



Situación del Sistema Eléctrico Nacional

Comisión de Minería y Energía
Senado

Ministerio de Energía
6 de octubre 2021

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

- Dado que la electricidad no se puede almacenar a gran escala, las distintas fuentes de producción aportan electricidad al SEN conforme se requiera por los consumidores.
- El Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) se encarga de gestionar, de manera continua y centralizada, la infraestructura disponible en el SEN para abastecer el consumo.
- Para esto el Coordinador gestiona una gran cantidad de infraestructura, cuyo tamaño se enuncia como capacidad instalada (MW o *megawatt* instalado).
- Sin embargo, dicho número no representa precisamente la capacidad real de producir electricidad de cada planta, más bien representa el tamaño de la infraestructura emplazada.
- La capacidad de producir electricidad de cada planta está dada por la disponibilidad de su insumo (combustible, caudal de agua en el río, intensidad del sol durante el día, velocidad del viento, etc).
- Así, a pesar de que la demanda máxima del SEN es sólo un 40% de su capacidad instalada, en casos de baja disponibilidad de los distintos insumos podemos enfrentar riesgos de que la producción de electricidad no alcance para suplir el consumo.

Demanda máxima SEN:

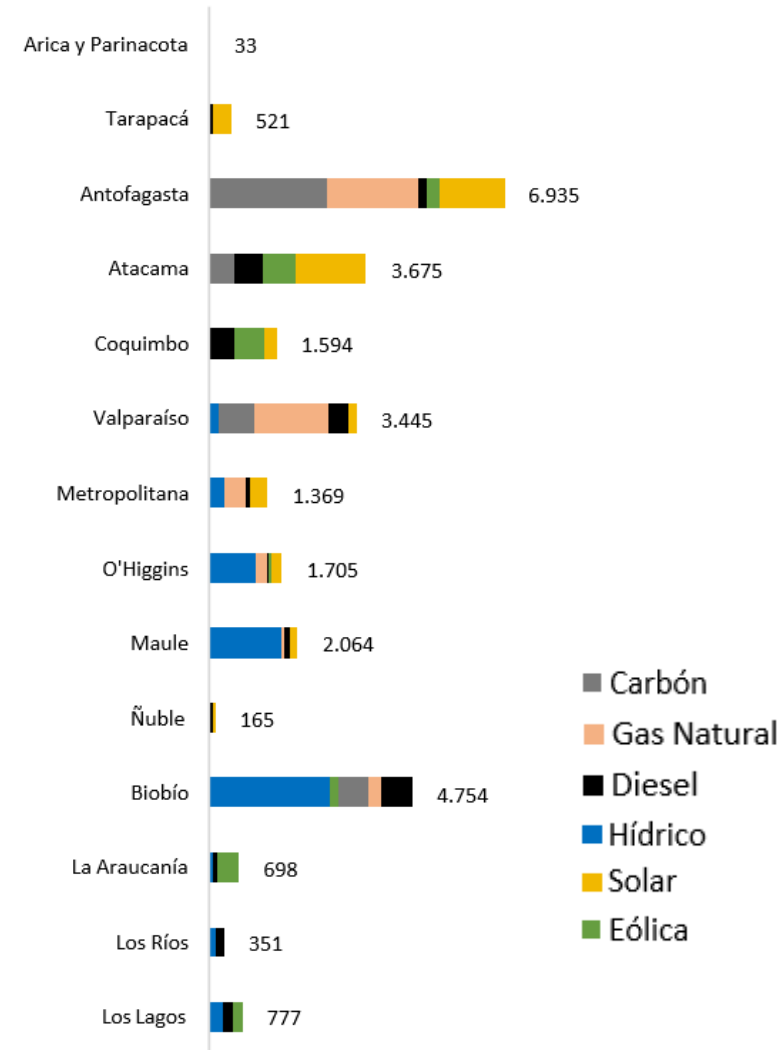
11.227 MW

SEN

Sistemas medianos

< 1% capacidad instalada SEN

Capacidad instalada por región (MW):



Total infraestructura SEN:

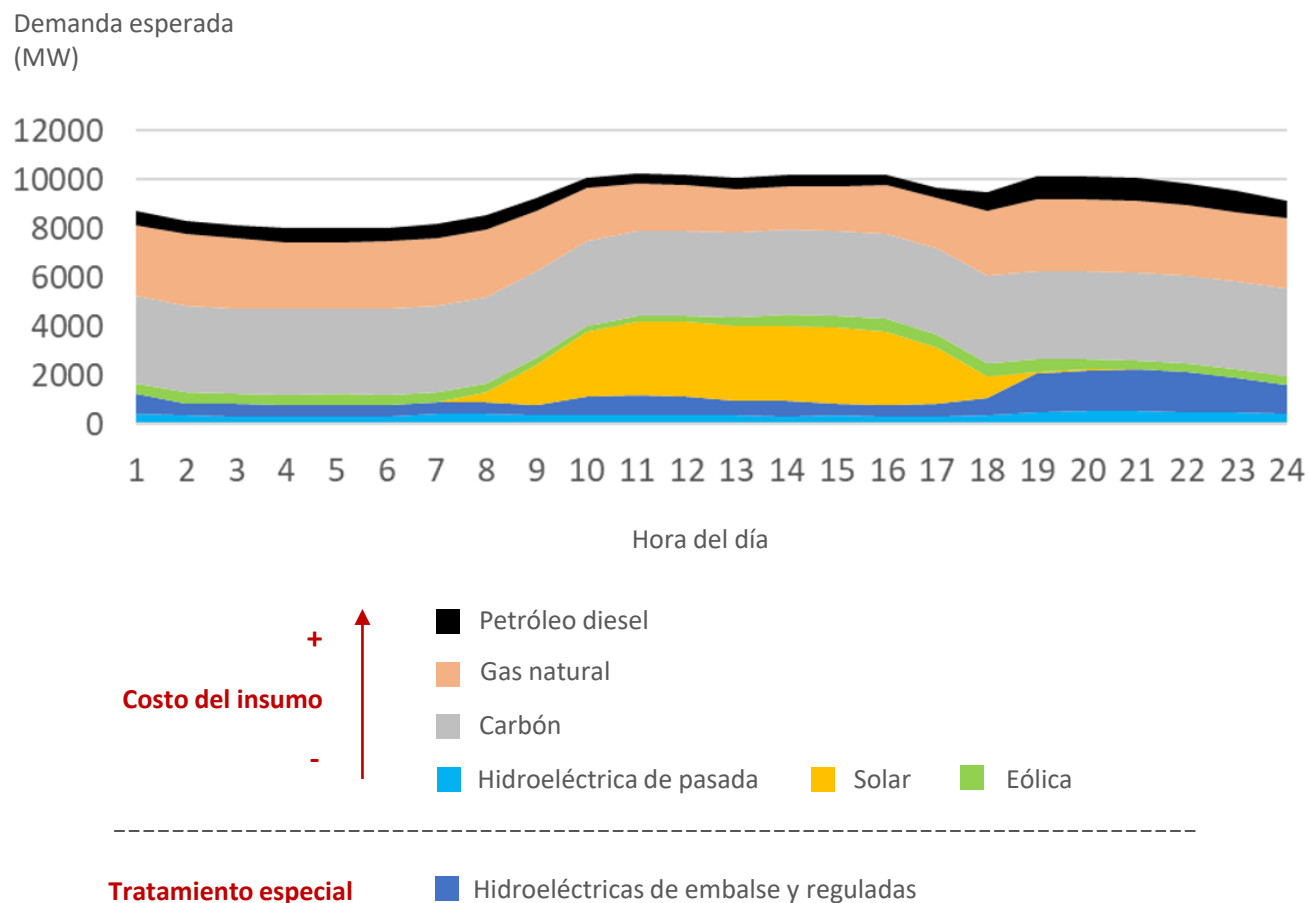
28.088 MW

Fuente: CEN

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

- El Coordinador se encarga de programar cada día la producción de electricidad disponible para suplir el consumo esperado.
- **En cada instante**, la producción (oferta) debe igualar al consumo (demanda).
- Esto no lo hace de cualquier forma, sino que busca aprovechar en primer orden de prioridad y al máximo de su capacidad aquellas fuentes de energía de menor costo de insumo como lo son plantas solares, eólicas e hidráulicas de pasada.
- Luego, va **“rellenando”** la energía que falta para **suministrar la demanda con tecnologías térmicas de menor a mayor costo.**
- La hidroelectricidad de embalse tiene un tratamiento especial al tratarse de energía que se puede guardar para responder a situaciones donde se requiera una reacción rápida por parte del Coordinador.

