Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Preparado para:

Generadoras de Chile AG

WS Final

Santiago 30 de mayo de 2018

Temario

- Introducción – objetivos y grupo consultor
- Metodología y supuestos
- Principales resultados
- Conclusiones

Temario

- **Introducción – objetivos y grupo consultor**
- Metodología y supuestos
- Principales resultados
- Conclusiones

Objetivo general del estudio

- Cuantificar los efectos de la integración masiva de fuentes de energía variables e intermitentes en la operación del sistema eléctrico en el marco de la discusión pública sobre la regulación de servicios de flexibilidad
- Estudio dividido en 5 fases:

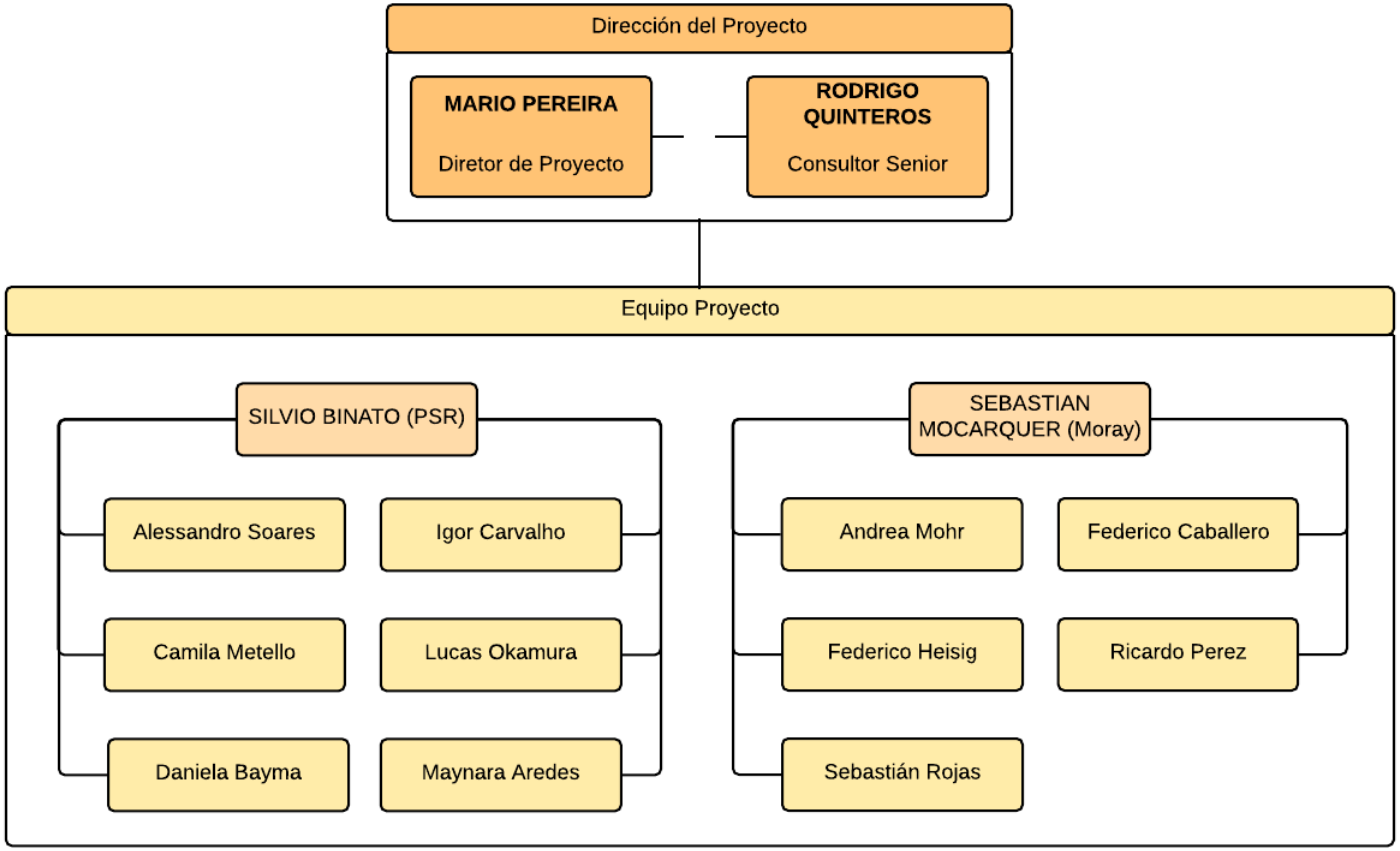
Línea Base 01	Identificación Recursos de Flexibilidad 02	Modelación 03	Análisis Resultados 04	Conclusiones y Recomendaciones 05
Levantamiento de línea base para reconocer y remunerar flexibilidad	Identificación de recursos técnicos y costos de proveer flexibilidad	Modelación del Sistema con incorporación masiva de ERV	Estimar requerimientos de flexibilidad. Identificación de costos de flexibilidad no cubiertos	Conclusiones y recomendaciones

Grupo consultor

- Firma de asesorías fundada en 2013 por ejecutivos del sector eléctrico, con base en Santiago – Chile, para apoyar a inversionistas y *stakeholders* en la toma de decisiones en el sector energía con una perspectiva de vanguardia.
- Cubre un amplio rango de servicios aprovechando la extensa experiencia y alto grado de especialización de su equipo fundador.
  - Análisis de mercado y regulatorio
  - Estrategia y negociación
  - *Due diligence* para transacciones
  - Desarrollo de negocios.

- Proveedora de herramientas analíticas y consultoría (estudios económicos, regulatorios y financieros) en electricidad y gas natural desde 1987, con base en Rio de Janeiro – Brasil.
- Equipo de 54 especialistas (17 PhDs, 31 MSc) en ingeniería, optimización, energía, estadística, finanza, regulación, TI e análisis ambiental.
- Actúa en más de 70 países en todos los continentes.

Equipo del estudio

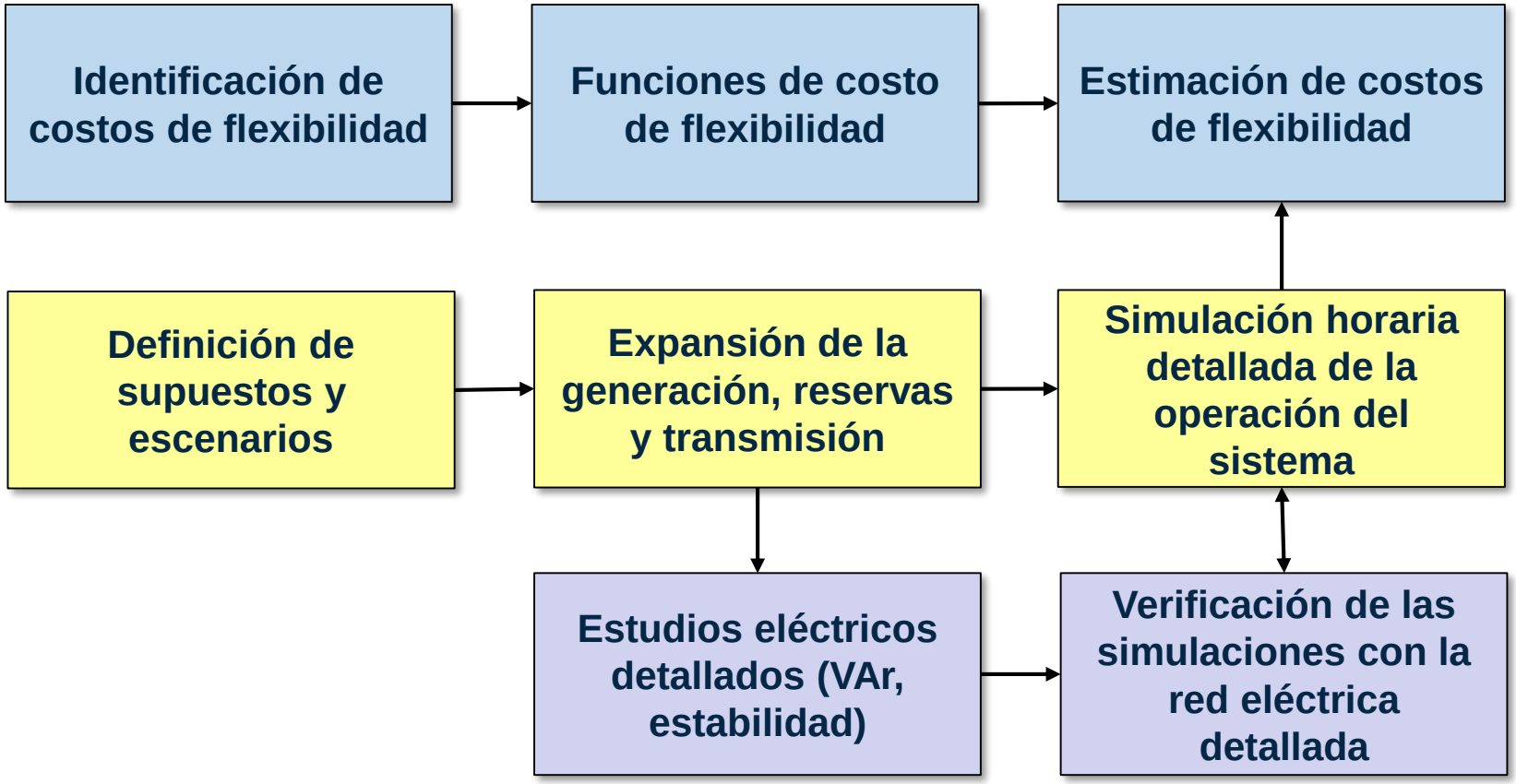


Temario

- Introducción – objetivos y grupo consultor
- **Metodología y supuestos principales**
- Principales resultados
- Conclusiones

Metodología del estudio

- Se busca estimar los costos de flexibilidad asociados a distintos escenarios de expansión ERV (solar-eólica)



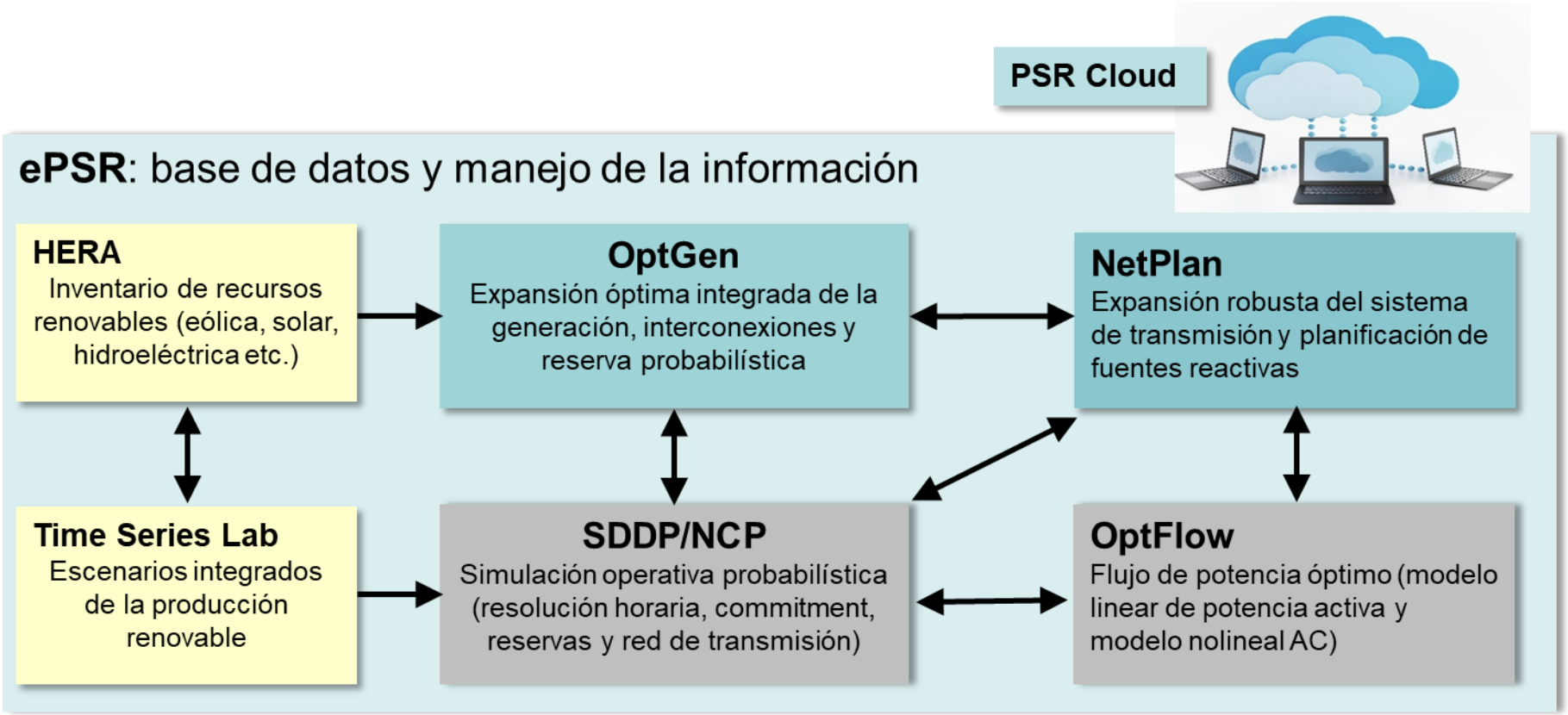
Costos de flexibilidad

Se valoran mediante funciones de costo[1] dependientes de variables operativas obtenidas mediante la simulación.

Tipo de costo	Componentes	Función
Encendido - Directo	Combustible y emisiones	$f(\#partidas)$
Encendido - Indirecto	Capex y mantenimiento	$f(\#partidas)$
Seguimiento	Capex y mantenimiento	$f(\#rampas)$
Eficiencia	Combustible y emisiones	$f(despacho)$
Oportunidad	Margen variable perdido	$f(despacho\ y\ CMg)$

(1) Las funciones relacionadas con costos de encendido y seguimiento han sido estimados utilizando aproximaciones basadas en el *bechnmark* internacional.

