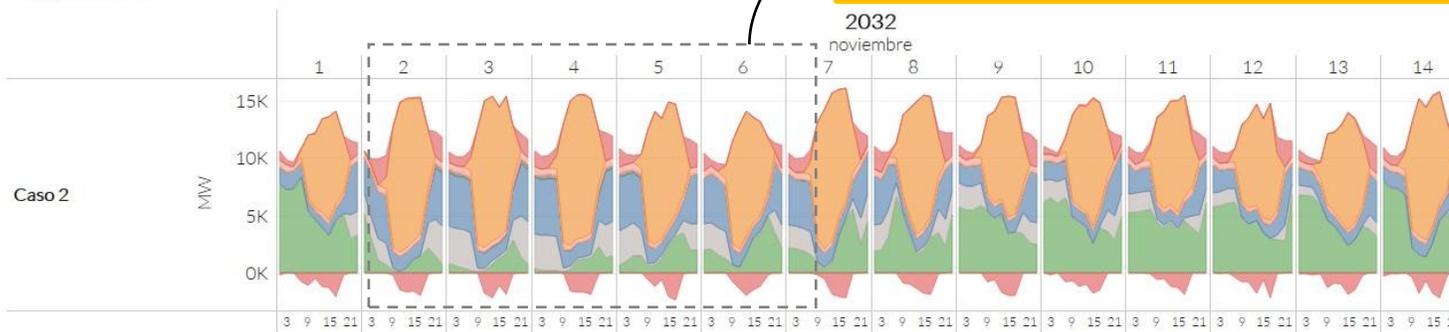


(*) De acuerdo a la definición de bloques en licitaciones reguladas

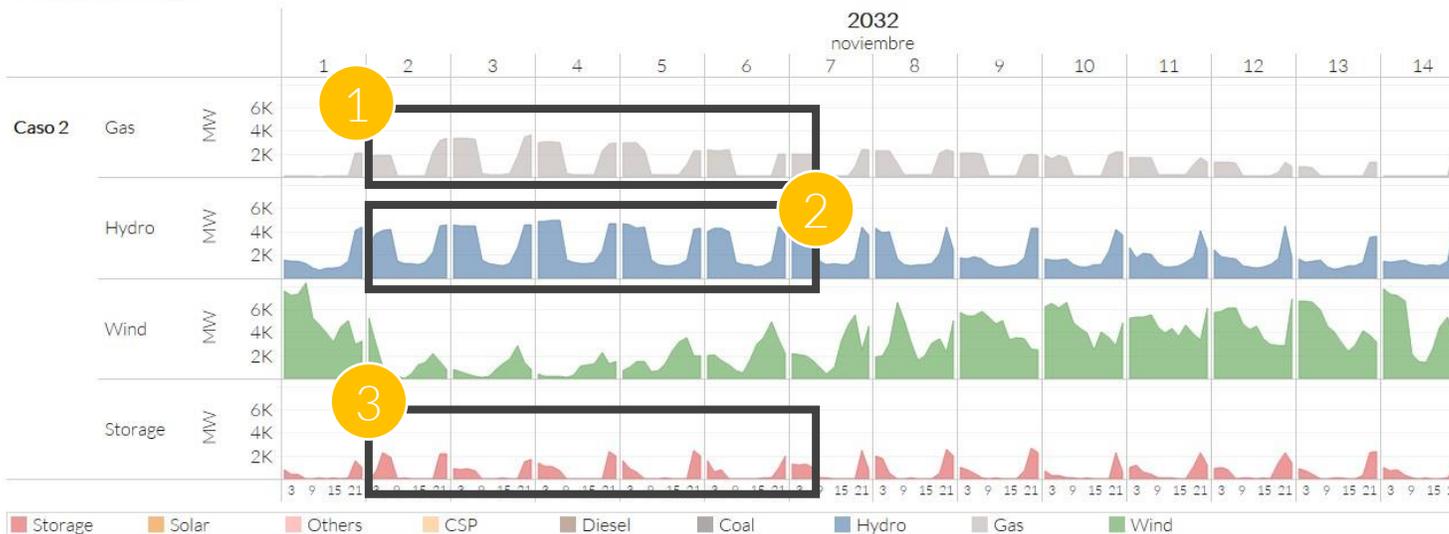
Generación térmica contribuye a complementar la generación eólica en períodos de menor disponibilidad de generación ERV

Despacho promedio por tecnología tras salida de centrales de gas y carbón
Hidrología Seca

Generación térmica contribuye a complementar períodos de menor disponibilidad de recursos renovables.



Detalle por tecnología



Ante períodos de menor disponibilidad eólica el sistema responde principalmente mediante gestión hídrica y térmica.

- 1 Los recursos térmicos flexibles permiten complementar los períodos de menor disponibilidad de recursos renovables.
- 2 La gestión hídrica también complementa los períodos de menor disponibilidad de recursos renovables. Aun así, desde la perspectiva de la programación de períodos más largos de tiempo se sobreestima el aporte hídrico a la gestión debido a que cuenta con información perfecta sobre los perfiles renovables.
- 3 Almacenamiento no participa en mayor medida a complementar períodos de baja disponibilidad eólica, debido a su disponibilidad limitada de energía. Es decir, no puede guardar energía con días de antelación para prepararse a situaciones de menor disponibilidad de generación eólico.

Mínimos técnicos de generación a gas están altamente influenciados por brechas de requerimiento en DS 13.

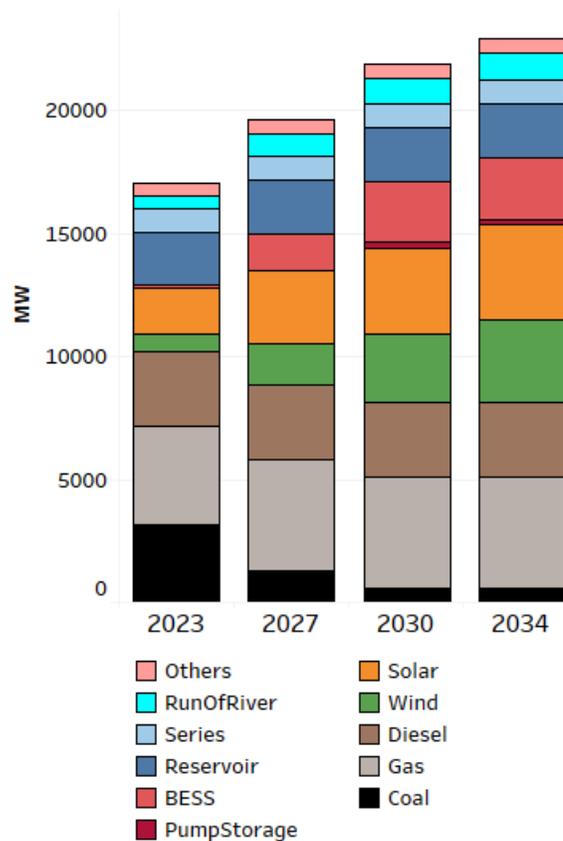
Transición del sistema hacia +80% renovables

Actualmente en la industria se percibe un margen de reserva superior al 50%, pero en realidad puede ser entre 14 y 22% en los próximos 3 años.

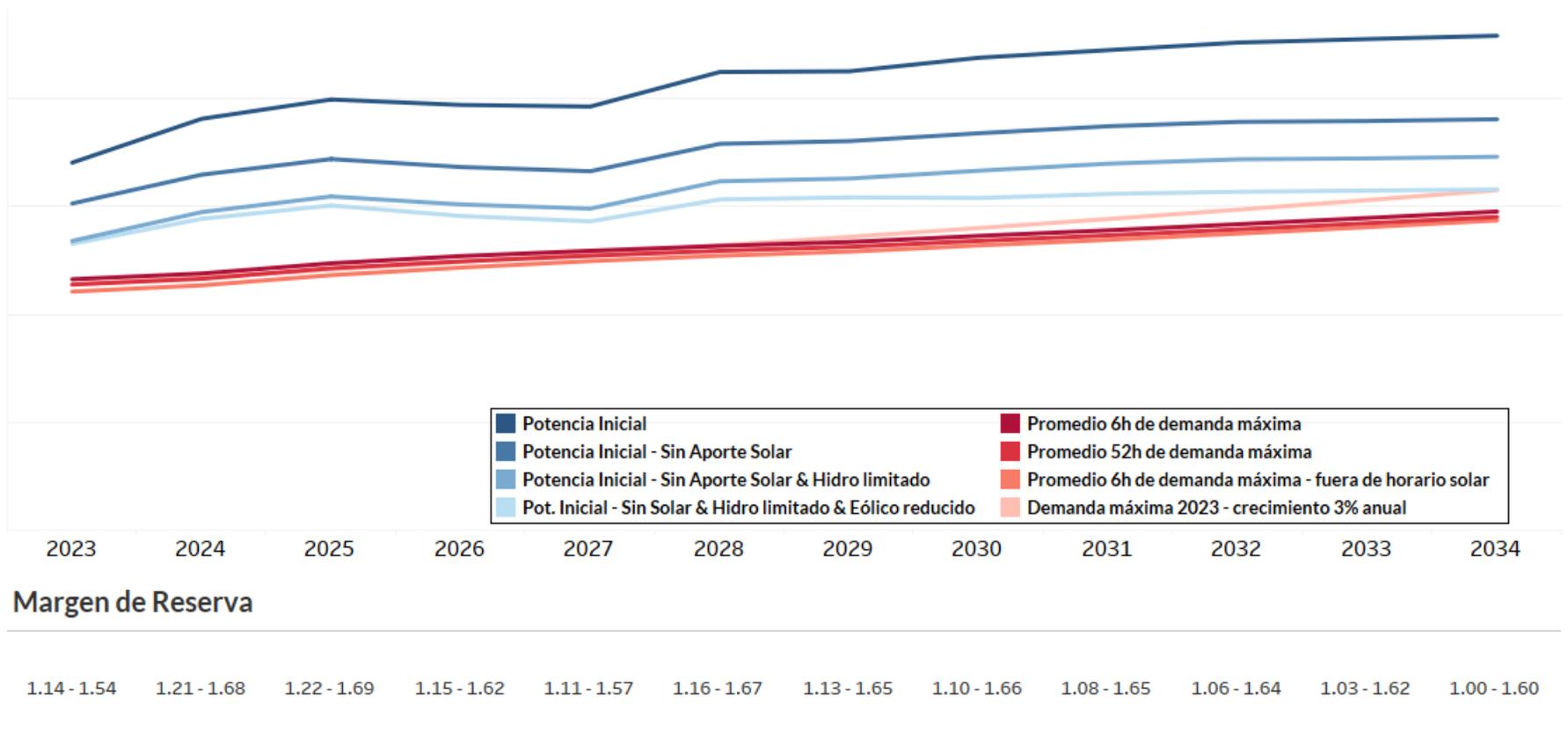
Actualmente se percibe un margen de reserva superior al 50%, pero en realidad puede ser entre 14 y 22% en los próximos 3 años

Al considerar la metodología actual, para el horizonte de estudio el Margen de Reserva se estimó entre 1.54 y 1.69. Sin embargo, dado que en las horas de máxima demanda neta la contribución de la generación solar fotovoltaica es cero; en escenarios hidrológicos secos la generación hidroeléctrica podría tener limitaciones similares a las observadas en agosto de 2021; y la generación eólica puede tener periodos de baja disponibilidad; se requiere una nueva perspectiva para evaluar el margen de reserva del sistema y su evolución. Limitaciones mayores en centrales térmicas o diésel pueden afectar significativamente la suficiencia del sistema.

