

# ***Centro de Estudios Públicos***

## **Diagnóstico y propuestas de políticas en el sector eléctrico**

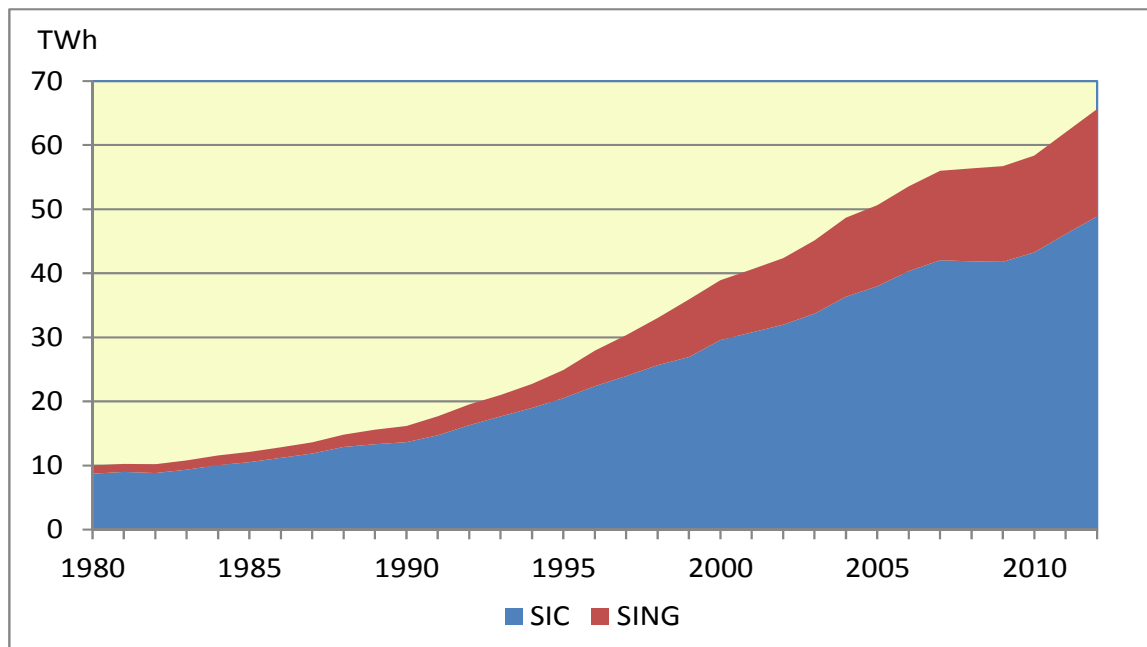
Sebastián Bernstein

Agosto 2013

# Demanda

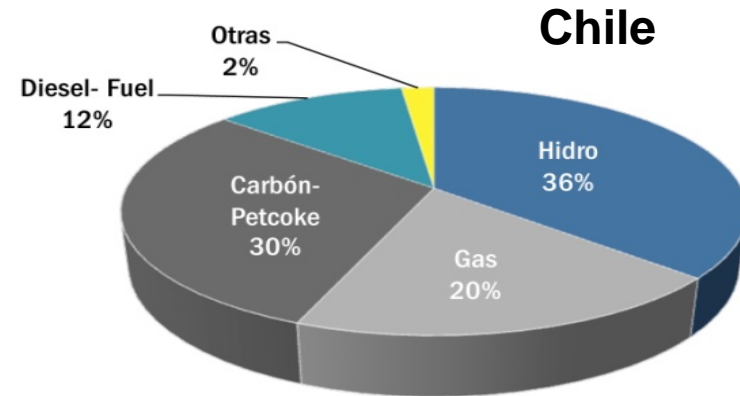
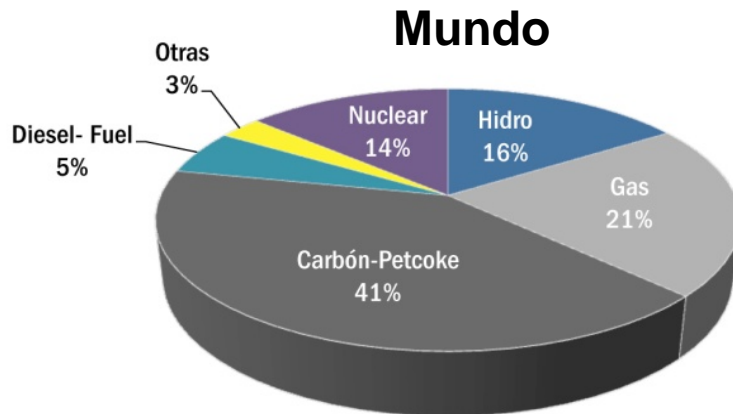
Siempre creciendo... pero menos que en el pasado