Sistema de planificación PSR Core

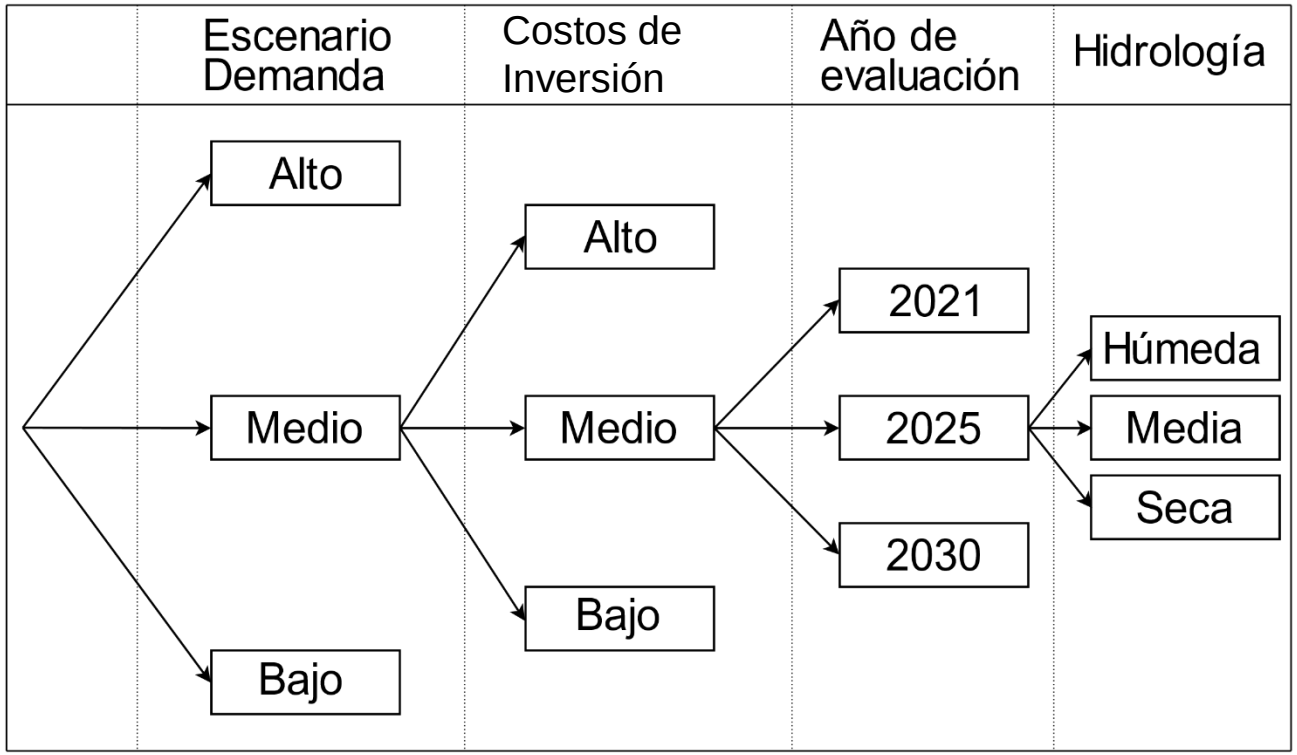


Supuestos del estudio

- Demanda
  - Elasticidad demanda ingreso histórica
  - PIB estimado por el FMI, con escenarios +-1%
- Producción renovable
  - En base a series históricas de viento y radiación solar, disponibles en el Explorador de Energía Eólica y Explorador Solar, del Ministerio de Energía en conjunto con la Universidad de Chile y la Cooperación Alemana Internacional (GIZ)
- Costos combustibles
  - Ministerio de Energía, junio 2017, “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Informe Preliminar”
- Costos de inversión
  - Ministerio de Energía, junio 2017, “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Informe Preliminar”
- Parámetros técnicos de generación y transmisión
  - Coordinador Eléctrico Nacional
- Obras en construcción y desarrollo
  - Proyectos en desarrollo y declarados en construcción que cuenten con PPA’s o energía adjudicada en licitaciones

Árbol de escenarios

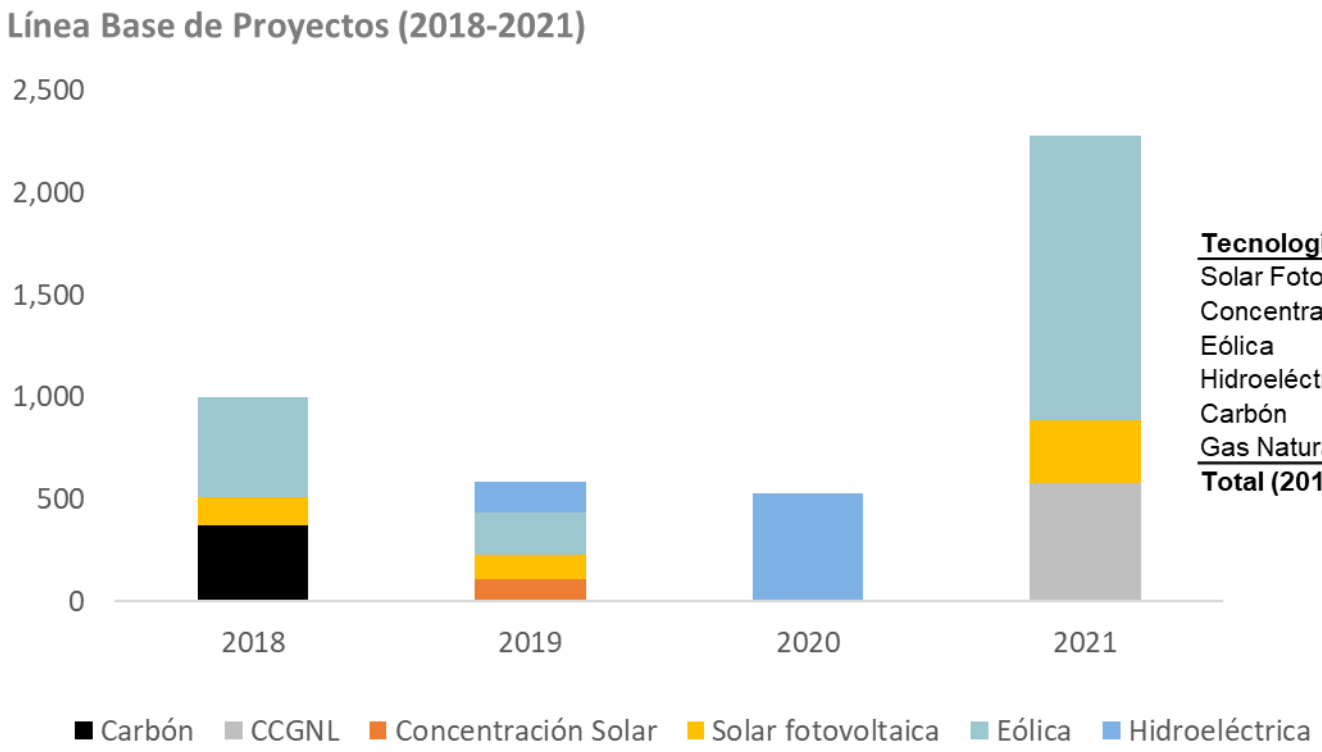
- Total: 81 escenarios de modelación



- La hipótesis es que los escenarios de penetración ERV serán resultado de escenarios de demanda y costos de inversión

Línea Base de proyectos (2018-2021)

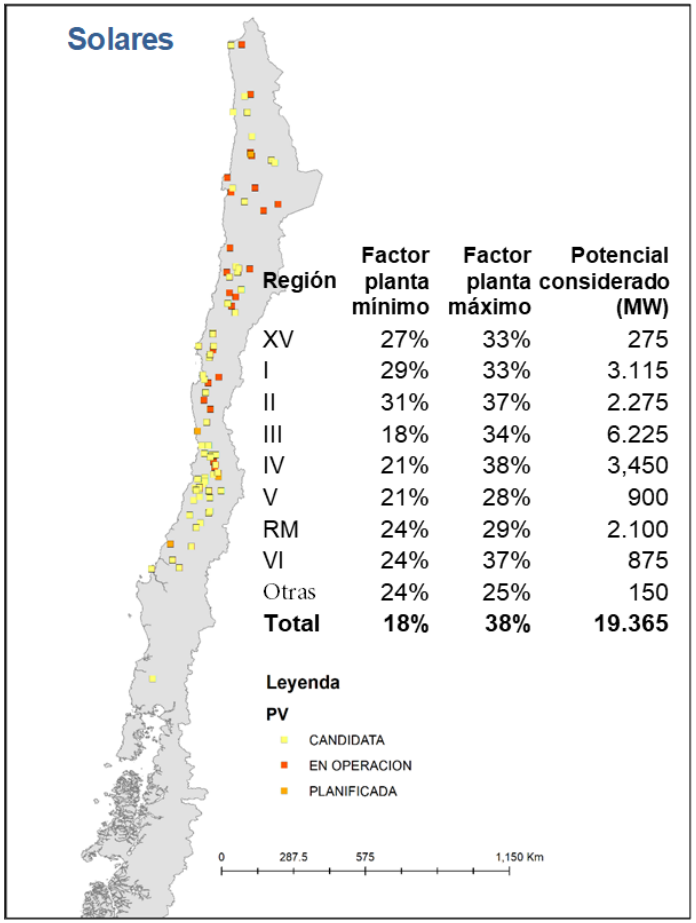
Proyectos en construcción o en etapas avanzadas de desarrollo según la perspectiva al 2Q de 2017 (~4.400 MW).



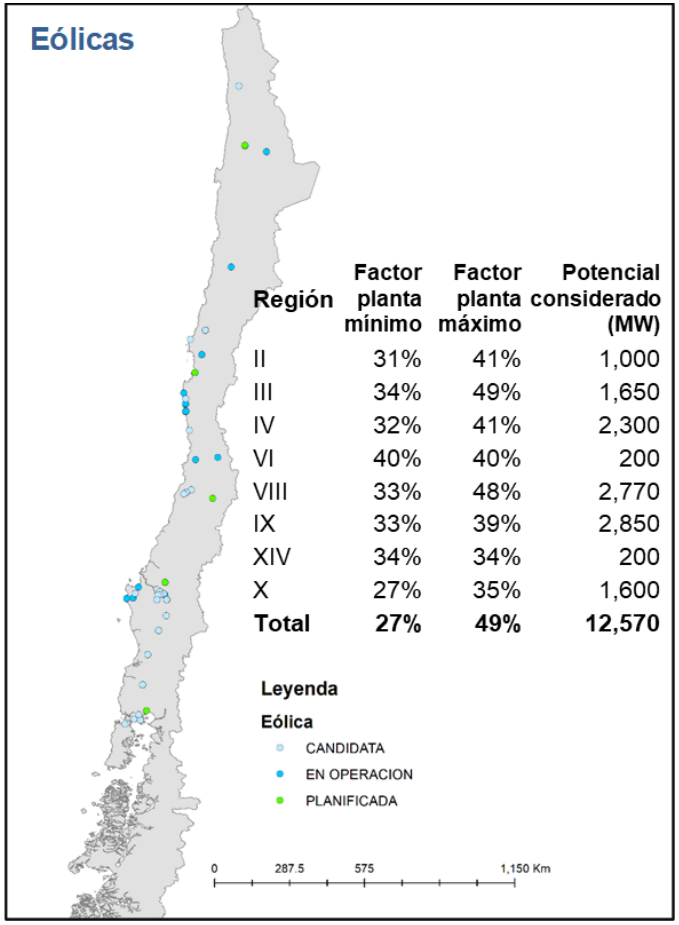
Tecnología	MW
Solar Fotovoltaica	561
Concentración Solar	110
Eólica	2.088
Hidroeléctrica	681
Carbón	375
Gas Natural	580
Total (2018-2021)	**4.395**

Centrales ERV candidatas

Se utilizó información de proyectos ofertados en procesos de licitación públicos para definir el potencial de candidatos a la expansión



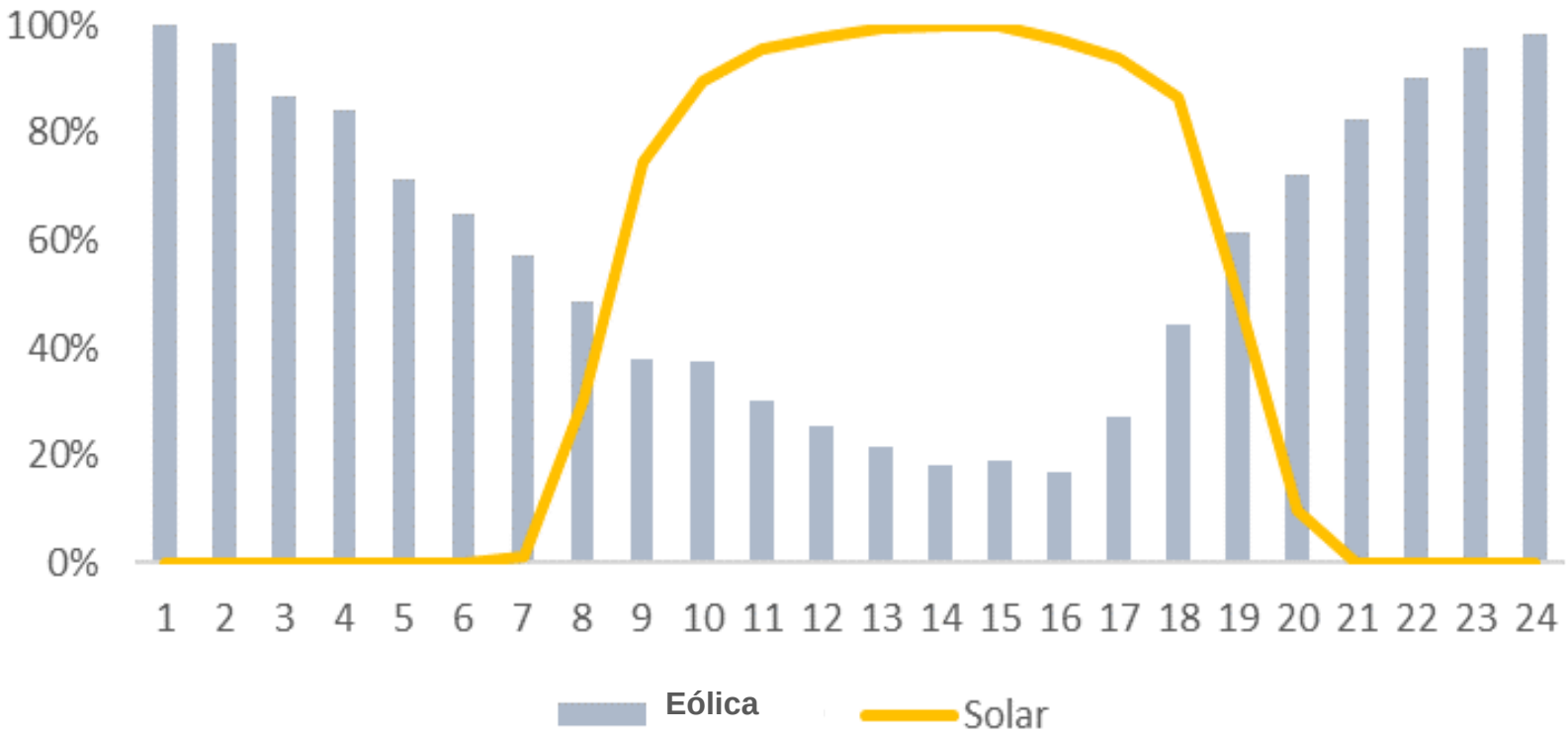
Región	Factor planta mínimo	Factor planta máximo	Potencial considerado (MW)
XV	27%	33%	275
I	29%	33%	3.115
II	31%	37%	2.275
III	18%	34%	6.225
IV	21%	38%	3,450
V	21%	28%	900
RM	24%	29%	2.100
VI	24%	37%	875
Otras	24%	25%	150
Total	**18%**	**38%**	**19.365**



