

Impacto de energías variables en el sistema eléctrico chileno

Clúster Energía Biobío



10 de octubre de 2017



- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales

*ERV energías renovables variables

*ERNC energías renovables no convencionales



- **Contexto del mercado y evolución de las ERNC**
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales

Contexto actual



Las restricciones que complican al creciente mercado de energías renovables

Autor: F. González / G. Alvarez

Según el CDEC-SIC, capacidad del sistema transmisión en la zona norte es el principal factor.



que el sector se posicionó con la inversión

asustaron a los inversionistas, lo que no nicho un segmento del mercado. El anuncio: al 30 de noviembre

NUEVA TENDENCIA

¿Por qué ocurre la migración de clientes regulados a libres?



EL INFORME FINAL DE LICITACIONES emanado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) actualizó los montos de traspaso de clientes regulados a libres de 3.942 GWh para el año 2023 y de 3.931 GWh para el año 2024, incorporando todas las solicitudes efectivas de traspaso hasta abril de 2022.

» Cerca de 250 usuarios han cambiado de estrategia comercial debido a la modificación en la Ley 20.805, que deja a los consumidores entre 500 kW y 5.000 kW con la posibilidad de optar a otro régimen de tarifa.

26

LA BOCALIA 18 DE SEPTIEMBRE DE 2017

ELECTRICPOWER | CHILE

Negocios

►► Mónica Madrid
Fabiola Pizarro
Sofía Cárdenas
Cristina Espinoza
Elicidiana...

Inéditos precios bajos de licitación eléctrica anticipan nivel promedio en torno a US\$ 50 MWh

► Esto implicaría un descenso de 37% respecto del proceso previo (US\$ 79,3 MWh).

► El precio más bajo ofertado fue de US\$ 29 MWh, mientras que el más alto superó los US\$ 100 MWh.

Chile's energy sector attracts US\$17bn since 2014



By Andrew Baker

Tuesday, September 12, 2017

¿Fin del boom verde? Proyectos de energía renovable caen a su menor nivel en tres años

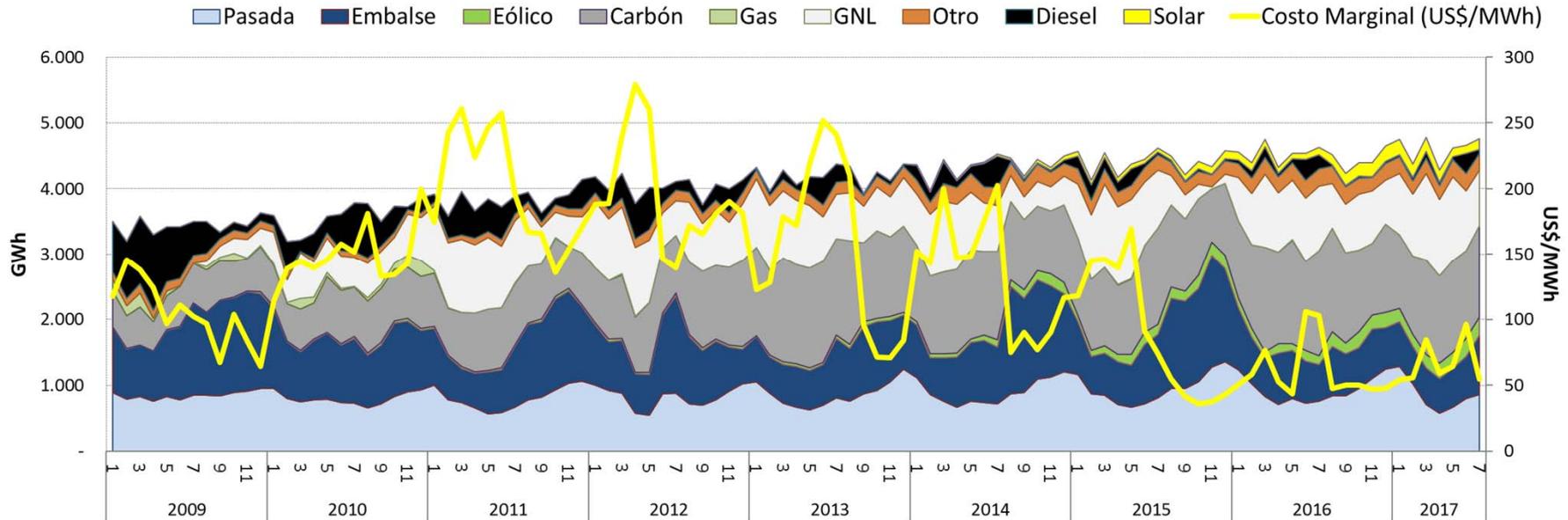
Si hace 18 meses la inversión en este sector era bullante, ésta se ha desplomado por una baja en la demanda y la sobreoferta. En la industria anticipan que tras 2023 vendrá un periodo de "sequía" en términos de inversión para toda la generación eléctrica.

Ejecución de proyectos solares a la baja

Contexto actual



■ Mercado Eléctrico en el SIC

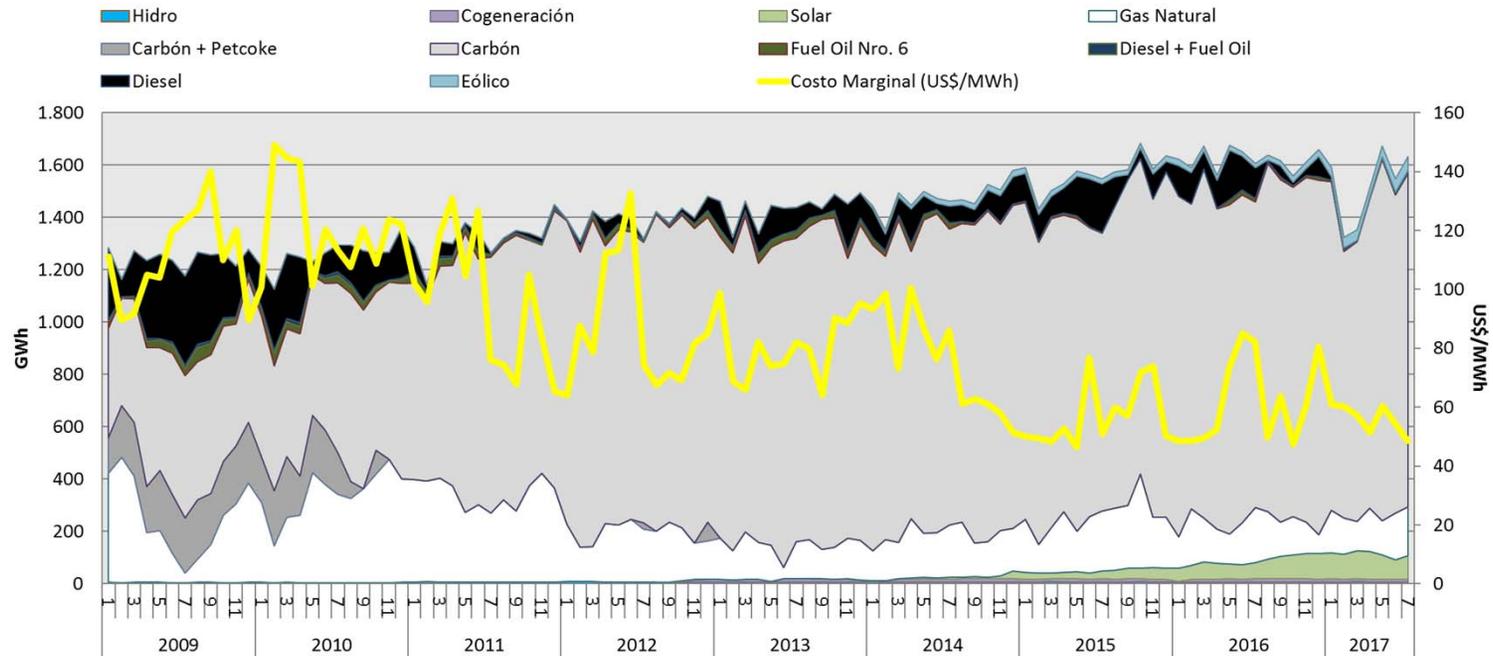


- En los últimos 5 años, la generación solar y eólica han incrementado su participación un 4% cada una.
- Para el mismo periodo, la generación a carbón ha incrementado un 3% y la GNL no ha variado.
- La generación hidráulica ha disminuido un 7%.
- El costo marginal promedio ha registrado una reducción aproximada de **68%** en los últimos cinco años, de 194 US\$/MWh a 61 US\$/MWh.

Contexto actual



■ Mercado Eléctrico en el SING:



- La generación solar y eólica han incrementado su participación en un 3% y 6% respectivamente, para el mismo período.
- En los últimos 5 años, la generación GNL ha disminuido su participación en un 5%.
- El costo marginal promedio se ha reducido aproximadamente en un **34%** en los últimos cinco años.

Contexto actual



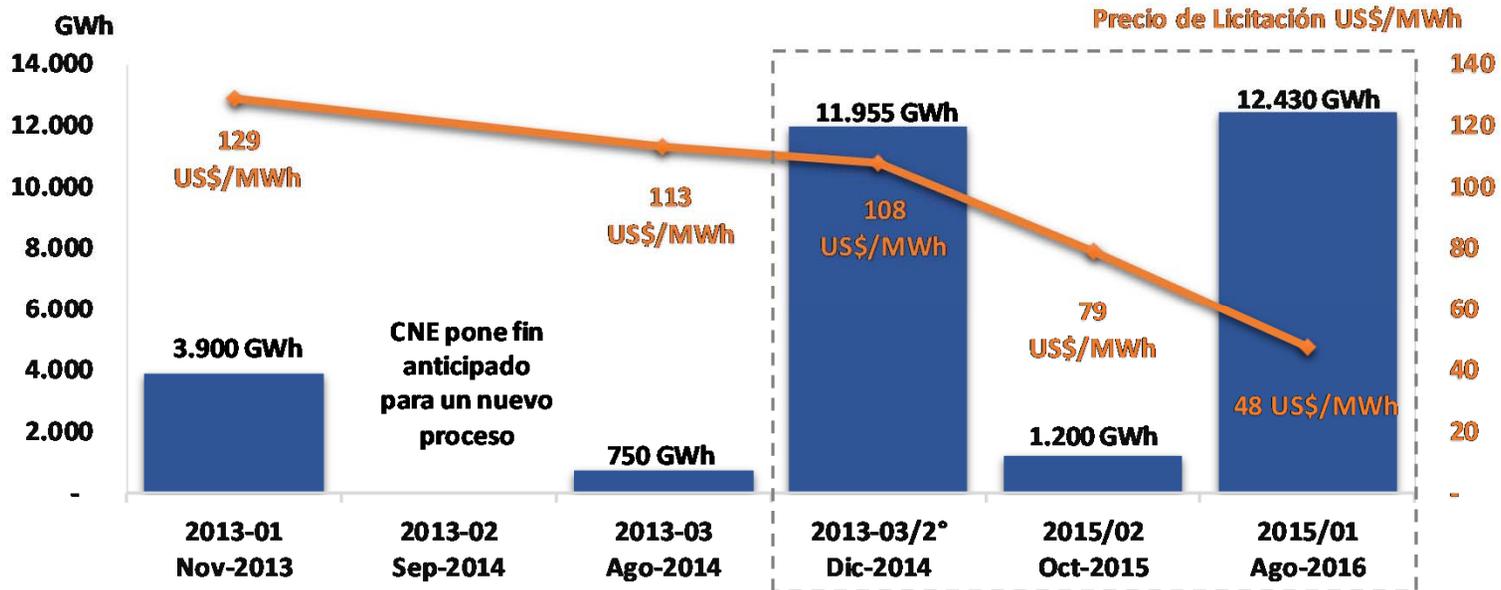
Licitación 2015/01

Energía Licitada **12.430 GWh**

Ofertas **84** Empresas **63**

Precio Reserva **94 USD/MWh**

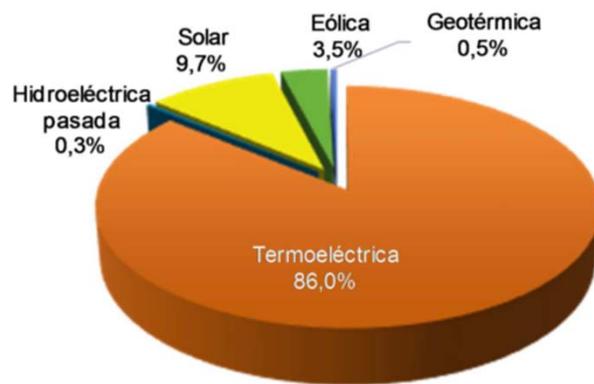
Precio Medio Adjudicación **48 USD/MWh**