- 1990 → **16** TWh
- 2012 → **65** TWh
- 2020 → **100** TWh
- 2032 → **160** TWh
- Últimos 20 años: x **4**
- Próximos 20 años: x **2,5**
- Tasa 2012→2020: **5.5%**    2020→2030: **4%**    2030→ **3%**



# Matriz energética

- “Más verdes” que el promedio mundial (2011)
  - 60% corresponde a combustibles fósiles



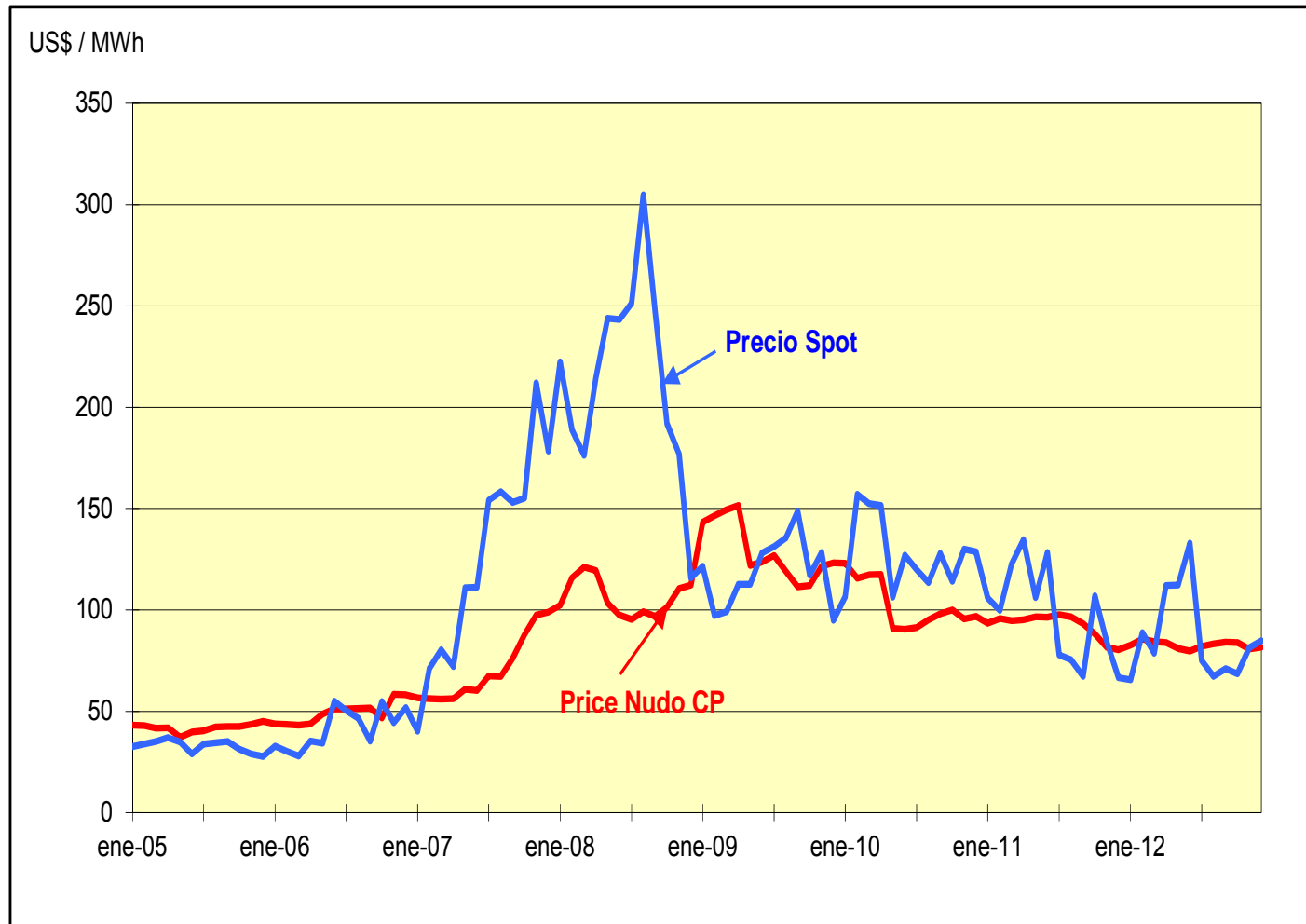
# Suministro

- Crisis de gas argentino resuelta
  - Demanda máxima 2012 (SIC+SING) = 9500 MW
  - Significativa dinámica del mercado: 5400 MW en 2007-2013
  - 80 desarrolladores pequeños y medianos = 3000 MW (aparte de los G5)

Tipo	2007-2013 MW
Hidro	1205
Carbón	2439
Ciclo Combinado	353
TG y Motores	2196
Cogeneración	226
Eólicas	332
	5424