Potencia Inicial – Metodología DS62



Evolución del Margen de Reserva considerando contribución real de distintas tecnologías

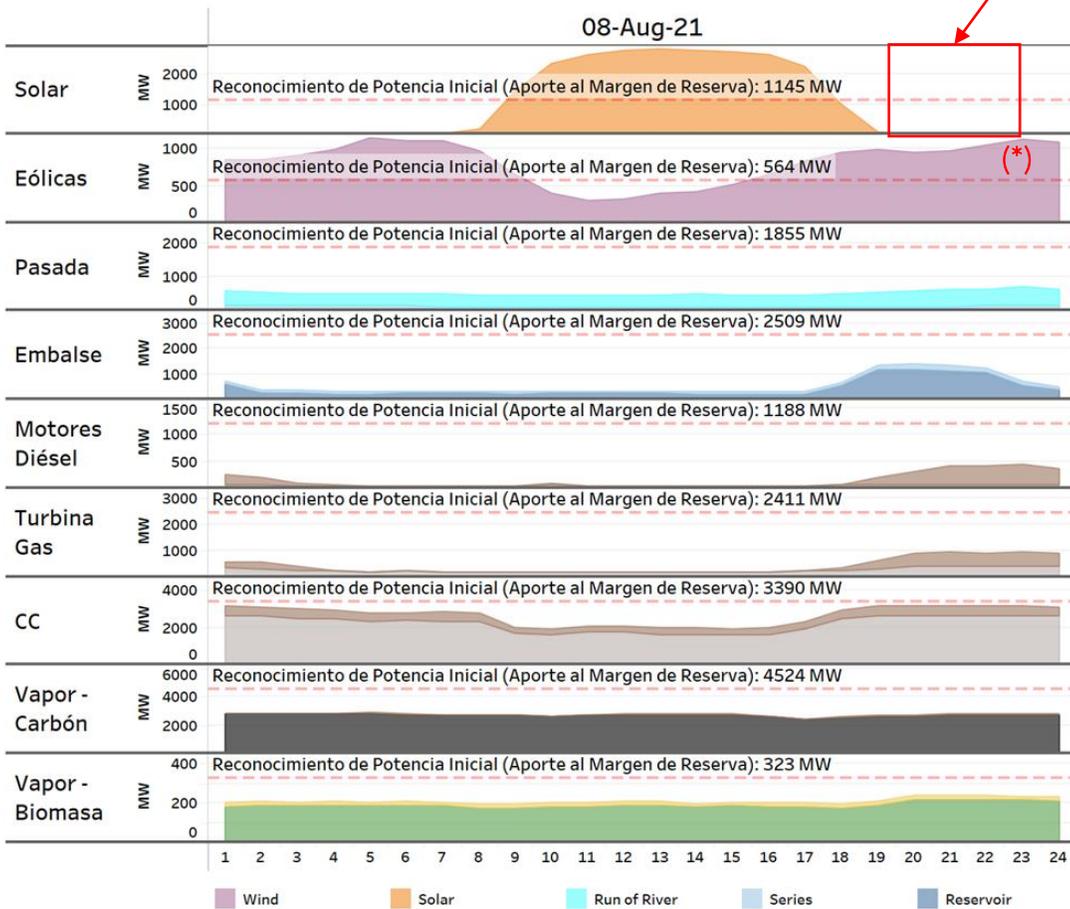


El margen de reserva real del sistema es significativamente menor que el percibido

Margen de reserva percibido no representa capacidad de respuesta del sistema en periodos de estrechez. Se han observado brechas importantes en la Potencia Inicial asignada a las distintas tecnologías y la Capacidad Efectivamente Disponible en periodos de mayor estrechez.

Caso del 8 de Agosto de 2021 – Periodo de estrechez durante varios días que derivó en decreto preventivo de racionamiento.

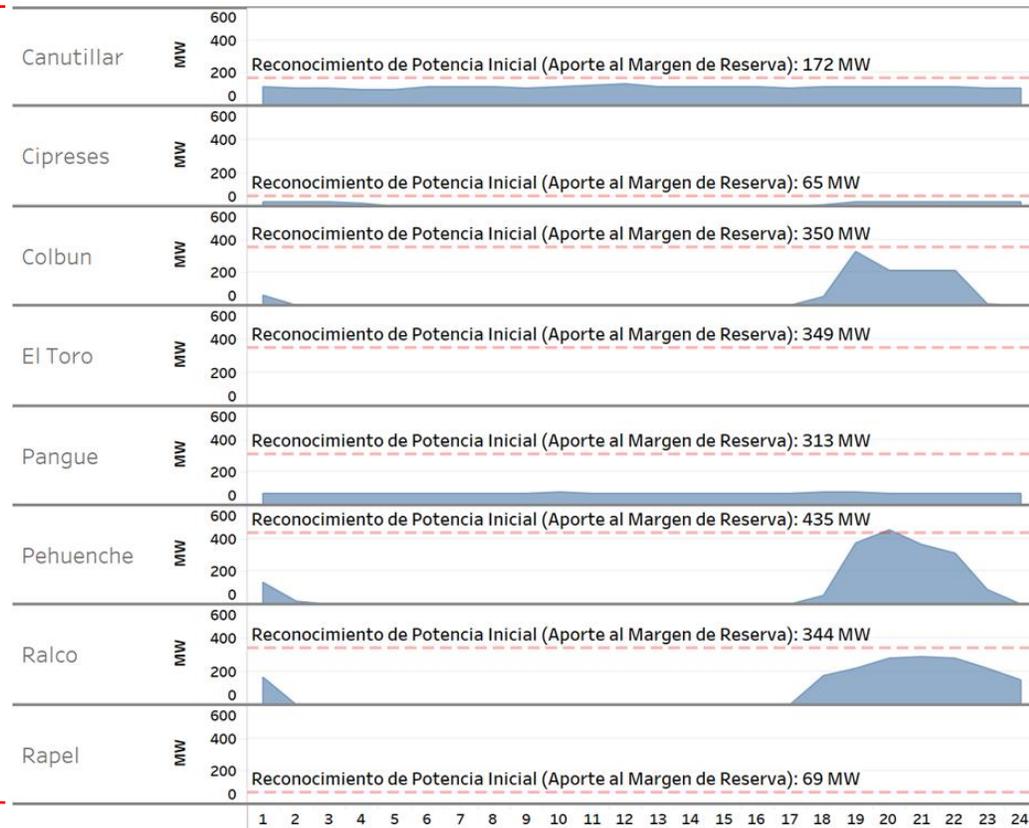
Operación real del SEN y Potencia Inicial por Tecnología



La potencia inicial es mayor a la potencia disponible en los periodos de mayor exigencia del Sistema, con implicancias para el cálculo del Margen de Potencia.

La condición de agotamiento y particularmente el cumplimiento de condición de "cota mínima", tiene implicancias importantes en la potencia disponible de embalses durante los periodos de mayor exigencia del Sistema.

Operación de Embalses



(*) Si bien, en el día ilustrado la generación eólica tuvo generación mayor a la potencia inicial reconocida, el 12 de agosto, día en que también hubo desafíos de suficiencia, la contribución de la generación eólica fue menor que su potencia inicial reconocida.

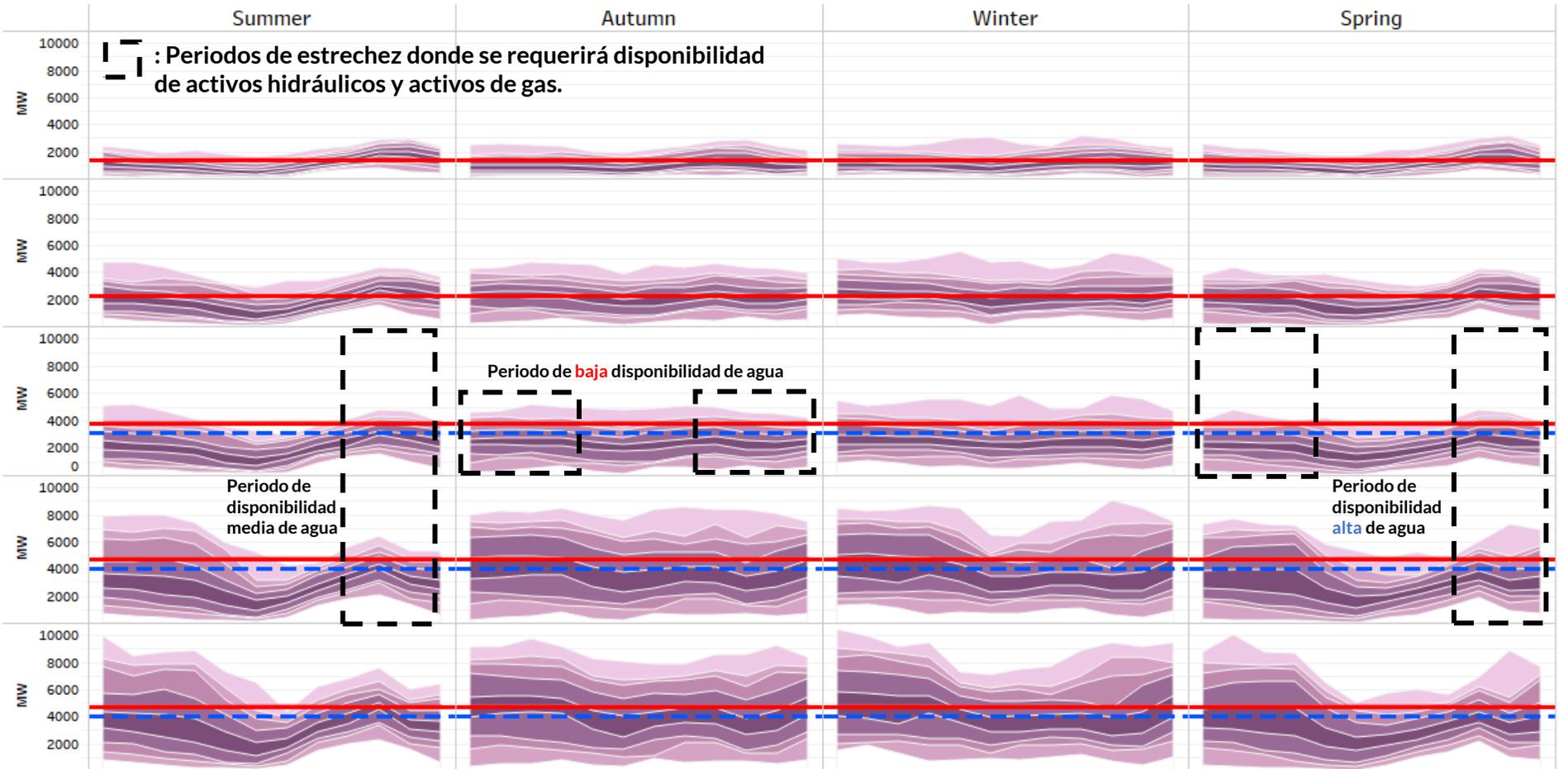
Caso 2: En el mediano plazo (2027 – 2030), en el 95% del tiempo del periodo de primavera – verano no será suficiente contar con 6700 – 10700 MW de generación eólica como reemplazo inicial de la generación a carbón retirada en el proceso de descarbonización.

Capacidad retirada de carbón y capacidad eólica instalada
Acumulado desde 2020



Generación eólica horaria y capacidad de carbón retirada

■ Min. Generation
 ■ Percentile (10) of Generation
 ■ Average Generation
 ■ Percentile (90) of Generation
 ■ Max. Generation
■ Percentile (5) of Generation
■ Percentile (25) of Generation
■ Percentile (75) of Generation
■ Percentile (95) of Generation
■ Coal Retirement
■ Coal Retirement without reconversion



Centrales térmicas proveen funcionalidades que están de manera tácita profunda y complejamente arraigadas en la estructura y dinámica del sistema **inodú**

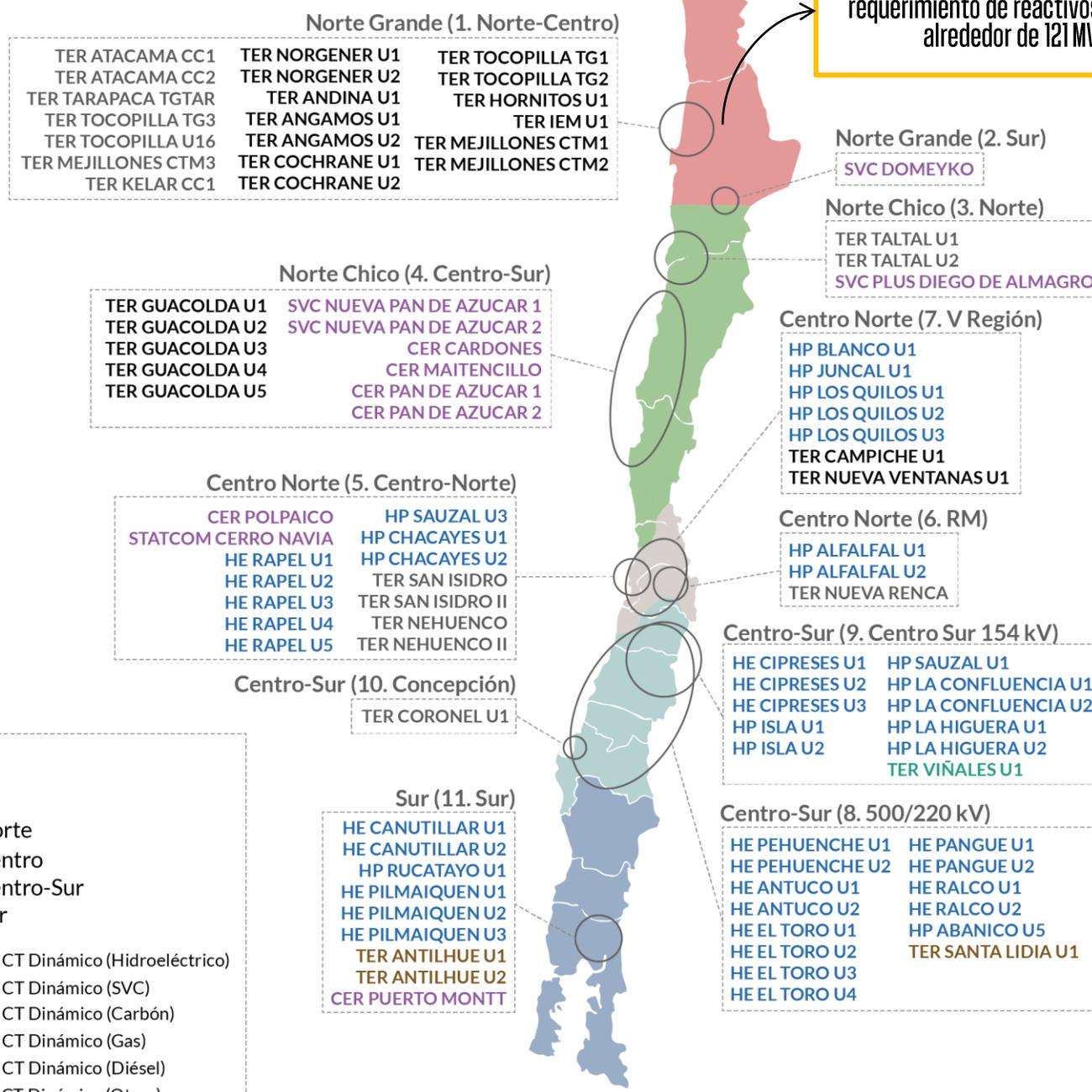


Por ejemplo, en el Norte Grande, de acuerdo al Coordinador el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas es alrededor de 121 MVAR para inyectar y 119 MVAR para absorber

Activos térmicos proveen servicios de control dinámico de tensión (modo PV) en distintas áreas de control de tensión del SEN

Ante el retiro de unidades térmicas a carbón e indisponibilidades de unidades a gas es crítico complementar dicha funcionalidad, particularmente en la zona norte y en la zona central en escenarios de sequía.