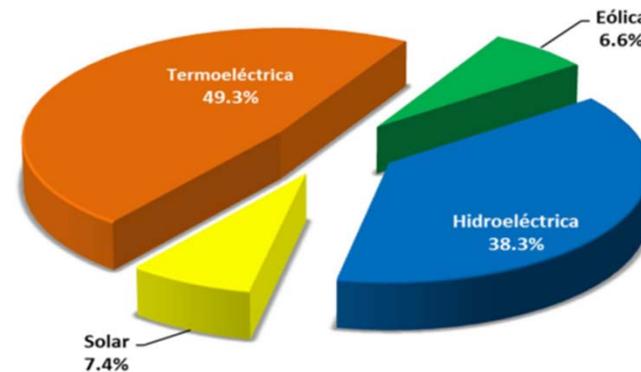


Contexto actual

- Capacidad instalada de generación del Sistema Eléctrico Nacional a marzo 2017



ERV SING: 759 MW
Total SING: 5.752 MW



ERV SIC: 2.436 MW
Total SIC: 17.399 MW

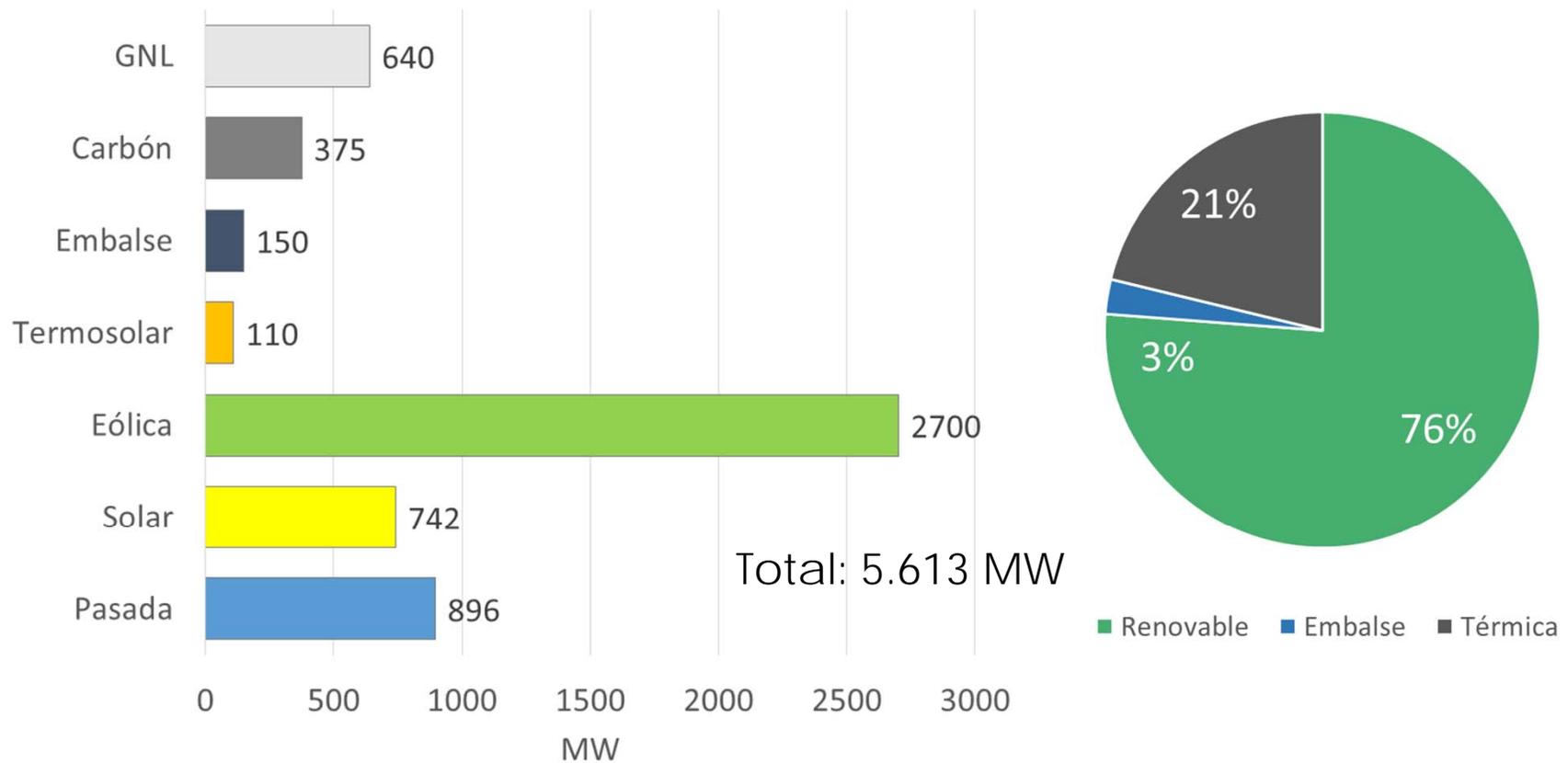
Total ERV SING + SIC ~14%
(energía renovable variable,
i.e., solar y eólica)

Fuente: Informe Mensual Marzo 2017 – Coordinador Eléctrico Nacional



Perspectivas de mediano plazo

- Capacidad instalada de nuevas centrales periodo 2017 a 2022 – SEN

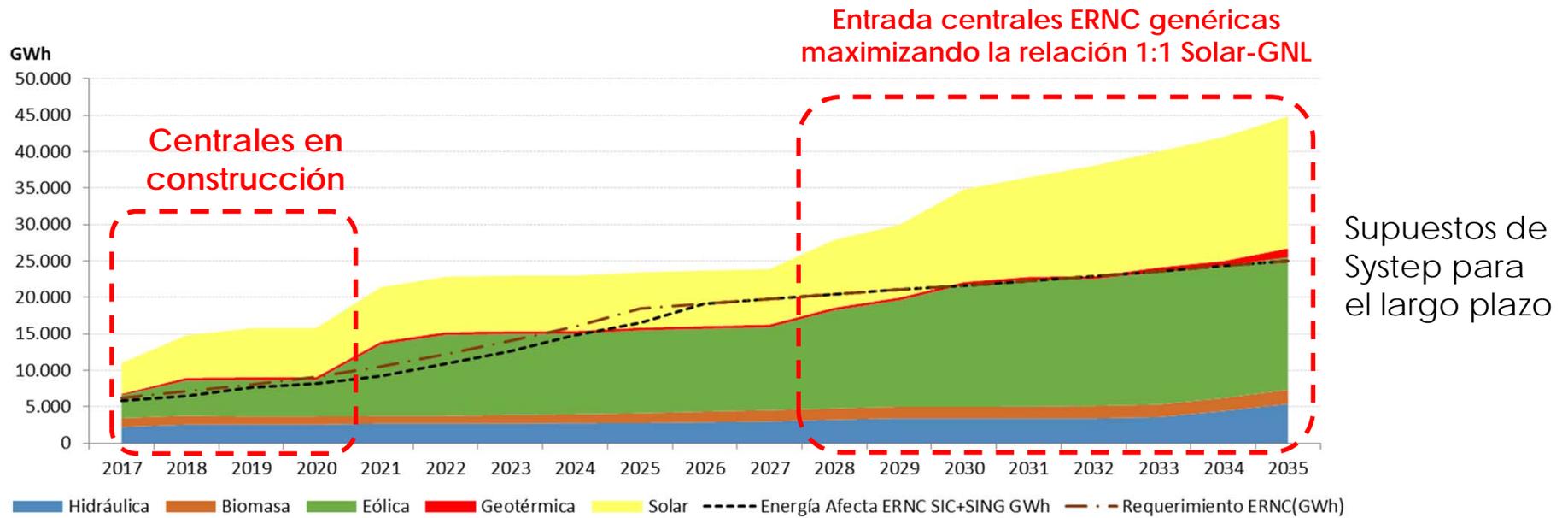


Fuente: Systepl, 2017

Perspectivas de mediano y largo plazo



Caso base: El cumplimiento del requerimiento ERNC es excedido hasta el año 2034 sólo considerando las unidades existentes y en construcción



Fuente: System, 2017



- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- **Efectos de las ERV**
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales

Gran variabilidad temporal diaria-horaria



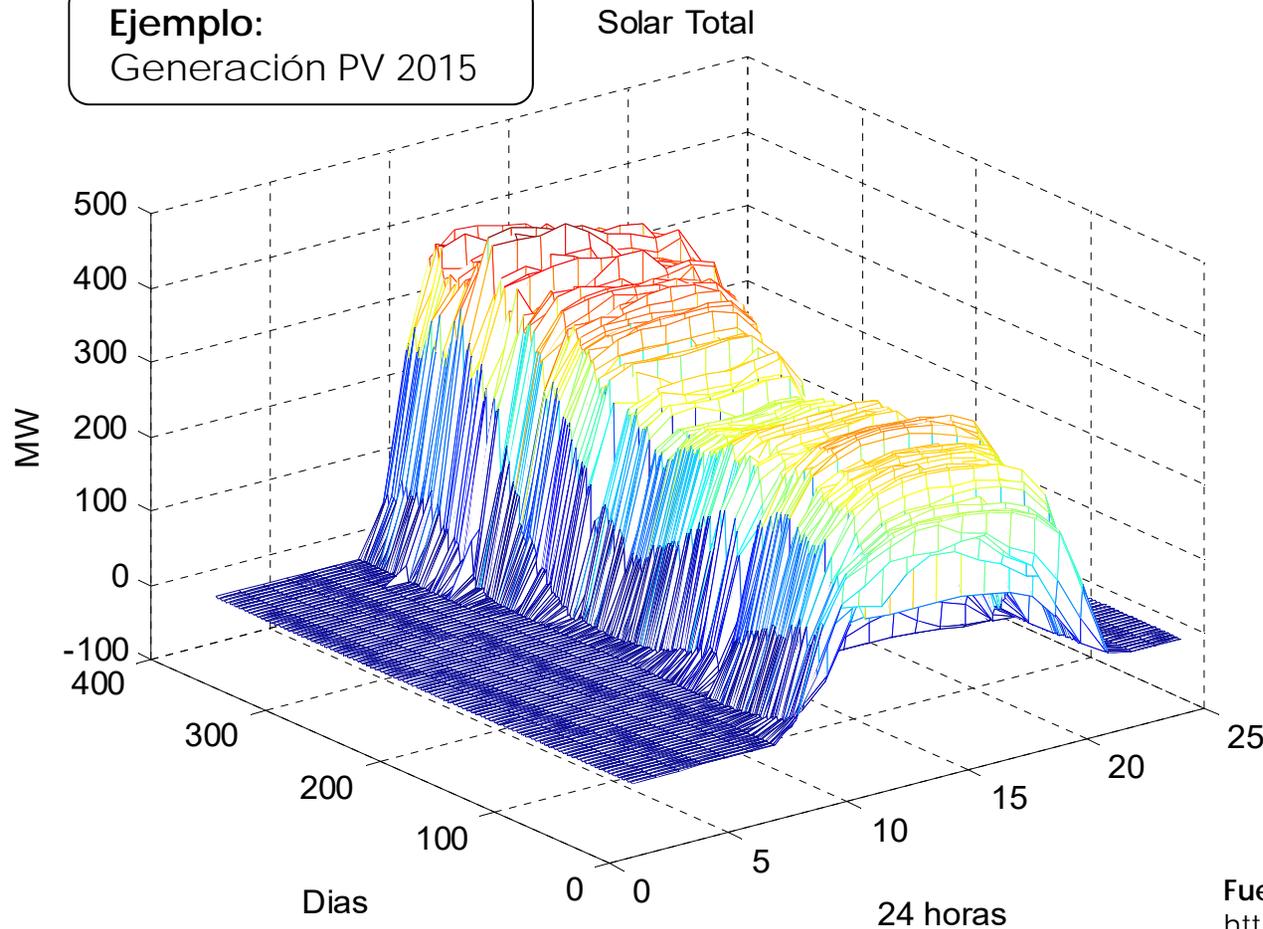
Escalas de tiempo de los ciclos naturales de las energías renovables



Efectos de las ERV

- Generación ERV varía a lo largo del día

Ejemplo:
Generación PV 2015



Disminución de la generación para enfrentar las rampas solares en la mañana.