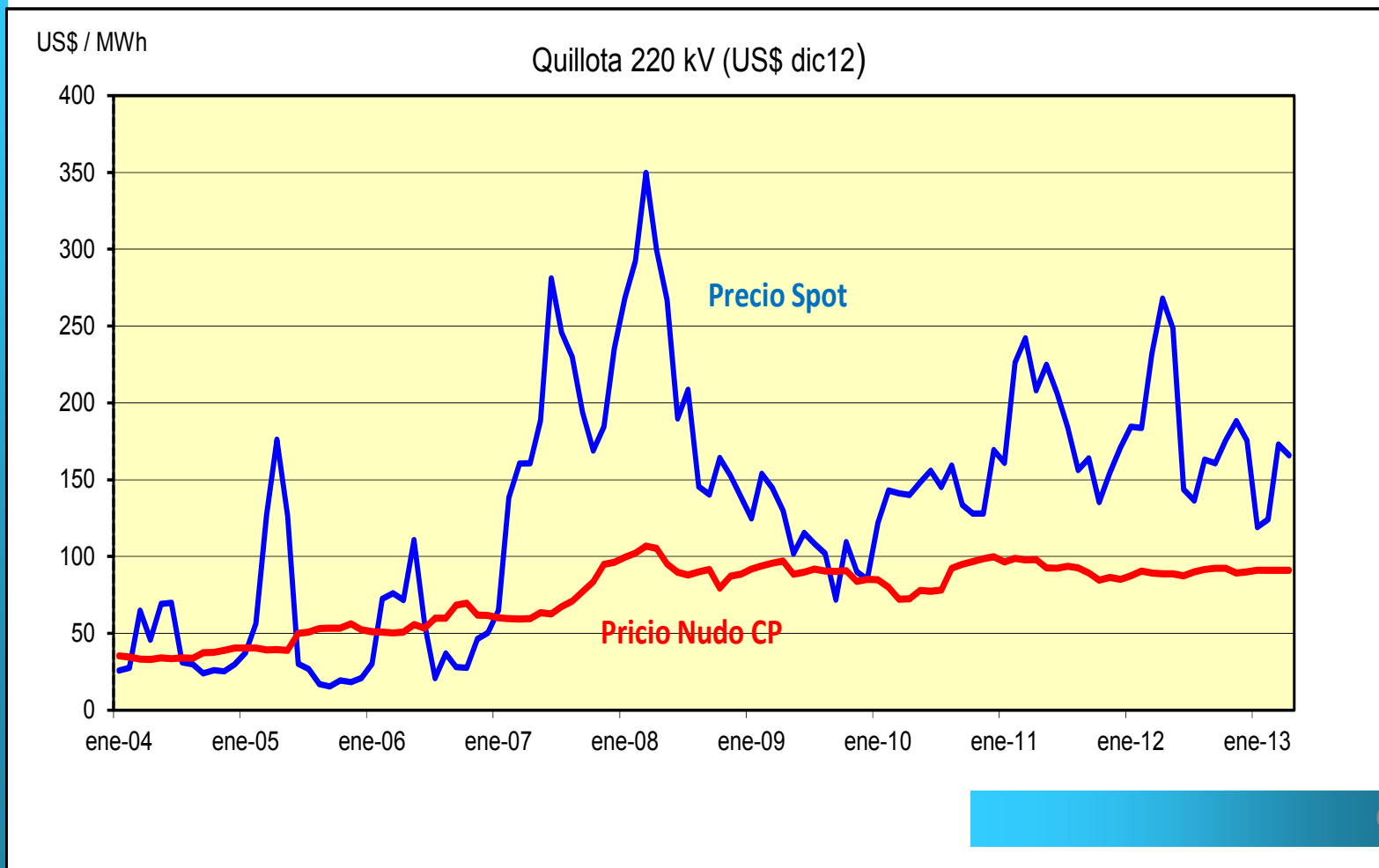
# Precios en el SING

- Los precios en el SING han alcanzado un nivel de equilibrio



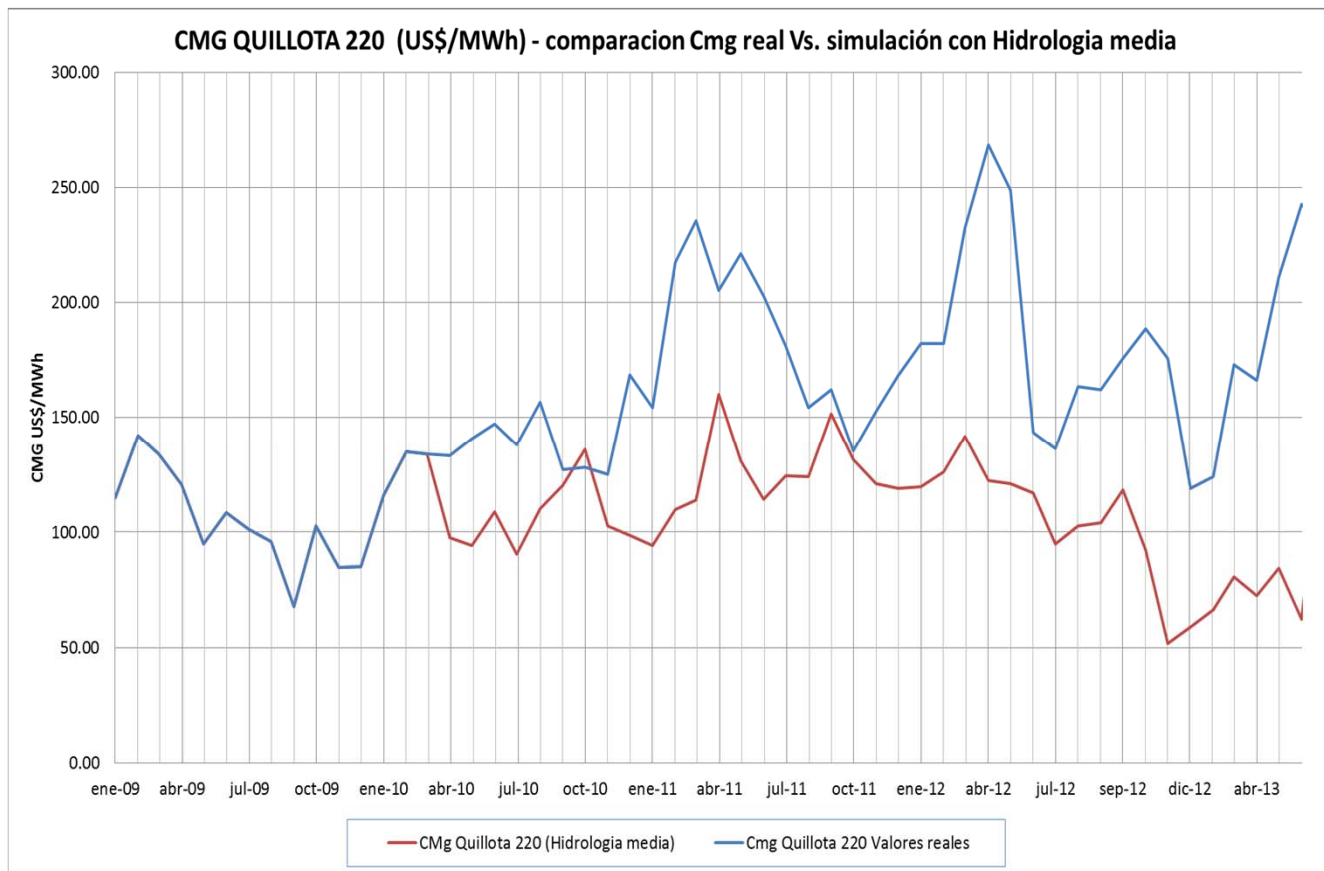
## Precios en el SIC

- Los precios spot en el SIC no han (*aparentemente*) alcanzado un nivel de equilibrio



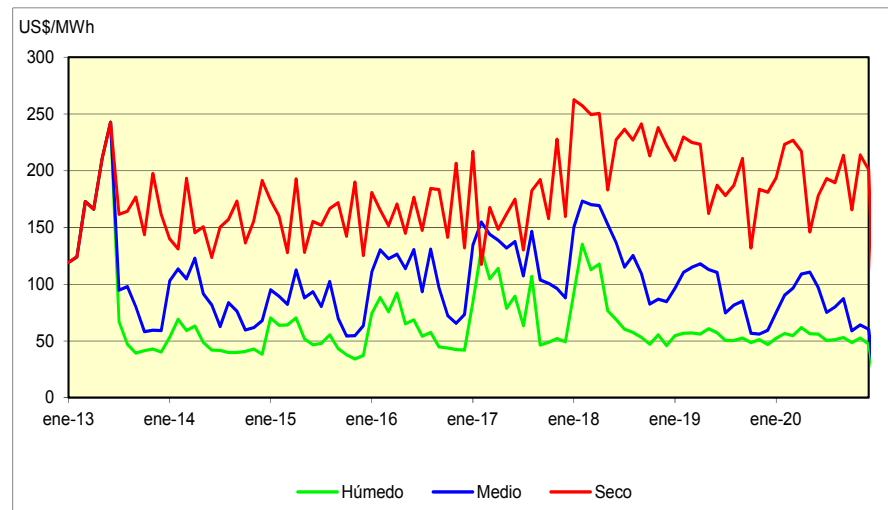
# Precios en el SIC

- Los precios spot serían más bajos sin 3 años de sequía
- Situación oferta 2013-2014 casi normal....
  - *...salvo por la no disponibilidad de contratos de LP*



## ¿Principal problema es abastecimiento de próximos 4 años?

- No es de abastecimiento físico



- Es de **no** disposición a ofrecer contratos a precio conocido (futuro incierto)