Programación de la operación para el jueves 12 de agosto 2021:



Fuente: CEN

Nuestra producción eléctrica es cada vez menos hídrica

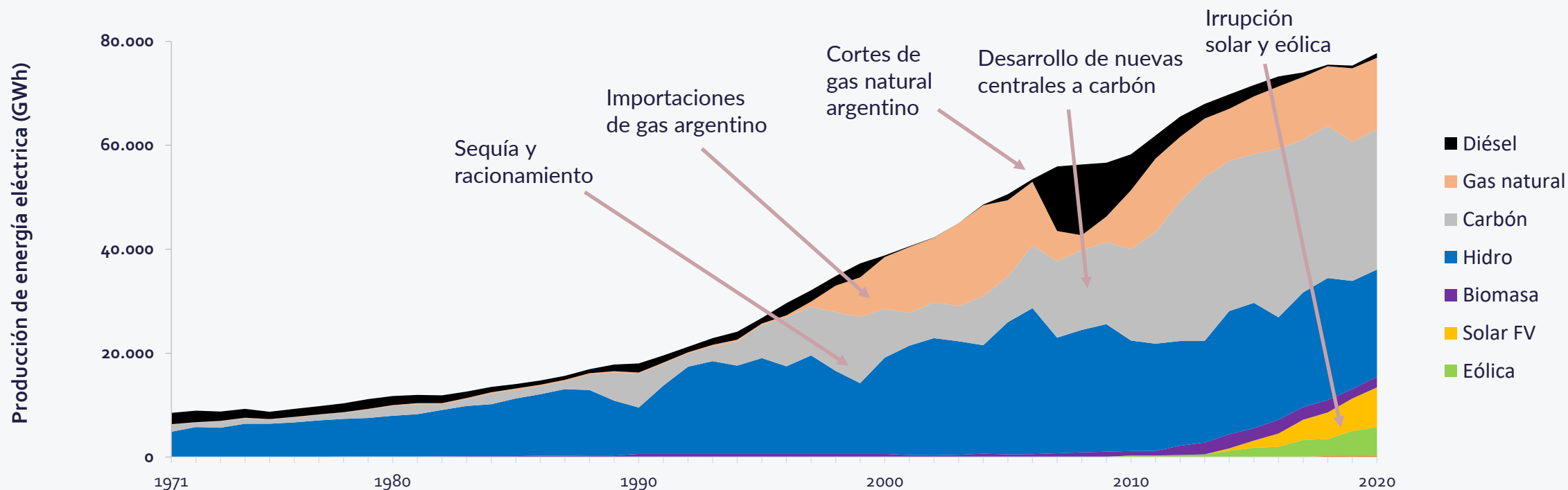


Producción con
Hidroeléctricas:

53% → **27%**
prom. 1990-2010 2020



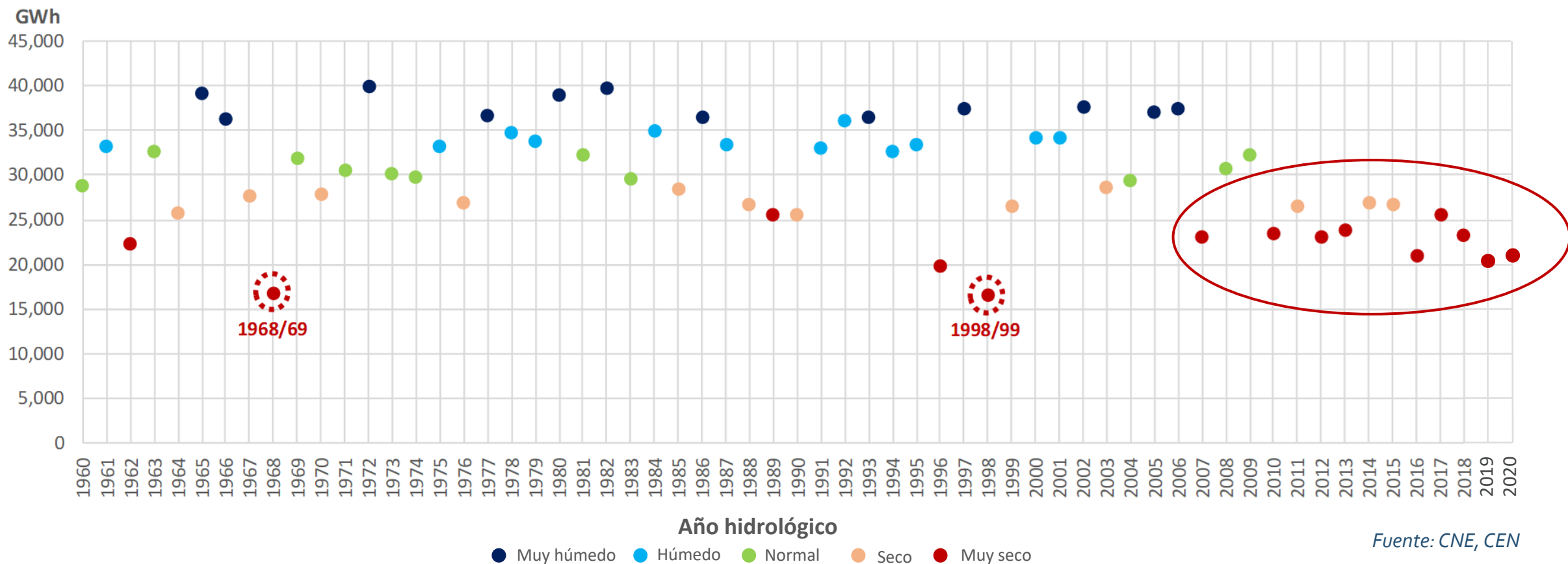
100%
Aumento demanda
2000-2020



Fuente: CEN

Los últimos 11 años han sido secos o muy secos

Energía afluyente en cuencas hidroeléctricas:

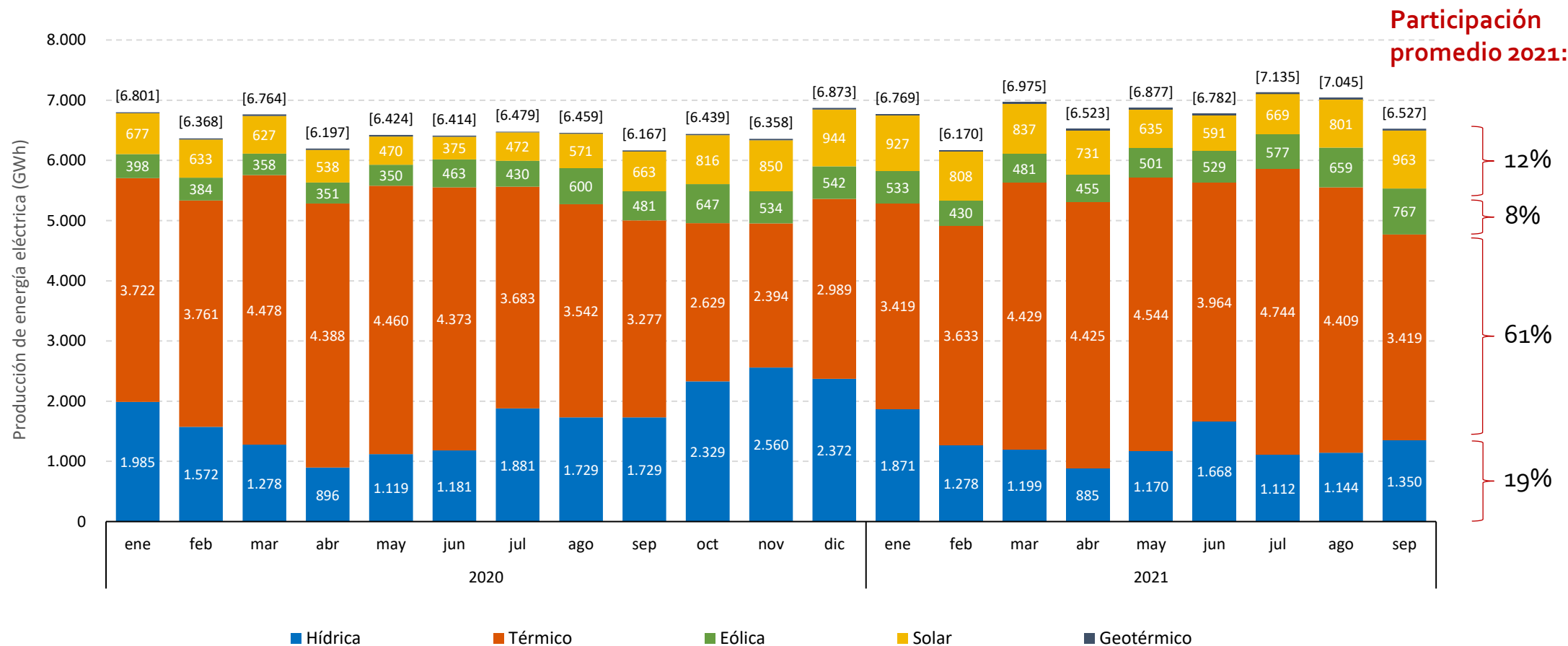


La disponibilidad hídrica observada a la fecha, así como mediciones de nieve, indican que este año 2021 tendría un comportamiento similar a los 2 más secos de la estadística, en los que hubo racionamiento eléctrico (Pg7 a la fecha)

En años secos el parque térmico es protagonista en el abastecimiento

Particularmente en otoño/invierno, cuando hay menos recurso solar e hídrico (deshielos ocurren en primavera/verano)