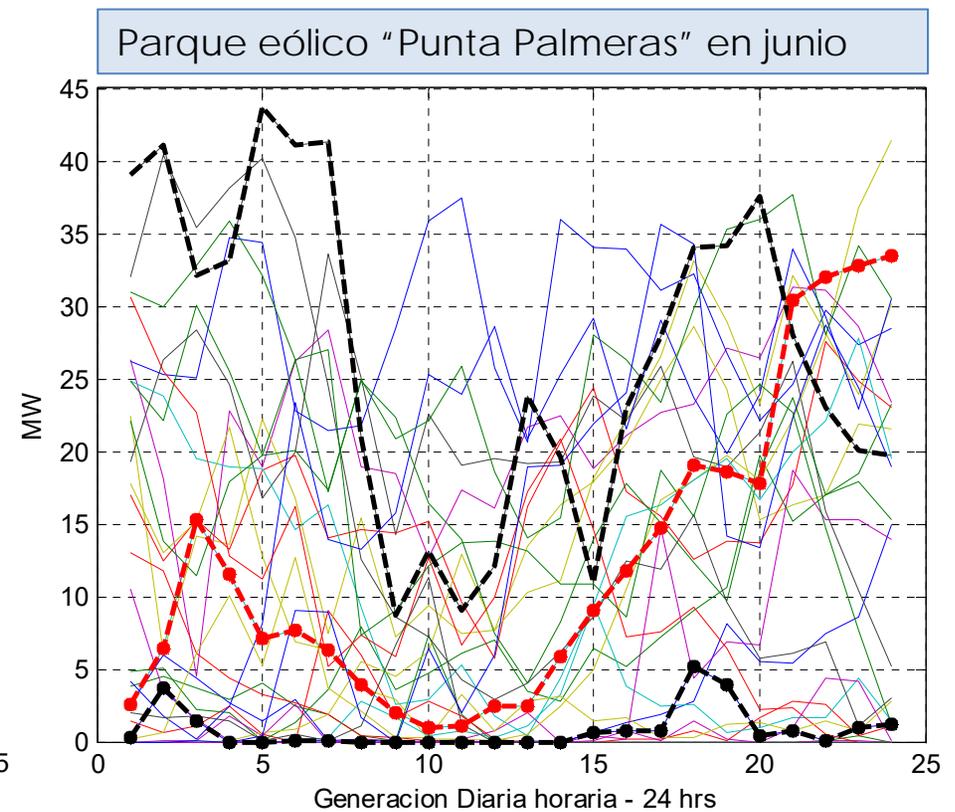
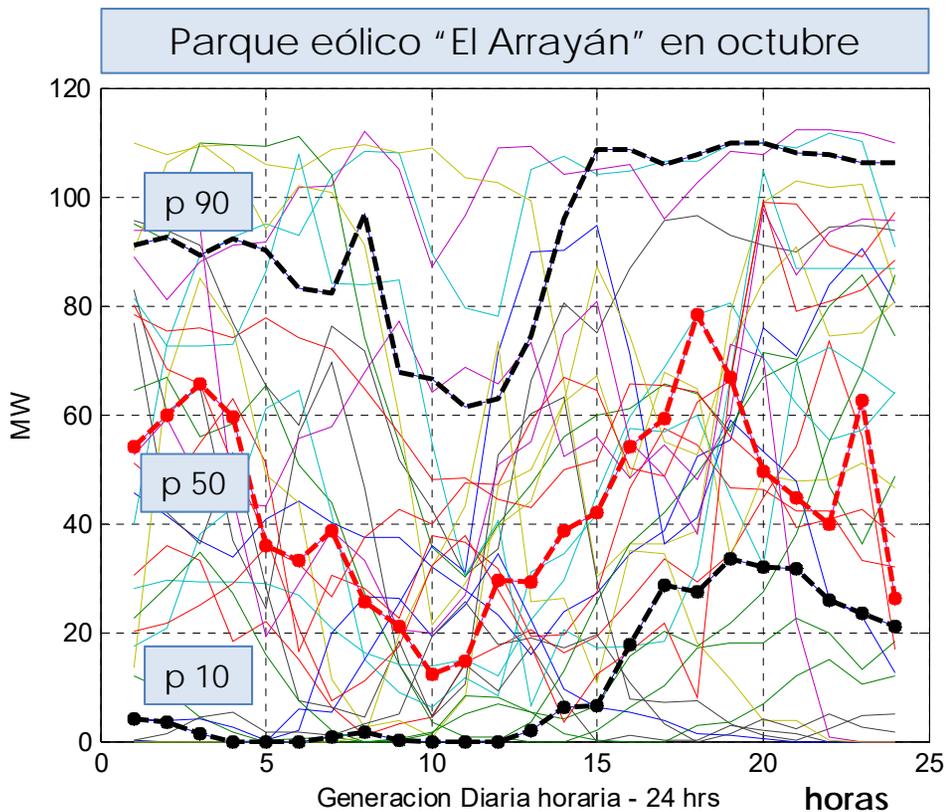
Aumento de la generación en la tarde para respaldar disminución de la generación solar

Fuente: Generación Real Horaria 2015,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>



Efectos de las ERV

- Variación diaria de la generación eólica durante un mes – datos reales



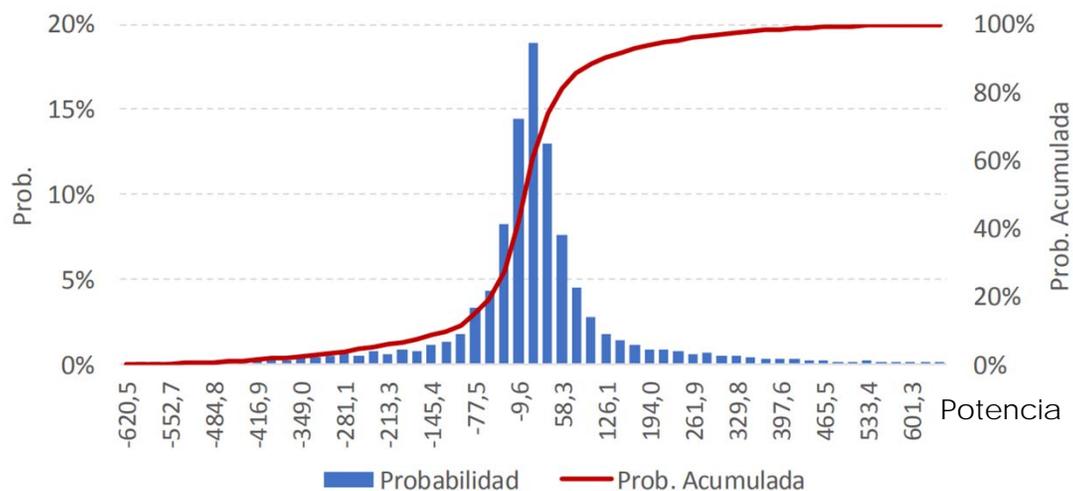
Fuente: Generación Real Horaria 2016, <https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV



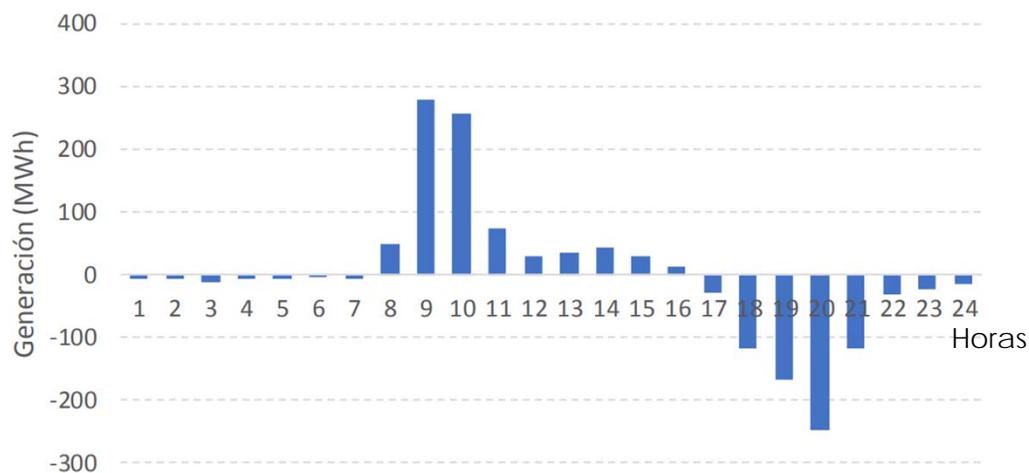
Rampa de unidades solares y eólicas durante 2016

95% de las rampas se encuentran entre -200 MW y +200 MW



Rampa promedio por hora en 2016

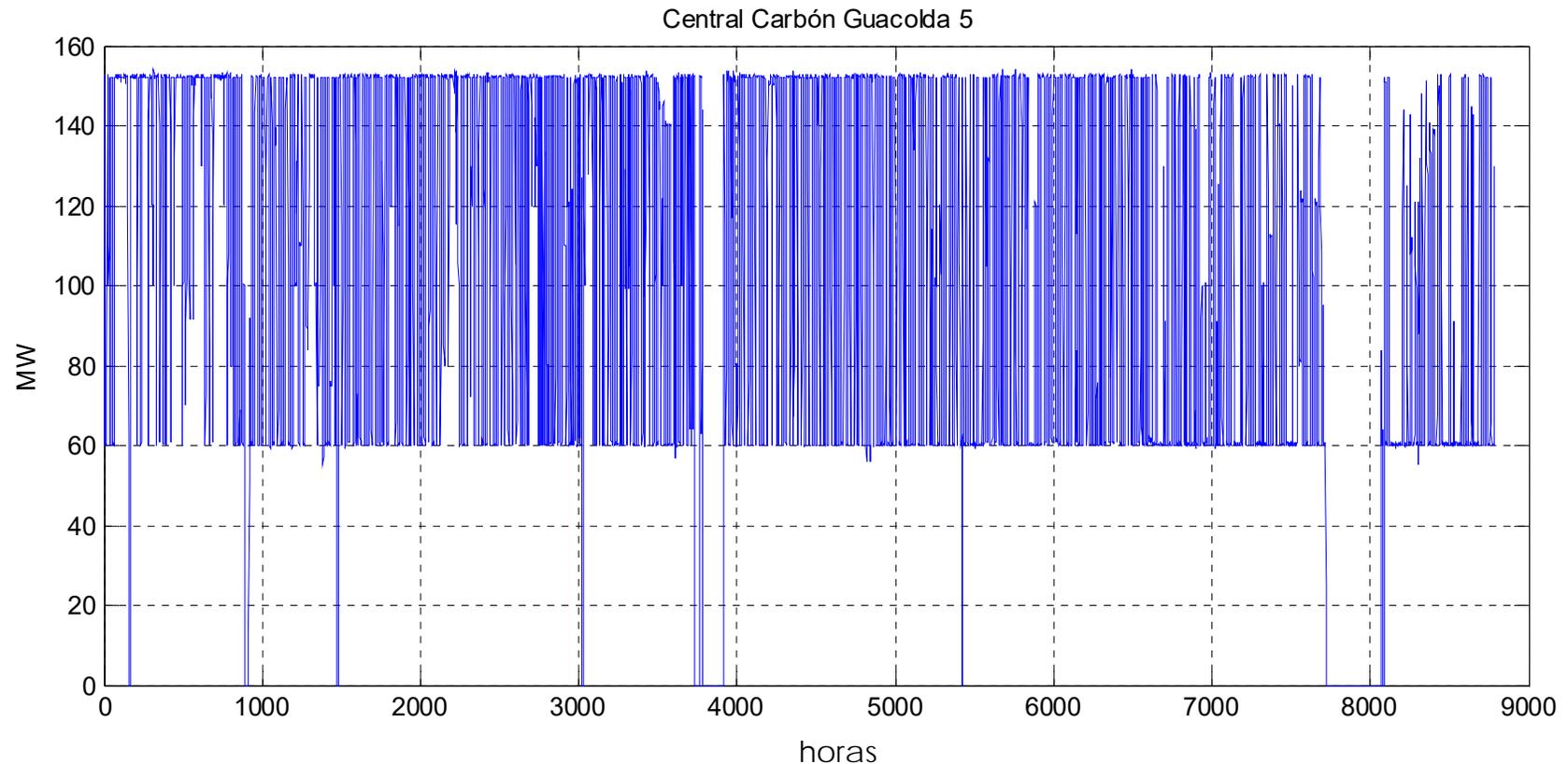
Rampas más significativas se dan entre 07:00 y 08:59 y entre 17:00 y 19:59