Licitación de condensadores síncronos en parte complementa la pérdida de capacidad de control de tensión.



Leyenda

- SING
- SIC-Norte
- SIC-Centro
- SIC-Centro-Sur
- SIC-Sur
- Recurso CT Dinámico (Hidroeléctrico)
- Recurso CT Dinámico (SVC)
- Recurso CT Dinámico (Carbón)
- Recurso CT Dinámico (Gas)
- Recurso CT Dinámico (Diésel)
- Recurso CT Dinámico (Otros)

Manteniendo prácticas de seguridad vigentes, sin escalar generación basada en inversores que proporcione servicios de red comparables con generación térmica que se retira, eventual retiro de unidades a carbón, acorde a los compromisos realizados, exigirá despacho por seguridad (inercia) de unidades a gas y carbón

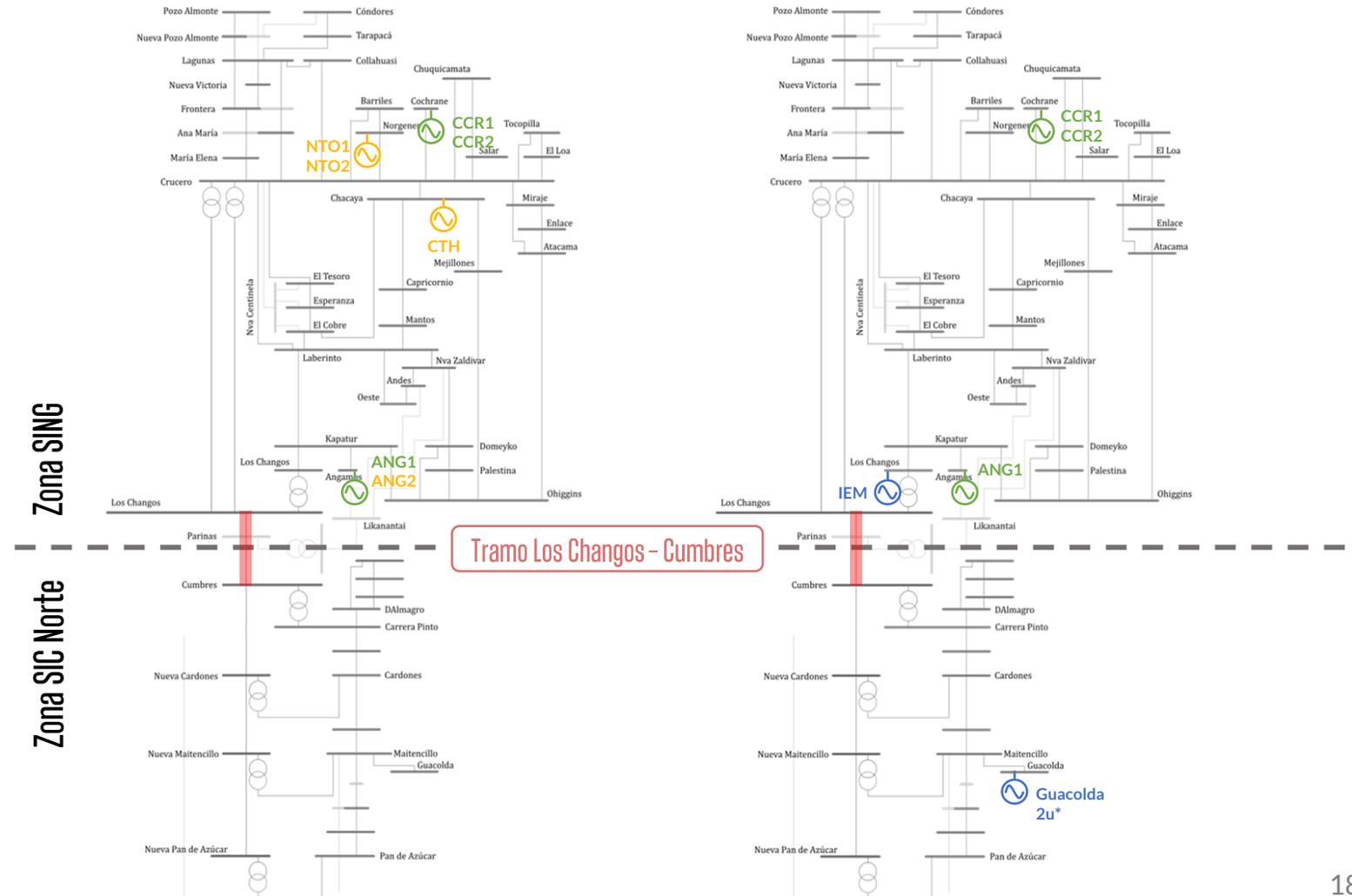
Central	Potencia Nominal (MW)	Mínimo Técnico (MW)	Inercia (GVAs)
ANG1	276,9	80	1,6
ANG2	281,3	80	1,6
CCR1	274,9	60	1,3
CCR2	274,8	60	1,5
NTO1	140,5	55	0,7
NTO2	135,8	55	0,7
CTH	174,3	70	1,1
IEM	376,9	106,2	2,8

Los casos de despacho (a) y (b) que se representan en la figura corresponden a los utilizados por el Coordinador en la sección 5.2.2 del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2022, publicado en Febrero 2023.

■ Unidades operando en escenario (a) ■ Unidades operando en ambos escenarios ■ Unidades operando en escenario (b)

(a) Sin Guacolda en servicio, se requieren 9 GVAs en zona SING

(b) Con Guacolda en servicio*, se requieren 7 GVAs en zona SING



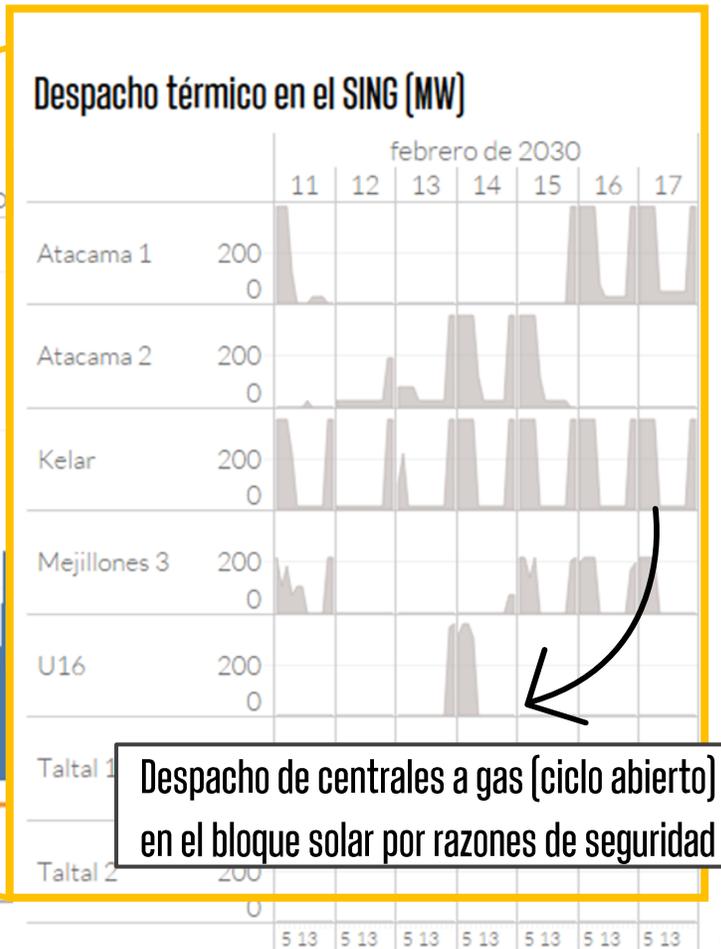
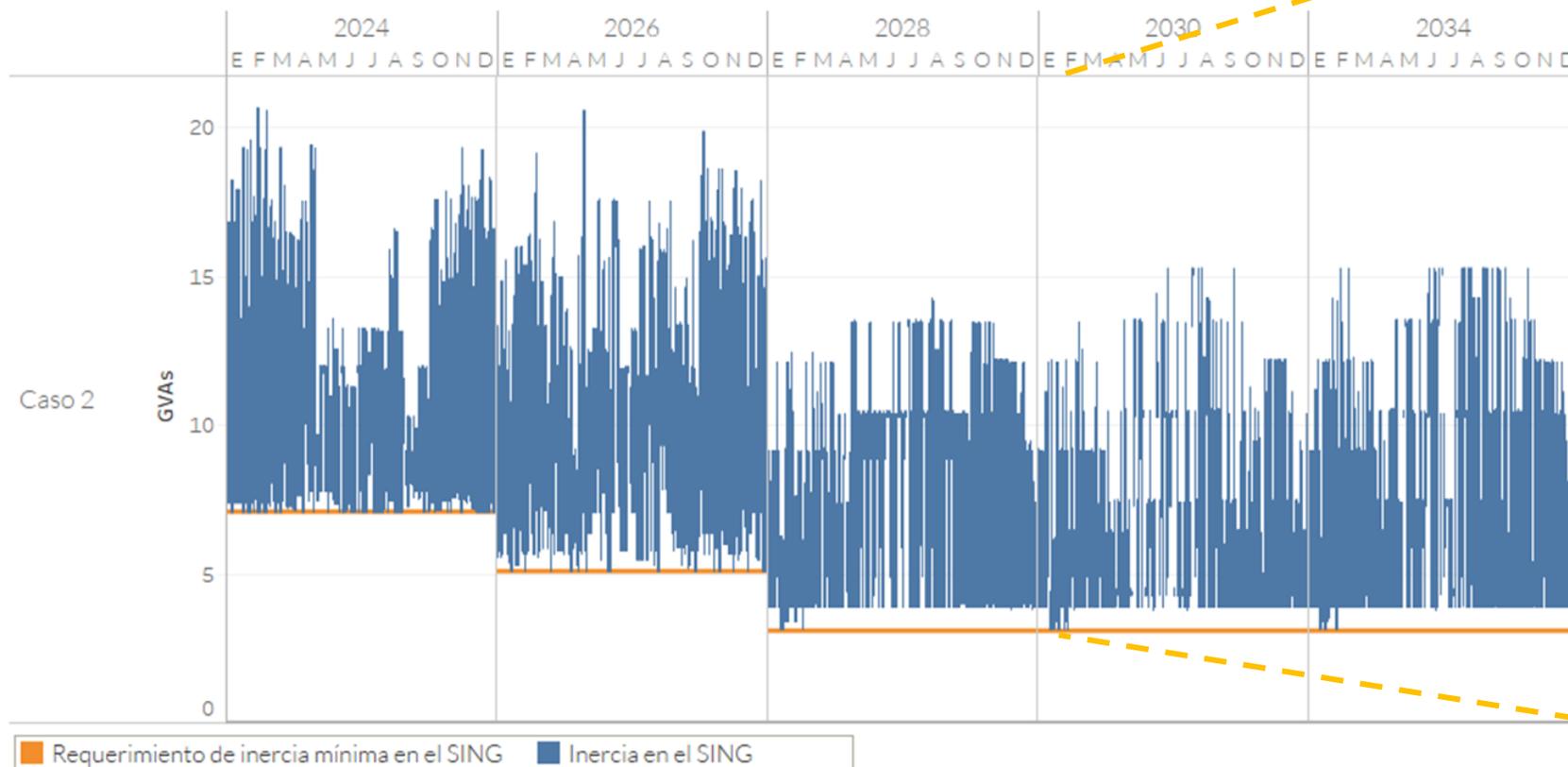
Al 2026, se espera contar con 5 GVAs adicionales en la zona SING por la Licitación de Infraestructura de SSCC del Coordinador.