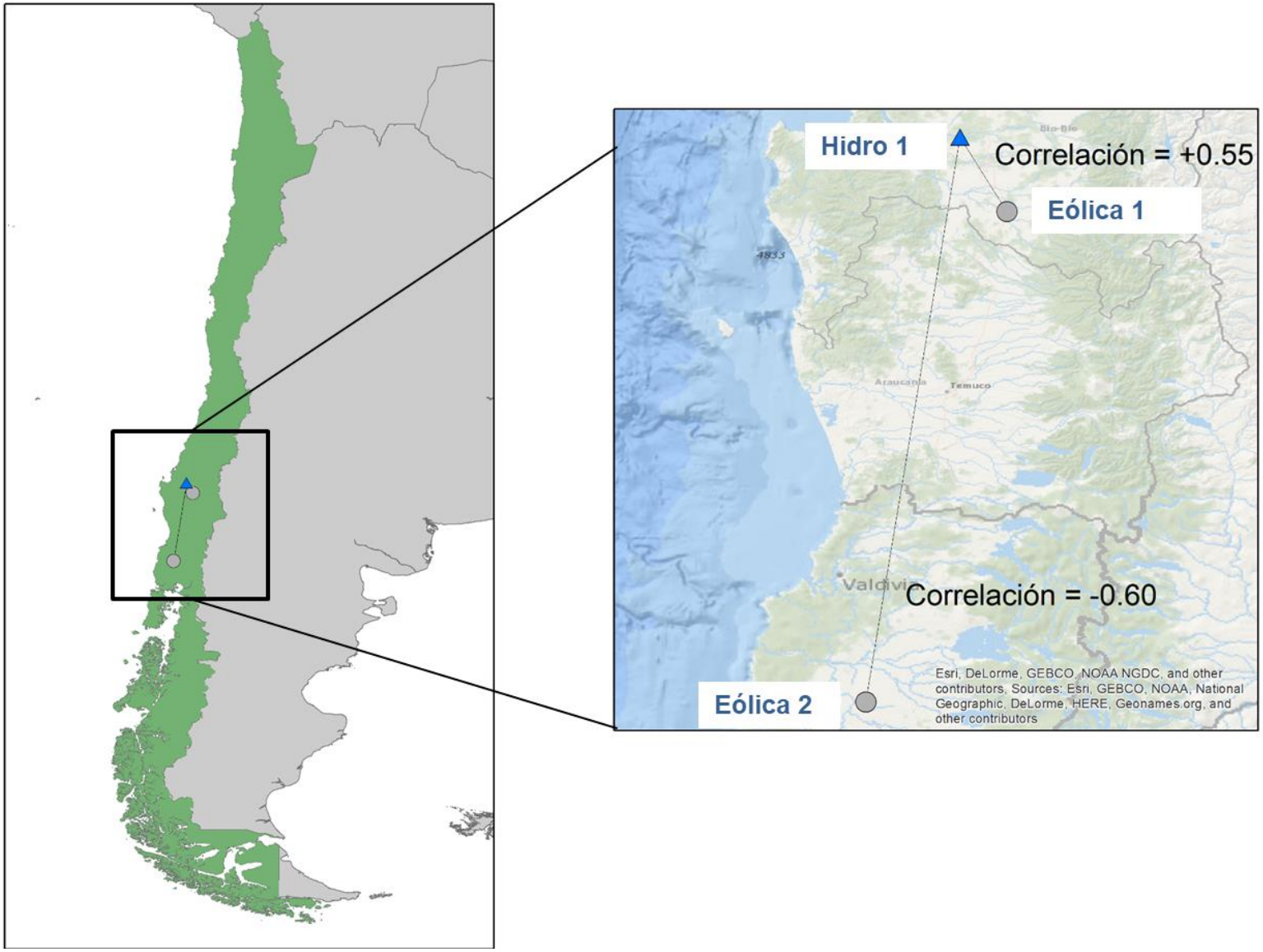
Región	Factor planta mínimo	Factor planta máximo	Potencial considerado (MW)
II	31%	41%	1,000
III	34%	49%	1,650
IV	32%	41%	2,300
VI	40%	40%	200
VIII	33%	48%	2,770
IX	33%	39%	2,850
XIV	34%	34%	200
X	27%	35%	1,600
Total	**27%**	**49%**	**12,570**

Complementariedad Eólica – Solar

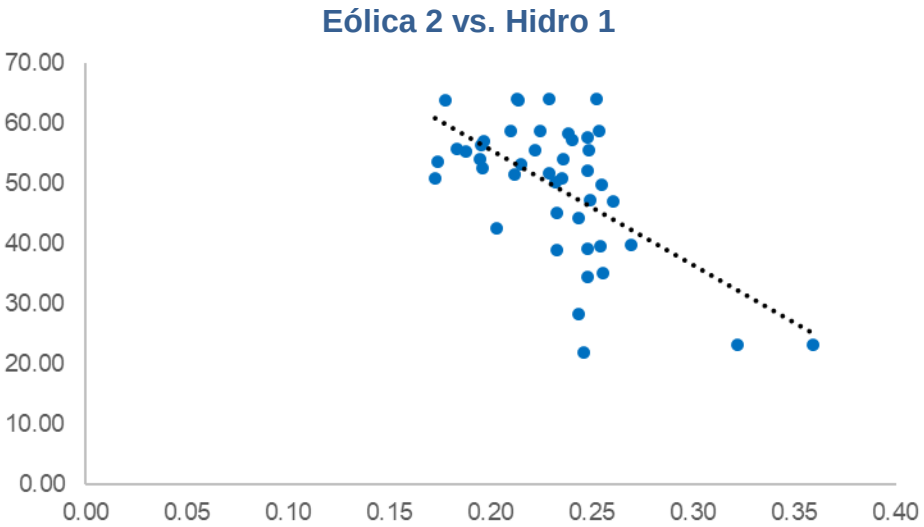
La complementariedad de la generación eólica y solar es capturada pues la expansión se optimiza considerando días típicos con detalle horario

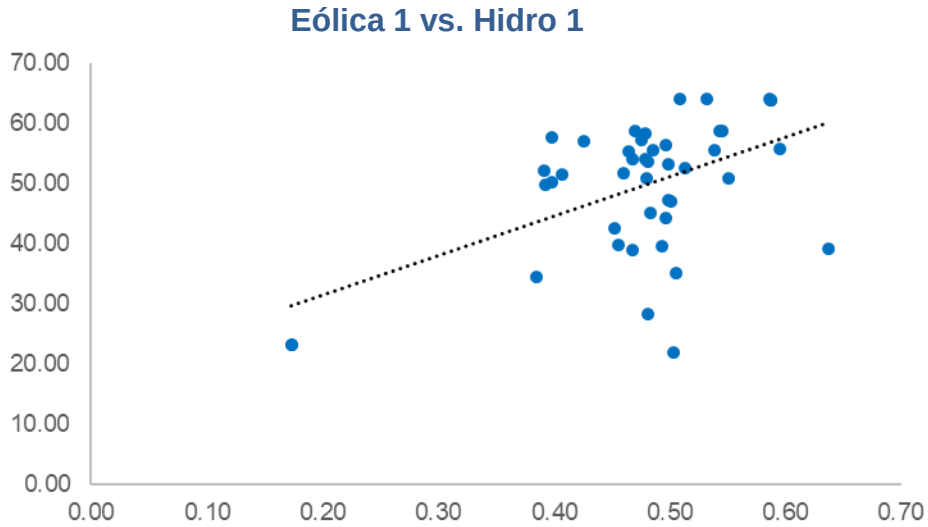


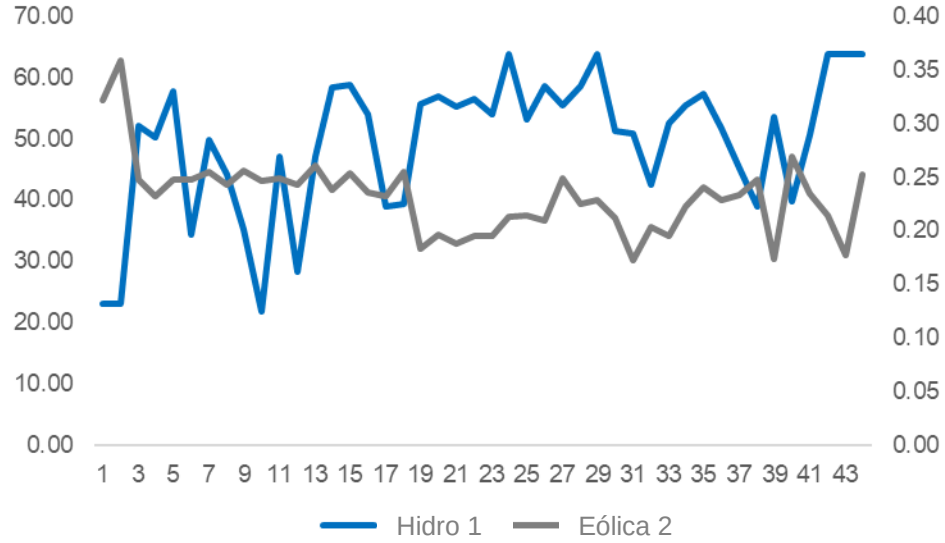
Correlación VRE-Hidrología

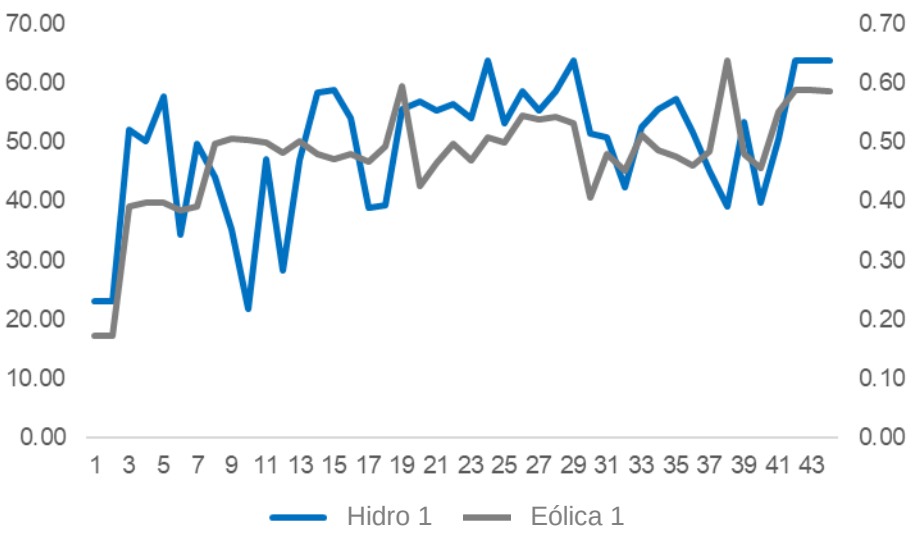


Ejemplo Correlación Eólica x Caudal









Criterios para reserva operativa

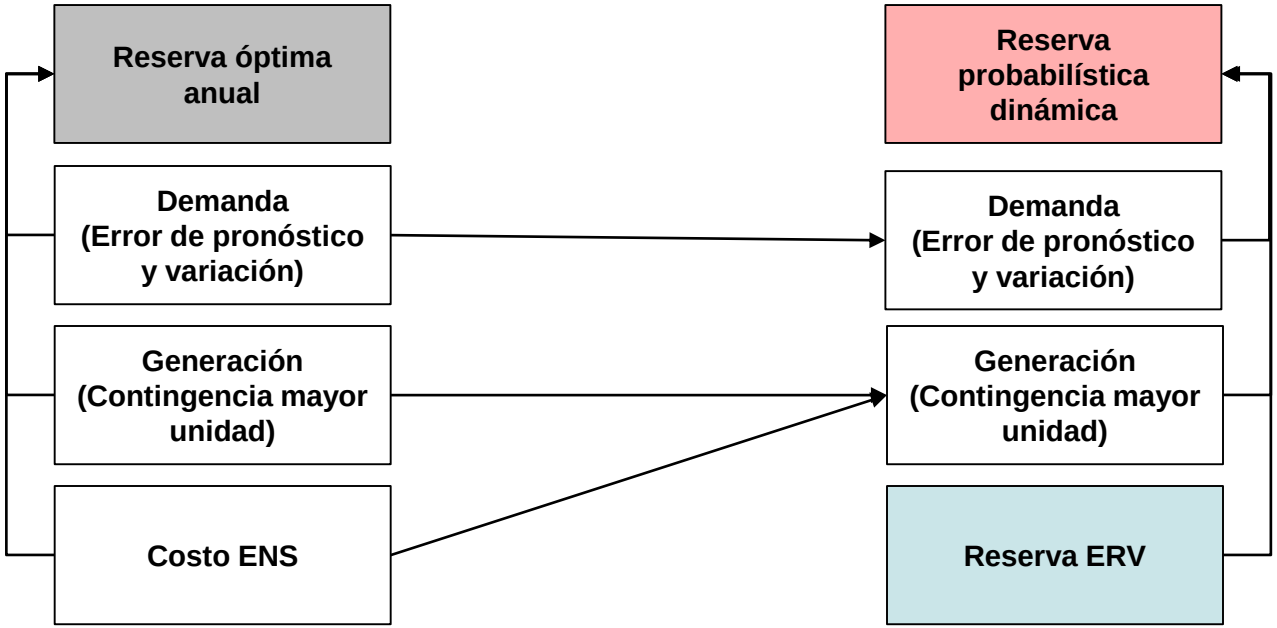
- Criterio de Reserva (R)
  - Reservas independientes para zonas SING y SIC
  - Incorpora efecto de ERV $\rightarrow$ R = f(D, G, <u>ERV</u>)