Efectos de las ERV



- Generación real de la central a carbón Guacolda 5 durante 2016



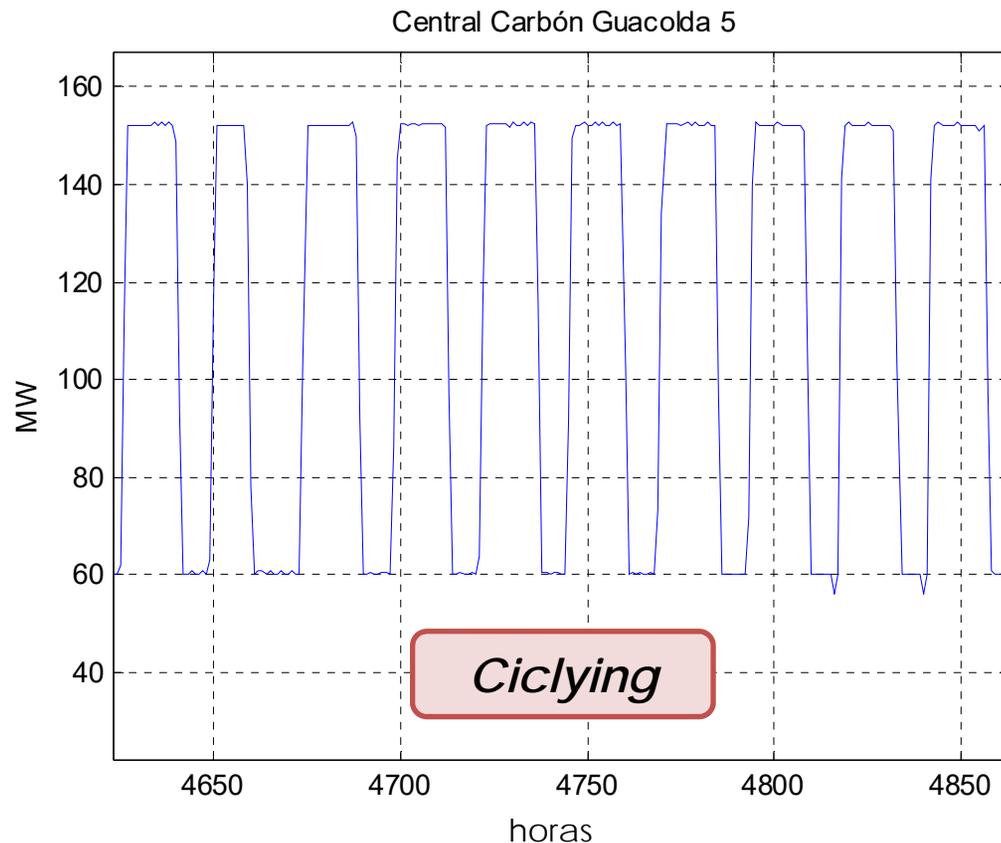
Múltiples periodos de potencia a mínimo técnico
¡No parece una central de base!

Fuente: Generación Real Horaria 2016,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV



- Zoom a la generación de Guacolda 5, en horas de julio 2016



Algunas métricas relevantes:

- **3088** horas a mínimo técnico
- **344** ciclos (de potencia nominal a potencia mínima)
- En promedio **9 horas** a mínimo técnico en cada ciclo.

Efectos de las ERV

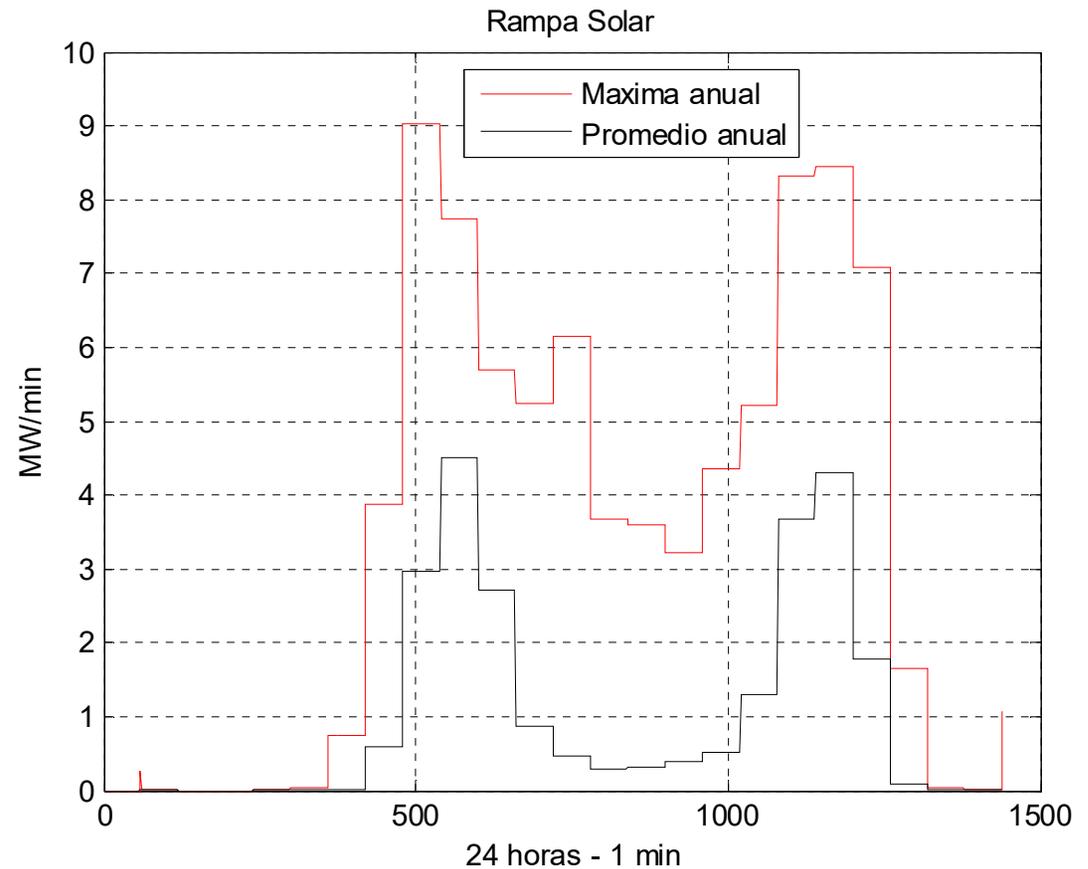
Expansión de la generación



- Las rampas de aumento y caída solar deben ser compensadas por generación térmica (GNL).

Si el máximo es 1000 MW solar, la rampa máxima observada es de 11 MW/min

Se requieren los mismos 1000 MW con GNL, para que las unidades sean capaces de tomar dicha carga



Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



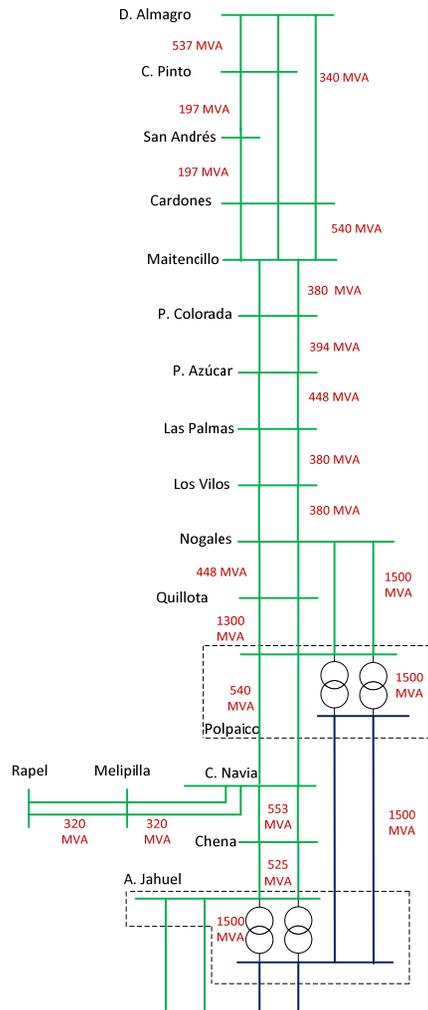
- Desacople de costos marginales zona **norte del SIC** durante septiembre 2017



Fuente: Costos marginales reales Sep-2017
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



Situación en el norte del SIC:

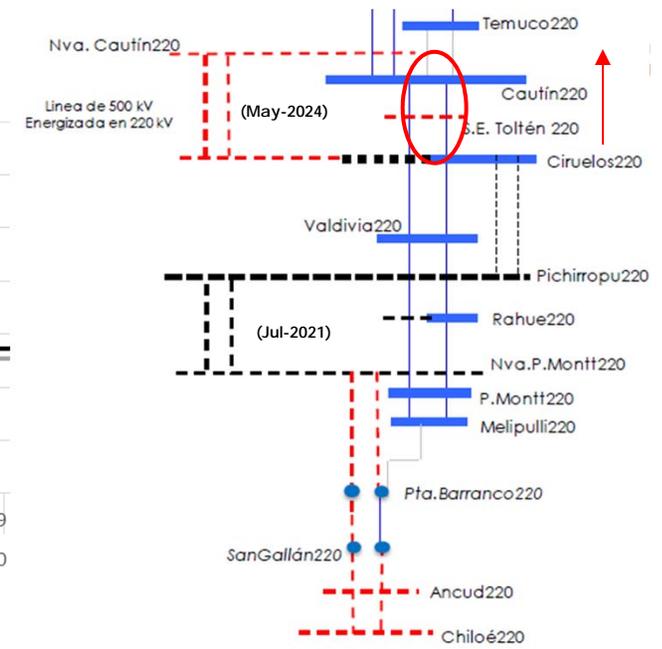
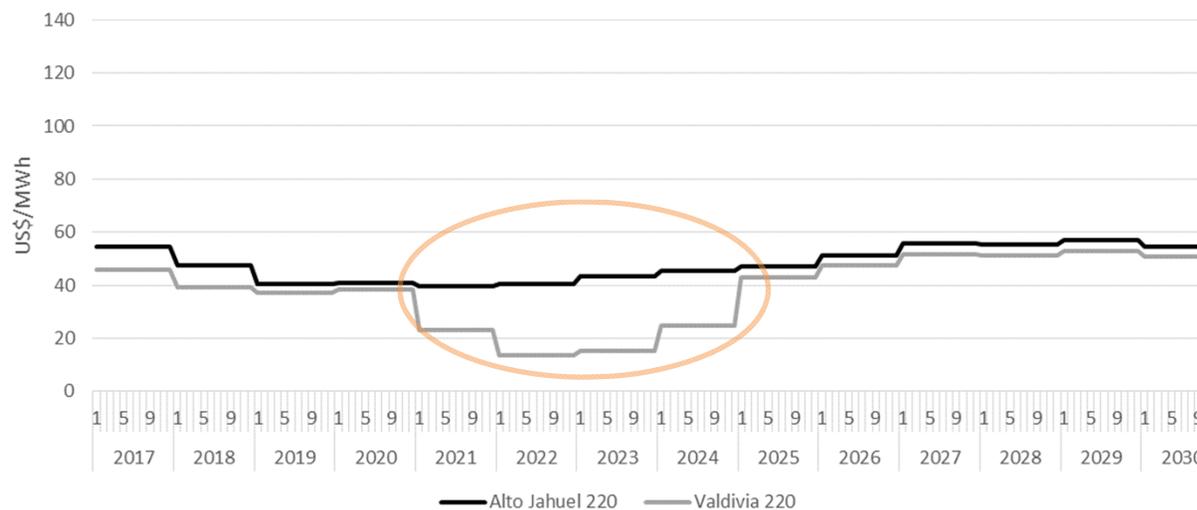
- La puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y el sistema de transmisión en 500 kV entre Cardones-Polpaico solventará las congestiones presentadas, y por consiguiente los desacoples de precios. Se espera que estos sistemas estén totalmente en servicio para el 2do semestre del 2018.
- Debido al incremento de la generación renovable en la zona, se espera que las centrales térmicas eficientes incrementen sus niveles de cycling.

Efectos de las ERV

Desacoples por congestiones de transmisión



- Con el aumento de la generación de base eficiente en la **zona sur del SIC**, en parte adjudicados en las últimas licitaciones, se producen congestiones en la línea Cautín – Ciruelos 220 kV (destacada en el esquema).
- Los nuevos proyectos ERV al sur de SE Ciruelos (San Pedro, Caman, Esperanza y Puelche Sur) suman 628 MW, que entrarían en operación en el periodo 2021-2022.
- Los costos marginales podrían llegar a valores cero, produciendo vertimientos de centrales eólicas y de pasada durante los meses de invierno entre los años 2021-2024





- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- **Desafíos regulatorios**
- Desafíos de modelación
- Reflexiones finales



¿Cómo son remunerados los Servicios de Balance en el resto del mundo?