Restricciones de seguridad inducen el despacho de unidades con mayor contribución de inercia

inodú

Sistemas de compensación síncrona (CCSS) tendrían un aporte total de 5 GVA. Sin presencia de otros activos que provean servicios de red comparables, generación térmica sería necesaria por restricciones de seguridad.

Restricción de inercia en el SING – Hidrología Seca



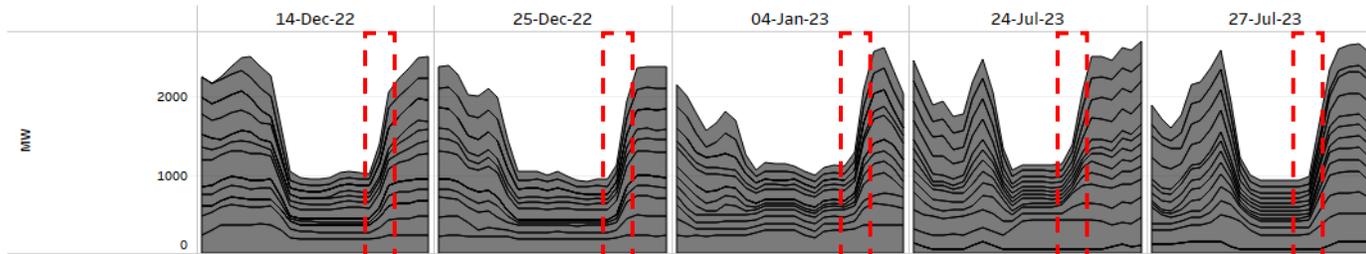
La instalación de condensadores síncronos ha generado la percepción de que se podrá prescindir de generación térmica durante el día.

Dada las prácticas y limitaciones actuales de centrales térmicas ¿Se ha considerado apropiadamente las limitaciones en la oferta de rampa al final de la tarde y las limitaciones al ciclaje persistente de activos térmicos debido a requerimientos de operación flexible confiable y económica?

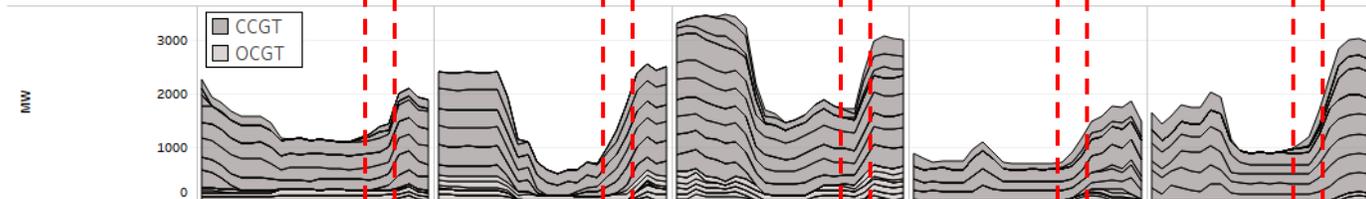
Limitaciones en capacidad de toma de carga requerirá despacho térmico en el corto y mediano plazo Inodú

Instalación de condensadores síncronos evidenciará factores limitantes de unidades térmicas, particularmente en tiempos de partida, capacidad de toma de carga y la capacidad de realizar arranques frecuentes de manera confiable y persistente. Brechas entre operación flexible deseada y operación flexible posible de manera confiable y persistente posiblemente requiera una re-definición de despacho por seguridad.

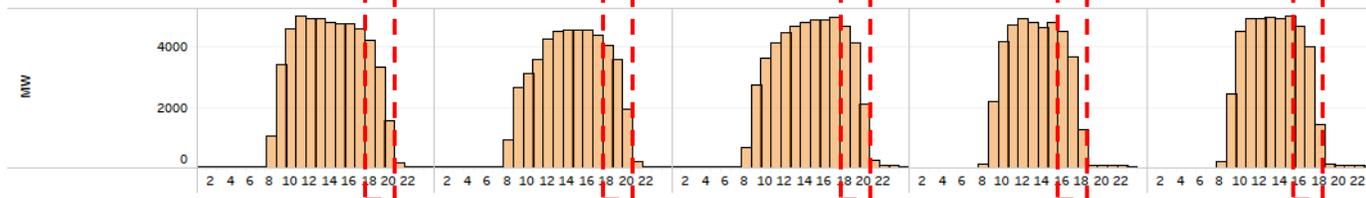
Generación centrales a Carbón



Generación centrales CCGT y OCGT



Generación Solar



La rampa de demanda neta al final del día se suministrará mediante una combinación de activos (hidroeléctricos, almacenamiento y térmicos). El mayor uso de una u otra opción depende de la condición de operación (p.e. hidrología). Hacia el 2034, las unidades de ciclo combinado contribuyen hasta 3400 MW a rampas de 5 horas; y las unidades de ciclo abierto hasta 980 MW.

Movimiento de centrales realizado por el CEN

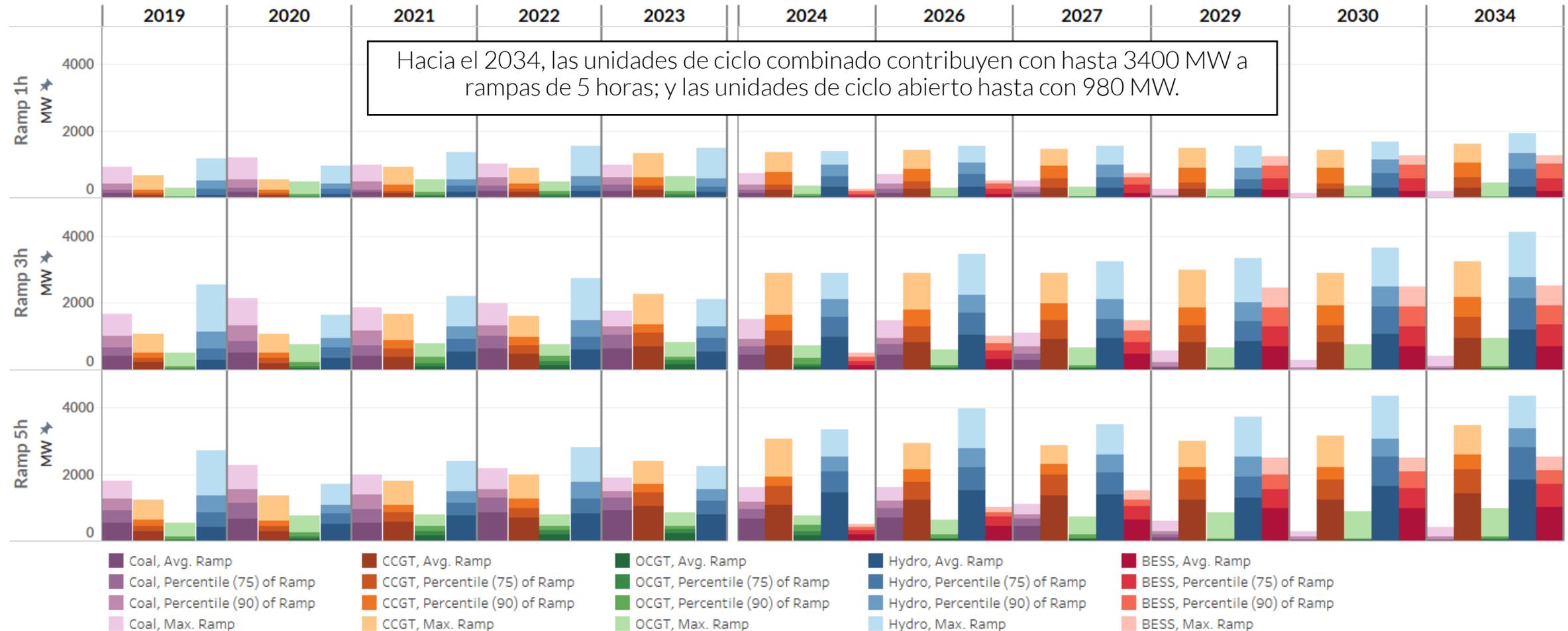
14-12-22					
Hora Movi.	Equipo /	Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
18:00	-	HORNITOS-CTH	HORNITOS-CTH_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:00	-	ANDINA-CTA	ANDINA-CTA_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:00	-	MEJILLONES-IEM	MEJILLONES-IEM_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	ANGAMOS-ANG2	ANGAMOS-ANG2_CAR	PC	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:02	-	VENTANAS-2	VENTANAS-2_CAR	-	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:03	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar
18:03	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	MT	Sube anticipado por retiro de generación ERNC Solar

04-01-23					
Hora Movi.	Equipo /	Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
18:15	-	SANTAMARIA	SANTAMARIA_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-3	GUACOLDA-3_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	ANGAMOS-ANG2	ANGAMOS-ANG2_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	MEJILLONES-IEM	MEJILLONES-IEM_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC
18:15	-	CAMPICHE	CAMPICHE_CAR	PC	Sube anticipada por lenta tasa de subida y próxima bajada de recurso ERNC

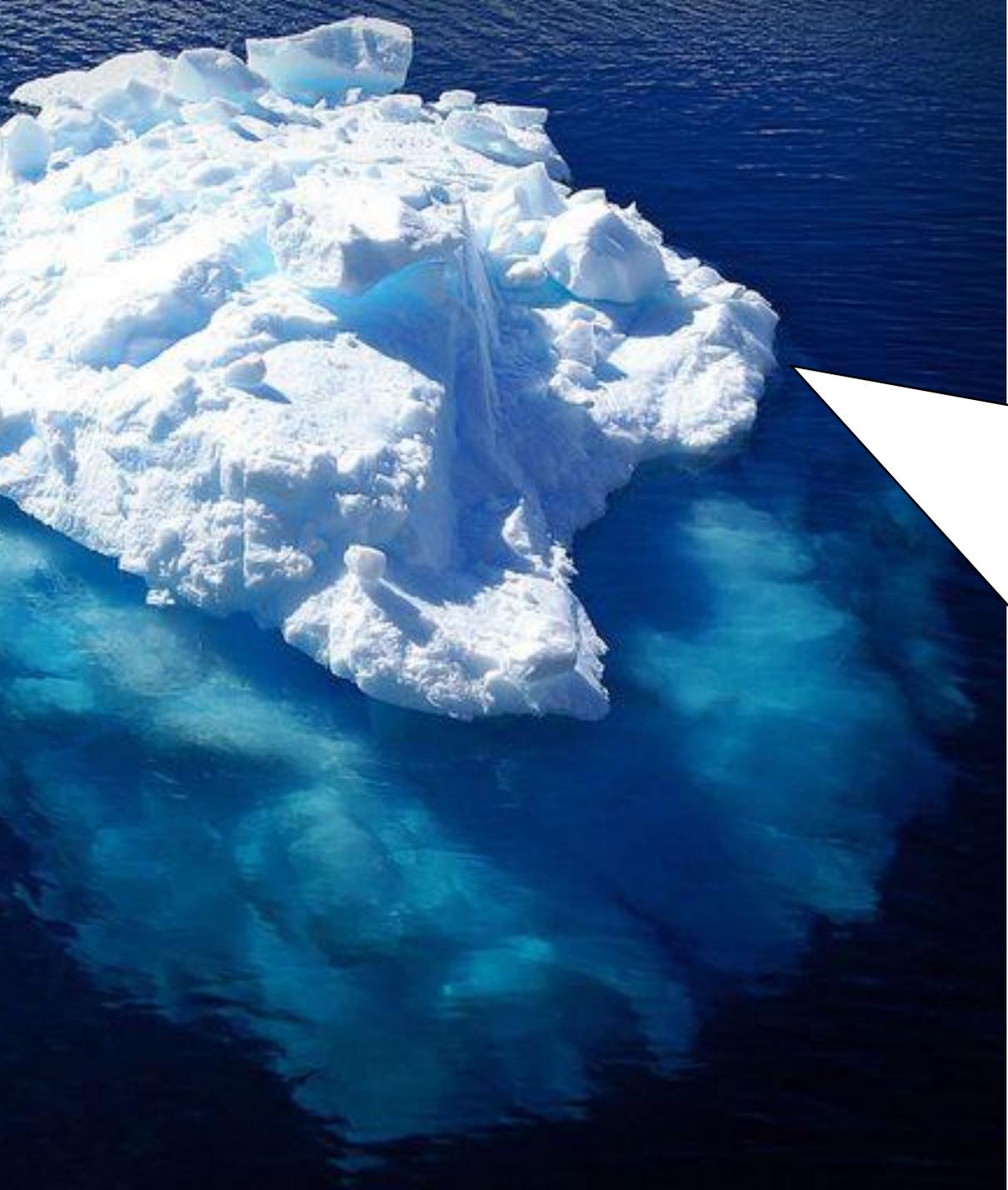
27-07-23					
Hora		Central-Unidad	Configuración	Despacho	Motivo
16:33	-	SANTAMARIA	SANTAMARIA_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-4	GUACOLDA-4_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-5	GUACOLDA-5_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	GUACOLDA-1	GUACOLDA-1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	ANGAMOS-ANG1	ANGAMOS-ANG1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	NUEVAVENTANAS	NUEVAVENTANAS_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	COCHRANE-CCH2	COCHRANE-CCH2_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	CAMPICHE	CAMPICHE_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.
16:33	-	COCHRANE-CCH1	COCHRANE-CCH1_CAR	PC	Subida anticipada por lenta tasa de subida.