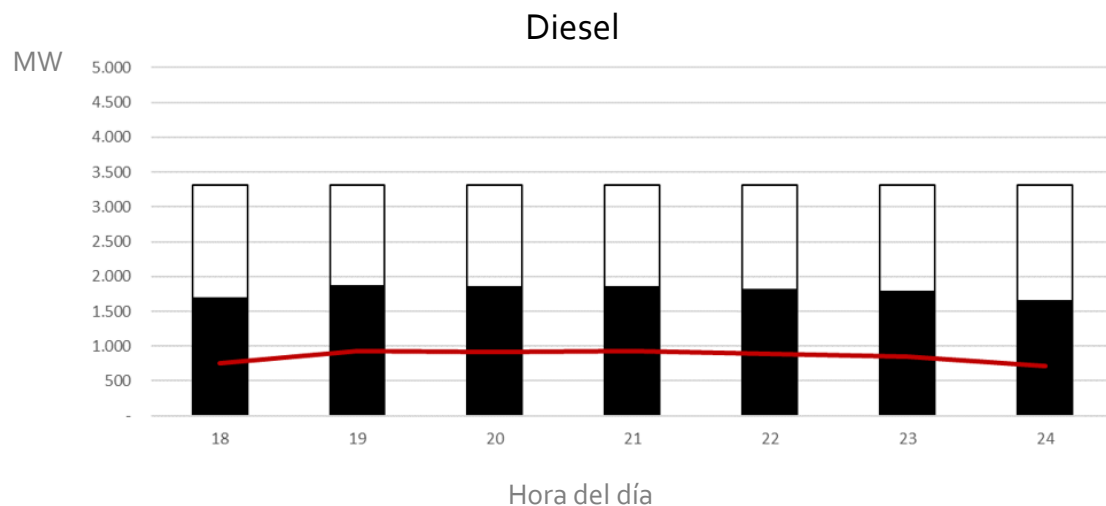
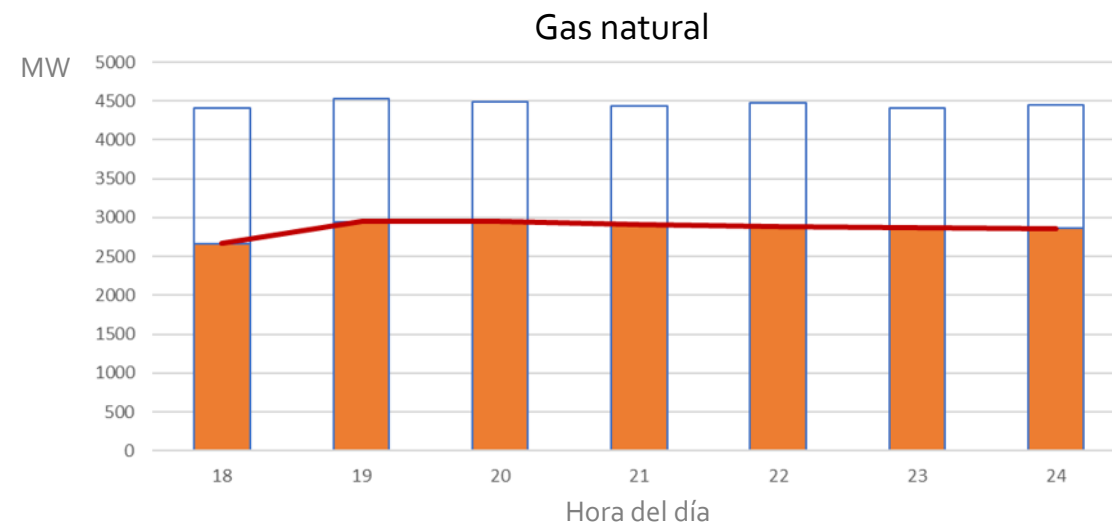
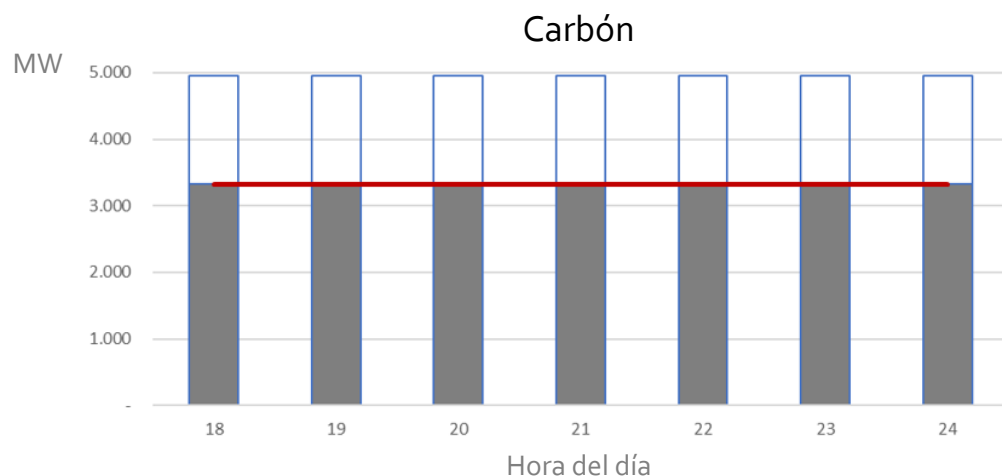
Producción de energía eléctrica en el SEN por tipo:



Fuente: CEN

Situación de disponibilidad de combustibles

Disponibilidad para horas de máximo consumo del **jueves 12 de agosto de 2021** (18:00-23:59):



- Capacidad disponible
- Capacidad indisponible
- Requerimiento esperado



Además, se cuenta con reserva hídrica almacenada en embalses

Fuente: CEN

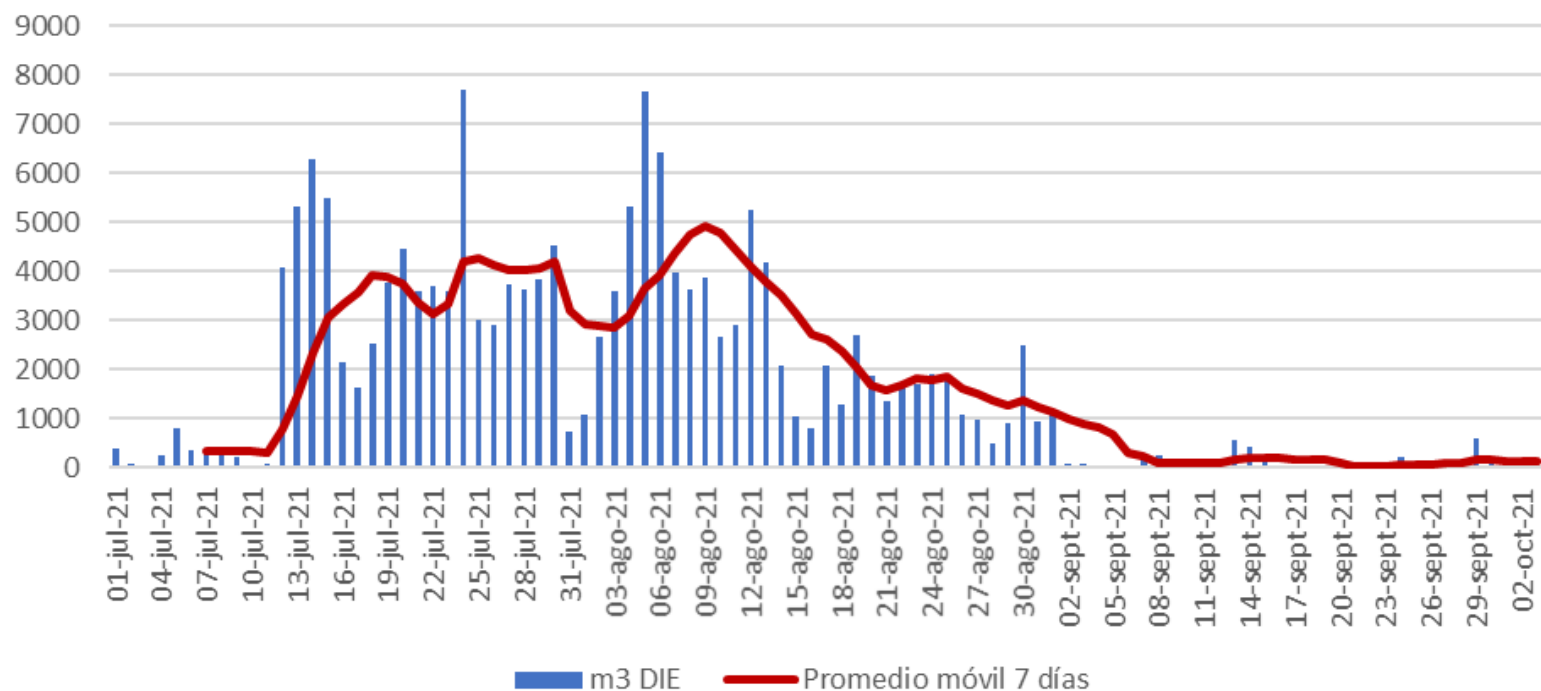
Plan de acción preventivo

Principales medidas tomadas desde agosto 2021:

1. Establecer mayores restricciones en el uso del agua en la programación que realiza el Coordinador.
2. Ajustar por parte del Coordinador el programa de mantenimiento de centrales para minimizar la indisponibilidad simultánea durante los próximos meses.
3. Velar por que los generadores térmicos cuenten con el suministro de combustibles requerido.
4. Agilizar la entrada en operación de proyectos de generación que se encuentran en últimas etapas de pruebas.
5. Emisión de un decreto preventivo, a fin de agilizar las medidas anteriores y otras.