Alemania:

- Costos por la activación de reservas son cargados a los BRP (Balancing Responsible Party: generadores-cargas)
- Costos por la disponibilidad de reservas son parte de la tarifa de la red (usuarios finales)

Inglaterra:

- SSCC son cargados en la tarifa de la red (50% generadores – 50% suministradores)

España:

- SSCC asociados a la activación de las reservas (energía) son pagados por agentes en función de sus desvíos
- CPF; obligatorio y no remunerado

Italia:

- SSCC son cargados en la tarifa de la red y asumidos por usuarios finales

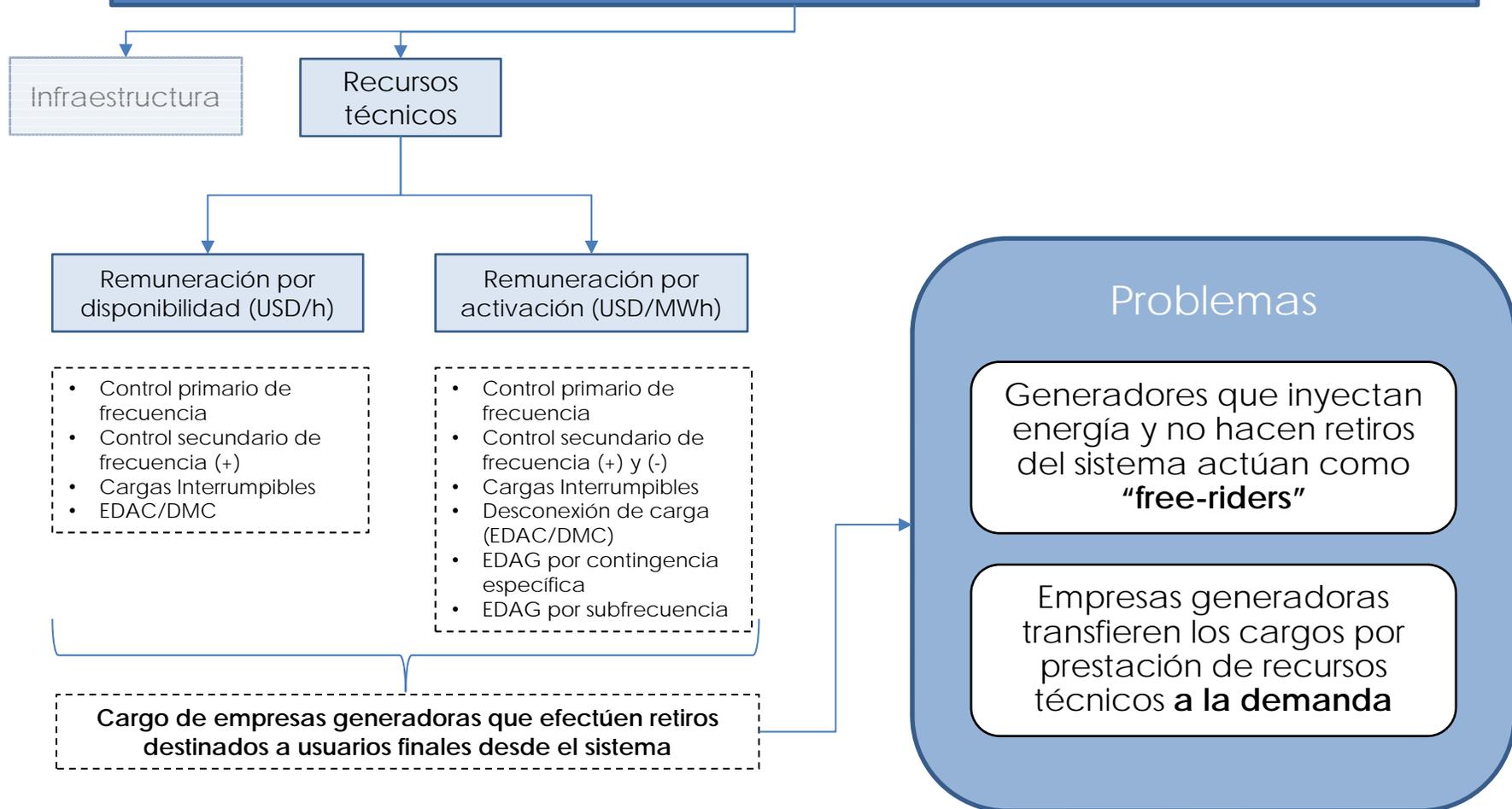
Fuente: CNE, presentación Sesión N°4 Mesa de SSCC (24-05-201)

De acuerdo a la experiencia internacional, no hay apoyo mayoritario a que la demanda remunere totalmente los SSCC de balance

Remuneración de Servicios de Balance: Reserva



Mecanismos de implementación, valorización y remuneración de SSCC de balance





¿Por qué sucede esto?

Los requerimientos de servicios de balance tienen origen en las características propias **de la demanda y de la generación**.

No son responsabilidad total de una u otra parte, sino que son de **responsabilidad mixta**.

¿Qué sucede actualmente en el caso Chileno?

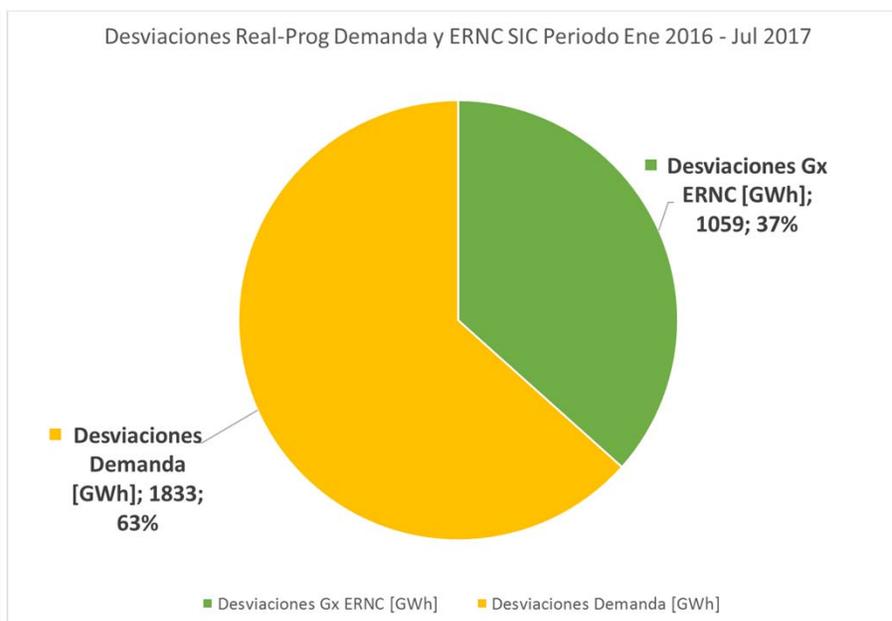
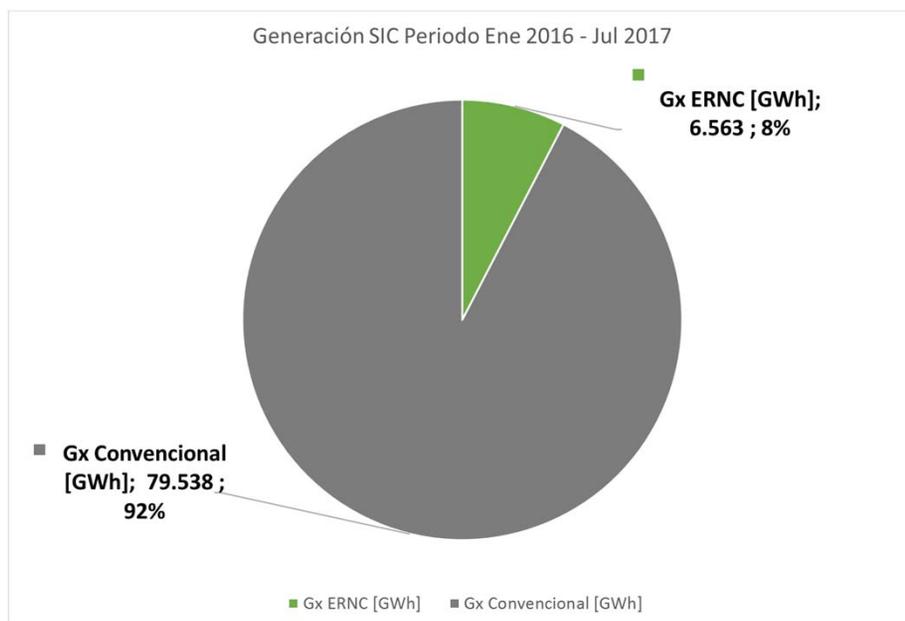
En términos proporcionales la generación **ERV tiene mayores desviaciones** con respecto a su pronóstico que la demanda.

Esto debe ser tomado en cuenta si se considera el **incremento de inyecciones ERV proyectado** para los próximos años.

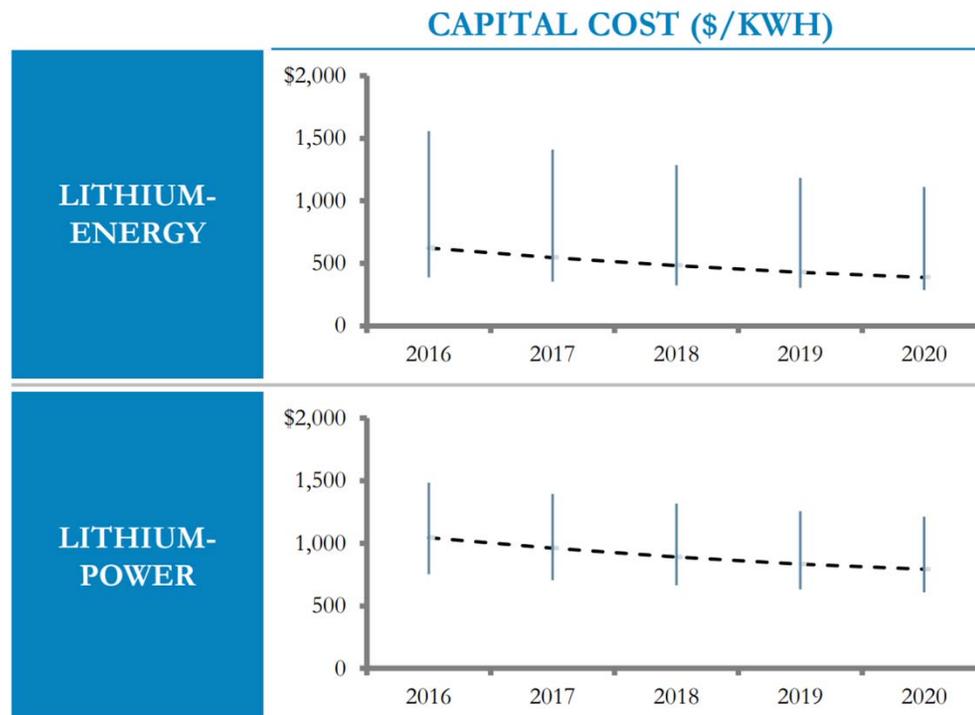


Participación en el balance total de energía

- Entre enero 2016 y julio 2017, generación ERNC representó 8 % de la demanda total
- Sin embargo, sus desviaciones fueron más de la mitad de las desviaciones de la demanda



Almacenamiento de energía



Tesla Gigafactory



- Se espera una disminución en los costos de capital de las baterías de ion-litio de un 38% de 2016 a 2020
- Se proyectan bajas en los costos de manufactura, menores requerimientos de componentes de alto costo y aumento de la capacidad de almacenamiento

Fuente: *Lazard's Levelized cost of storage - v.2*

Disponible en: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>



- **Marco regulatorio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS)**
 - CNE se encuentra trabajando en la regulación de los sistemas de almacenamiento de energía.
 - ESS permiten proveer múltiples servicios: Aumento de factores de planta de centrales ERNC, SSCC, soporte de redes y arbitraje de energía.
 - Categorización de los ESS: activo de generación, activo de transmisión o un complemento de ambos activos en conjunto. ¿quién es el responsable de la operación de los ESS?
 - ¿Qué esquema de remuneración de ESS considerar?: Servicio de redes, pagos por capacidad, mercado mayorista.
 - Barreras regulatorias y condiciones actuales del mercado podrían impedir obtener el verdadero valor de los ESS.