La rampa de demanda neta al final del día se suministra mediante una combinación de activos (hidroeléctricos, almacenamiento y térmicos). El mayor uso de una u otra opción depende de la condición de operación.

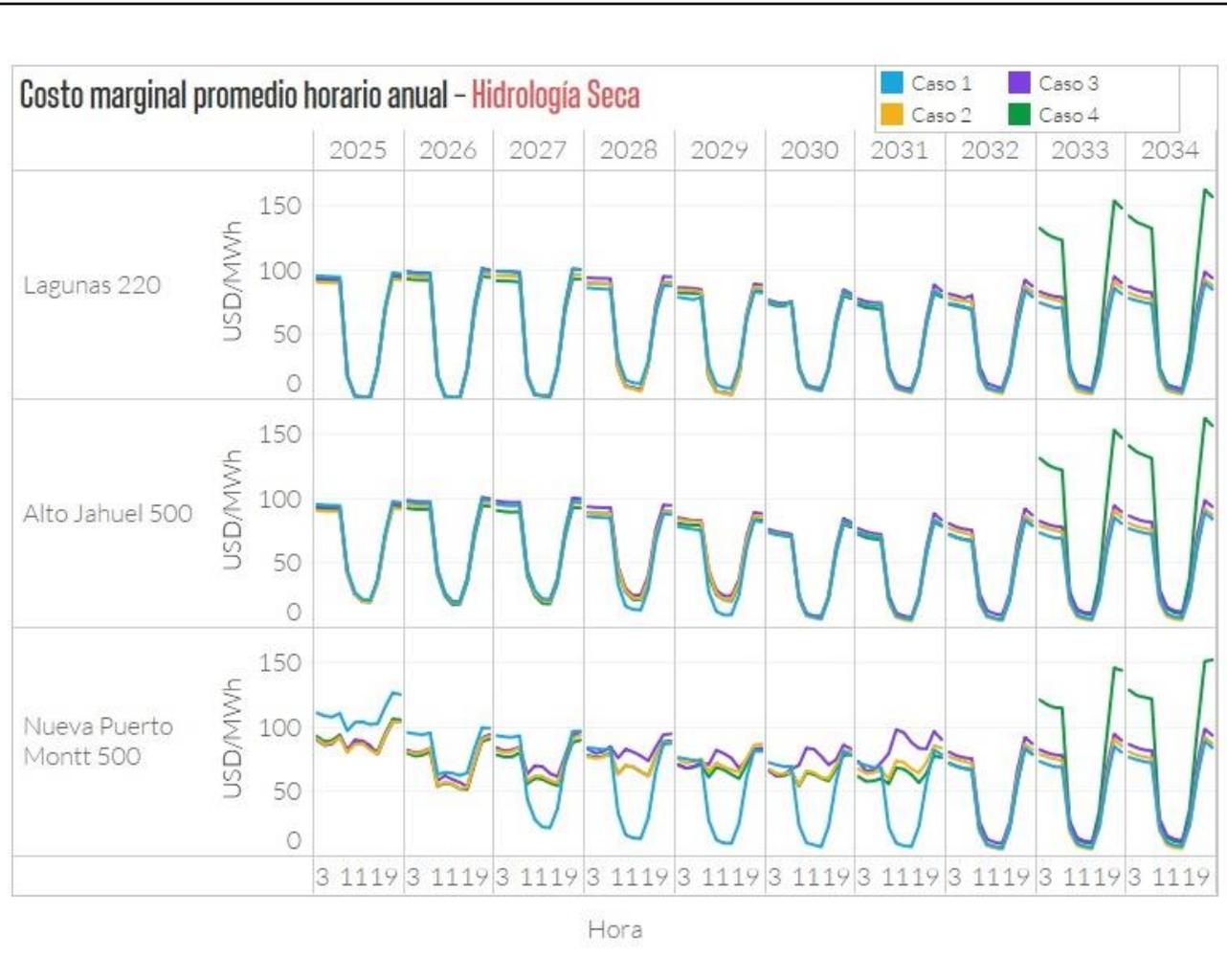
Rampas esperadas (MW) en 1, 3 y 5 horas

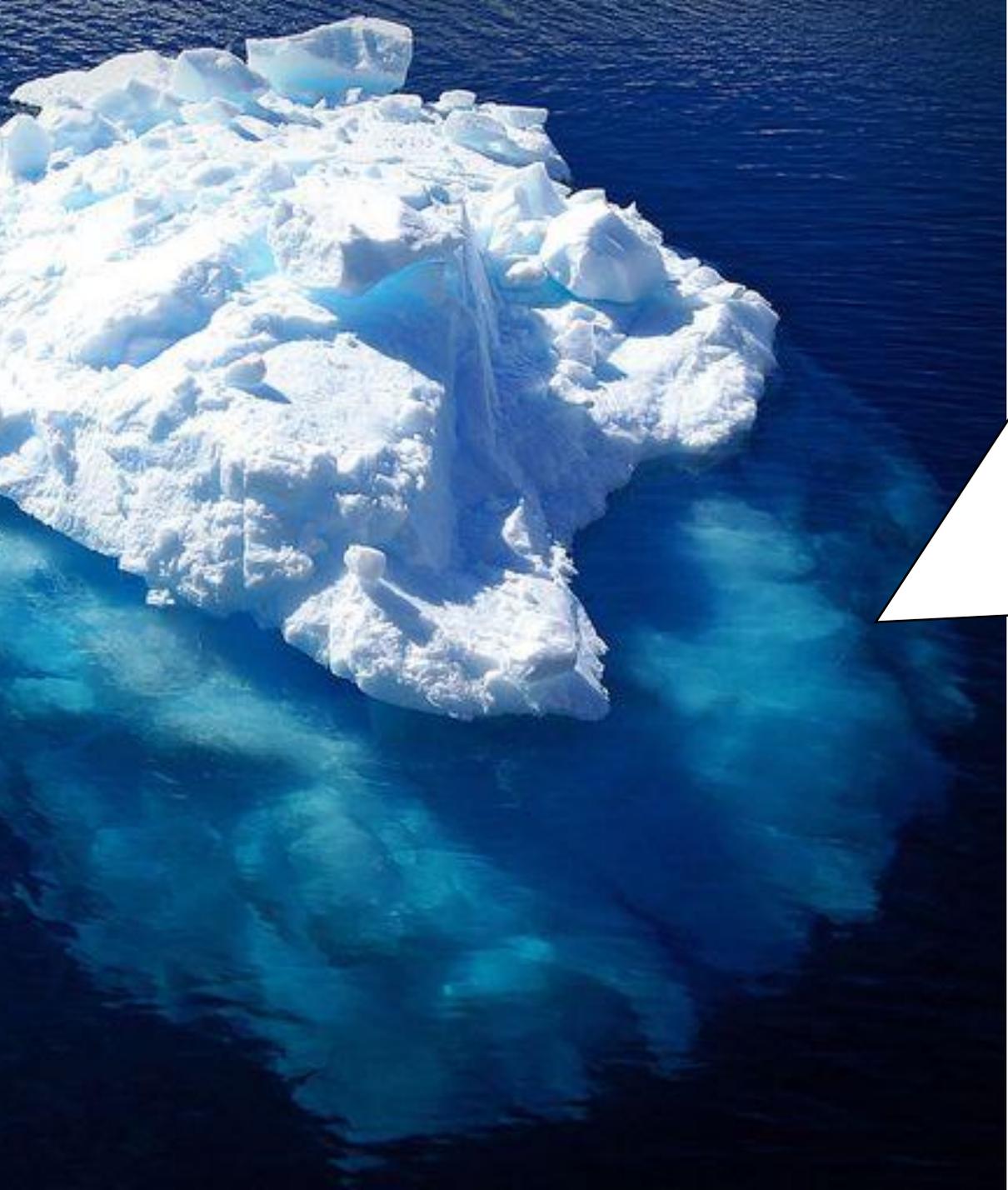


¿Cuáles son los efectos que tiene la transformación del sistema eléctrico – y su cambio de estructura – en la volatilidad de precios y por lo tanto en la competencia y riesgo de comercialización en el mercado?



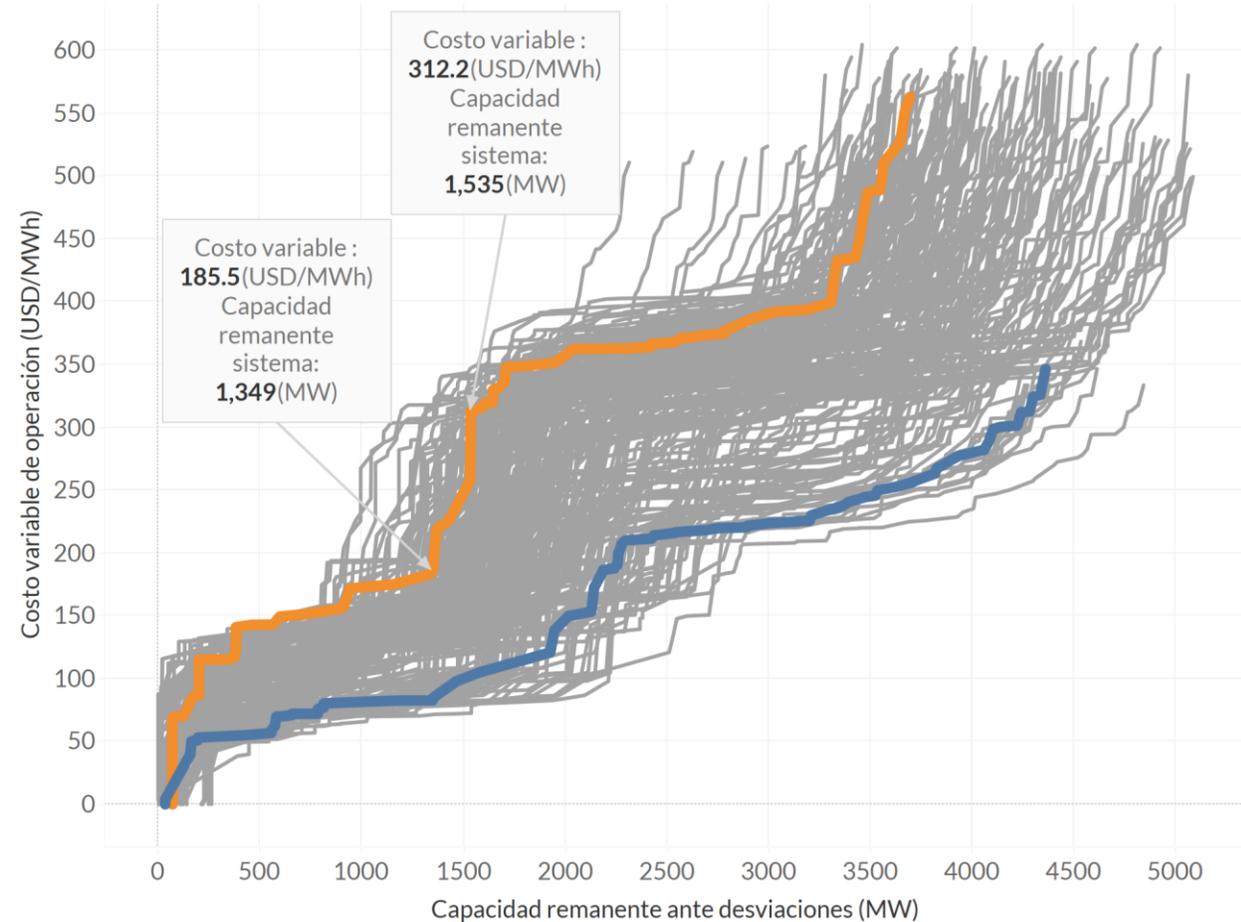
Cambios en la estructura del **inodú** sistema producen mayor volatilidad de precios