Metodología Vigente en Chile

$$R^{anual} = min(C_{Oper} + Falla)$$

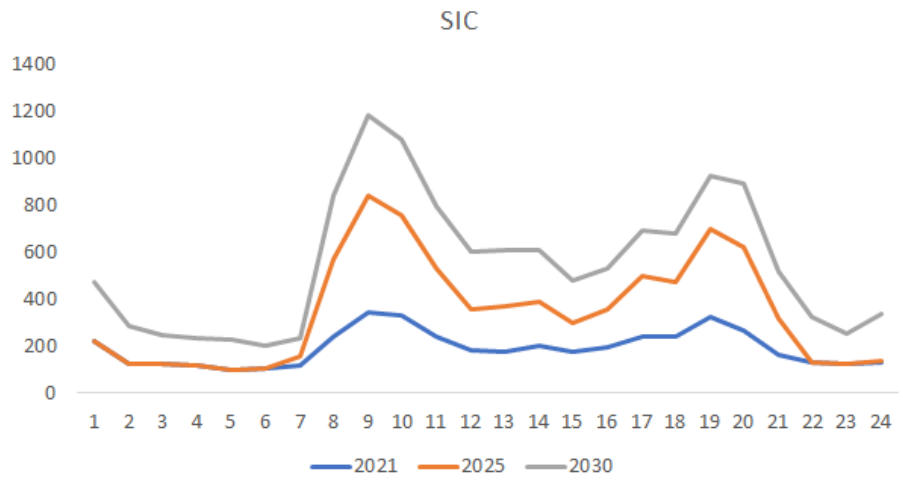
Modelación Implementada

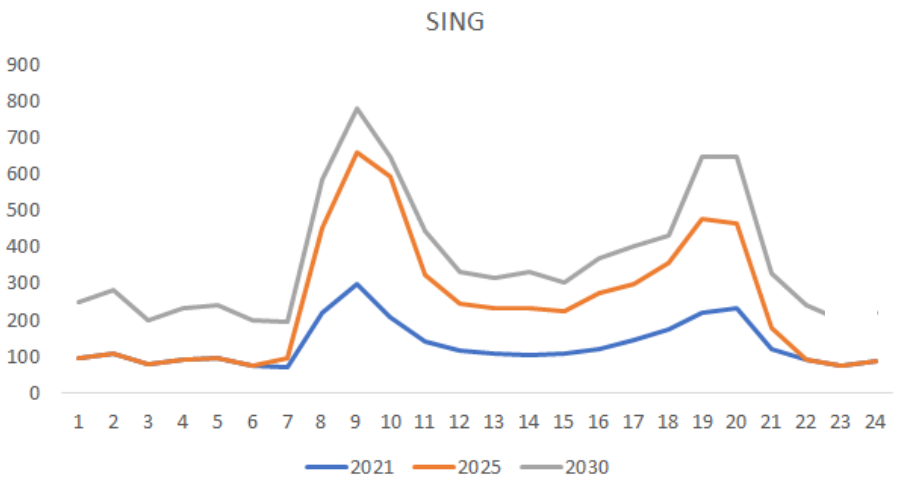
$$R^{h} = Demanda + max(R_G^h, R_{ERV}^h)$$



Reserva operativa

- Se proyectan aumentos focalizados en momentos de mayor riesgo de variaciones no previsibles (7-9 y 19-21 horas)
  - Criterio de reserva probabilística dinámica es clave para minimizar el requerimiento adicional de reservas
  - Factores relevantes: complementariedad solar-eólica y correlación entre recursos solar/eólico e hidrología



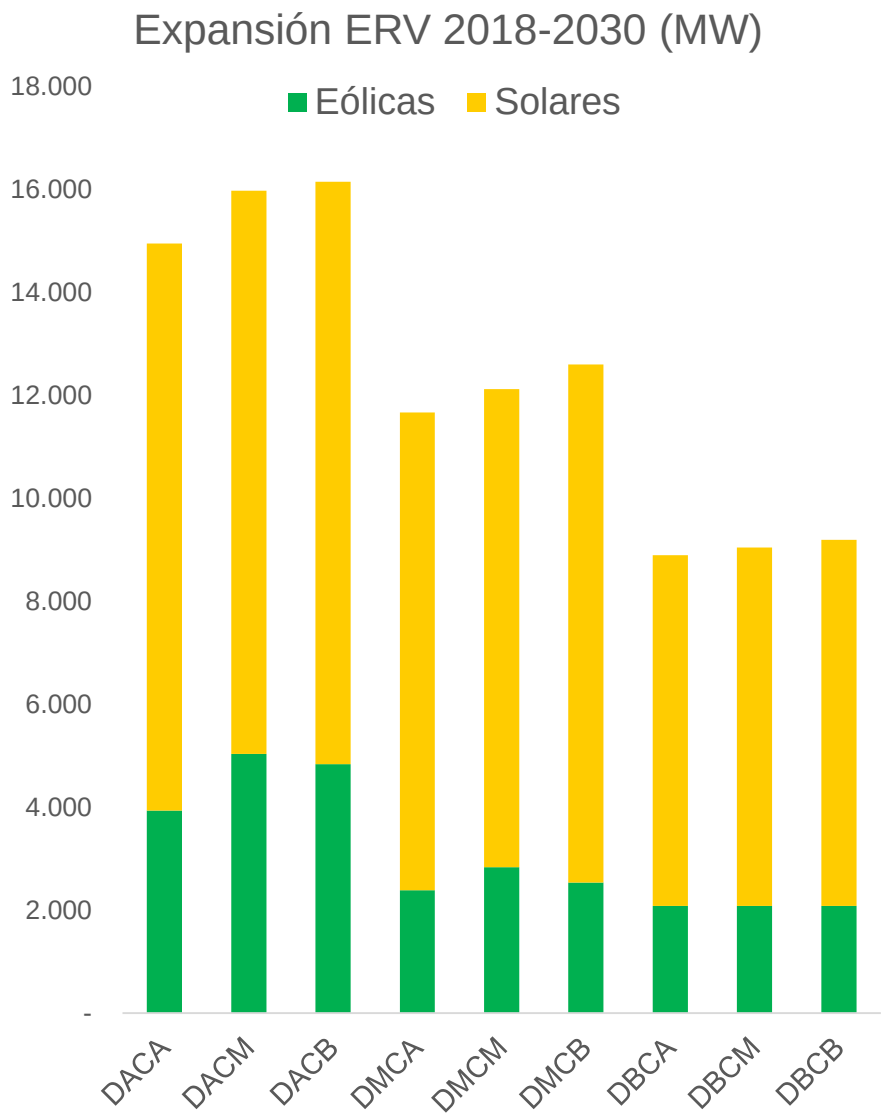


Temario

- Introducción – objetivos y grupo consultor
- Metodología y supuestos
- **Principales resultados**
- Conclusiones

Expansión de Generación

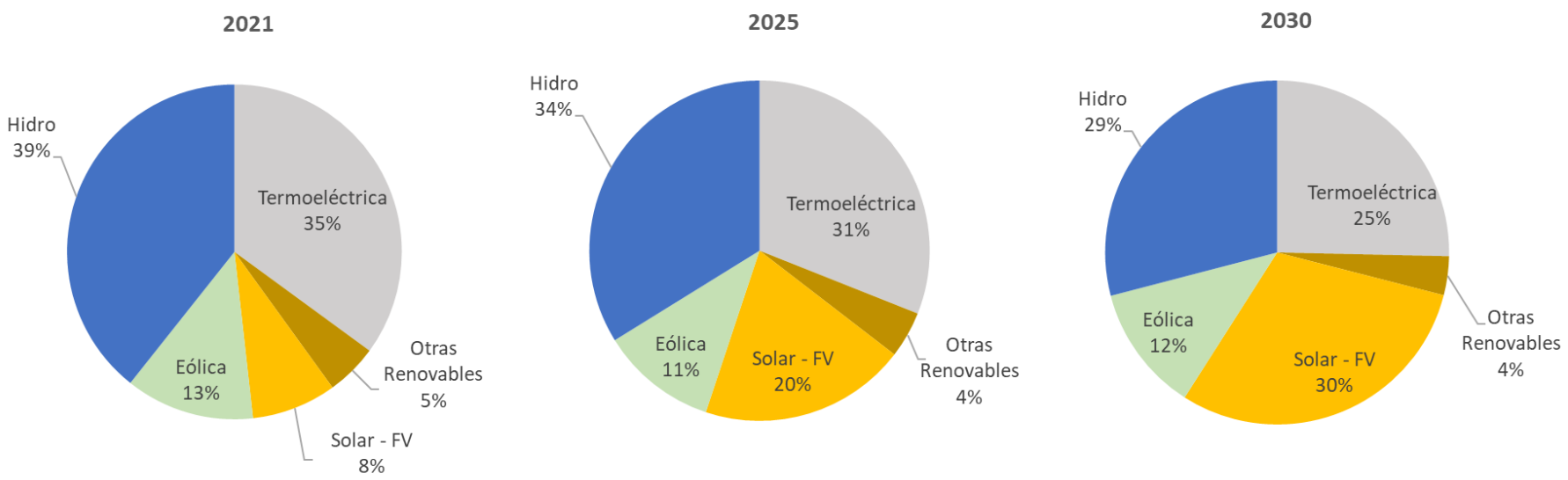
- En los escenarios modelados, las fuentes de generación solar fotovoltaica y eólica dominarían la expansión.
  - Capacidad instalada ERV crece entre 9,000 y 16,000 MW a 2030
  - Potencial de inversión equivalente de US$ 8,000 a 18,000+ millones
  - Bajo los supuestos de costo considerados la expansión con sistemas de almacenamiento no fue seleccionada[1]



(1) El almacenamiento con centrales de bombeo resultó más cercano al rango de competitividad hacia el final del horizonte que las baterías. Estas últimas aparecen como candidatas a la prestación de servicios de reserva pero tampoco resultaron seleccionadas.

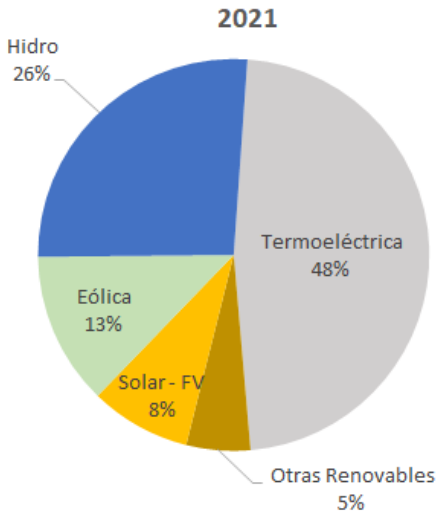
Participación por Tecnologías – Hidrología Media

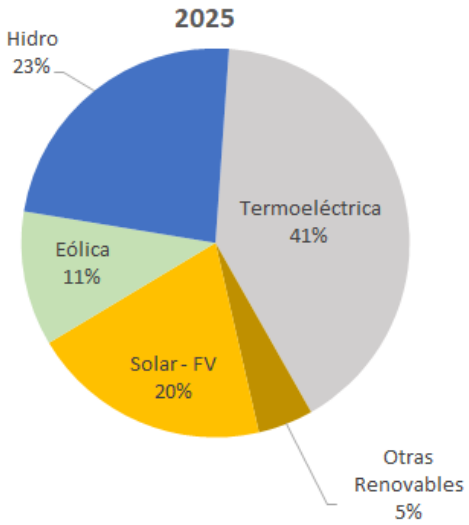
- El despacho de generación en base a fuentes ERV alcanzaría una penetración de 41% a 2030 (DMCM)
  - Componente renovable cubre 75% incl. hidroelectricidad

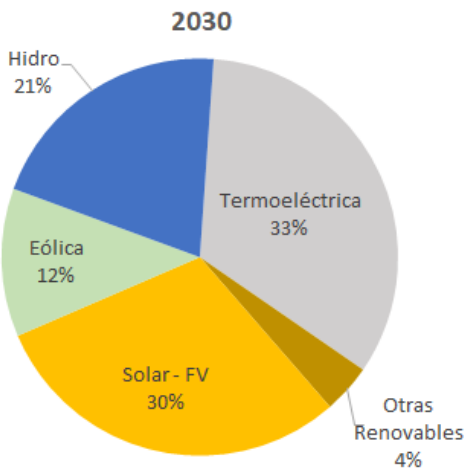


Participación por Tecnologías – Hidrología Seca

- Aporte de termoelectricidad continúa siendo relevante y representa 33% en 2030 para años secos
  - El análisis no considera planes de ‘retiro’ de unidades a carbón
  - No se ha considerado efectos del cambio climático en los afluentes