Temario



- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- **Desafíos de modelación**
- Reflexiones finales

Desafíos de modelación de impacto de ERV



- Para tomar en consideración: muchos de los sistemas eléctricos de Latinoamérica tienen **centrales hidroeléctricas (embalses)** cuyo valor del agua debe ser optimizado.
- Dada la complejidad (y el tiempo de computación), los modelos de operación de largo plazo que consideran optimización de sistemas de embalses (modelos hidro-térmicos como OSE2000, SDDP, Plexos) **no consideran algunas restricciones de operación.**

**Si consideramos más flexibilidad en la modelación
¿que restricciones deben ser incorporadas?**

- Potencia mínima de generación.
- Rampas de subida y bajada (razón de incremento/disminución de la generación)
- Tiempos mínimos de encendido y apagado.
- Tiempos de estabilización del sistema.
- ...

Desafíos de modelación



- ¿Cómo modelar de manera realista la operación del sistema?

Propuesta System: Modelo de dos etapas

Etapa 1: Cálculo del **despacho hidro-térmico** para calcular el costo de oportunidad de agua y gestionar las políticas de generación de las centrales hidroeléctricas.

Etapa 2: **Unit commitment** con una representación completa de las restricciones de flexibilidad, tomando como inputs los resultados de la etapa 1.

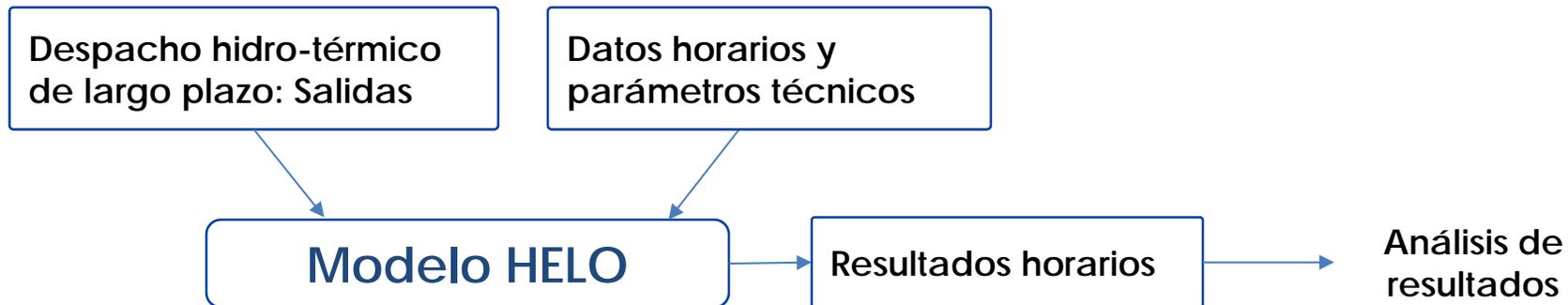
¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



Metodología desarrollada e implementada en el software



¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



¿Qué es el Modelo HELO?

HELO (*Hourly Electric Operation*) es un modelo MILP (mixed integer linear programming) desarrollado por System en 2015.

Este modelo tiene dos etapas:

- **Etapas 1:** determina el problema entero mixto completo para todas las variables binarias que guían el encendido y apagado de centrales.
- **Etapas 2:** las variables binarias se fijan a los valores resultantes de la primera etapa, dejándolo como un problema puramente lineal.

¿Cómo modelar de manera realista el sistema eléctrico?



Modelo HELO

$$op_{j,t} \leq PX_j^C$$

$$P_{j,t}^{min} \cdot op_{j,t} \leq g_{j,t} \leq P_{j,t}^{max} \cdot op_{j,t}$$

$$op_{j,t} \in [0, 1]$$

$$\sum_{j \in J_G} (P_{j,t}^{max} \cdot op_{j,t} - g_{j,t}) \geq RES$$

$$pa_{j,t} + de_{j,t} \leq 1$$

$$pa_{j,t} - de_{j,t} = op_{j,t} - op_{j,t-1}$$

$$pa_{j,t} \in [0, 1] \quad de_{j,t} \in [0, 1]$$

$$op_{j,0} = OP_{j,TF}$$

$$\sum_{k=1}^{MUP_j} op_{j,t-k} \geq de_{j,t} \cdot MUP_j$$

$$\sum_{k=1}^{MDN_j} (1 - op_{j,t-k}) \geq pa_{j,t} \cdot MDN_j$$

$$\sum_{j \in J_n} g_{j,t} + \sum_{f \in FF} ls_{n,f,t} + \sum_{l \in L} \left(\sum_{k \in K_{l,n}^D} fl_{l,k,t} - \sum_{k \in K_{l,n}^O} fl_{l,k,t} \cdot (1 + FP_{l,f}) \right) = D_{n,t}$$

$$CVar = \sum_{j \in J_G} \sum_{t \in T} CV_j \cdot g_{j,t} + \sum_{j \in J_E} \sum_{t \in T} \left(VA_j \cdot \left(\frac{g_{j,t}}{\eta} + sp_{j,t} + \sum_{f \in FH_j} \left(M_{j,f}^{filt} \cdot vl_{j,f,t}^{avg} + N_{j,f}^{filt} \right) \right) \right)$$

$$CEmi = \sum_{j \in J_G} \sum_{t \in T} CE \cdot FE_j \cdot g_{j,t}$$

$$CRie = \sum_{j \in J_R} \sum_{t \in T} CNR_j \cdot cd_{j,t}$$

$$CFalla = \sum_{n \in N} \sum_{f \in FF} \sum_{t \in T} CF_f \cdot ls_{n,f,t}$$

$$CHol = \sum_{j \in J_M} \sum_{t \in T} M \cdot 10^6 \cdot vl_{j,t}^{hol}$$

$$\sum_{k=1}^{t-1} op_{j,t-k} + \sum_{x=TF-MUP_j+t-1}^{TF} OP_{j,x} \geq de_{j,t} \cdot MUP_j$$

$$\sum_{k=1}^{t-1} (1 - op_{j,t-k}) + \sum_{x=TF-MDN_j+t-1}^{TF} (1 - OP_{j,x}) \geq pa_{j,t} \cdot MDN_j$$

$$g_{j,t} - g_{j,t-1} \leq CAP_j^{max} \cdot R_j^{UP} \quad g_{j,t} - g_{j,t-1} \leq CAP_j^{max} \cdot R_j^{UP} \cdot (1 - pa_{j,t}) + P_{j,t}^{min} \cdot pa_{j,t}$$

$$g_{j,t} - g_{j,t-1} \geq -CAP_j^{max} \cdot R_j^{DN} \quad g_{j,t} - g_{j,t-1} \geq -CAP_j^{max} \cdot R_j^{DN} \cdot (1 - de_{j,t}) - P_{j,t}^{min} \cdot de_{j,t}$$

$$fl_{l,k,t} \leq CL_{l,f}^{max} \cdot PX_l^L \quad \forall k \in K_l$$

$$\sum_{k \in K_{l,n}^O} fl_{l,k,t} = \frac{V_l^2}{X_l} \cdot (\theta_{o,t} - \theta_{d,t})$$

$$\sum_{k \in K_{l,n}^D} fl_{l,k,t} = \frac{V_l^2}{X_l} \cdot (\theta_{d,t} - \theta_{o,t})$$

$$\theta_{n,t} \in (-2\pi, 2\pi)$$

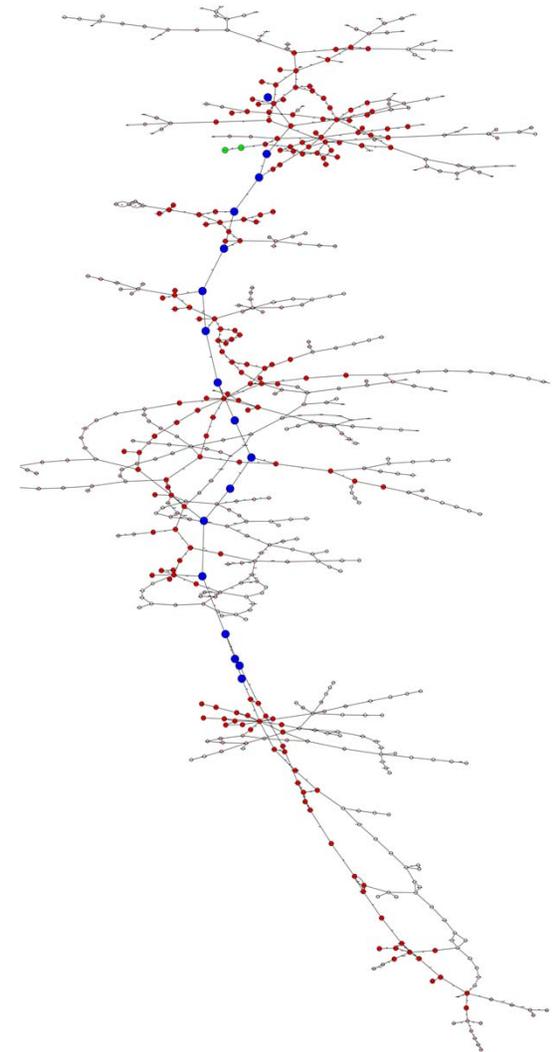
$$\theta_{slack,t} = 0$$

Aplicación Real: Caso Chileno



Para mostrar la funcionalidad del modelo, se simuló un caso real usando el Sistema Eléctrico Chileno (SEN) (una versión simplificada pero real)

395 centrales, 588 barras, 672 líneas de transmisión



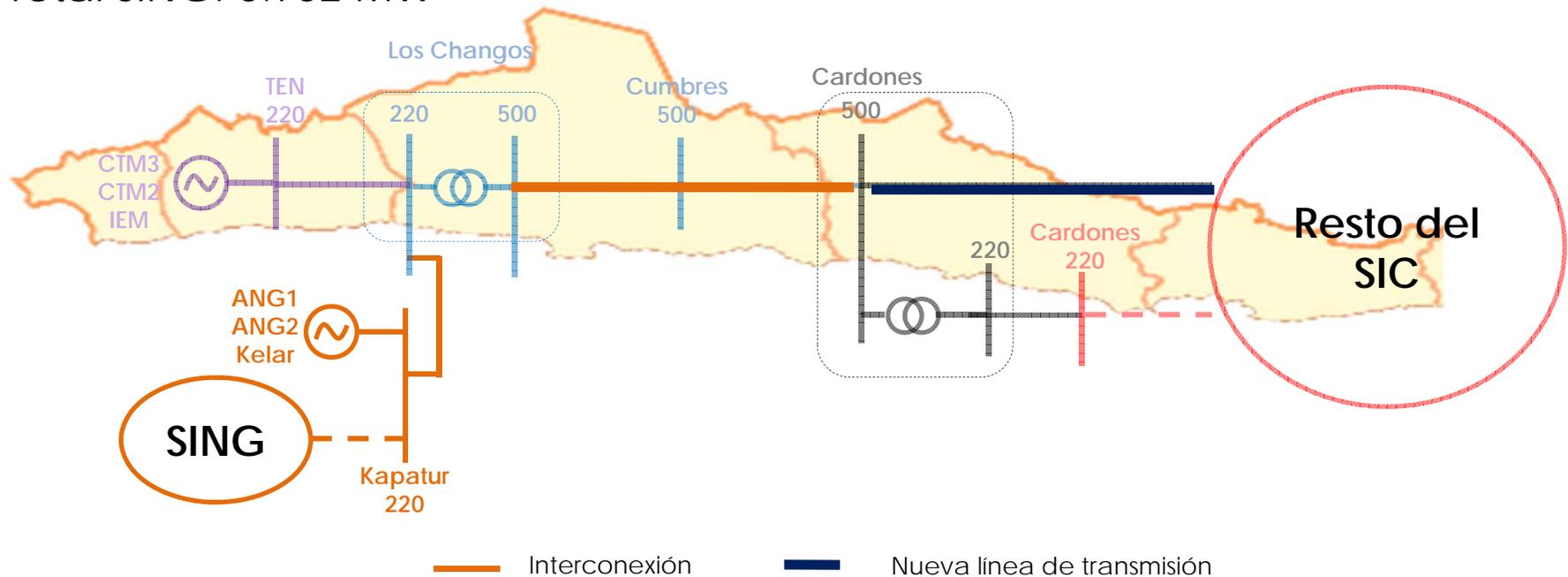


Aplicación Real: Caso Chileno

- **Caso de Estudio:** Interconexión SING+SIC + aumento de la capacidad en la zona norte del SIC con líneas de 500 kV entre Cardones y Polpaico.
- Estas obras permiten aprovechar todo el potencial ERV de la zona norte del SIC