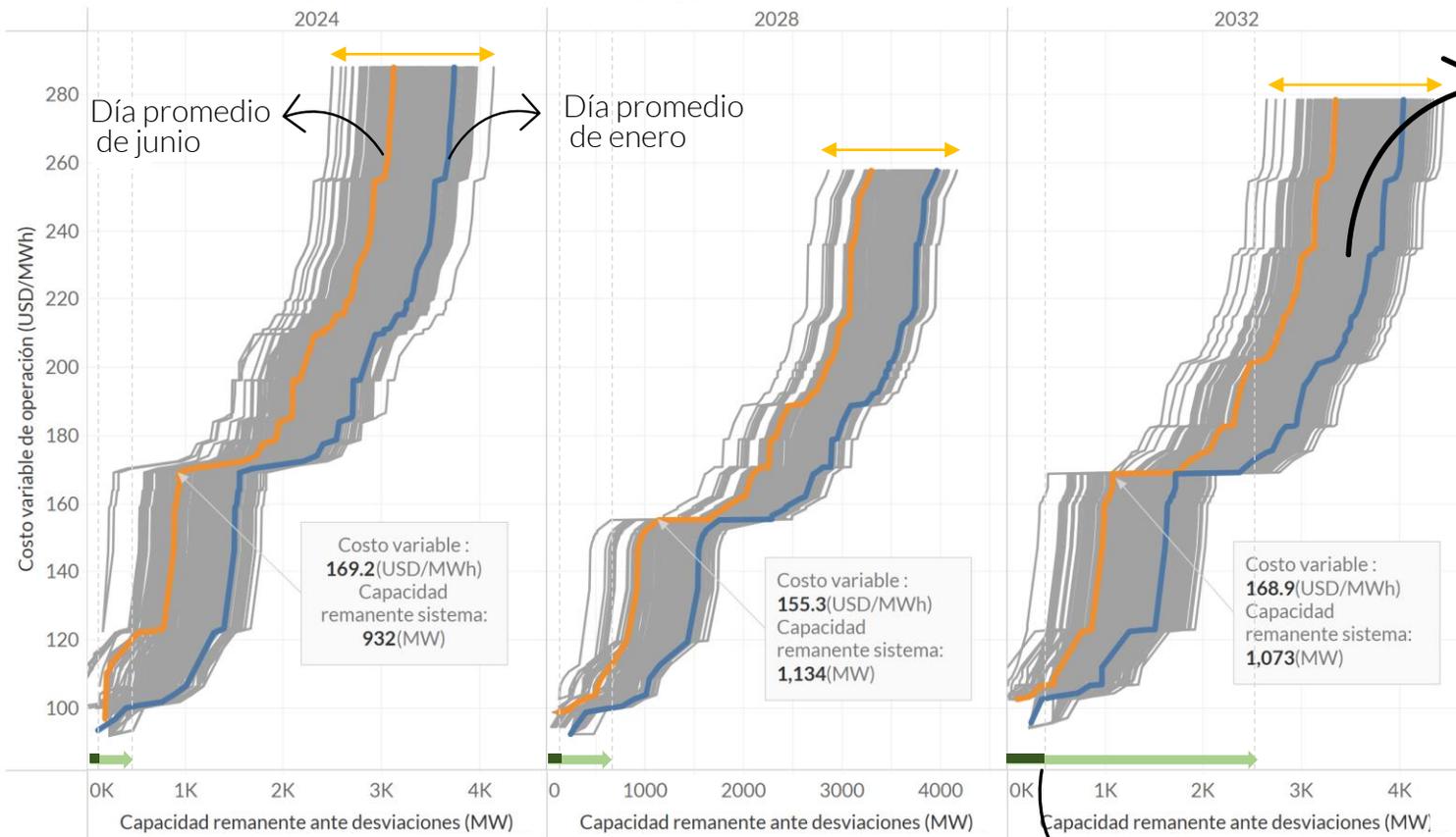
Dinámica del margen de reserva **inodú** (capacidad remanente para enfrentar desviaciones)

Capacidad remanente del sistema 2022 (21:00 Hrs.)



En el proceso de transición energética no sólo se reduce la capacidad remanente del sistema para responder a aumentos no programados de demanda neta; también se realiza un uso más dinámico del margen de reserva y, consecuentemente, se tiene una mayor volatilidad del costo marginal.

Capacidad remanente del sistema (21:00 Hrs.) - Hidrología seca



Mayor expectativa de alza de costos marginales ante aumentos de demanda neta no programada

- 1 La capacidad remanente tiende a aumentar durante los meses de verano y a reducirse durante los meses de invierno. Por lo tanto, la probabilidad de despacho a mayores costos marginales de lo programado aumenta durante el invierno.
- 2 Aumento y concentración de la capacidad instalada eólica aumenta el nivel esperado de desviaciones no programados de demanda neta en el sistema.
- 3 El retiro de unidades a carbón o el hecho que estén apagadas (necesidad de partida fría) producto de la pérdida de competitividad de generación a carbón (aumento de carbon tax) y mayor necesidad de despacho de gas para cubrir el menor despacho de carbón y la mayor variabilidad del sistema, reducen la capacidad del sistema para responder a desviaciones de demanda neta positivas.

Desviación esperada con déficit de generación solo respecto a capacidad eólica instalada en zona de Taltal		2024	2028	2032
■	Percentil 95	1,22	1,47	5,77
■	Percentil 5	0,52	0,63	2,46
■	Desviaciones percentil 95% (GW)	0,01	0,01	0,03

Mayor expectativa de desviación eólica ante crecimiento de la capacidad instalada dentro de la zona de Taltal



Dinámica del margen de reserva **inodú** (capacidad remanente para enfrentar desviaciones)

En general se tiene una escasa visibilidad y entendimiento de la estructura del sistema (y su desempeño) para enfrentar variabilidad no programada -- sus efectos económicos, de riesgo en comercialización, de competencia y confiabilidad de suministro.

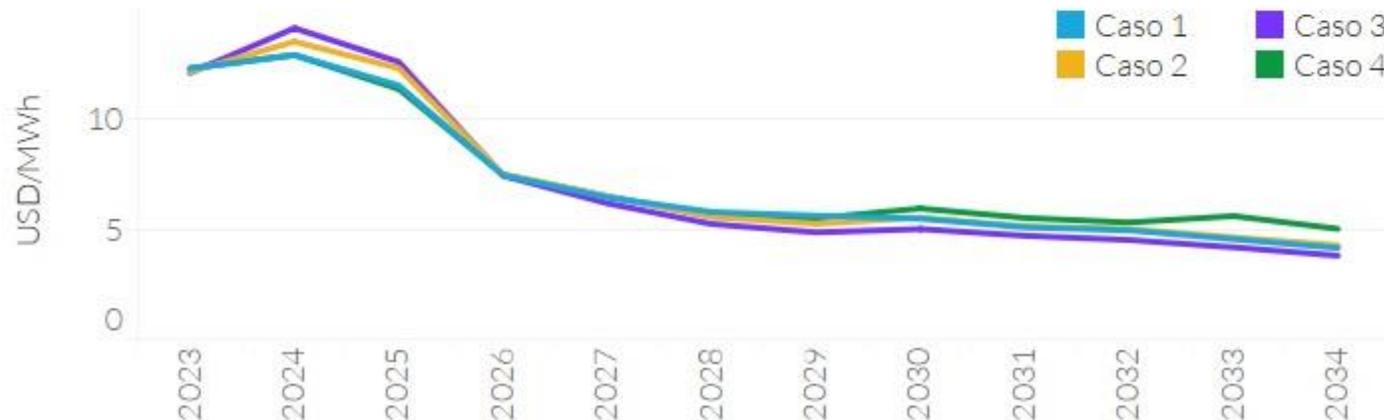
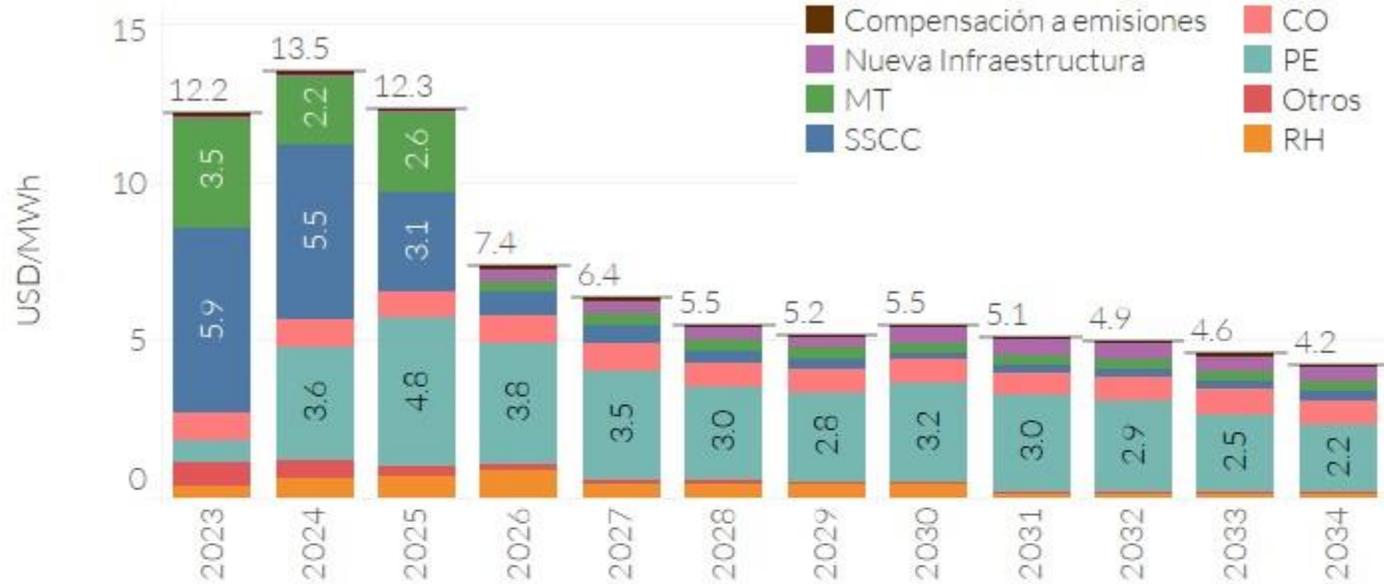
Mayor penetración de generación renovable demandará un uso más dinámico del margen de reserva (capacidad remanente para enfrentar desviaciones).

No se cuenta con objetivos de diseño del margen de reserva para que la dinámica operacional (y por lo tanto de precios y costos resultantes) favorezca una transición costo - eficiente

Comparación de escenarios: detalles de los costos sistémicos

El sobrecosto por **precio estabilizado** representa entre un 40% y 60% de los sobrecostos totales en el periodo estudiado.

Detalle sobrecostos: Caso Caso 2 – Hidrología Seca



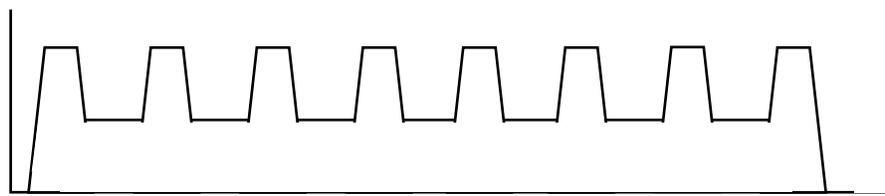
- Los sobrecostos presentados en la figura son promedios anuales. Se espera una disminución progresiva de los sobrecostos sistémicos posterior al 2024. Se espera que los sobrecostos promedios anuales alcancen un máximo en el año 2024.
- El sobrecosto a pagar por cada compañía dependerá del momento en el que se efectúen los retiros y si dichos costos pueden ser transferidos al cliente.
- Ante un escenario de retiro anticipado de gas y carbón del sistema se espera un aumento mayor al 20% en los sobrecostos debido al mayor sobrecosto por costos de oportunidad durante los años 2033 y 2034.
- En los escenarios evaluados las compensaciones por emisiones dejan de existir como tal. Sin embargo, estas pasan a estar incluidas en los sobrecostos por MT y SSCC, y por ende, cambia su modalidad de pago.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Expansión Eólica	-	Altamente restringida	Altamente restringida	Restringida
BESS adicional	NO	NO	SI	NO
Disponibilidad Térmica	ESPERADO	ESPERADO	BAJO	CCGT & Coal Indisponible
Demanda	BAJA	BAJA	ALTA	BAJA
Retrasos Tx	NO	SI	SI	SI
Costo Combustible	ESPERADO	BAJO GNA SING	BAJO COAL ESPERADO GAS	BAJO GNA SIC

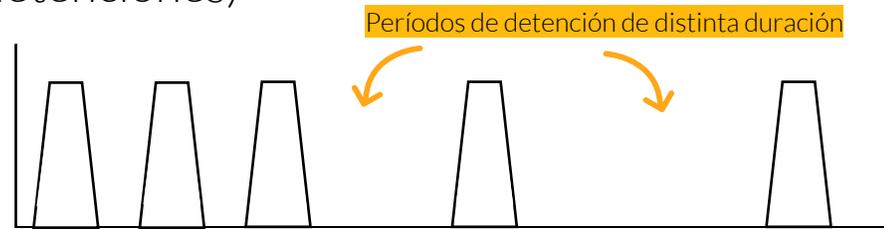
Distintos modos de operación de centrales térmicas

Nuevos modos de operación flexible junto a presión por reducir costos de mantenimiento aumentan pérdidas controlables en centrales térmicas y tasas de falla. Aumento de pérdidas controlables manteniendo consumos específicos reportados al CEN presiona los resultados de activos térmicos. Periodos de detención de distinta duración requieren distintas prácticas de conservación (layup), aumentan costos y merman operación flexible confiable.