El consumo de diesel del SEN ha disminuido en el último mes

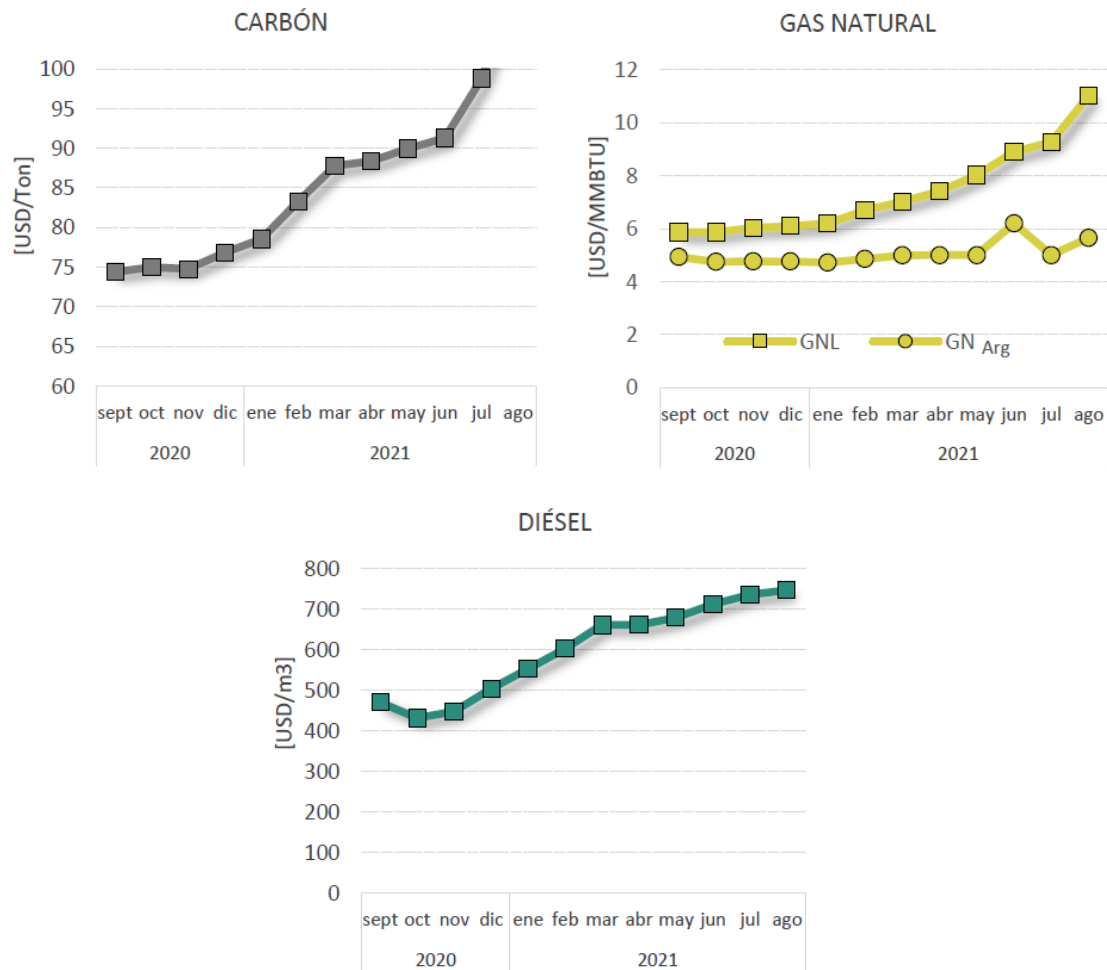
Consumo diario (m³):



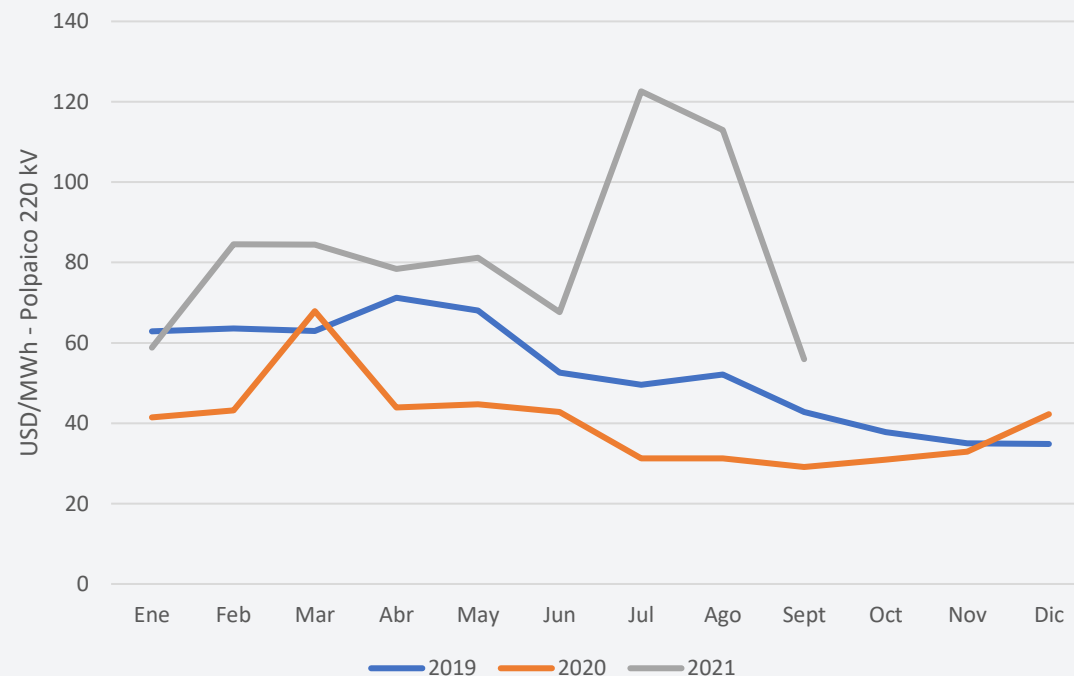
Fuente: CEN

Mayor despacho diésel y alzas internacionales encarecen la operación

Precios de combustibles al alza por reactivación económica:



Costos marginales 2021 v/s años anteriores:

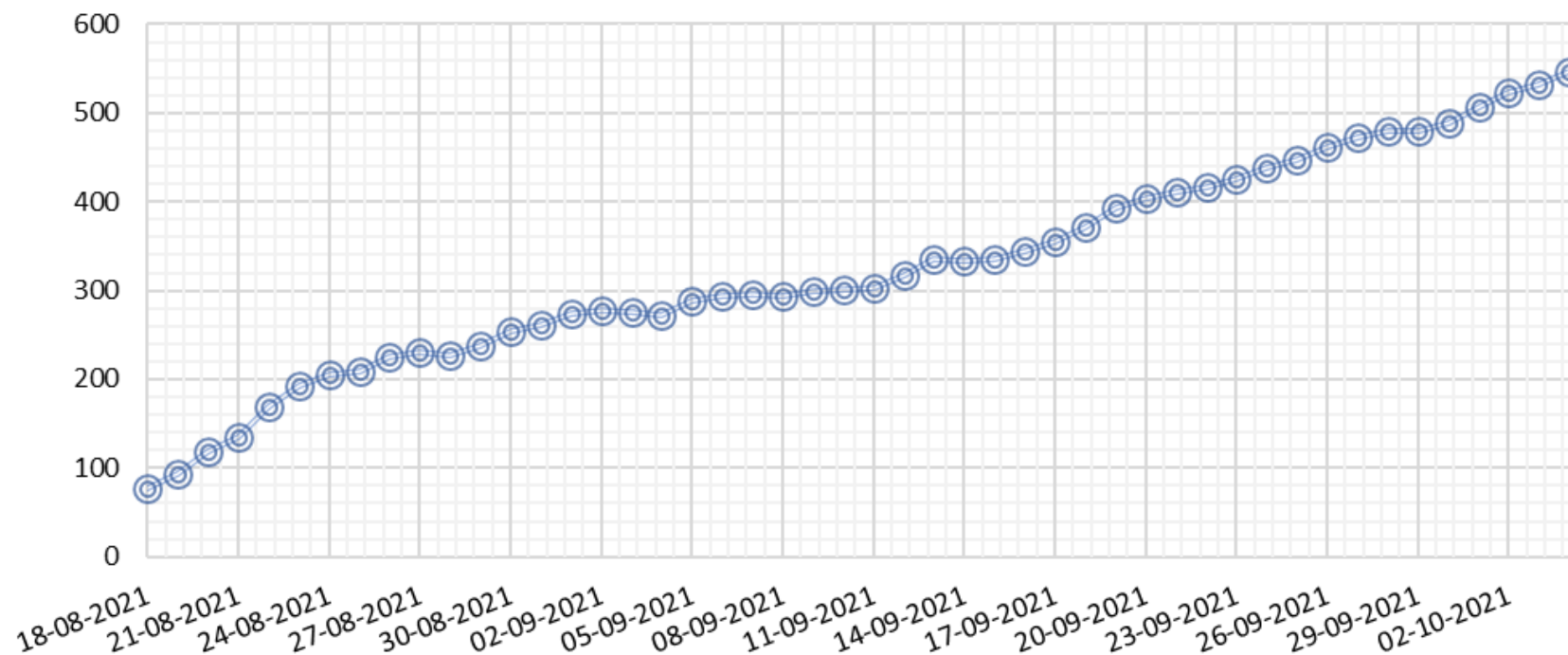


Mayores costos marginales no afectan a clientes finales, cuyo suministro está regido por contratos de largo plazo