Total SING: 5.752 MW

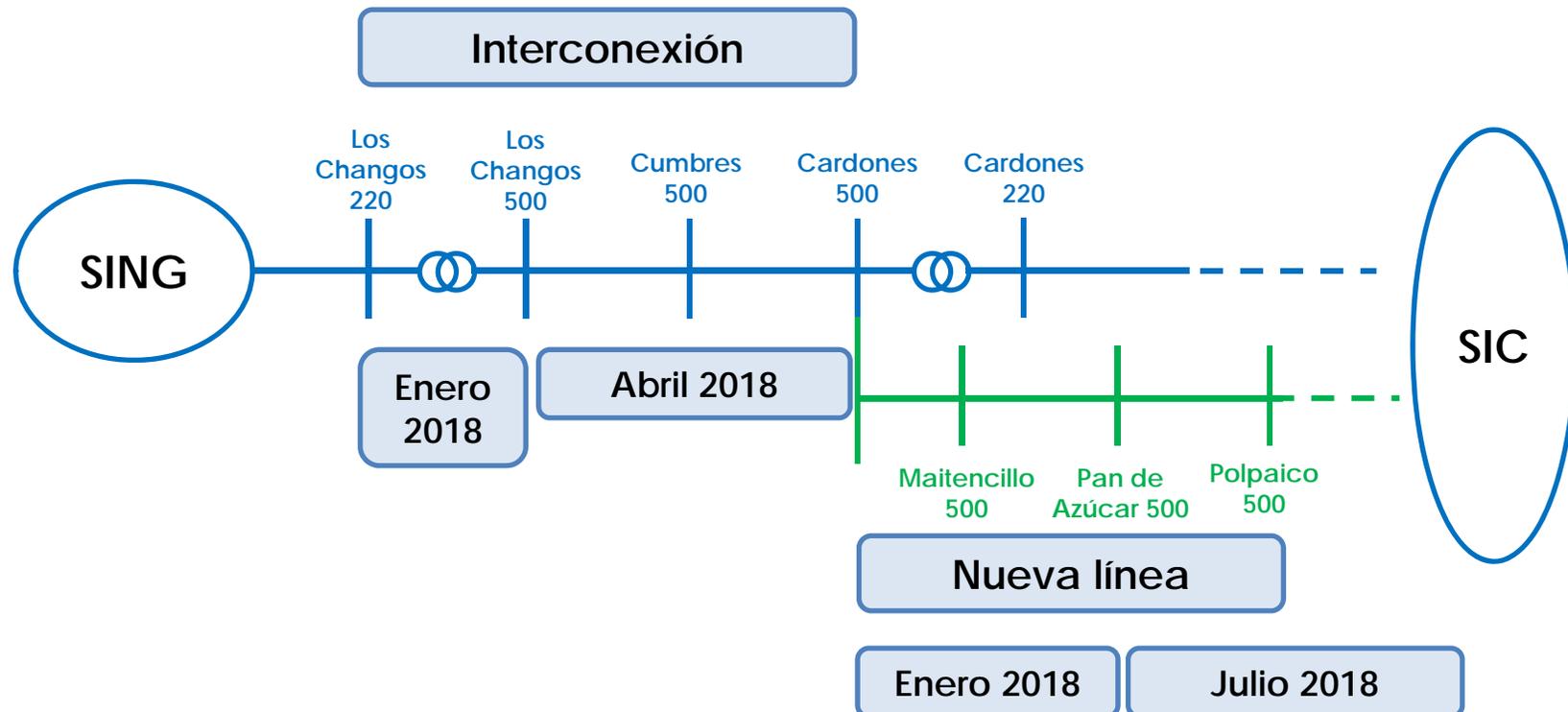
Total SIC: 17.399 MW



Aplicación Real: Caso Chileno ejemplo



- En este ejemplo, la Interconexión y las nuevas líneas no entrarán en operación a la vez:
 - Abril 2018: Interconexión SIC – SING entra en operación (será anterior)
 - Julio 2018: Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500 entra en operación

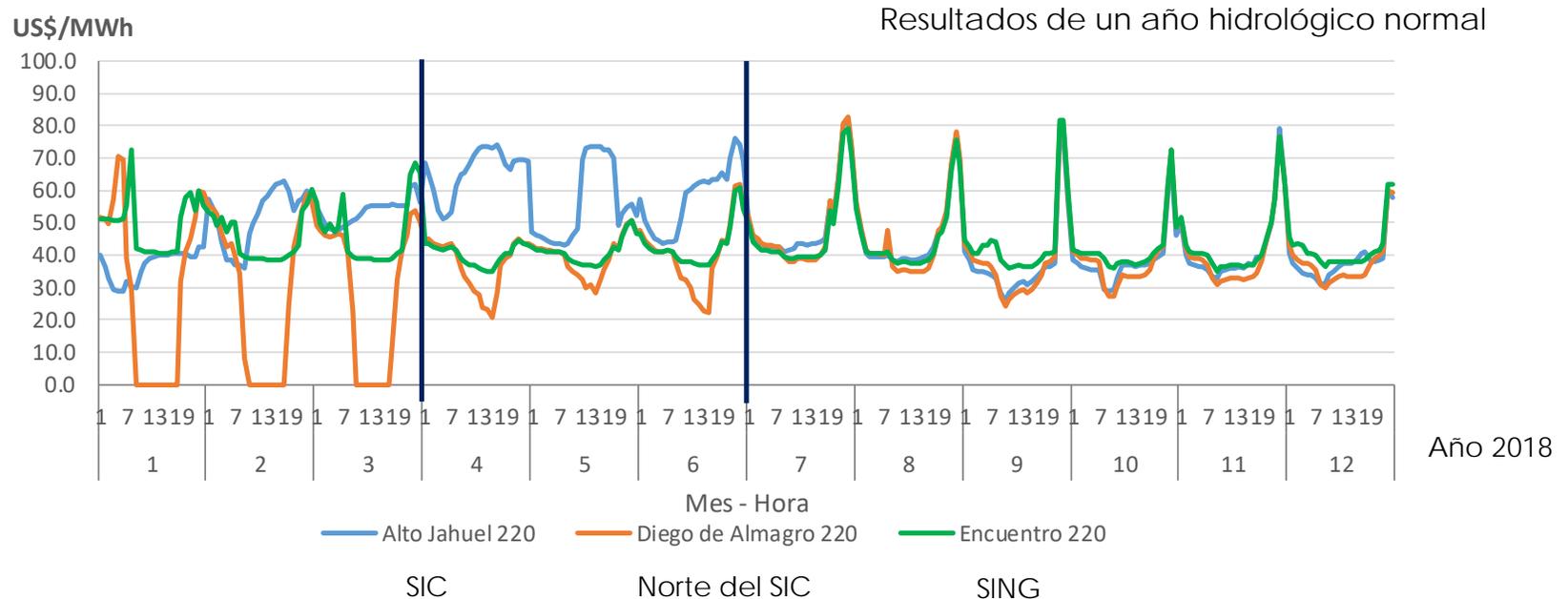


Modelo horario y costos marginales



Costo marginal del día promedio de cada mes

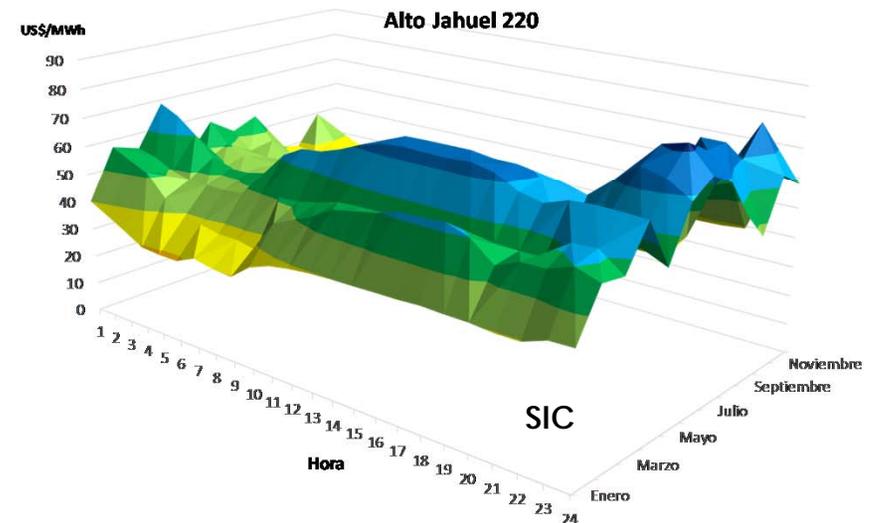
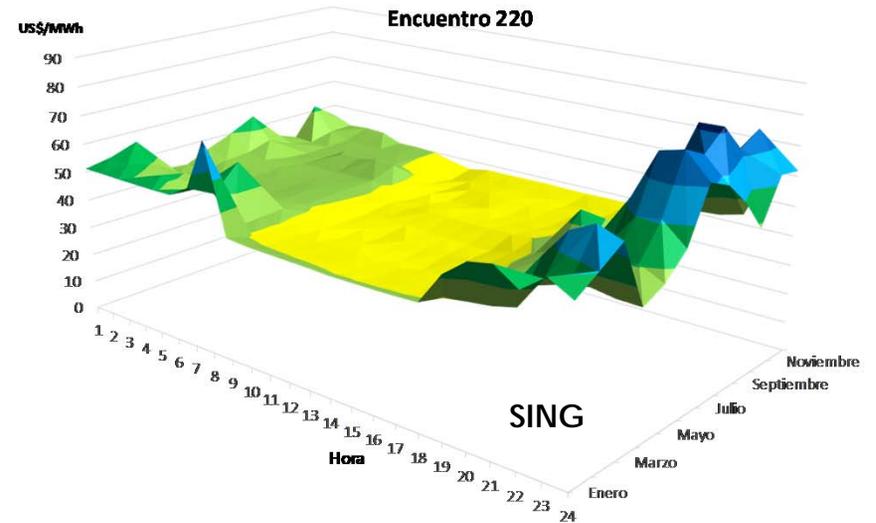
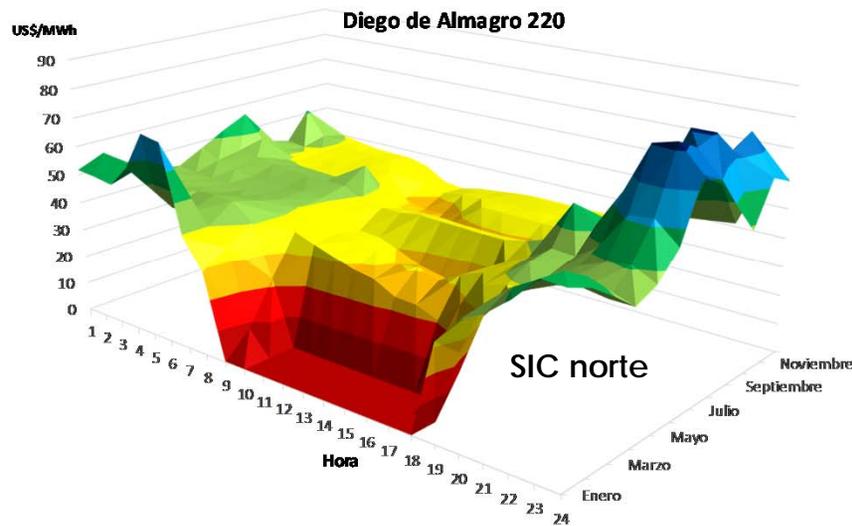
- Previo a la **interconexión**, hay **costos marginales cero** (dadas la restricciones de transmisión y la alta generación fotovoltaica local).
- Con la entrada de la interconexión, los **desacoples desaparecen entre el SING y el norte del SIC**, pero persisten para el resto del SIC.
- Con Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500, todo el sistema está acoplado.