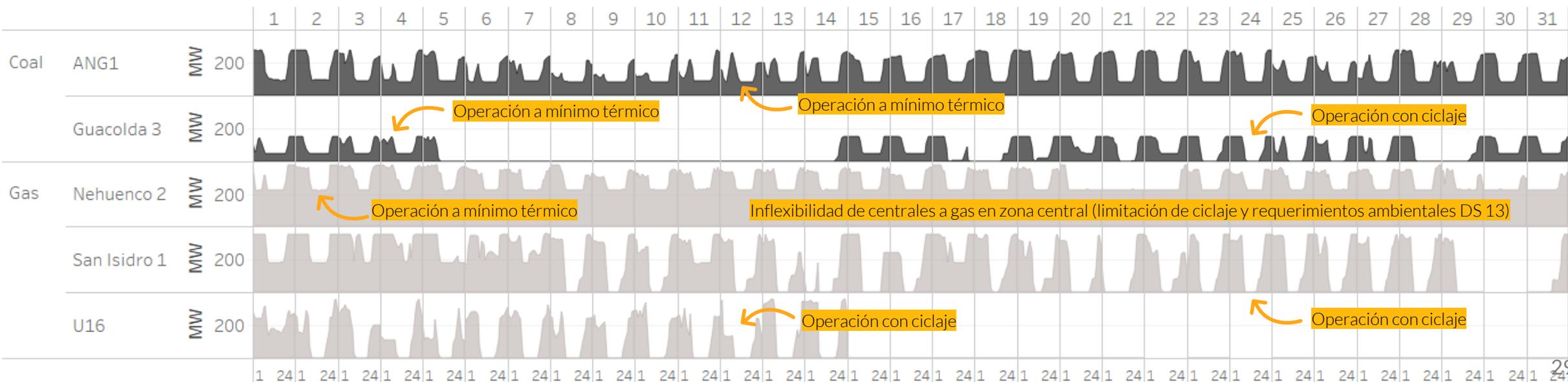
Operación a mínimo técnico durante algunas horas del día



Operación con ciclaje continuo (partidas y detenciones)



Operación de algunas unidades a carbón y gas durante octubre de 2022



En promedio, la tasa de indisponibilidad forzada observada de ciclos combinados en el SEN ha aumentado desde 3,8% en 2019 a 8,8% en 2022.

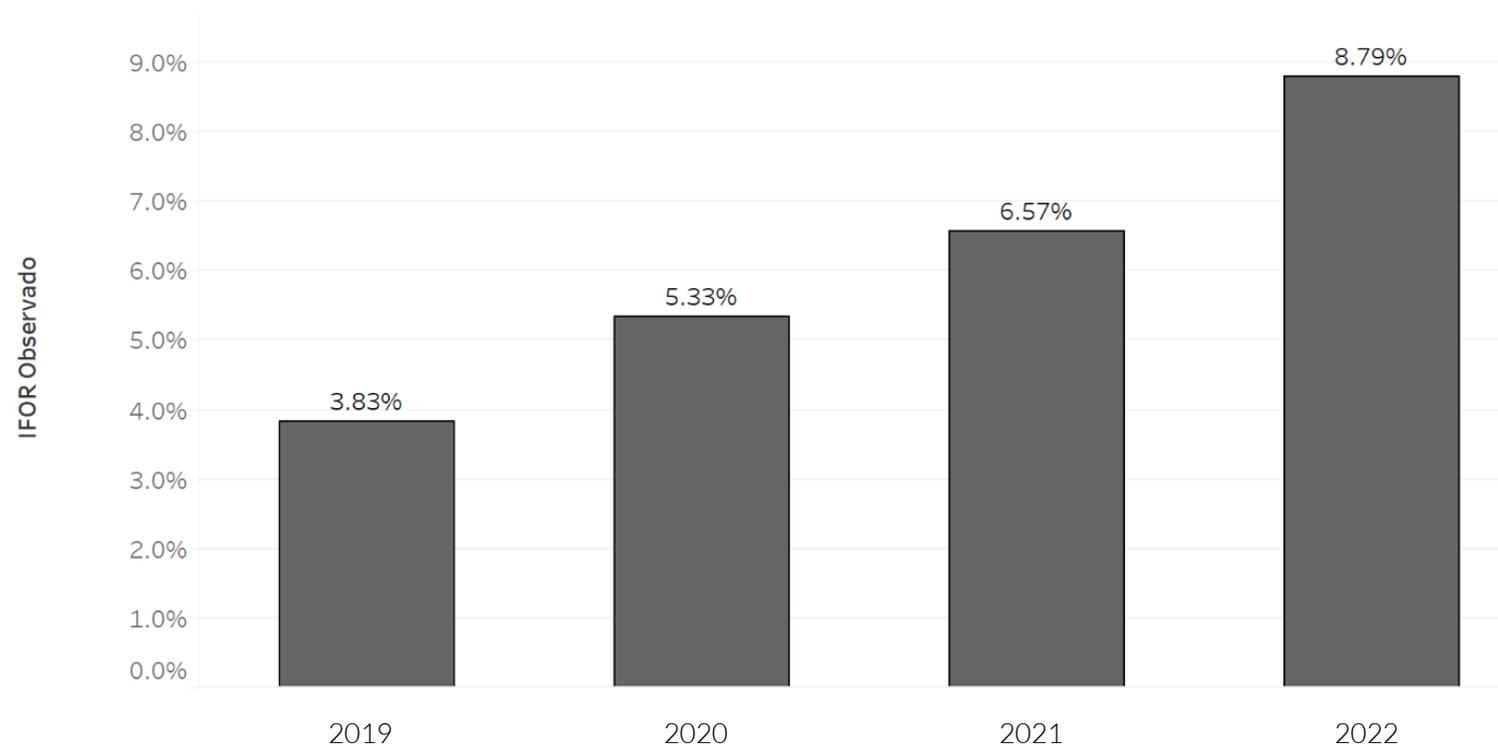
Los efectos acumulativos de desgaste pueden producir indisponibilidades y mantenencias no planificadas que pueden ser de alto costo para los operadores de las unidades.

En algunos casos, se ha estimado que las mantenencias no planificadas pueden significar alrededor de un 8% del costo de operación y mantenimiento, no combustible, planificado en unidades de ciclo combinado.

En casos particulares, se pueden producir fallas, de baja probabilidad, que pueden producir un impacto importante.

Indisponibilidad Forzada promedio anual de Ciclos Combinados

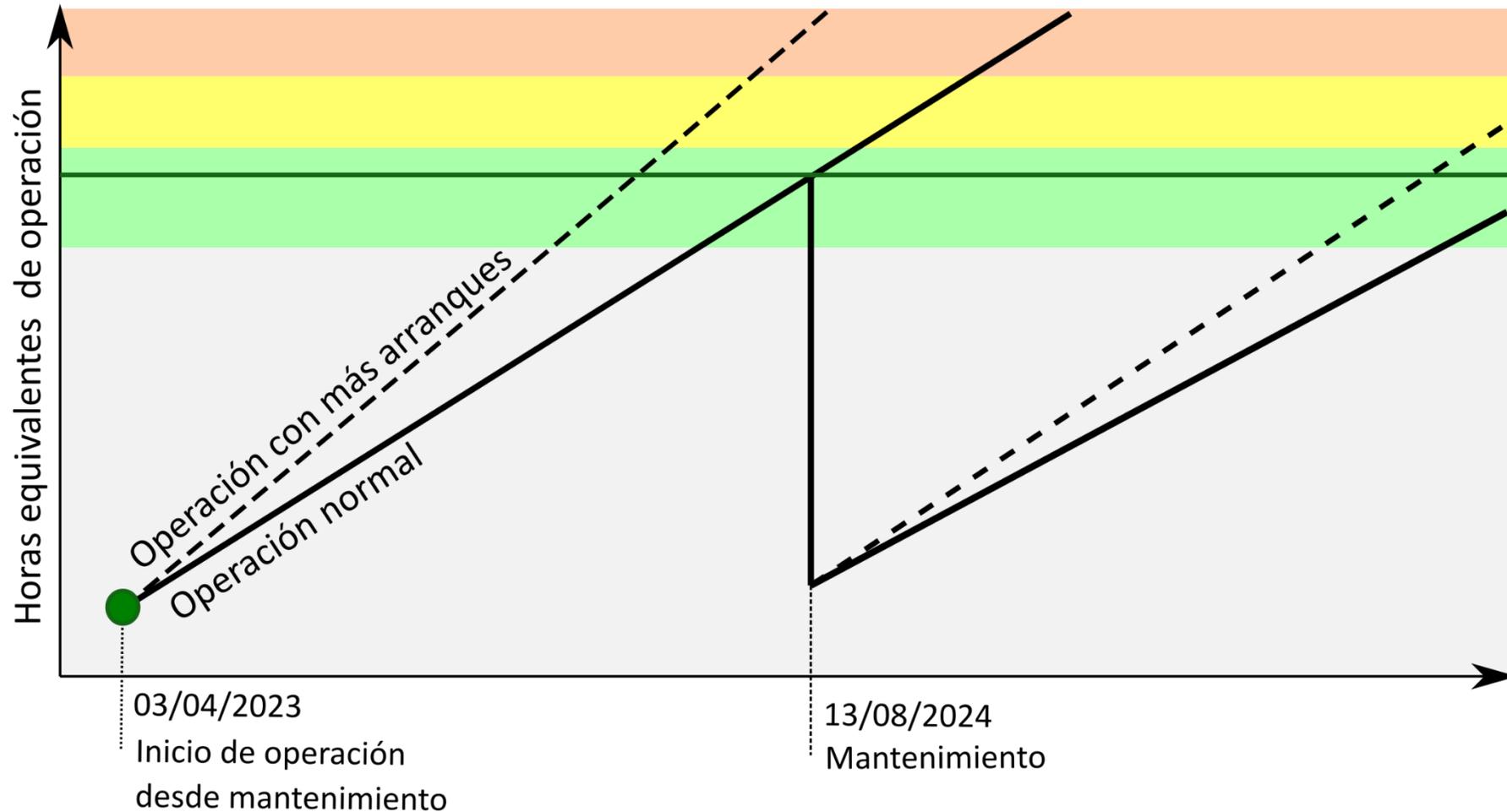
IFOR Observado por año - sin considerar declaración en presencia ni exceso de mantenimiento



Naturalmente menor factor de planta proyectado para las unidades induce a reducir costos de mantenimiento, sin considerar efectos de arranques y detenciones. No obstante, costos y frecuencia de mantenimiento aumentan.

Nuevos modos de operación, con arranques y detenciones frecuentes, adelantarán necesidad de mantenimientos (necesidad de monitoreo de HEO)

¿Cómo se mantiene operación confiable de activos térmicos en contexto de operación flexible más exigente y presión de contención de costos?



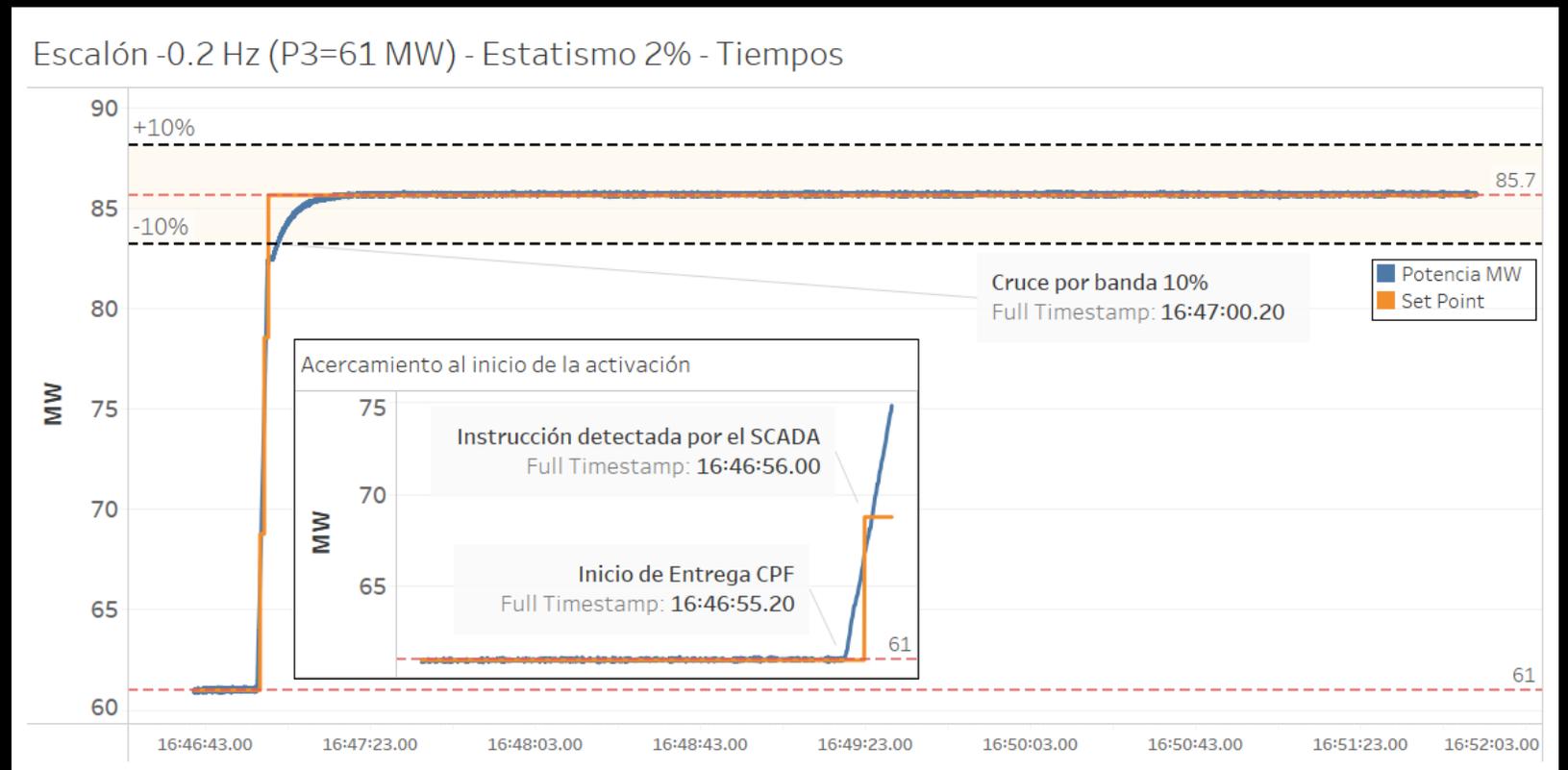
Generación basada en inversores puede proveer servicios complementarios en proceso de transición energética (control primario de frecuencia, control dinámico de tensión, etc)

Verificación y prestación efectiva de servicios está tomando más tiempo del deseado por falta de incentivos y/o asimetrías de información respecto de la contribución a reducción de costos sistémicos.