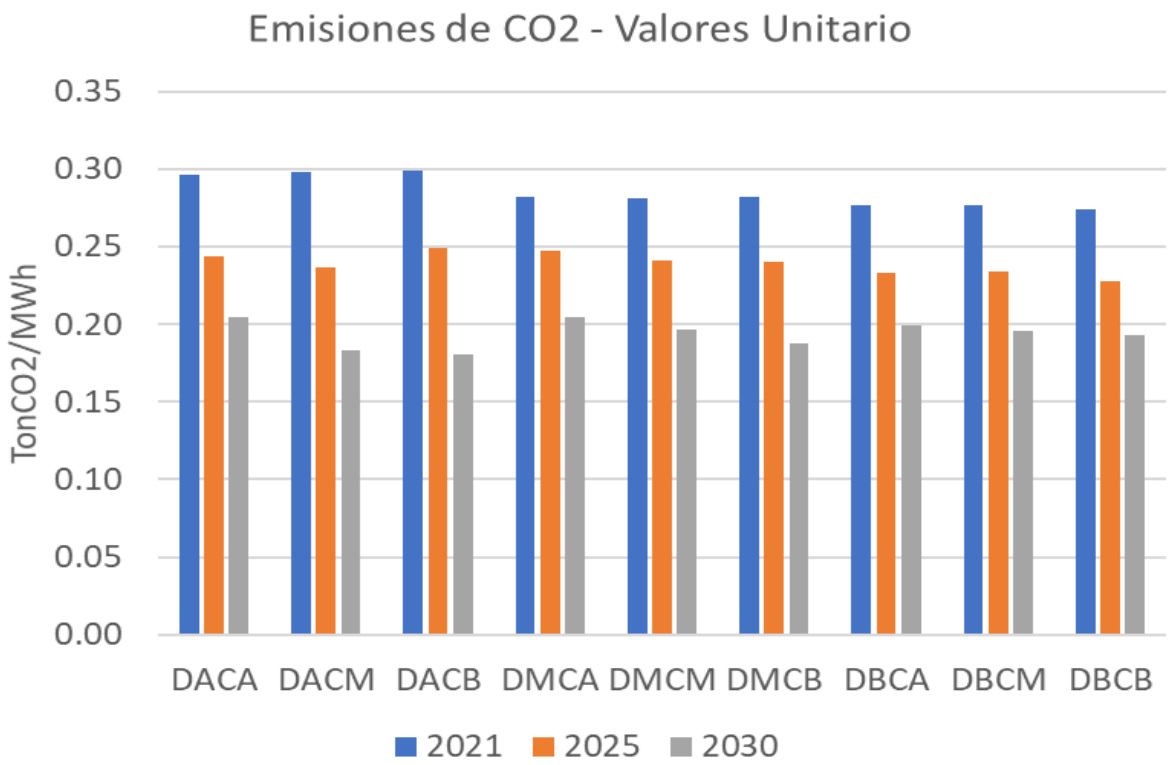






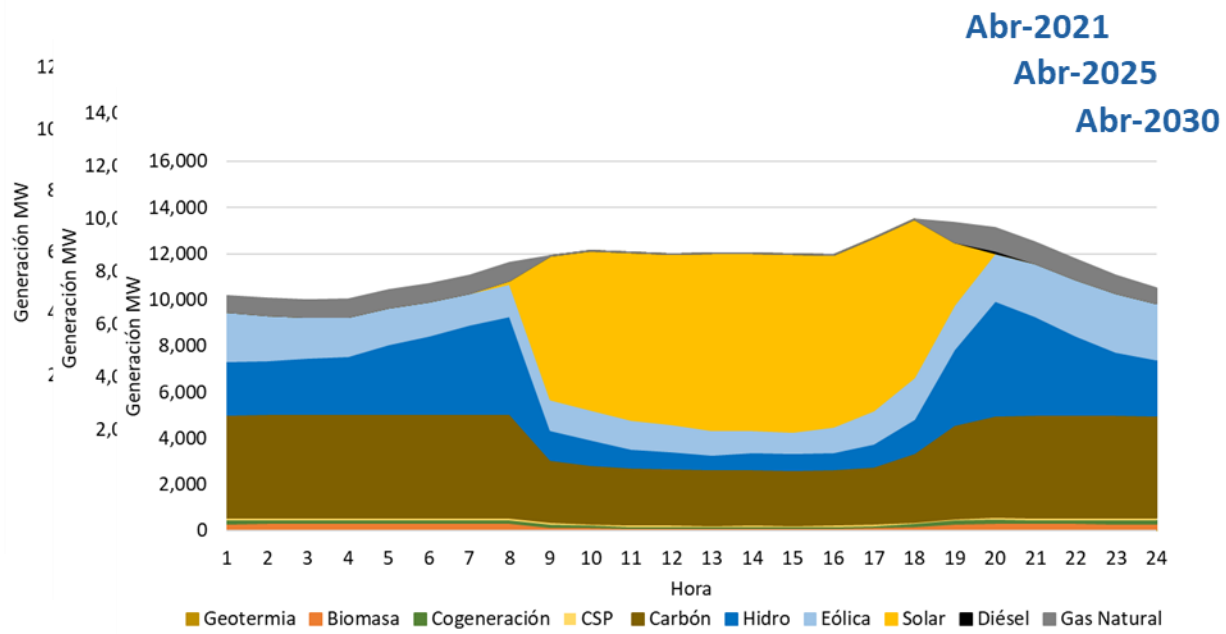
Reducción de emisiones CO2

- Reducción unitaria entre 27 y 40% entre 2021 y 2030 (hasta un 14% en términos totales).
  - Ahorro de hasta US$ 16 millones anuales en impuestos de CO2



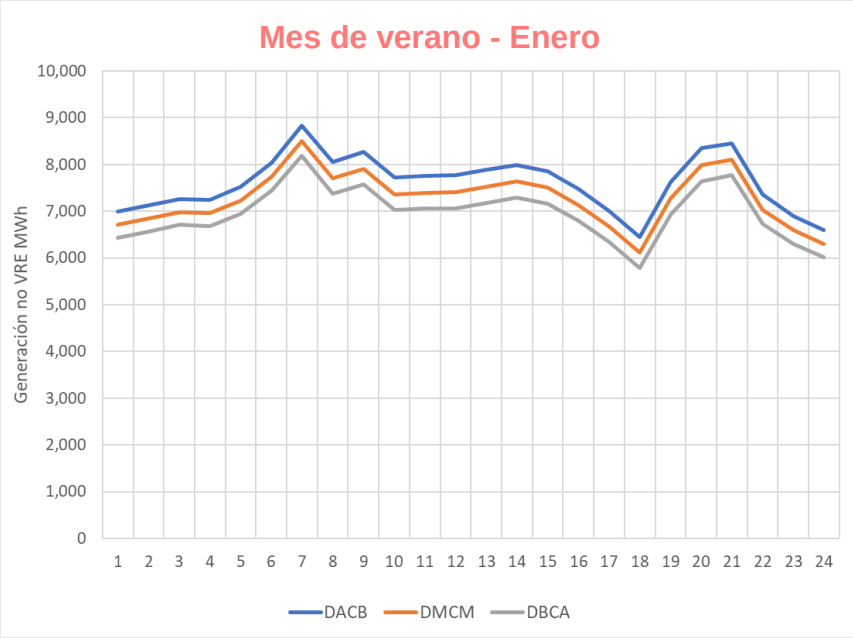
Modificación del Despacho Diario

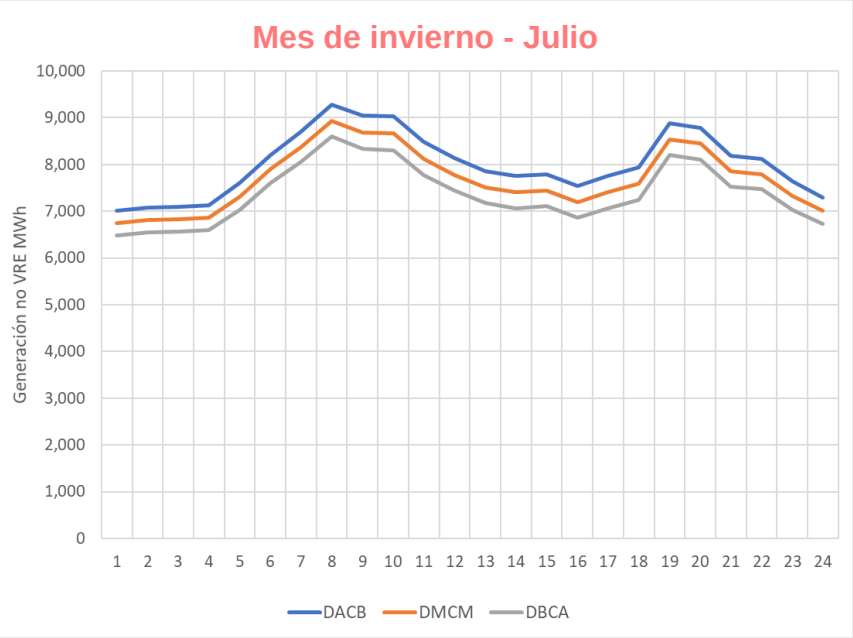
- El parque generador termoeléctrico e hidroeléctricas de embalse deberán aportar flexibilidad de una forma creciente
  - Embalses: Almacenamiento en horario solar
  - Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
  - CC_GNL : Ciclaje



Requerimiento de flexibilidad

▶ Generación Residual (sin SFV-EOL) - Año 2021



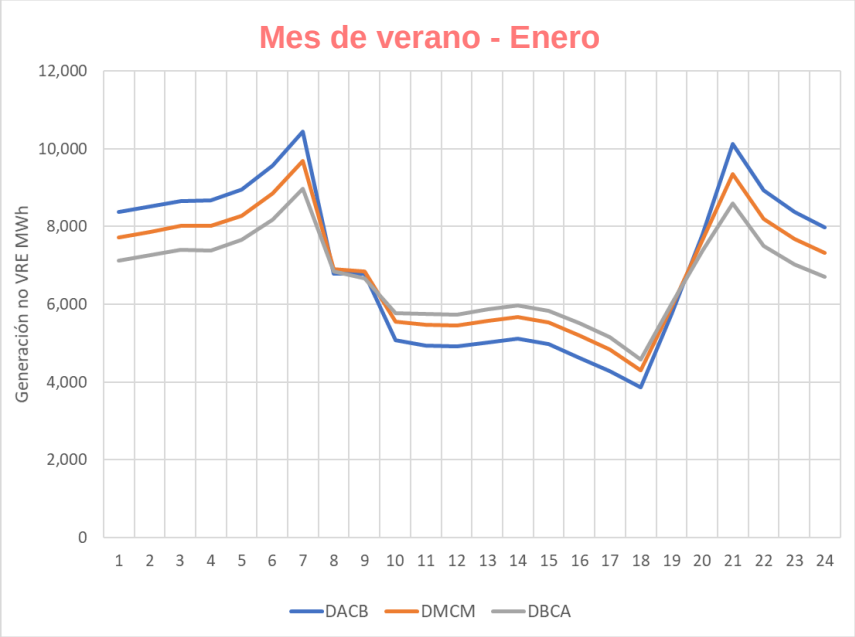


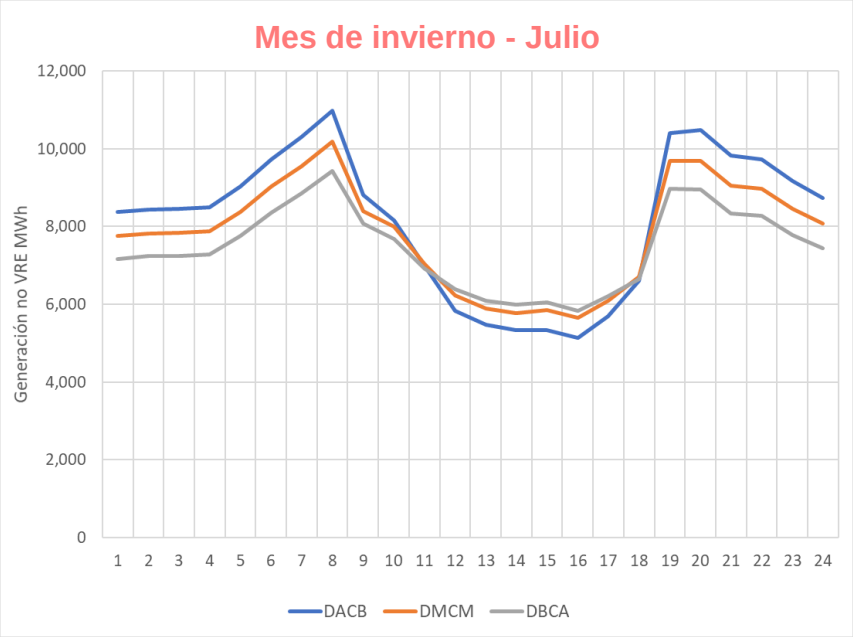
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	19.8	18-19	-18.2	21-22
DMCM	19.3	18-19	-17.8	21-22
DBCA	18.8	18-19	-17.4	21-22

Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	15.7	18-19	-10.1	20-21
DMCM	15.8	18-19	-9.9	20-21
DBCA	15.9	18-19	-9.7	20-21