Modelo horario y costos marginales



En el norte del SIC, los costos marginales durante el día son cero antes de la interconexión

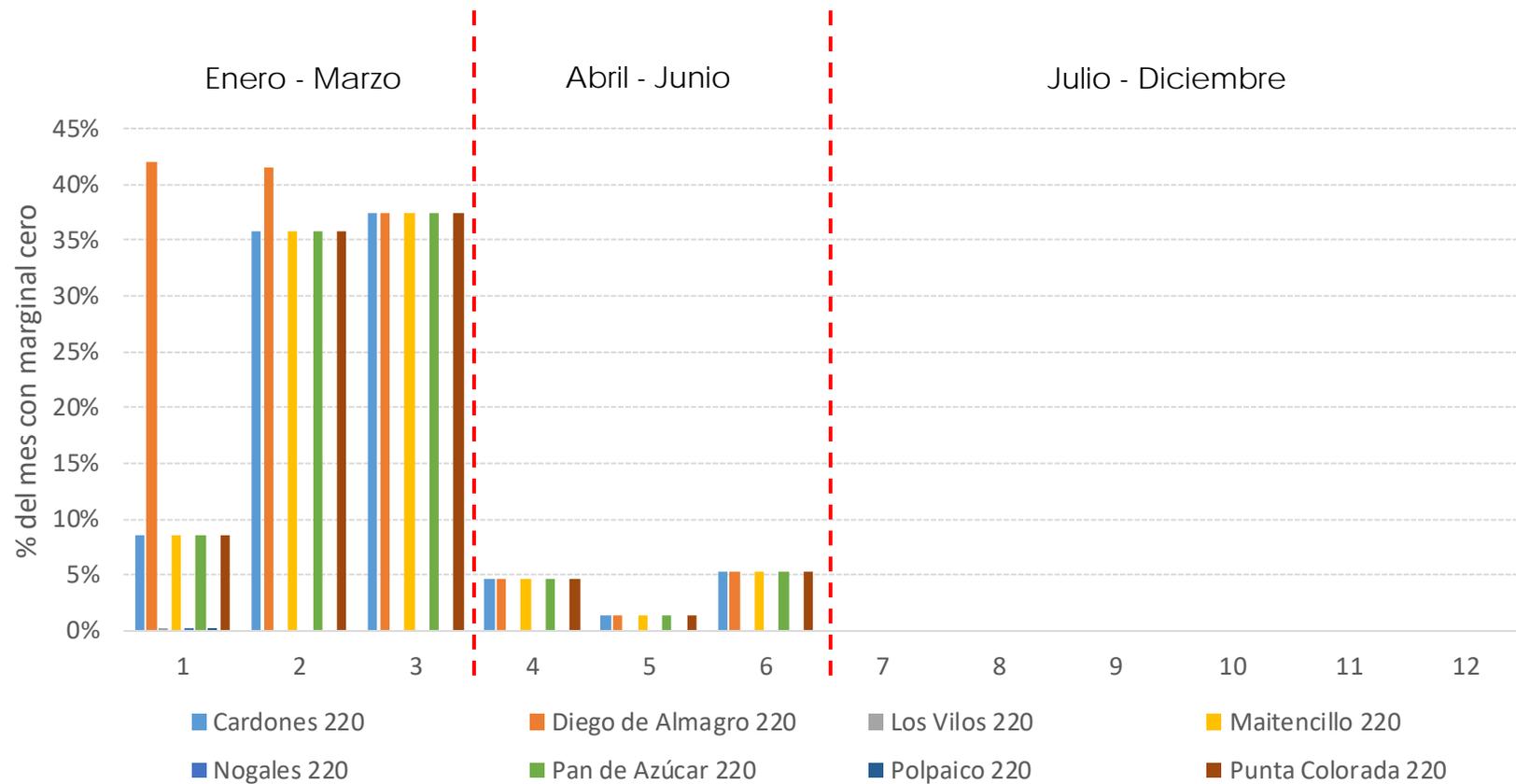


Resultados obtenidos a partir del modelo HELO para el año 2018

Modelo horario y costos marginales



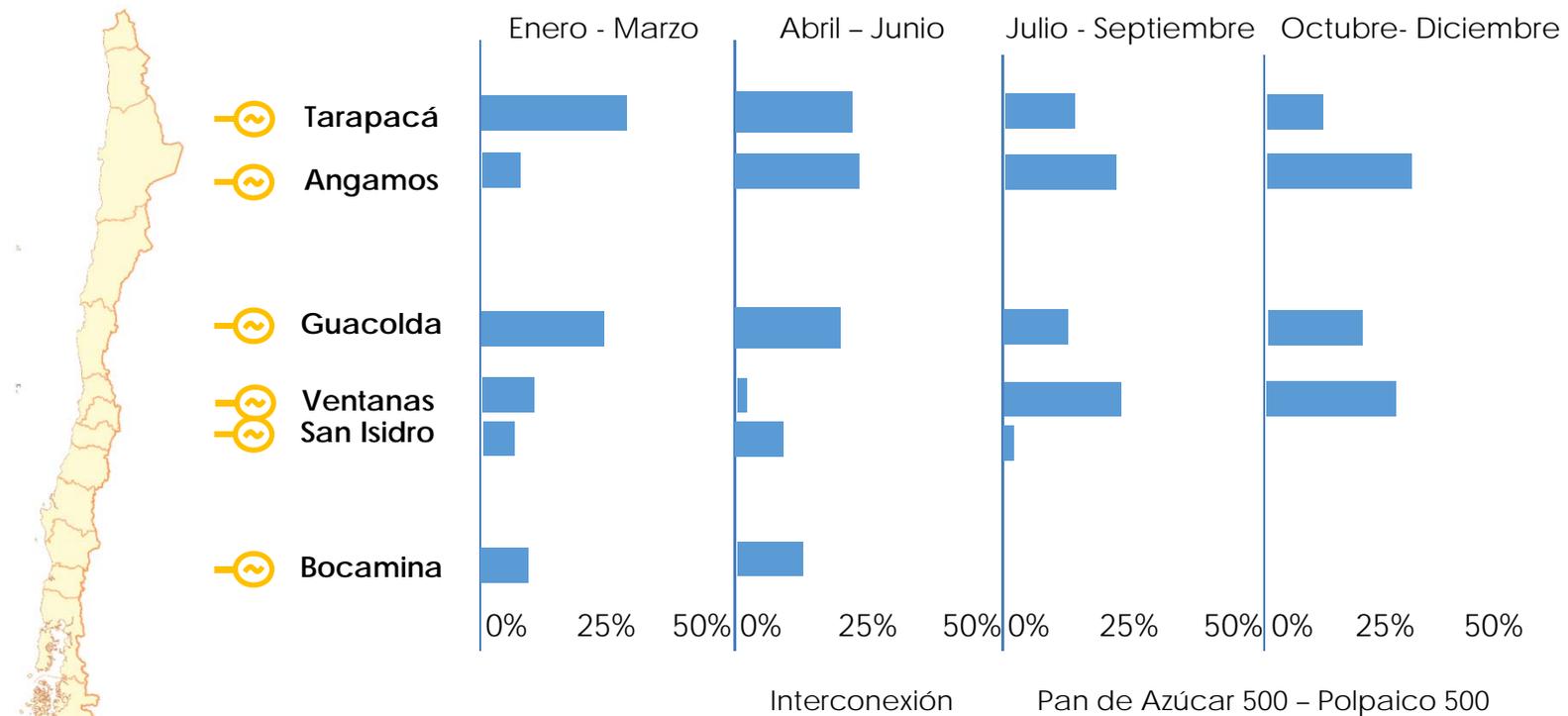
- El número de horas en 0 US\$/MWh se reduce: resultados con resolución horaria son importantes para desarrolladores ERV.



Modelo horario y operación centrales térmicas



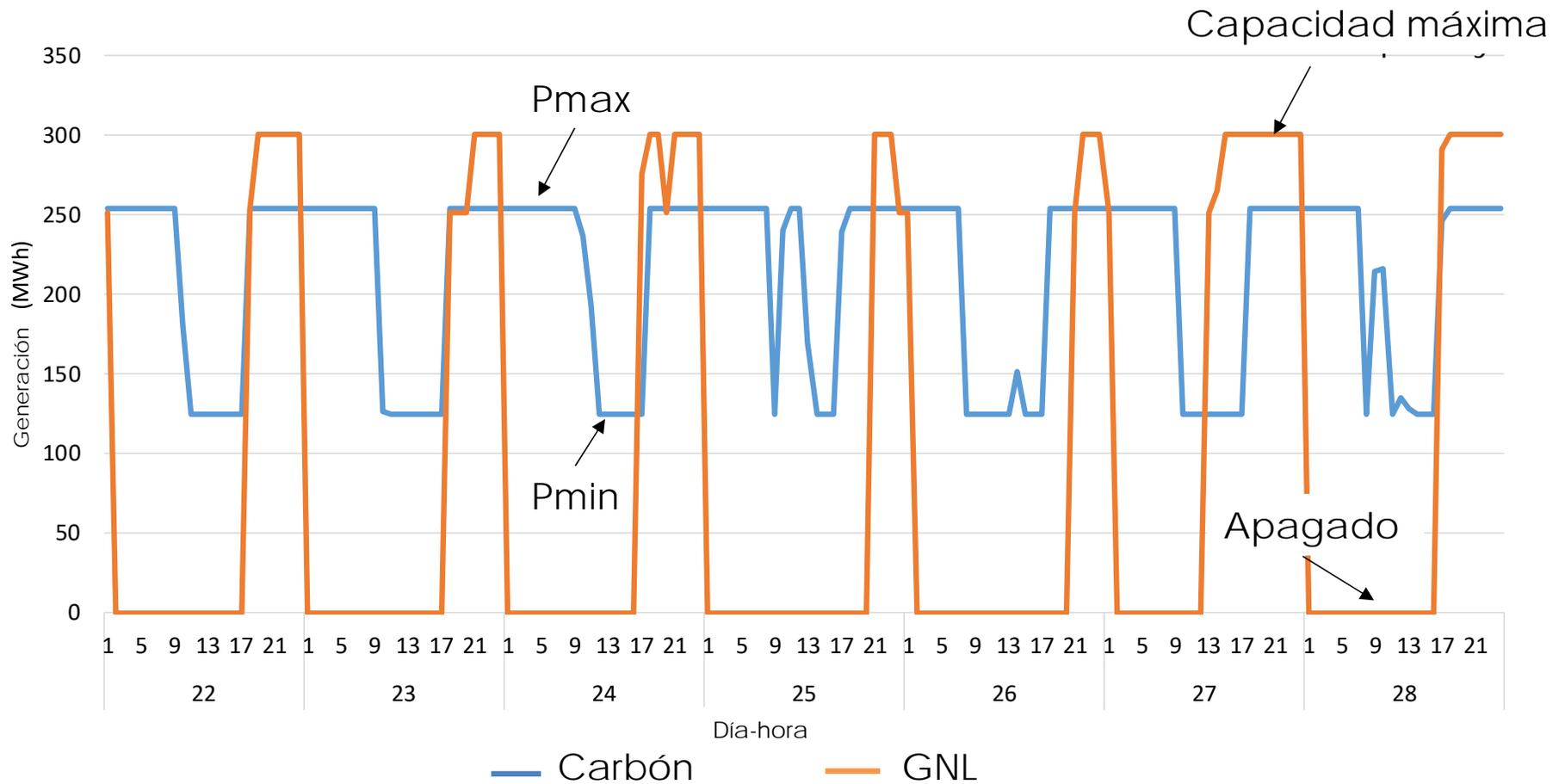
- Porcentaje de horas en operación a mínimo técnico
- Hidrología normal (46% de excedencia)





Resultados modelo horario y cycling

- Cycling de centrales a carbon
- Comportamiento ON/OFF en centrales GNL





- Contexto del mercado y evolución de las ERNC
- Efectos de las ERV
- Desafíos regulatorios
- Desafíos de modelación
- **Reflexiones finales**



1 Efectos de las ERV en la operación

- Incremento de centrales ERV presenta desafíos en la operación normal del sistema eléctrico y en su impacto en las centrales convencionales.
- Esto es particularmente válido en centrales térmicas (ciclos combinados a gas y centrales termoeléctricas a carbón), **sus ciclos termodinámicos no permiten el mismo nivel de flexibilidad que las centrales hidroeléctricas.**
- Los impactos en centrales térmicas tendrán efectos económicos en ellas (disminución de vida útil, mayores costos de mantención).
- Los causantes de estos mayores costos debieran hacerse responsables, aunque sea parcialmente, de estos efectos.



2 Efectos de las ERV en la simulación

- Para entender el impacto de las centrales ERV variables, debemos estar preparados para resolver problemas de gran escala, con todas las restricciones necesarias para evaluar los requerimientos de flexibilidad del sistema.
- Dada la dependencia cronológica asociada a los tiempos mínimos de operación (encendido y apagado) y niveles de rampas, la modelación horaria debe adoptar criterios con series de tiempo.
- Para el ejemplo chileno, es posible dimensionar la importancia de la resolución horaria para entender el **efecto real de las generación de las centrales fotovoltaicas en la evolución de los costos marginales durante las horas de día y su impacto en todo el sistema (particularmente en las restricciones de transmisión)**

Reflexiones finales



3 Desafíos de transmisión

- En el corto-mediano plazo se observan desacoples en los costos marginales, tanto en el sur como el norte, producto de restricciones de transmisión.
- Las restricciones de transmisión podrían generar vertimientos de centrales fotovoltaicas, eólicas y de pasada. Los costos marginales podrían llegar a cero.

4 Interconexiones regionales

- Interconexiones regionales incrementarían el nivel de reserva primaria del sistema integrado, permitiendo una mayor incorporación de centrales ERV.

Impacto de energías variables en el sistema eléctrico chileno

Clúster Energía Biobío



10 de octubre de 2017