- Solución posible: uso de GNL en centrales existentes que no tienen contrato de gas (Colbún, Gener)
  - Clientes industriales y mineros → solución vía negociación bilateral
  - Distribuidoras: indexación a CMg (con cap) para primeros años hasta acceder a contratos de GNL →



## ¿Problema a partir de 2017 es poder agregar capacidad de generación?

- Así es, principalmente en generación de base (hidro-carbón-GNL)
  - 4000 MW en proyectos a carbón e hidro desechados/postergados
- ERNC sin problema de desarrollo (salvo transmisión)
  - Pero limitaciones por bajo factor de planta e intermitencia
- Oposición pública
  - Opinión pública más sensible a la protección del ambiente
  - Falta de información y mitos: eficiencia energética y ERNC son suficientes; Termoelectricidad es sucia. Hidro de embalse son malas
  - Síndrome “NIMBY” y falta de incentivos para aceptación por comunidades
  - Activismo judicial
  - Error de los desarrolladores al abordar las comunidades locales
  - Burocracia: años para permisos. Falta personal. Falta unicidad de criterios. Miedo a ser demandados.
  - Las concesiones, permisos DGA toman 2-3 años
  - Falta de liderazgo a nivel político y gubernamental: no se entrega información sobre las alternativas que enfrenta el país