Fuente: CEN

Los embalses han recuperado sus cotas

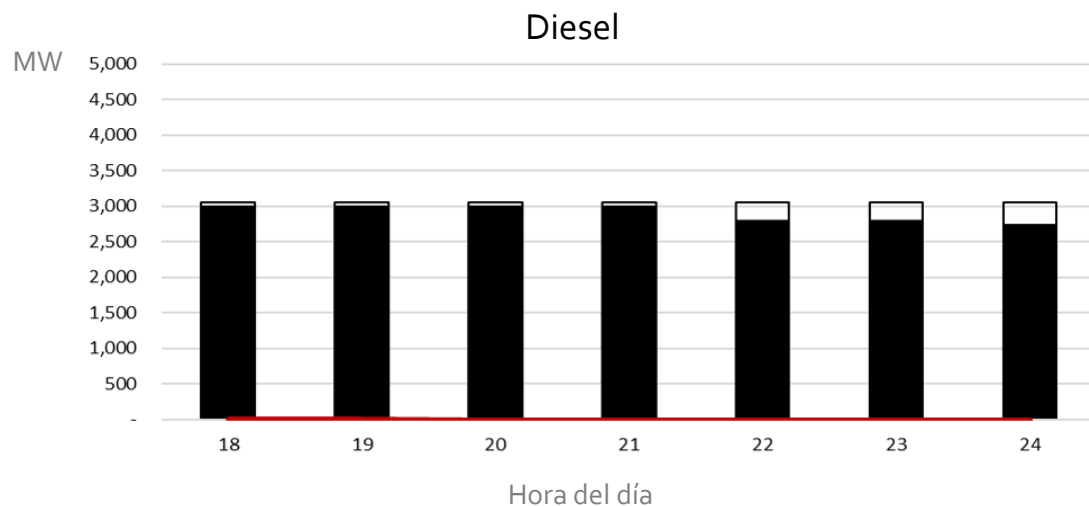
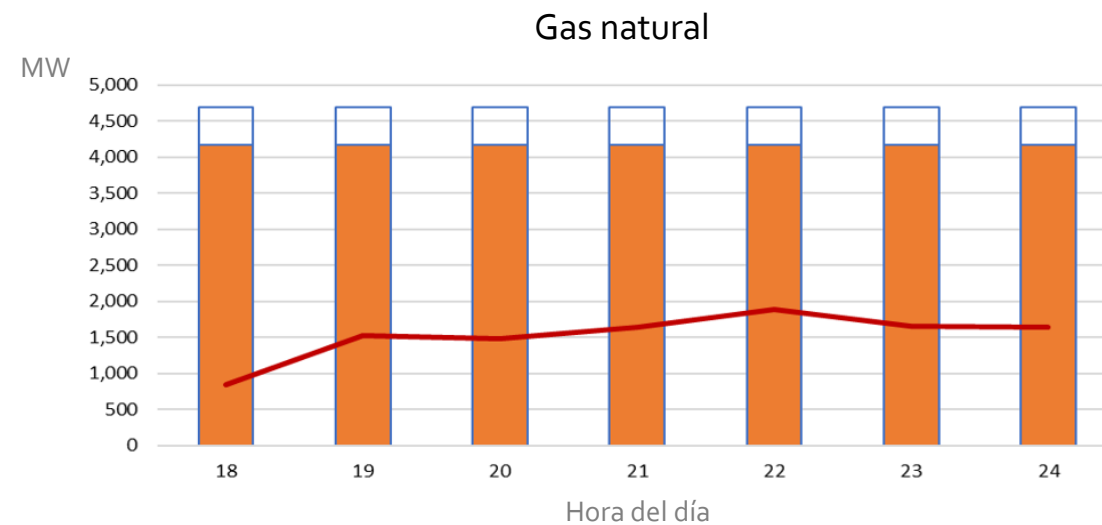
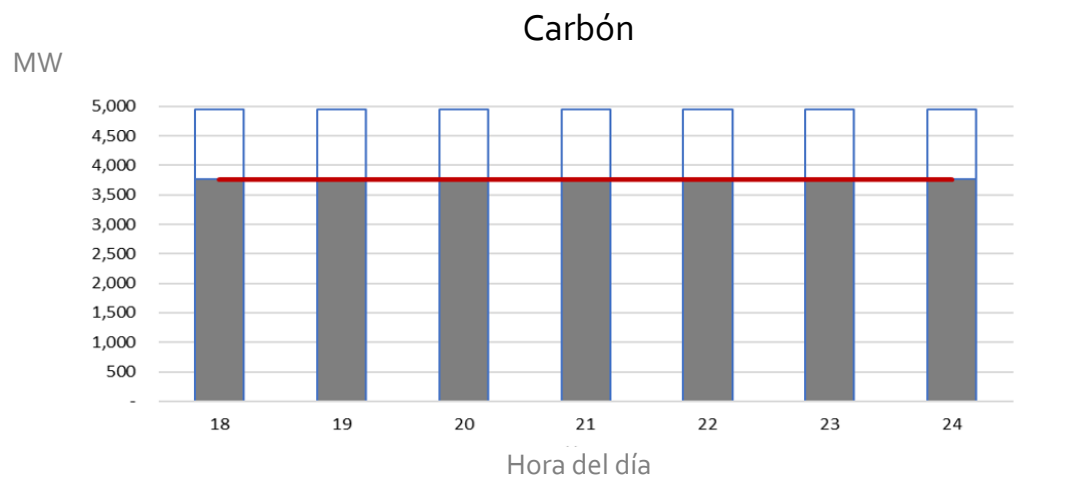
Energía embalsada (GWh):



Fuente: CEN

Situación de disponibilidad de combustibles

Disponibilidad para horas de máximo consumo del **lunes 4 de octubre** de 2021 (18:00-23:59):