Requerimiento de flexibilidad

► Generación Residual (sin SFV-EOL) - Año 2025



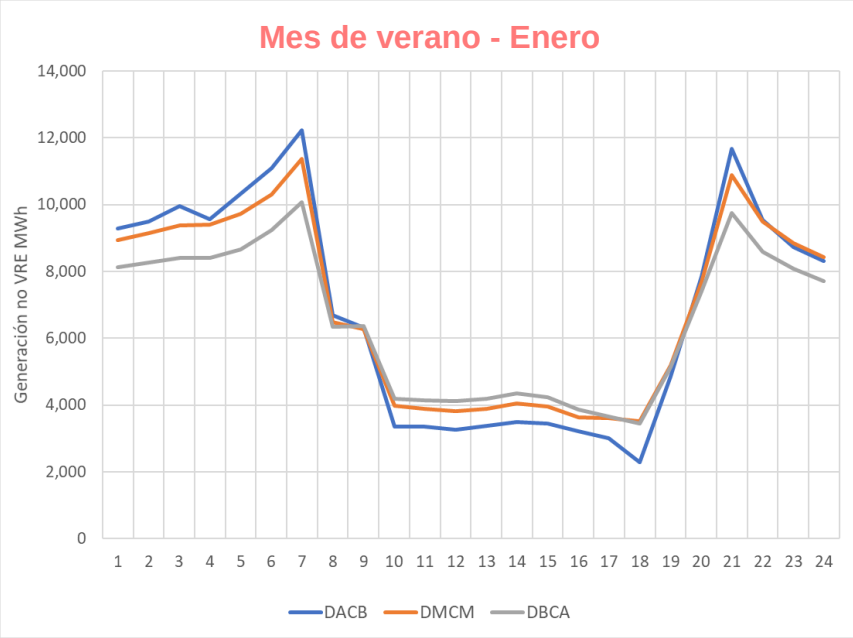


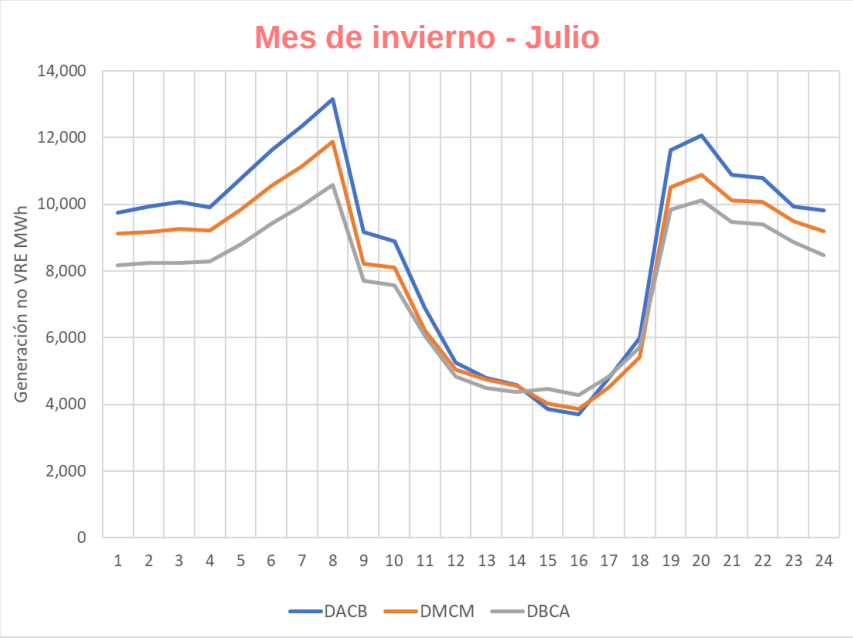
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	38.7	20-21	-61.2	7-8
DMCM	29.0	19-20	-46.3	7-8
DBCA	23.9	18-19	-35.4	7-8

Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	63.2	18-19	-36.0	8-9
DMCM	49.6	18-19	-29.6	8-9
DBCA	38.7	18-19	-22.4	8-9

Requerimiento de flexibilidad

► Generación Residual (sin SFV-EOL) - Año 2030





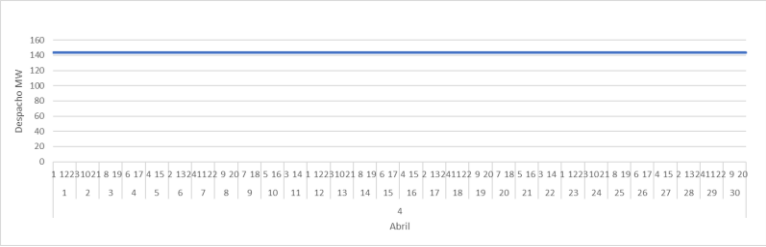
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	63.7	20-21	-92.6	7-8
DMCM	53.0	20-21	-81.5	7-8
DBCA	39.1	20-21	-62.3	7-8

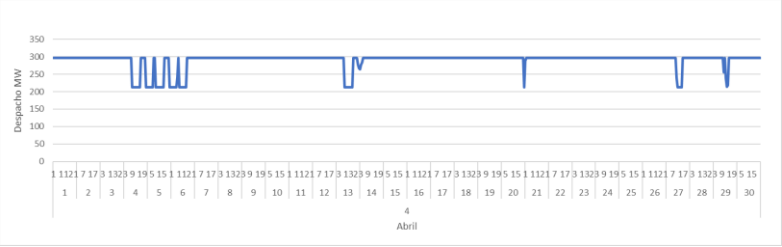
Caso	Máx Aumento		Máx Disminución	
	MW/min	Entre las Horas	MW/min	Entre las Horas
DACB	94.0	18-19	-66.3	8-9
DMCM	84.9	18-19	-60.8	8-9
DBCA	68.7	18-19	-47.9	8-9

Despacho térmicas

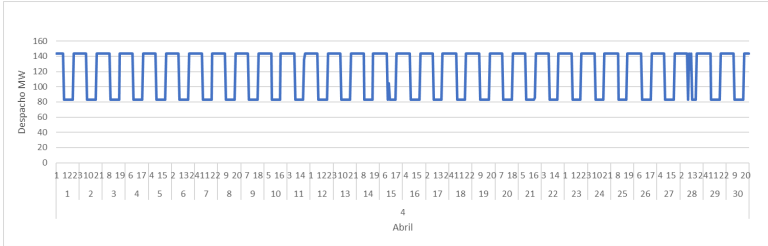
- Carbón: Aumento operación a mínimo técnico

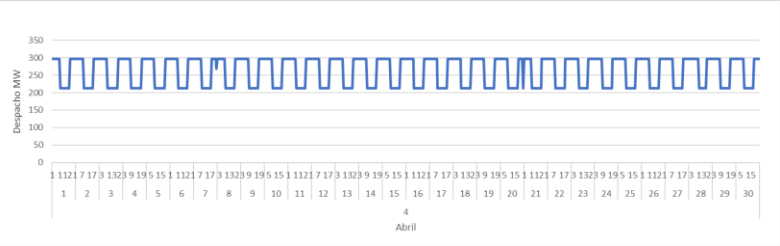
2021





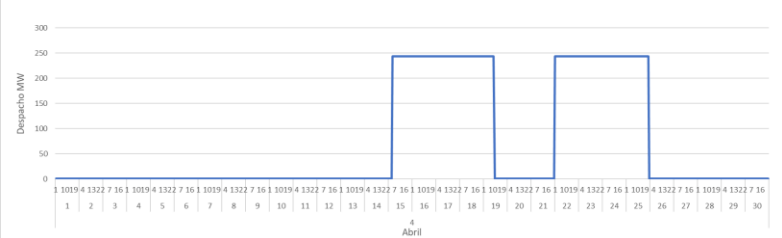
2030

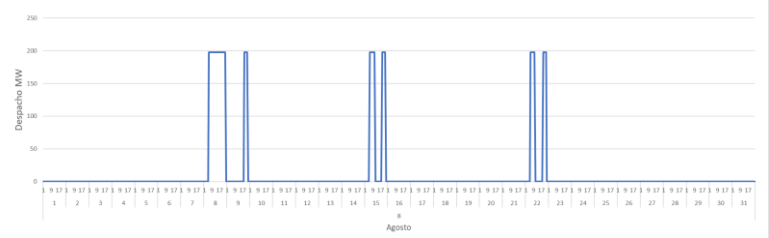




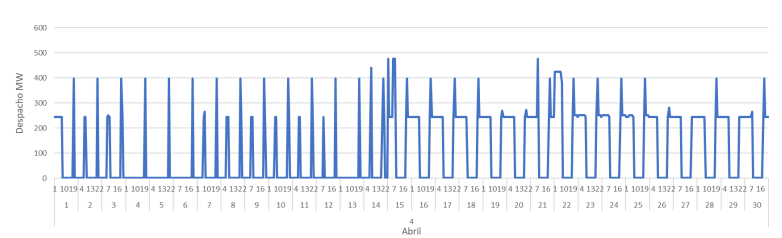
- Gas: aumento de ciclaje

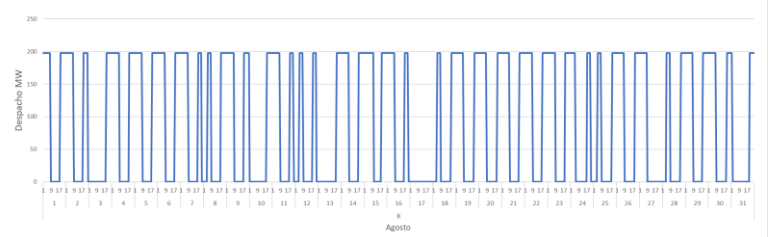
2021





2030

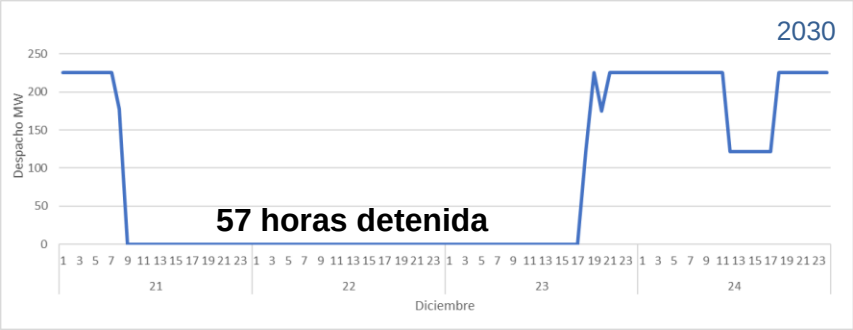




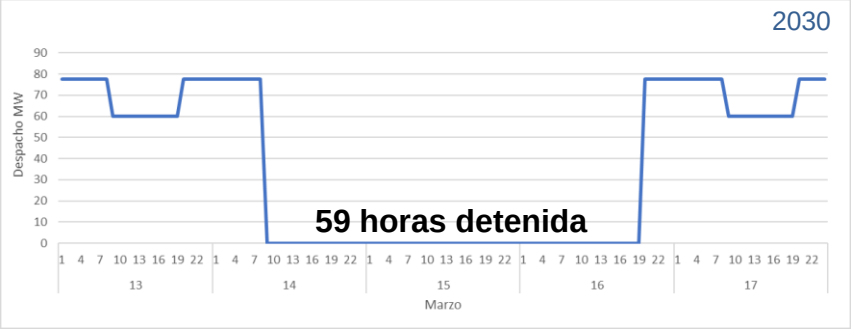
Restricciones térmicas

- Tiempo mínimo de detención (48 horas)

Carbonera SING – Diciembre (DMCM)

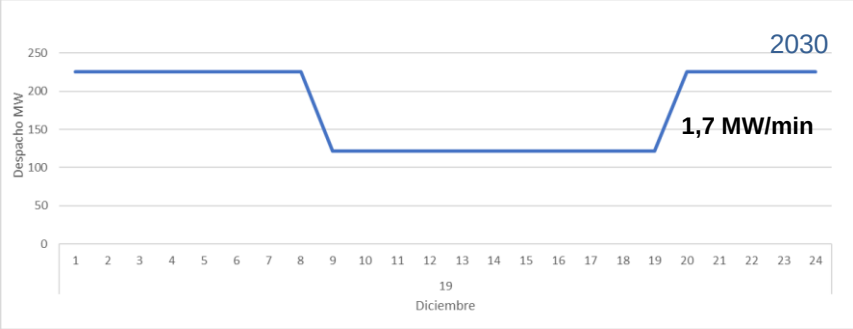


Carbonera SIC – Marzo (DMCM)

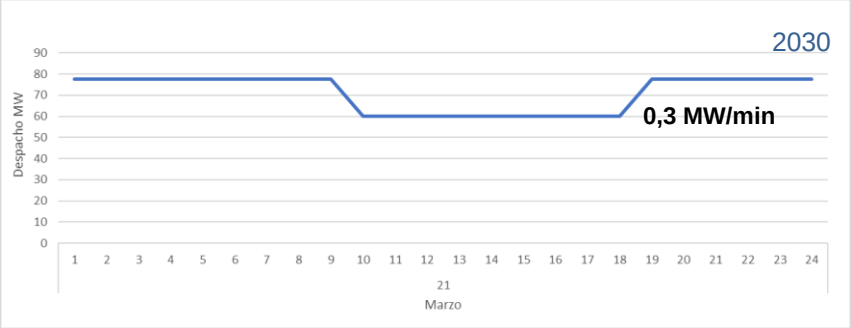


- Límite máximo de toma de carga

Carbonera SING – Diciembre (DMCM)

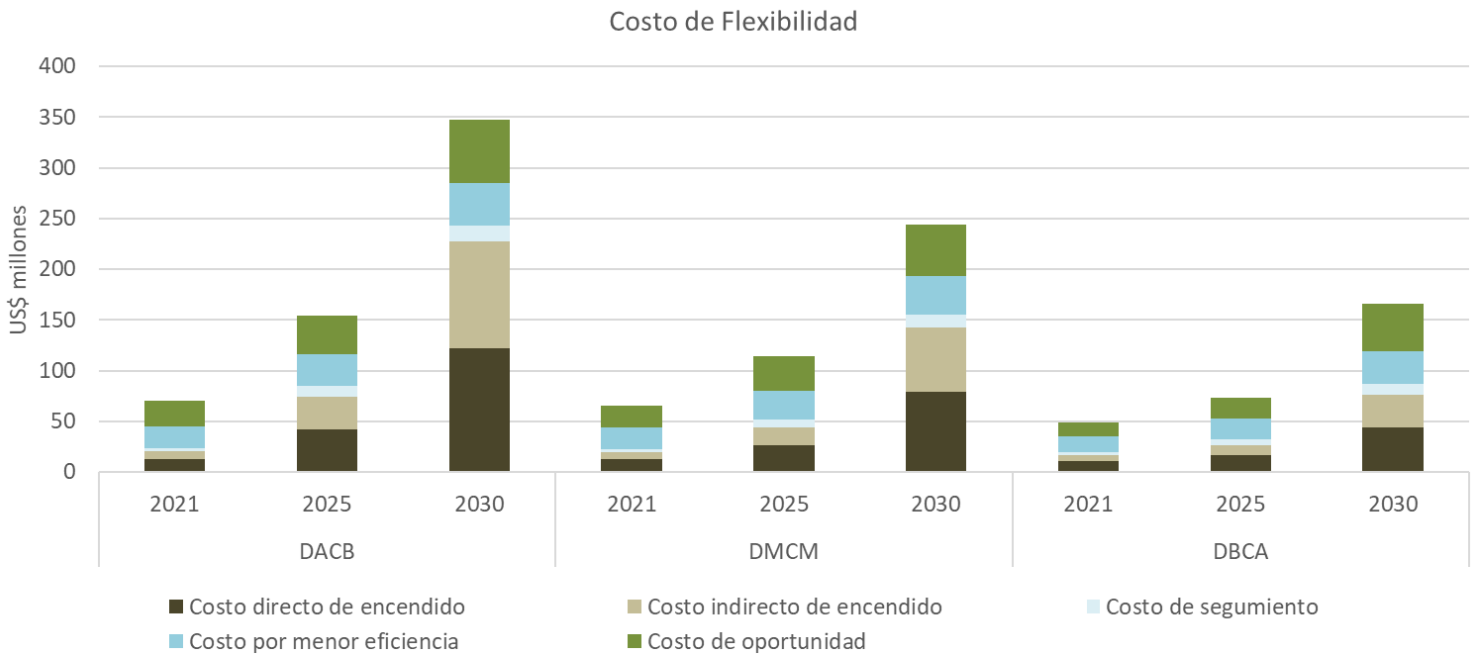


Carbonera SIC – Marzo (DMCM)