## ¿Cómo acotar procesos de aprobación ambiental, permisos y concesiones??

- Ley de agilización de concesiones
  - Acorta plazos
  - Precisa observaciones y oposiciones que se pueden presentar
  - Simplifica notificaciones (notariales y judiciales)
  - Fraccionamiento de concesiones
  - Comisión Tasadora más ágil
  - Conflicto entre concesionarios de distinta naturaleza → arbitraje
- Levantamiento información sobre uso del territorio
- Beneficios permanentes a comunidades donde se desarrollan los proyectos
  - Distinto de medidas de mitigación/compensación/reparación
- Participación ciudadana temprana
- Mayores medios a la Administración.
  - Más personal, recursos para peritajes, plazos perentorios, unicidad de criterios
- Mayor precisión en las normas (SEIA, DIA, consulta indígena, ...)

## ¿Interconexión SIC-SING atenuaría estos problemas?

- Beneficios
  - Operativos
  - 1000 MW en centrales existentes podrían apoyar el SIC
  - Desarrollo proyectos a carbón del SING para el SIC
  - De seguridad frente a contingencias severas (terremotos)
  - Facilita desarrollo de ERNC en el SING
- Pueden haber beneficios sociales no incluidos en evaluación privada
- Beneficios deben ser demostrados al tomarse decisión

## ¿Factibilidad de 20/25 en ERNC?

- Proyección cumplible el 2020, con stress el 2025
  - Principalmente en líneas de transmisión y en financiamiento
  - Meta al 2025 *puede* no ser económica
- Implica casi 500 MW/año (2008-2014): 200 MW
  - Principalmente eólica y solar

Tecnología	2014	2020	2025	2030
Hidro	240	440	870	1080
Biomasa	290	340	370	400
Geotermia	0	80	360	640
Eólica	690	1720	2140	2,940
Solar PV	230	1110	2760	3,360
Solar CSP	0	100	200	500
Total	1450	3790	6700	8920

## ¿Experiencia Europea?

- Metas de la Comunidad en términos % razonables
  - No discriminan a las hidro
- Feed-in-tariff desastroso en países como España
  - 25000 Millones de euros de déficit