- Capacidad disponible
- Capacidad indisponible
- Requerimiento esperado

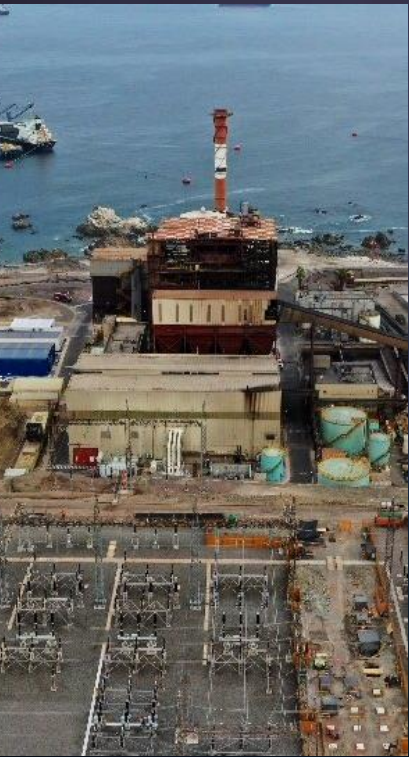


Además, se cuenta con reserva hídrica almacenada en embalses

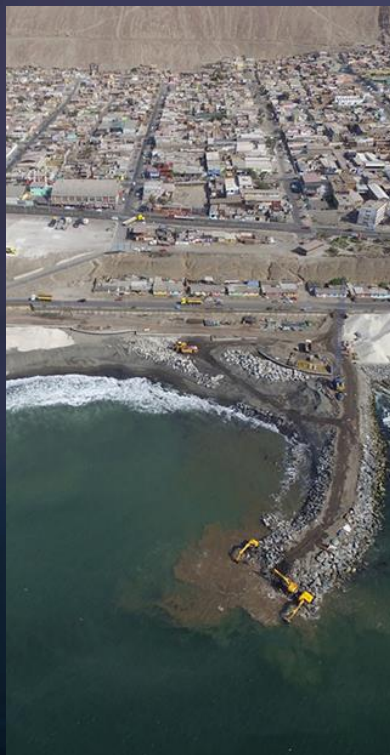
Fuente: CEN

Ubicaciones de centrales a carbón

IQUIQUE



TOCOPILLA



MEJILLONES



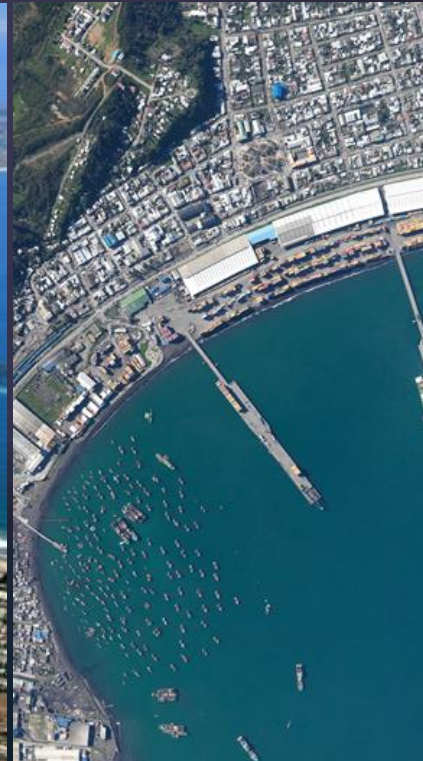
HUASCO



PUCHUNCAVÍ

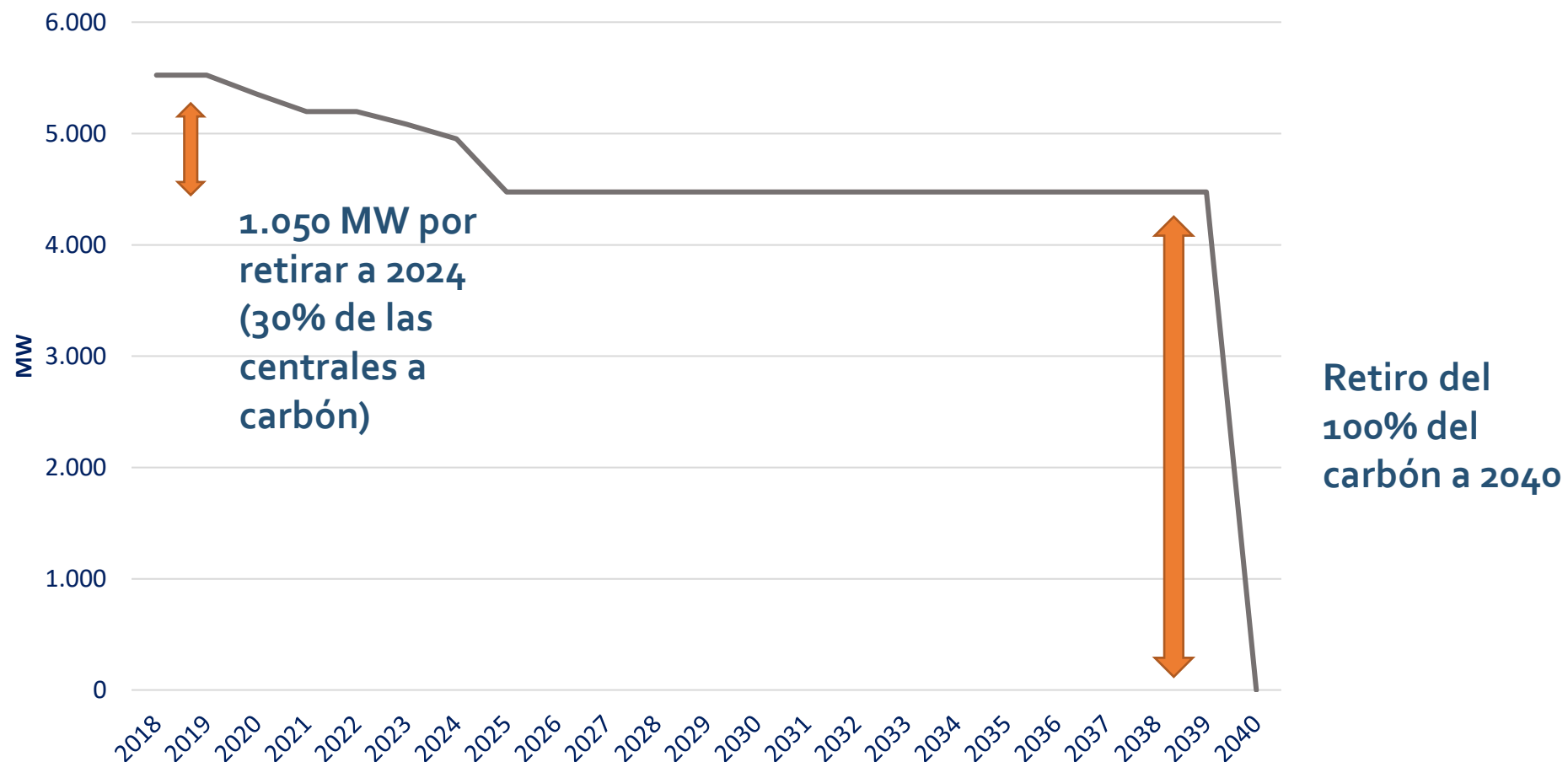


CORONEL



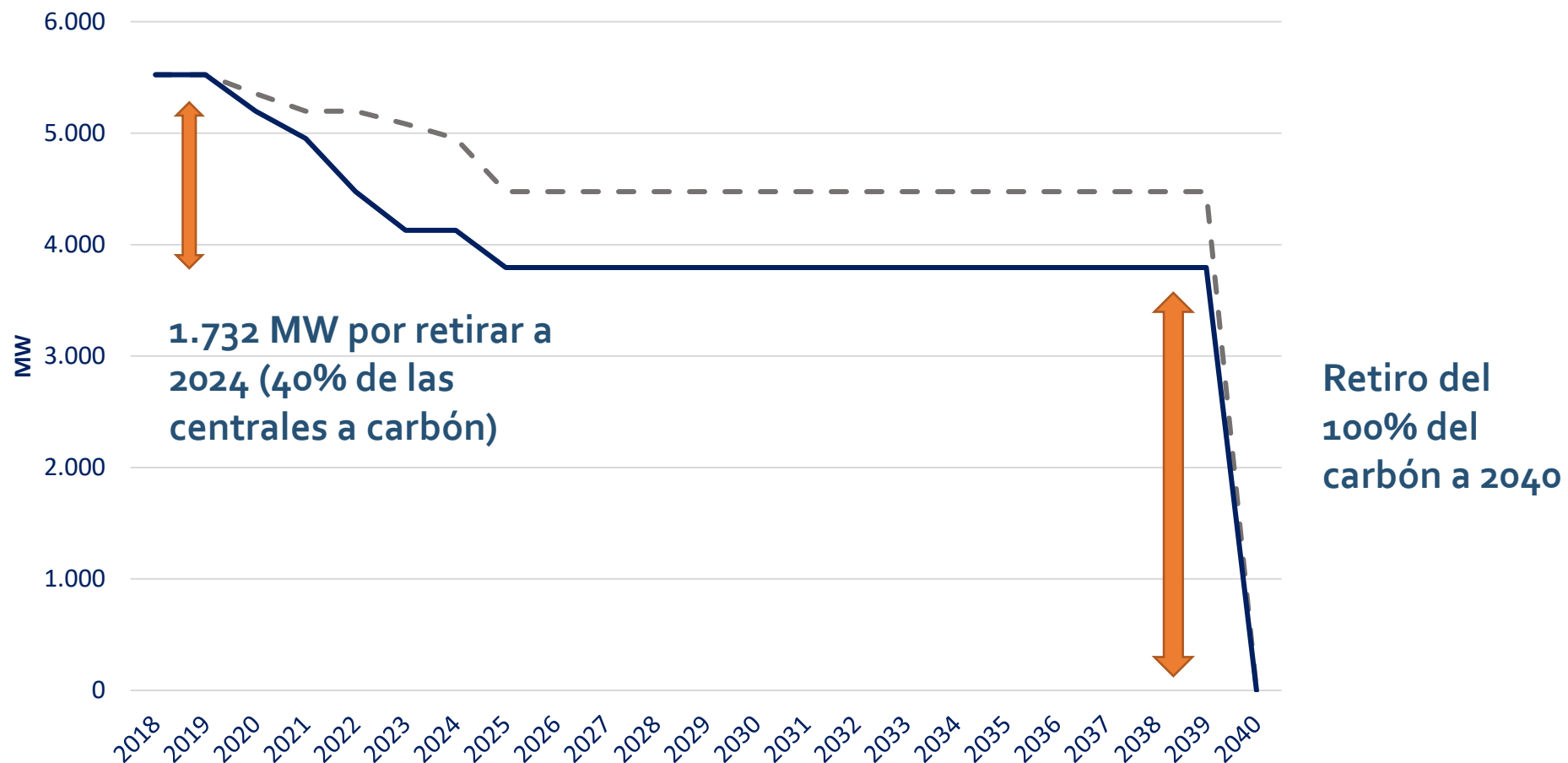
Hemos acelerado el plan de retiro de centrales (1/4)

Cronograma inicial anunciado el 4 de junio de 2019:



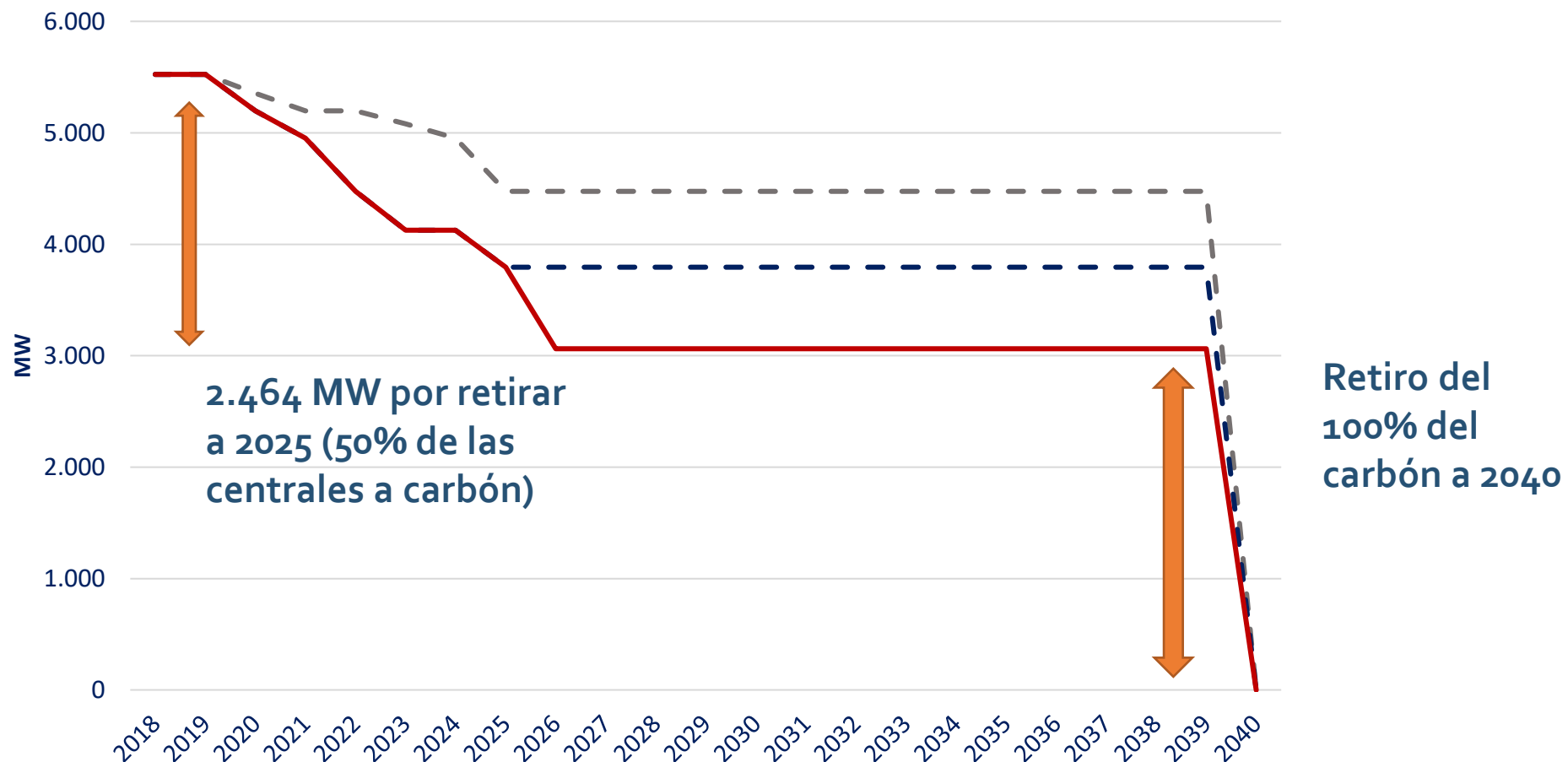
Hemos acelerado el plan de retiro de centrales (2/4)