Costos por flexibilidad

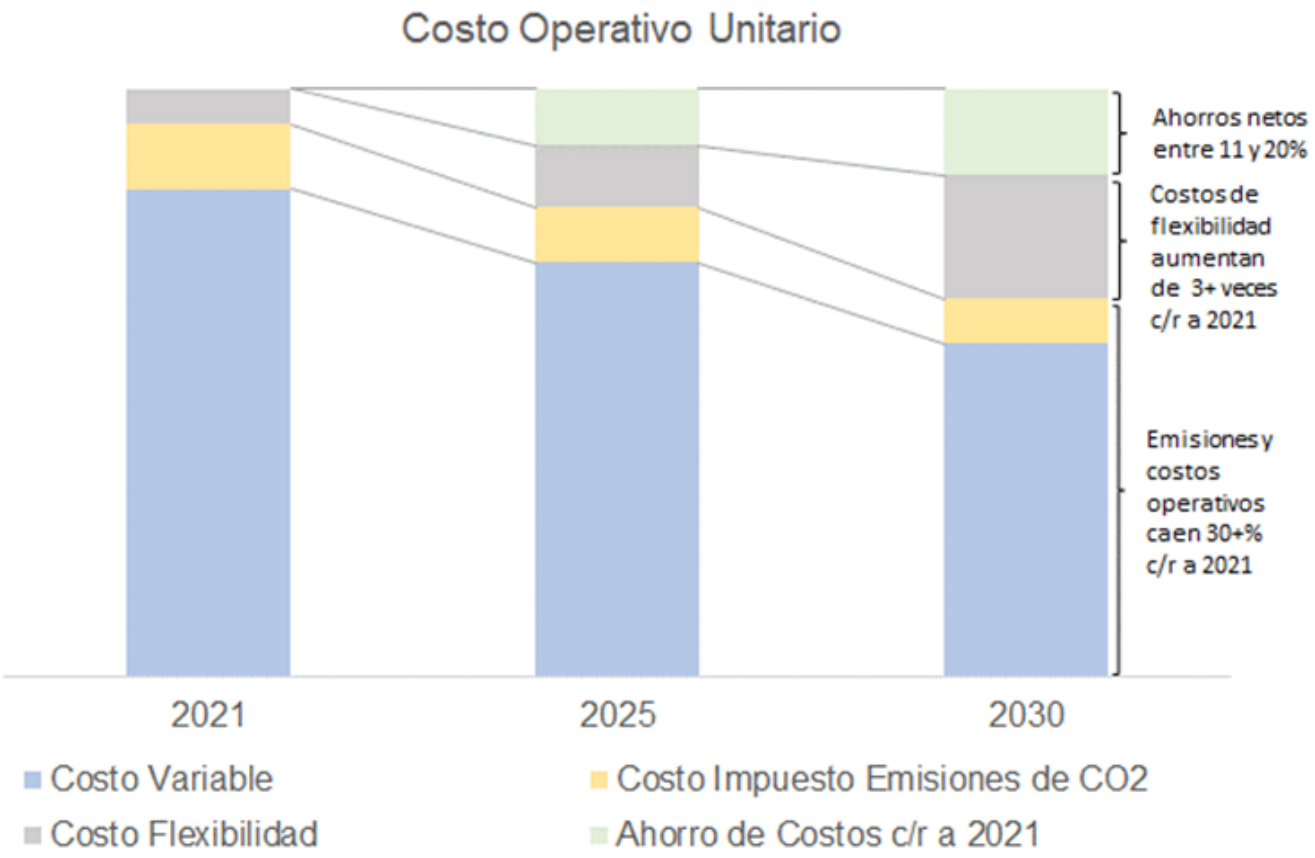
- La generación termoeléctrica enfrenta costos por flexibilidad entre US$ 150 y 350 millones anuales en el 2030
  - 70-80% corresponde a costos efectivos (encendido, eficiencia y seguimiento) y restante corresponde a costos de oportunidad[1]



Nota 1: Asociables en cierta proporción a prestación de mayores reservas.

Costos operativos incluyendo costos flexibilidad

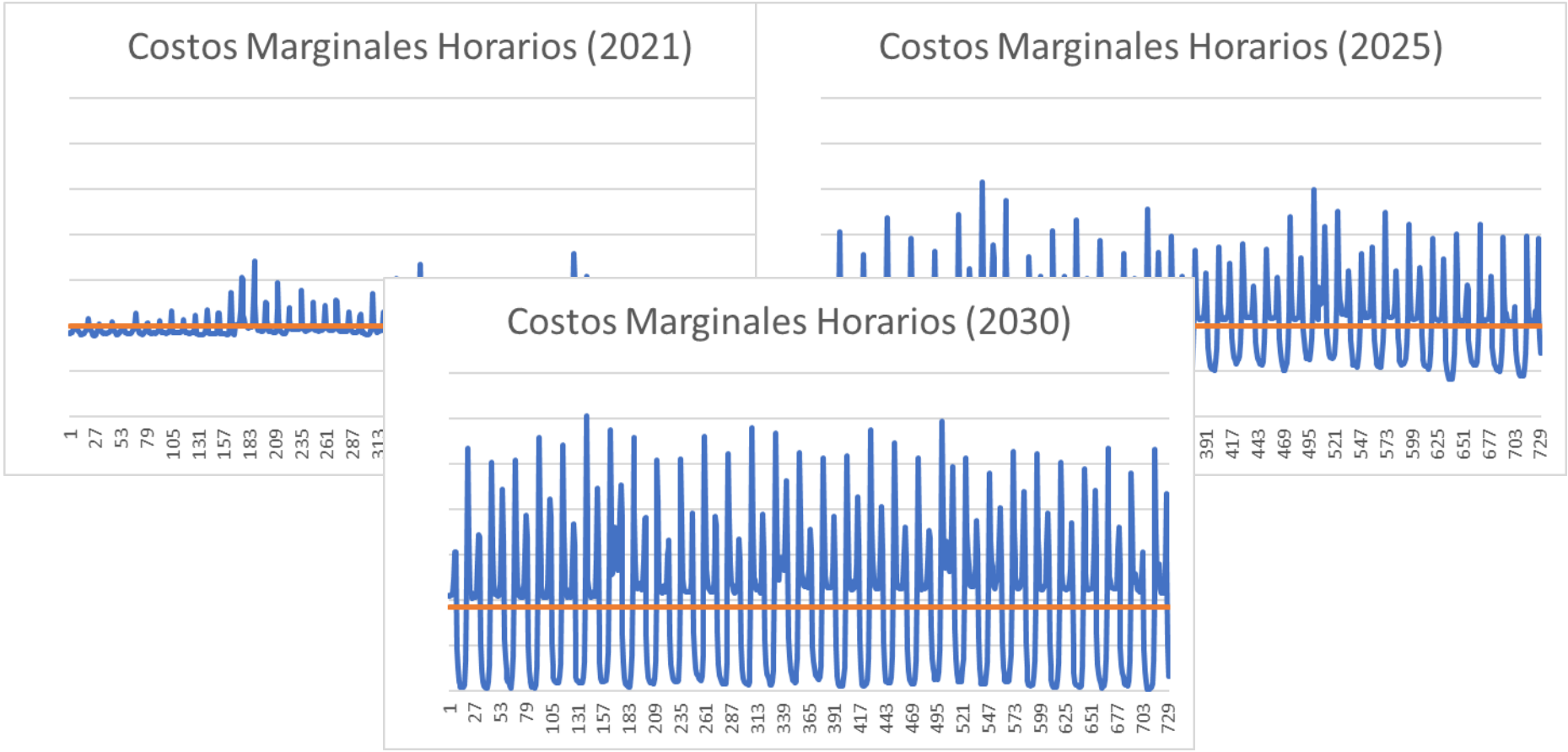
- Costos operativos totales se reducen entre 11 y 20% entre 2021 y 2030 por mayor aporte SFV-EOL



Nota 1: Costo anual operativo dividido por la demanda anual

Costo marginal horario

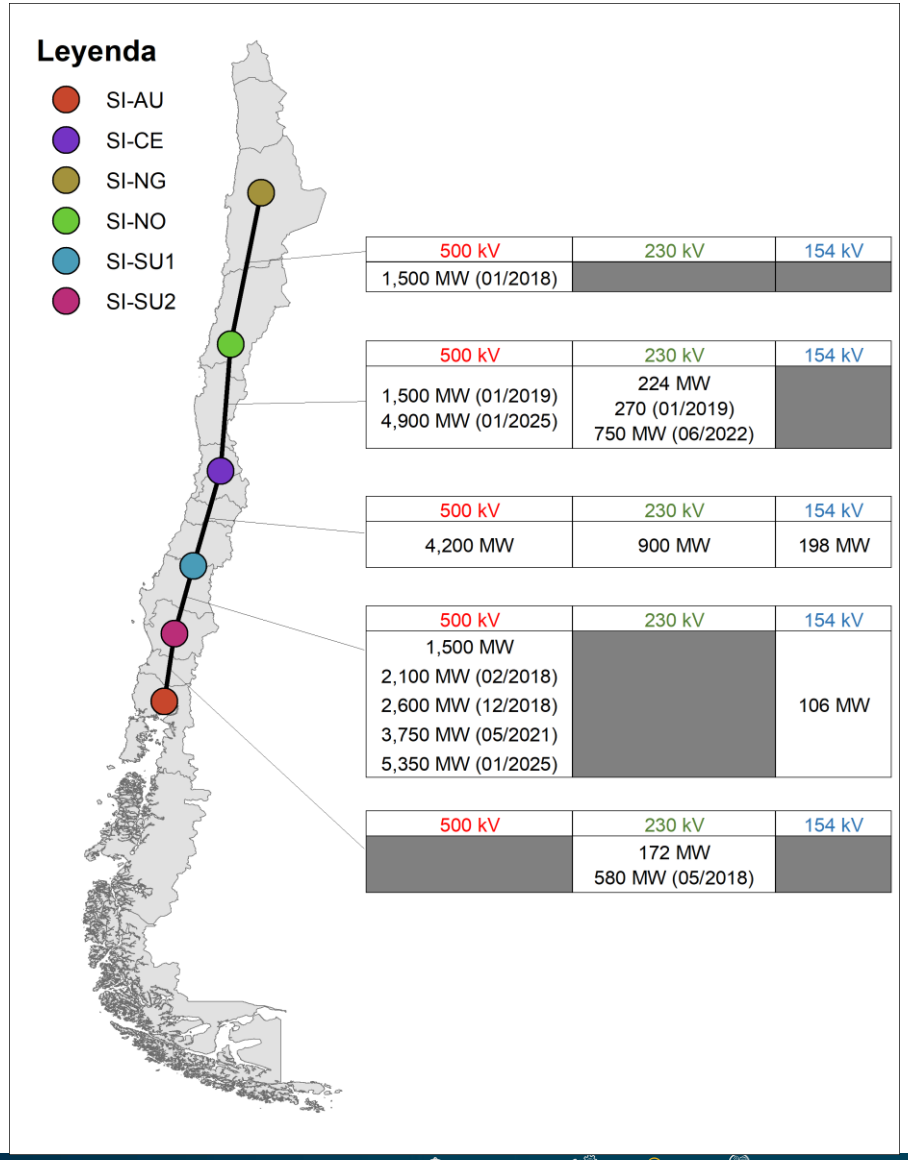
- Amplitud de la fluctuación se incrementa en el tiempo y se observa posible colapso en horario solar a 2030



Resultados sobre hidrología media

Expansión de la transmisión

Se detecta necesidad de ampliaciones relevantes (500 kV) desde la zona norte (Cardones) y sur (Charrúa) en torno al año 2025



Estudios Eléctricos

- La factibilidad técnica de las soluciones se verificó con las siguientes prevenciones

	2021	2025	2030
Capacitores	10 – 80 MVAr	0 – 230 MVAr	80 – 245 MVAr
Reactores	0 – 110 MVAr	0 – 840 MVAr	110 – 1.755 MVAr
Inercia	Suficiente	Suficiente	Suficiente
Amortiguamiento	De acuerdo a NTSyCS	De acuerdo a NTSyCS[1]	De acuerdo a NTSyCS

- Se destacan las siguientes recomendaciones:
  - Participación de fuentes ERV en el control de tensión
  - Participación de fuentes ERV en CPF (‘downward’)
  - Inercia sintética para eólicas
  - Ajuste robusto de PSS
  - Monitoreo en línea de seguridad del sistema WAMS
  - Monitoreo de la inercia global del sistema en línea