Servicios de mayor criticidad (grid forming) enfrentan mayores barreras por falta de estándares. IEEE 2800.2 debería estar disponible el 2025.

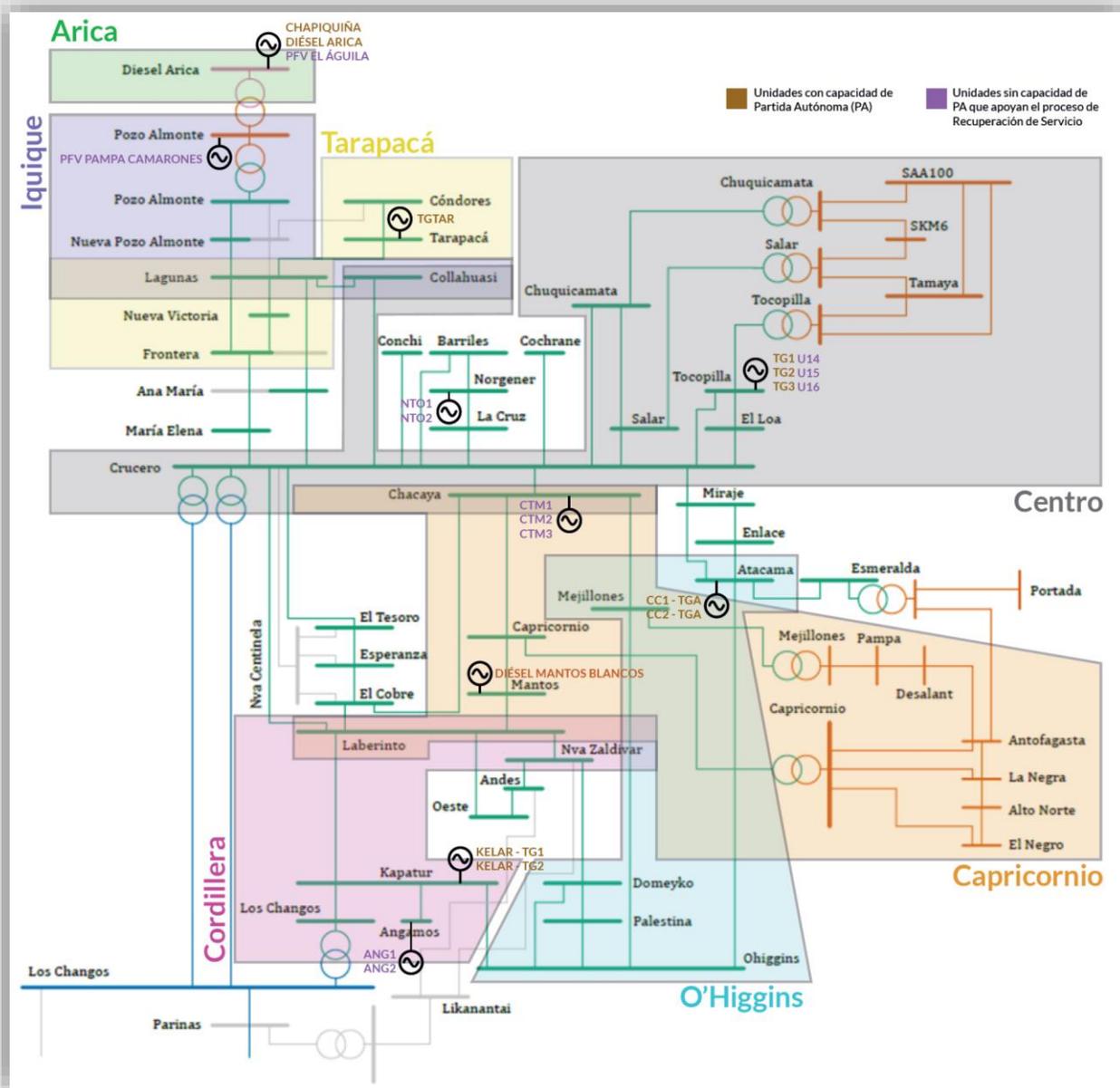
Caso Luz del Norte

https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/03/Informe_ensayos_LDN_SSCC_CPF.pdf



Necesidad de revisión del Plan de Recuperación de Servicio Norte Grande

Retiro de centrales a carbón y envejecimiento de unidades de ciclo combinado requerirá nuevos activos con funcionalidades similares



I Rol de centrales térmicas en PRS

II Desafíos con el retiro de centrales a carbón

III Desafíos con mayor integración de ERV y definición de estándares para nuevas funcionalidades de unidades basadas en inversores

inodú

En la medida que se retiran unidades térmicas y cambian modos de operación, cambian condiciones de reposición de servicio (por ejemplo: partida en frío de plantas térmicas tarda entre 3 – 5 veces más que partida en caliente).

Se requiere distinguir entre activos con servicio de “black-Start” y activos que apoyan el plan de recuperación de servicio.

Se requiere definir métricas que influncien el diseño de un plan de reposición de servicio en un contexto de descarbonización del sistema:

1. Estrategia de segmentación del sistema (áreas de control).
2. Tiempo esperado de reposición de servicio en cargas críticas.
3. Tiempo esperado de reposición de servicio a +80% de consumos (6 – 15 horas ha tomado en eventos internacionales seleccionados).
4. Funcionalidad de nuevas tecnologías y su participación en PRS.
5. Desplegar activos gestionables con mayor historial de performance en estas condiciones.

Escenarios que permiten reducir 71 – 75% de las emisiones proyectadas al 2023

Al año 2034, en las opciones evaluadas, la generación térmica a gas natural aporta entre 2,1 TWh y 13,9 TWh dependiendo de la hidrología y el nivel de penetración de sistemas de almacenamiento de 5 horas de duración – que en un escenario llegó a 6 GW.

- El hecho de contar con generación a gas natural en el periodo 2033 - 2034 permitiría reducir la generación diésel entre 1,9 TWh y 4,6 TWh. Una generación de 4,6 TWh de diésel representa un 177% de incremento respecto de la generación diésel observada durante el año 2022 -- a un mayor riesgo de energía no suministrada si no se cuenta con activos térmicos.
- Se identifican al menos tres desafíos en complementar un sistema de alta penetración de ERV, particularmente en un contexto que favorece la instalación de generación eólica en polos en la zona norte, por ejemplo, Taltal podría alcanzar 3.873 a 5.401 MW instalados de generación eólica al 2030:
 1. La generación eólica se caracteriza por una alta variabilidad y no necesariamente complementa a la generación solar. Si se evalúan las expectativas de desviación de generación eólica en la zona de Taltal, contabilizadas desde las 21 hrs del día anterior, se podría esperar un aumento en el cambio de expectativas de generación eólica desde 100 MW esperados al 2024 a 2300 MW el año 2034 (5% de mayor desviación).
 2. Son esperables periodos de 2 a 7 días de baja disponibilidad de generación eólica, donde la generación de embalse y la generación térmica tiene un rol crítico complementando a la generación ERV. Dependiendo de la capacidad instalada, generación eólica en una semana puede reducirse entre 57 a 70% respecto de la semana de mayor disponibilidad en un año. Si se tiene escenarios de sequía, disponibilidad de activos térmicos es crítica para el suministro confiable.
 3. Se espera un aumento de las rampas de demanda neta en periodos de 5 horas desde 7 GW el año 2024 a 9,0 GW el año 2030.

Escenarios que permiten reducir 71 – 75% de las emisiones proyectadas al 2023

Se requiere al menos 1,5 GW de reserva para resiliencia sistémica.

El hecho de contar con sistemas de almacenamiento como reserva estratégica por resiliencia sistémica aumenta los costos de suministro a los clientes.

- La instalación de condensadores síncronos en una primera instancia genera la percepción de que se puede prescindir de generación térmica durante el día; no obstante, se debe considerar desafíos de ciclaje persistente de las unidades en la operación confiable y económica del sistema. También se deben considerar restricciones de rampa para el suministro confiable de la demanda al finalizar el horario solar.
 1. Será necesario contar con unidades térmicas flexibles que puedan aportar hasta 4 GVAs de inercia en el sistema en el periodo 2026 - 2030.
 2. En ciertos contextos se necesita de generación térmica que provea +3000 MW de rampa en 5 horas, aún con instalación de 3000 MW de almacenamiento de 5 horas.
- Ante la mayor penetración de generación variable y la menor disponibilidad de recursos gestionables en el sistema (por retiro de unidades a carbón e indisponibilidades no programadas de centrales a gas) se espera una mayor volatilidad del costo marginal respecto de lo programado el día antes.
 1. Para el contexto evaluado, se espera que el costo marginal sea +115 USD/MWh mayor a lo programado el 5% de las horas punta del sistema.
 2. Un aumento en la volatilidad del costo marginal puede tener un efecto importante sobre la competencia en el sistema eléctrico y el costo de suministro a clientes.
 3. El hecho de contar con generación a gas natural y reserva estratégica por necesidades de resiliencia sistémica contribuye a reducir la volatilidad esperada del costo marginal.
- Hacia el año 2034, en un contexto donde se retira la generación a gas del sistema se proyecta que, ante los desafíos de variabilidad de la demanda neta, el sistema estaría expuesto a demanda no servida un 5% de las horas punta del año. Este escenario se reduce a un 1% de las horas punta en un escenario que mantiene el gas en el sistema.
- En la medida que se retira la generación a carbón, se debe contar con activos que contribuyan al plan de reposición de servicio del sistema eléctrico ante contingencias.

Se debe poner especial atención a los atributos de confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto en la medida que se introducen nuevos sistemas de generación de energía renovable variable; se retiran unidades a carbón; y las unidades a gas y carbón que quedan en operación son sometidas a modos de operación más exigentes.

El cambio en la composición de la matriz del sistema eléctrico chileno requiere de una perspectiva más robusta para asegurar que se están desarrollando los activos necesarios y prestando los servicios que permiten al sistema eléctrico en su conjunto operar con los objetivos de confiabilidad deseados.

En la medida que la transición energética se materializa con la adición de cantidades importantes de generación solar y eólica, junto al retiro de unidades térmicas, las consideraciones de planificación y programación de la operación se deben adaptar, poniendo énfasis en los servicios de seguridad y confiabilidad que viabilicen una transición confiable y económica.

Como los distintos tipos de activos están interconectados en el sistema, los nuevos recursos – en su conjunto – deben tener la capacidad de control de frecuencia, voltaje y despacho gestionable confiable. Distintas tecnologías pueden contribuir a esos objetivos, incluyendo generación renovable variable basada en inversores (con los requerimientos apropiados); no obstante, la regulación y los mecanismos de mercado deben reflejar los requerimientos adecuados para asegurar que la oferta se desarrolle y mantenga los desempeños deseados en el tiempo.

En un contexto de transición energética, retiro de unidades térmicas y cambios de políticas de despacho se requiere una perspectiva integral del efecto que no sólo tiene el retiro de activos térmicos, sino también, el cambio de las políticas de despacho en los objetivos y herramientas con que cuenta el plan de reposición de servicio del SEN.

Es deseable contar con reserva para objetivos de resiliencia sistémica que no sólo contribuya a enfrentar desafíos de variabilidad de suministro que no pueden ser abordados con sistemas de almacenamiento de 2 – 5 horas de duración, sino también sea funcional al plan de reposición de servicio.

Brechas en definición de necesidades nos está llevando a transicionar desde un PEC 2 a un PEC 3 en menos de 12 meses, posiblemente aumentando el costo de suministro de algunos clientes.

Si no se cuantifica adecuadamente las necesidades del sistema eléctrico en el proceso de transición energética, los clientes corren el riesgo de financiar – mediante el proyecto de transición energética – activos que pueden (y se están) desarrollando sin necesidad de cambio de ley. Activos funcionales a necesidades de resiliencia sistémica serán requeridos posteriormente y también, de alguna forma, serán de cargo de los clientes.

inodú

inodú