Cronograma tras anuncios de empresas en la COP25 y durante 2020:



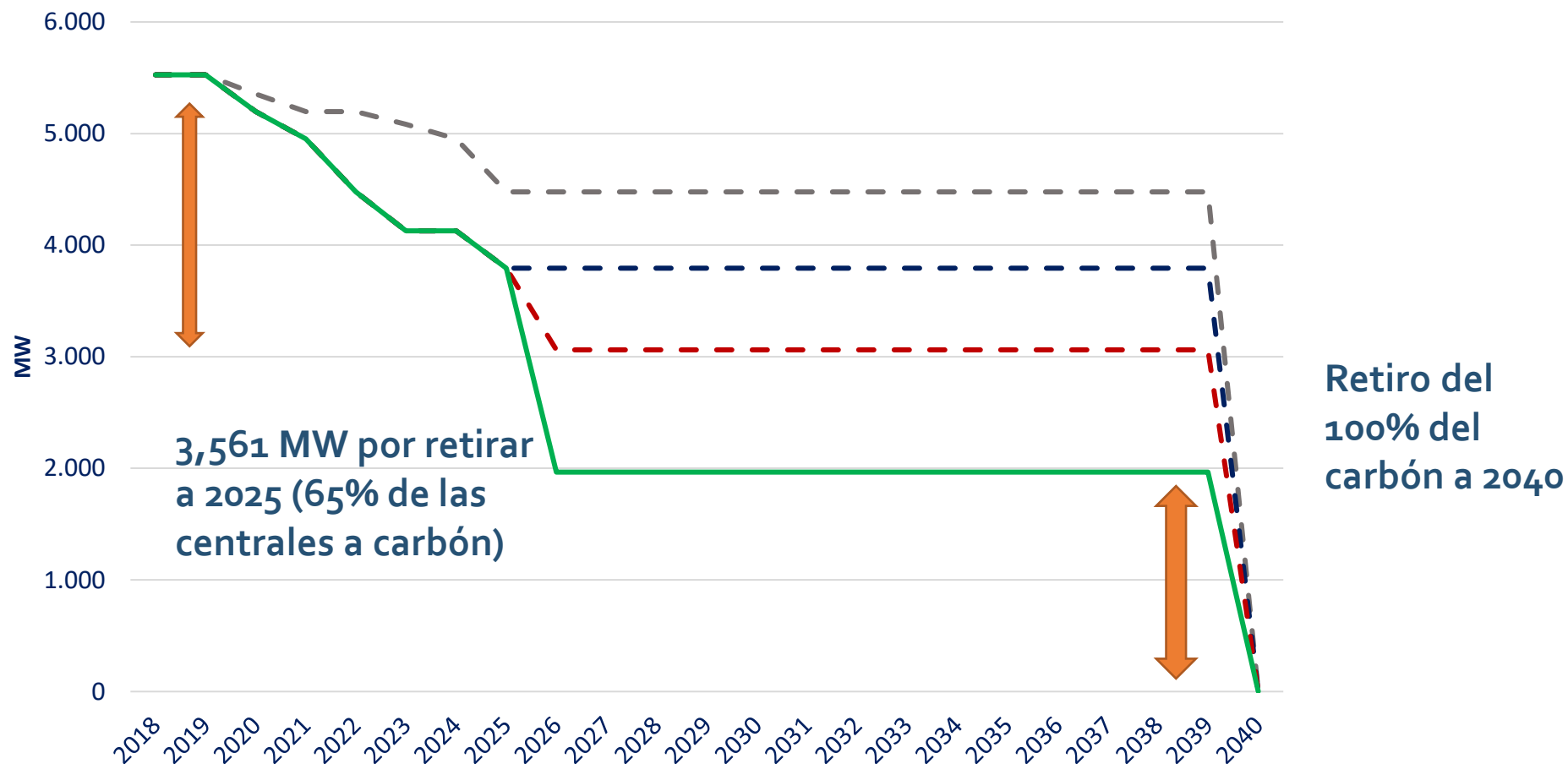
Hemos acelerado el plan de retiro de centrales (3/4)

Cronograma tras anuncio de Engie a fines de abril de 2021:



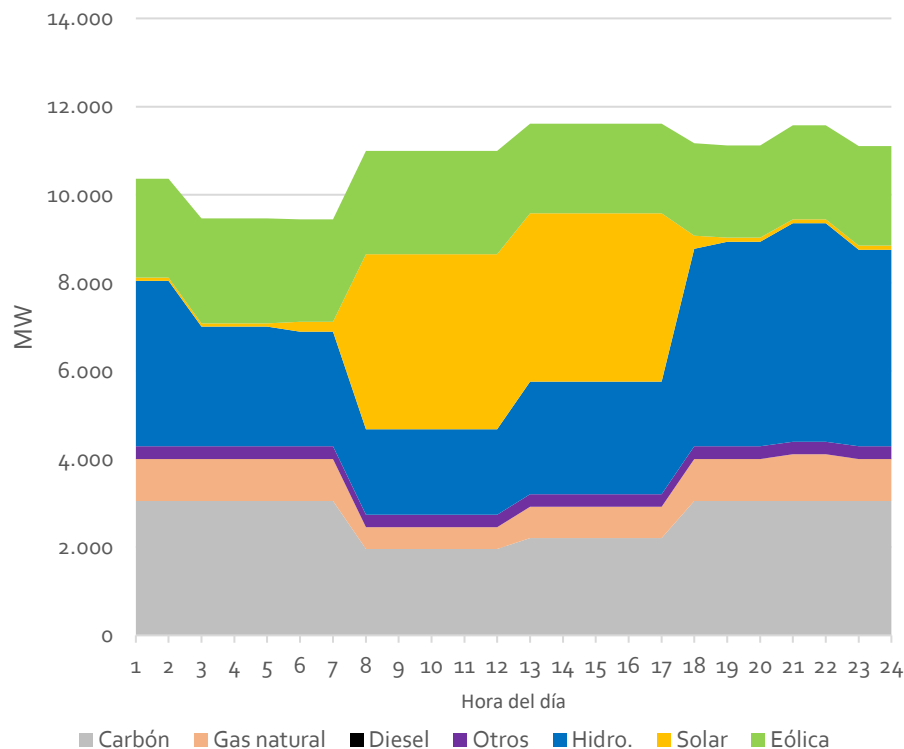
Hemos acelerado el plan de retiro de centrales (4/4)

Cronograma tras reciente anuncio de AES Andes en julio de 2021:

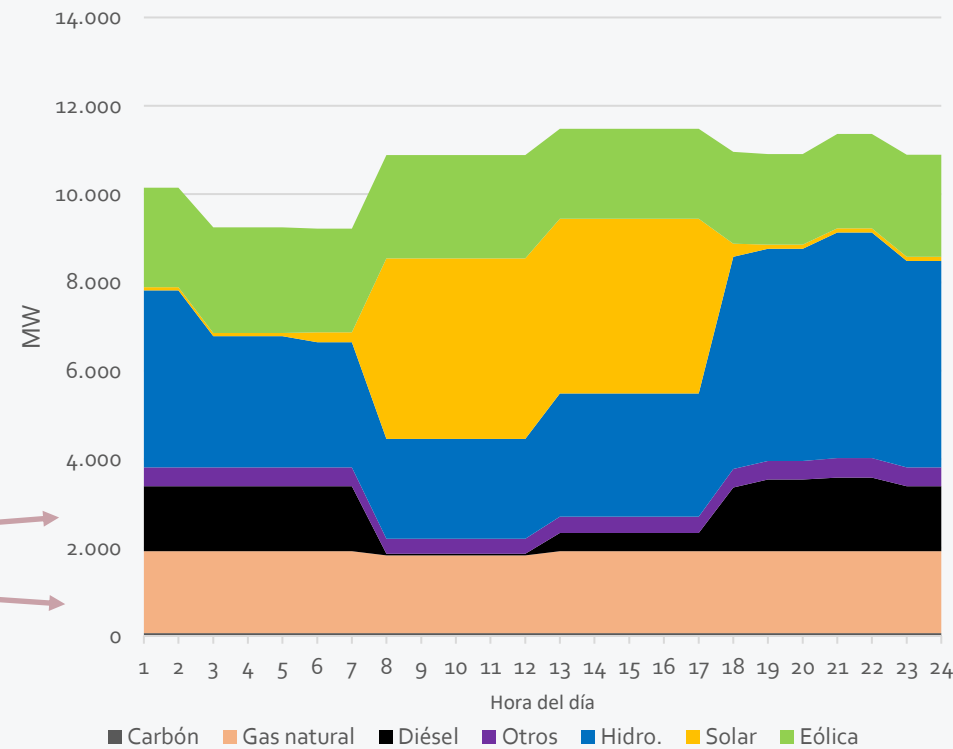


Un retiro abrupto sustituirá carbón por gas natural y diesel

Generación esperada en un día hábil de abril 2026 con cronograma vigente:



Generación esperada en un día hábil de abril 2026 con retiro anticipado:

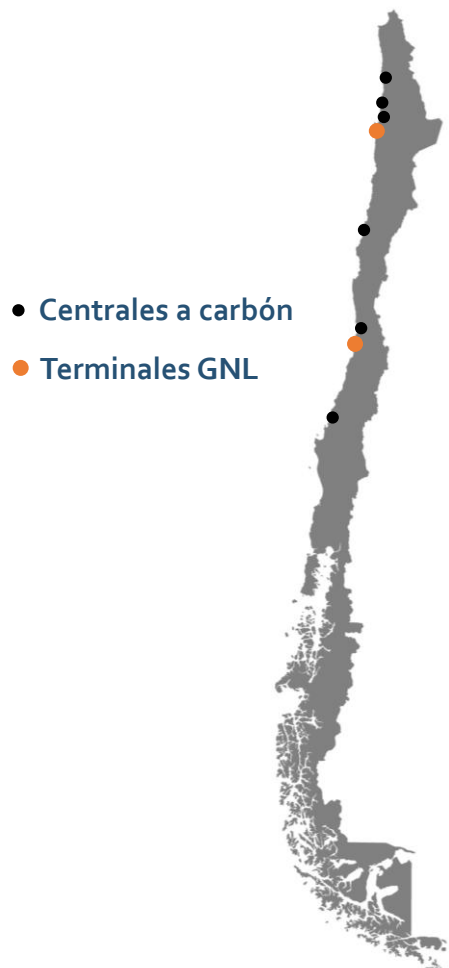


Reemplazo de carbón por gas natural y diesel

Fuente: PELP

Y aumentará el riesgo de operación del sistema

Ubicación de centrales a carbón y terminales GNL:



- **Aumento de riesgo de abastecimiento ante escenarios probables:** años secos, fallas de líneas, fallas de centrales u otros fenómenos
- **Dificultades de suministro de gas** (capacidad en terminales GNL, incertezas gas argentino)
- **Aumento riesgo de falla de centrales:** en operación continua prolongada, particularmente en ciclos combinados de gas (6% indisponibilidad forzada promedio, 10% unidades más antiguas) (*)
- **Dificultades logísticas** para tal nivel operación de centrales diesel (importación, almacenamiento y transporte de diesel en camiones)
- Mayor riesgo en zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (regiones de **Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama**) (*)

(*) Fuente: CNE, CEN

Análisis de la operación y abastecimiento del SEN en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025 , CEN, septiembre de 2020

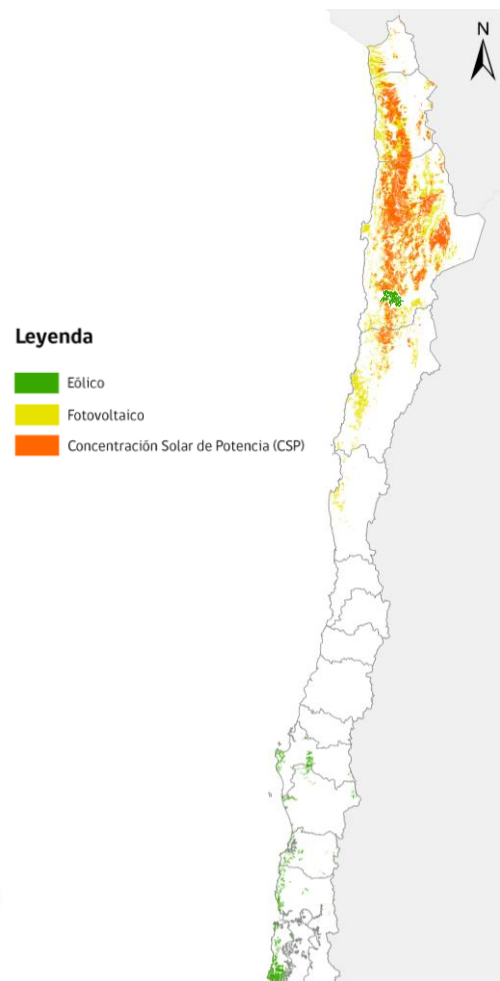
"El análisis concluye que disminuye considerablemente la seguridad del sistema eléctrico, en particular, en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional. En efecto, el análisis advierte sobre el importante desmedro de la capacidad del sistema para soportar fallas o perturbaciones, situaciones que ocurren en el sistema eléctrico, por la disminución significativa de inercia y niveles de potencia de corto circuito (capacidades que entregan las centrales eléctricas para entregar seguridad al sistema frente a fallas)."

Coordinador Eléctrico Nacional

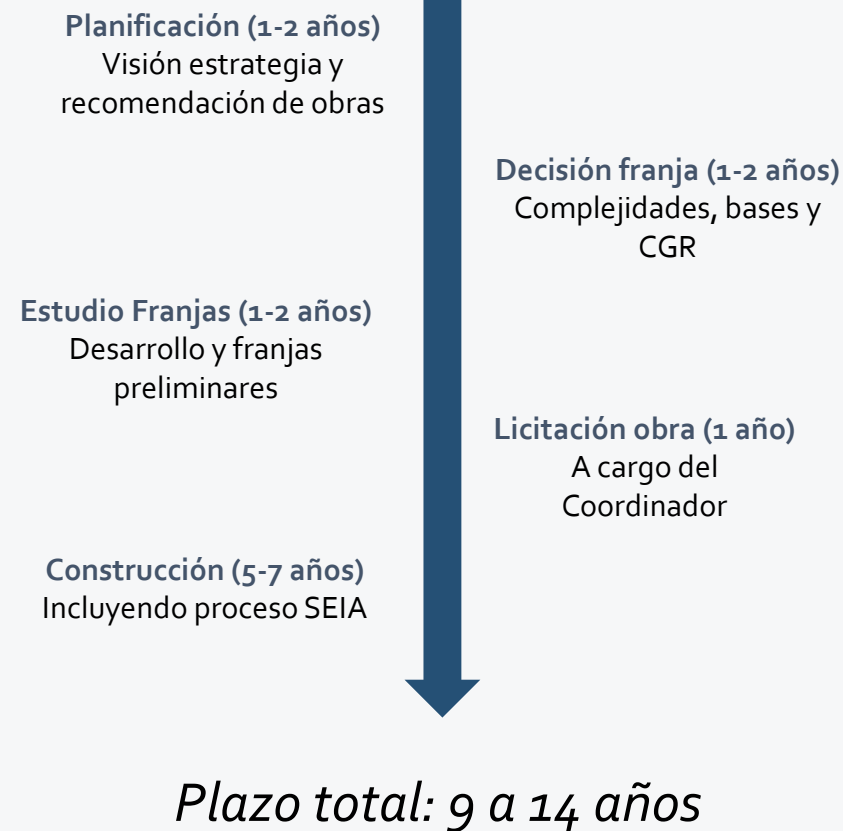
"El análisis concluye que los costos marginales promedio mensuales al menos se duplican en los escenarios que consideran menor disponibilidad de hidroelectricidad, eventuales fallas de centrales de gas natural y problemas de logística de diésel, situaciones que efectivamente ocurren en el sistema eléctrico"

Debemos desarrollar transmisión para transportar ERNC a centros de consumo

Ubicación de recursos renovables no convencionales:



Etapas proyectos estructurales de transmisión:



Estudio de descarbonización ACERA A.G.

Principales conclusiones:

1. El desarrollo de infraestructura de generación y almacenamiento necesario para abastecer la demanda a mínimo costo en un escenario de cierre total del carbón a 2025 es muy intenso (a desplegar en 4 años):
 - i. **+5.700 MW centrales eólicas.**
 - ii. +1.000 MW centrales solares fotovoltaicas.
 - iii. +1.000 MW sistemas de almacenamiento.
 - iv. Lo anterior adicional al despliegue completo de los cerca de 10.000 MW comprometidos entre hoy y 2025.

Esto implica una instalación de sobre 5.000 MW por año entre 2022 y 2025.

La expansión anterior no incluye tecnologías con tiempos de desarrollo incompatibles con el marco temporal que impondría un cierre total del carbón a 2025, como CSP y bombeo hidráulico.

2. De no desplegar dicha capacidad adicional, en hidrologías secas el Sistema utilizaría al menos **6 veces los niveles de diesel del año 2020**, imponiendo un importante desafío logístico a lo largo del territorio.



Septiembre 2021



Situación del Sistema Eléctrico Nacional

Comisión de Minería y Energía
Senado

Ministerio de Energía
6 de octubre 2021