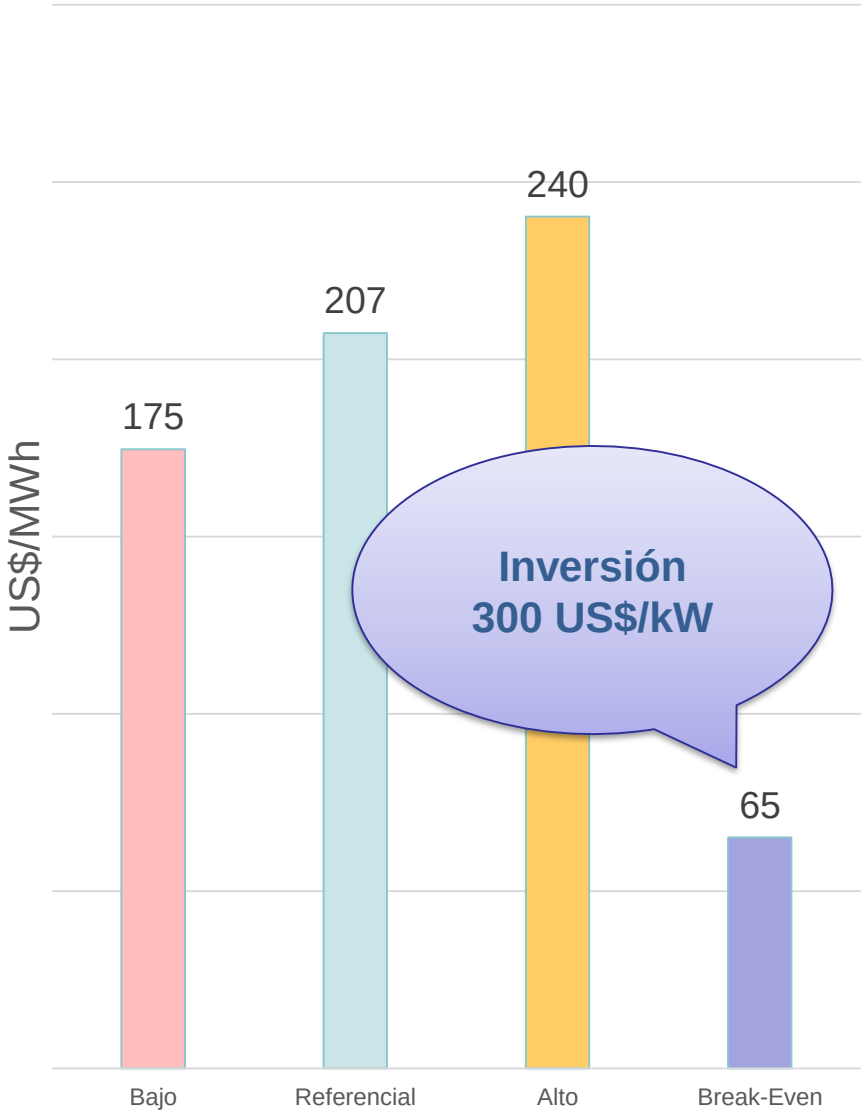
(1) Para una condición simulada (de un total de 12) la tasa de amortiguamiento del modo SIC-SING se muestra muy baja. Despacho predominante de unidades hidroeléctricas asociado con largas distancias de transmisión: condición favorable para oscilaciones inter-área poco amortiguadas

Sensibilidades

- Viabilidad económica baterías (precio spot)
- Efecto restricciones en la emisión CO2
- Inclusión de los costos indirectos de encendidos en los costos de partida

Viabilidad económica baterías

- Supuestos:
  - Cap. Inst.: 50 MW (150 MWh)
  - Inversión:
    - Alto: 1,507 US$/kW
    - Ref: 1,281 US$/kW
    - Bajo: 1,055 US$/kW
  - COMA: 10 US$/kW-año
  - V.Útil: 10 años; Tasa Desc.: 7.8%
  - Eficiencia: 90%
  - PSuf: 9.1 MW (Precio 8 US$/kW-mes)
  - Se supone 365 ciclos por año



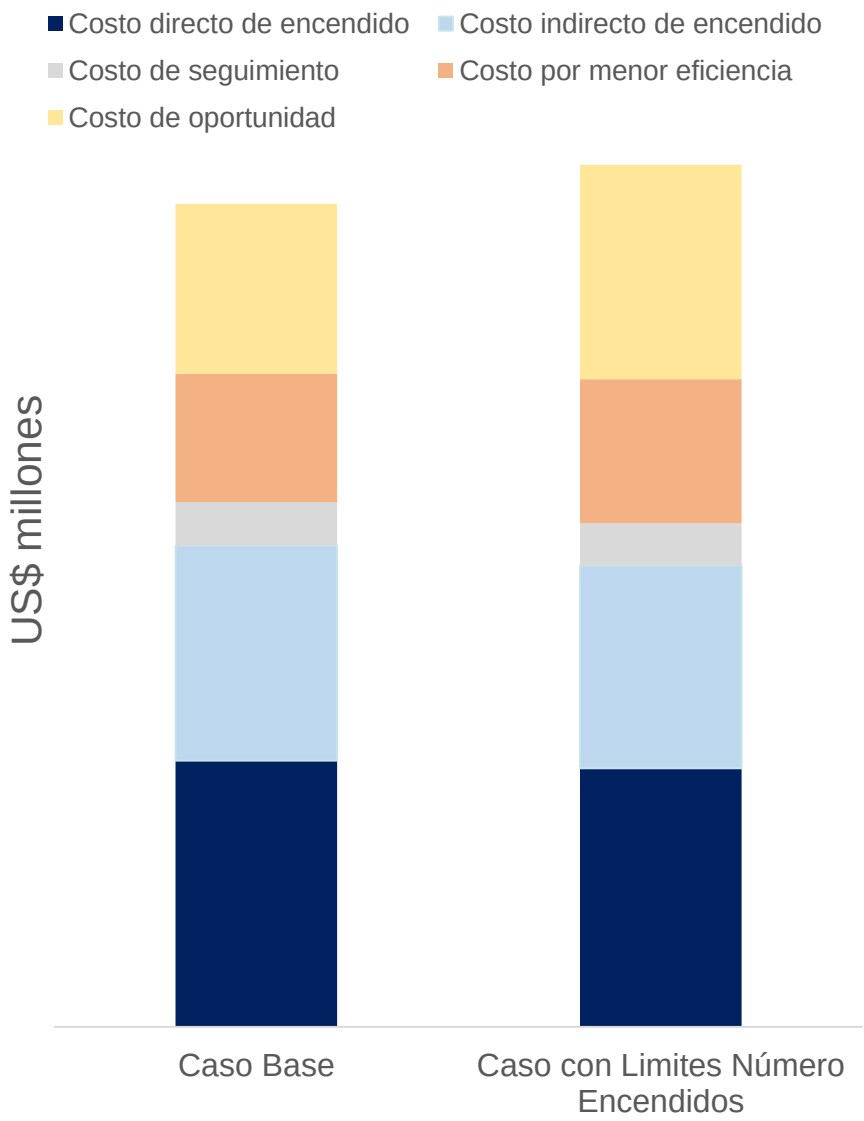
Limites de las la emisión CO2 (CCGT)

- Limites en las partidas:

Hidrología	Centrales existentes	Centrales nuevas
Húmeda	220	268
Promedio	261	459
Seca	352	614

- Resultados:

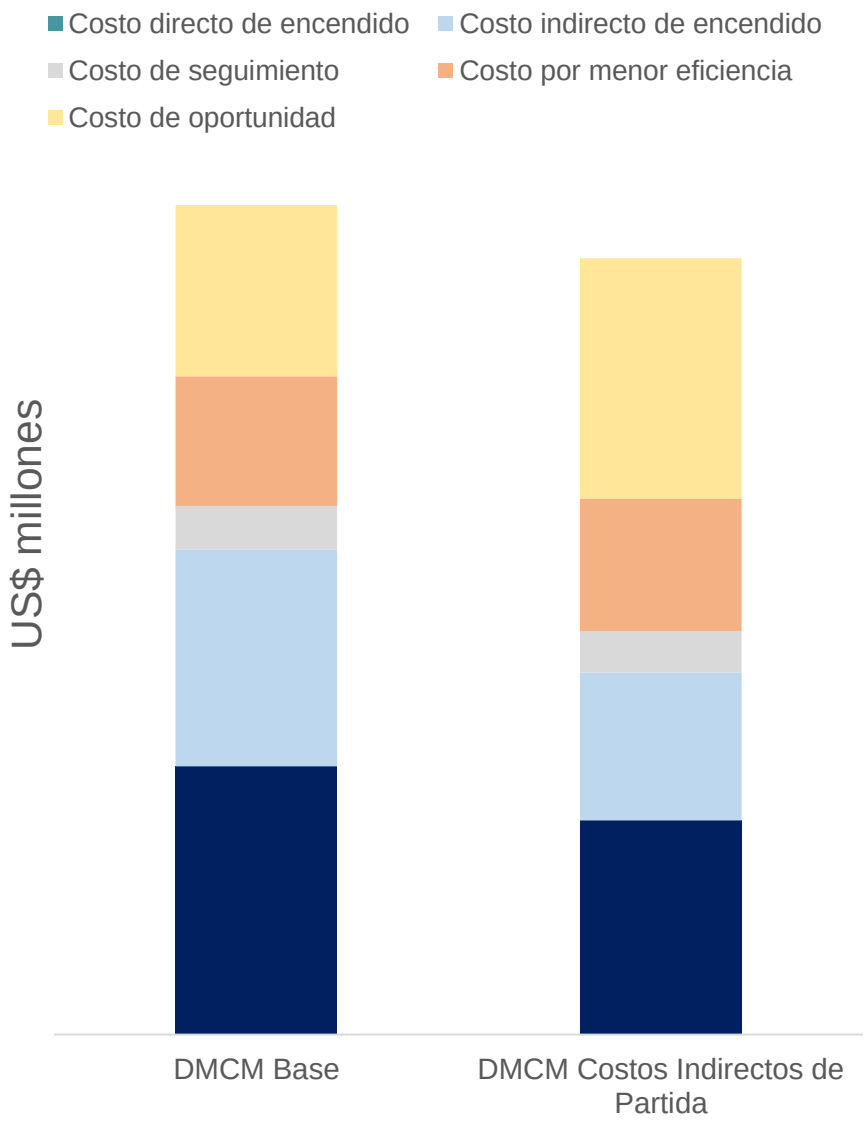
Hidrología	Efecto
Seca	Aumento de 0.1%
Media	Aumento de 0.3%
Húmeda	Aumento de 0.6%



Costos indirectos de encendidos

- Aumento costos de arranque para compensar los costos indirectos de encendido

Hidrología	Efecto
Seca	Aumento de 2.9%
Media	Aumento de 3.8%
Húmeda	Aumento de 5.3%



Temario

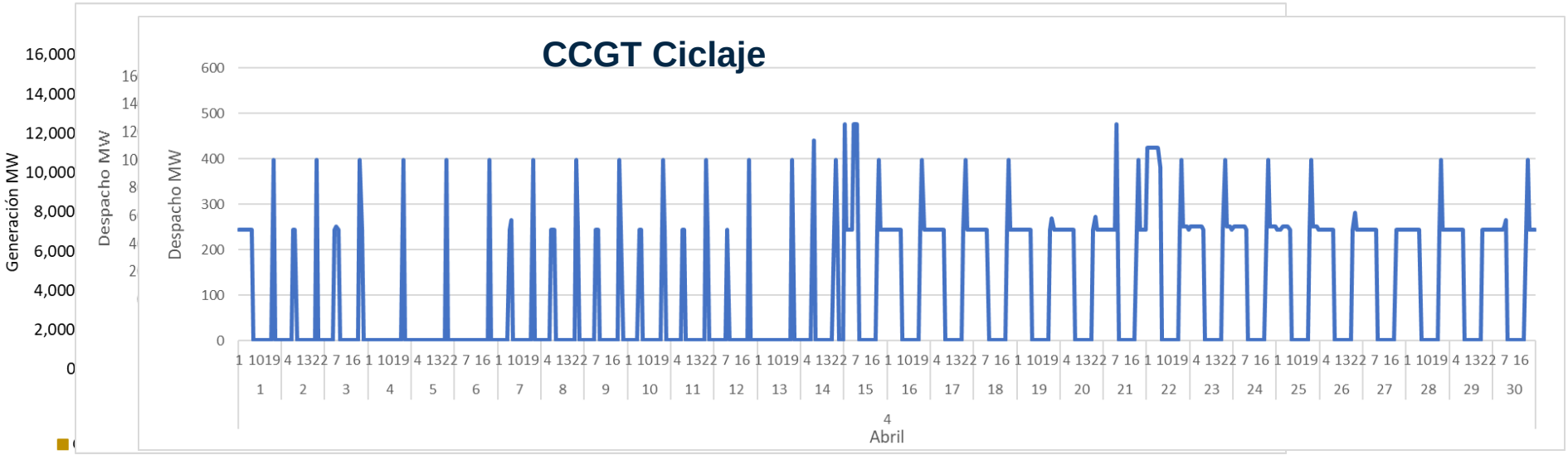
- Introducción – objetivos y grupo consultor
- Metodología y supuestos
- Principales resultados
- **Conclusiones**

Conclusiones principales

- Para todos los 9 escenarios estudiados, las fuentes de renovables se transformarían en el vector más importante para la expansión del sistema chileno. Para 2030, por ejemplo:
  - La generación solar y eólica aportan un 41% del suministro de la demanda prevista
  - Sumando hidroelectricidad, renovables cubrirían el 75% de la demanda anual

Conclusiones principales

- Como consecuencia, la generación convencional pasaría a cumplir el rol de generación ‘flexible’.
  - Embalses: Almacenamiento intra-diario (horario solar)
  - Carbón : Seguimiento/mínimo técnico
  - CC GN : Ciclaje



Conclusiones principales

- Se reducirían los costos operativos (entre 11 y 20% entre 2021 y 2030) y las emisiones (hasta 40% entre 2021 y 2030, generando ahorros de hasta US$ 16 millones anuales en impuestos de CO2)
- Y en función del servicio de flexibilidad, surgen nuevos costos estimados en hasta US$350 millones al año 2030 (los principales son costos directos e indirectos de encendido)
  - Estos costos deben ser abordados para que la inserción renovable proyectada sea sustentable y para generar señales a potenciales soluciones más eficientes

Factores disruptivos

- El análisis presentado está sujeto a los siguientes factores de incertidumbre:
  - Cambios en el tratamiento y nivel de impuestos al CO2
  - Políticas corporativas de des-carbonización
  - Efectos de cambio climático sobre la hidrología
  - Mayor competitividad de sistemas de almacenamiento
  - Desarrollo de interconexiones internacionales (eléctricas y gasíferas)
- Diferentes evoluciones para estos factores afectarán la inserción renovable que podrá ser más o menos acelerada, sin embargo no se prevé un cambio significativo en las tendencias predominantes identificadas como resultado estudio

Consideraciones adicionales

- La expansión óptima presentada presume que existirán los mecanismos regulatorios para viabilizar su desarrollo
  - Costos de operación eficientes serán compensados
  - Reservas requeridas serán remuneradas apropiadamente
  - Inversiones serán apoyadas por mecanismos de largo plazo

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

MUCHAS GRACIAS

www.psr-inc.com

+55 21 3906-2100

www.morayenergy.com

+56 (2) 32451205