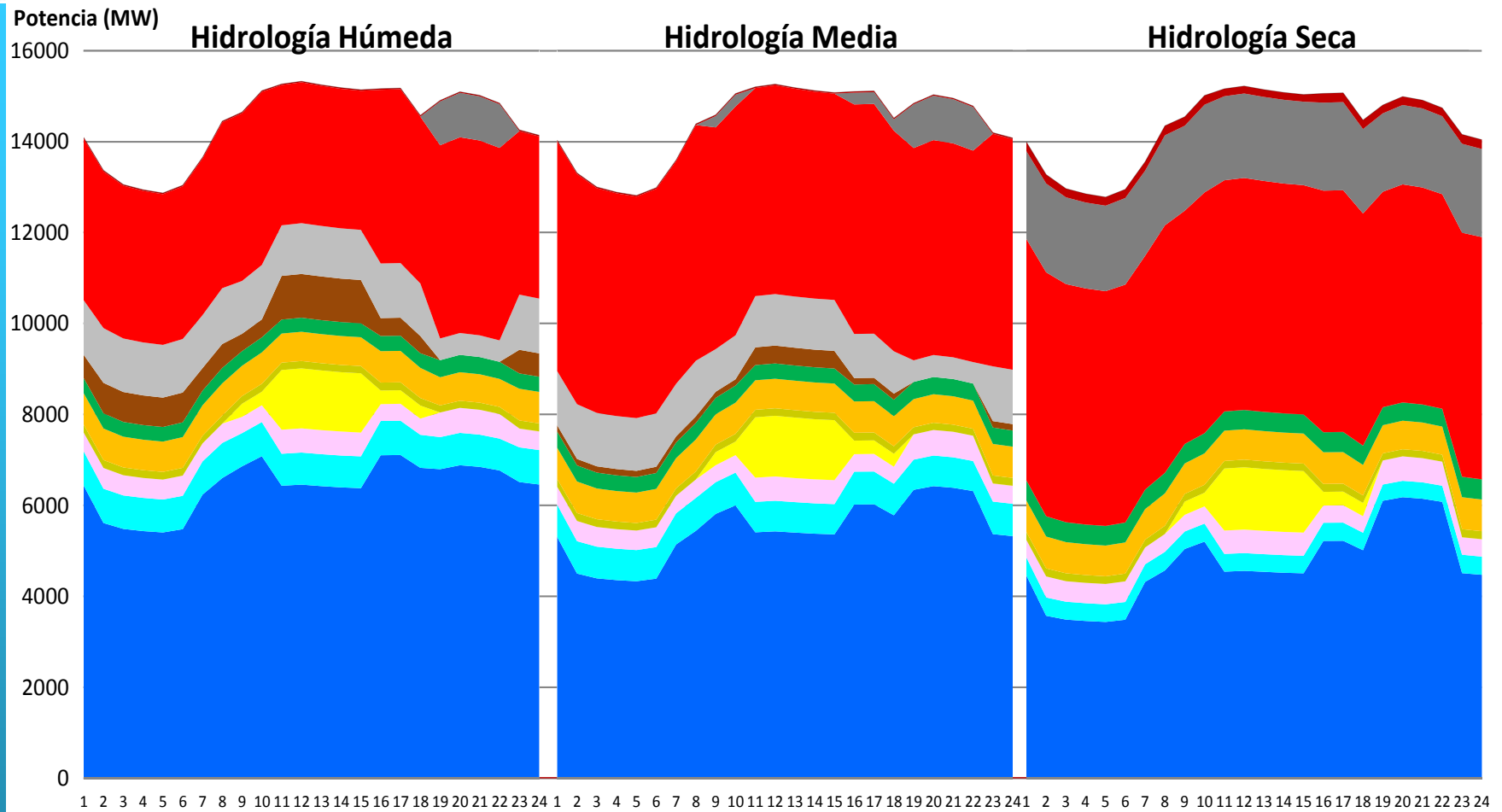
## ¿Ventajas ERNC?

- No solo en calidad del aire
  - Aporte energía anual= 500 GWh → 20% del crecimiento de demanda
  - Independencia combustibles fósiles
  - Descentralización (+ 60 desarrolladores)
  - Costos de eólicas y solares bajando significativamente
- Tema de conexión (multiplicidad de líneas)
- Tema de intermitencia (si exceso de potencia instalada)
  - Pérdida económica si sustituyen combustibles baratos
  - Costos operativos para el sistema (regulación)

# Líneas conexión ERNC



# Rol de las ERNC: despacho diario en 2024 (hidrología húmeda, media y seca)



- Hidro
- Mini Hidro
- Eólica
- Solar
- Concentrador Solar
- Geotérmica
- Biomasa
- Carbón a Min\_Técnico
- GNL\_ToP
- Carbón
- GNL
- Fuel Oil
- Diesel



# ¿Pierden los consumidores por alto costo e incertidumbre?

## ¿Rol del GNL?

- Sí, consumidores pierden
  - Costo desarrollo hidro-carbón: 95 US\$/MWh
  - Costo desarrollo hidro-GNL: 125 US\$/MWh
- GNL es la solución en reemplazo del carbón
  - 50% menos de emisión CO<sub>2</sub>
  - Centrales existentes pueden convertirse a GNL + cierre ciclos abiertos
- Nuevos proyectos GNL enfrentando oposiciones
- Decisión clave para los siguientes 12 años (2020-2032)
  - Incremento demanda de 100 TWh en 2020 a 160 TWh en 2032
  - No desarrollo de Aysén → 24 TWh en unidades térmicas (15% de la matriz energética) → 9 unidades de 350 MW a carbón o GNL