

Flexibilidad: Desde la operación real a la modelación horaria

Hugh Rudnick, Alejandro Navarro Espinosa
Fernanda Ávila



31 de Mayo de 2017



- Entender cómo la alta penetración de energías renovables intermitentes impone desafíos adicionales al sistema eléctrico y al mercado y cómo la modelación del sistema se debe adecuar a estos nuevos requerimientos.



- Introducción
- Requerimientos de flexibilidad
- ¿Cómo enfrenta el sistema estos requerimientos?
- ¿Cómo modelar esta nueva condición de operación?
- Ejemplo de aplicación



LATERCERA

Menú ≡ Industria advierte trabas para operar centrales térmicas

Autor: Gustavo Orellana/Desde Londres, Inglaterra

Aumento en generación solar y eólica obliga a bajar bruscamente el aporte de estas unidades, sobre todo en el Sing, señalan.



<http://www.latercera.com/noticia/industria-advierde-trabas-operar-centrales-termicas/>

“la creciente preocupación por el cycling de sus unidades carboneras U12 y U13 entre agosto y octubre del presente año”.

la entrada masiva de centrales eólicas y solares ***“ha llevado a que unidades de generación existentes tengan que reducir o incluso detener su generación en estas horas, para luego incrementar fuertemente su generación en el resto de las horas con el fin de complementar la generación de energía”.***

Carta de Engie al CDEC-SING

Motivación



Carta del Coordinador a la SEC
26/05/2017



SANTIAGO, 26 de mayo de 2017

DE 02273-17

Señor
Luis Ávila B.
Superintendente de Electricidad y Combustibles
Presente

RECIBIDO C.N.E.
12:40 26.05.2017

Ref.: Resultado de la Auditoría Técnica
General de Parámetros de Centrales de
Ciclo Combinado y Vapor – Carbón.

De nuestra consideración:

En relación con la materia de la Ref., informamos a Ud. que han quedado disponibles en nuestro sitio web, los Informes Finales asociados a las siguientes instalaciones:

- Centrales San Isidro I, San Isidro II, Bocamina 1 y Bocamina 2, de propiedad del Coordinado Enel Generación S.A.
- Centrales Nehuenco I y Santa María, de propiedad del Coordinado Colbún S.A.
- Central Nueva Renca, de propiedad del Coordinado AES Gener S.A.

Los señalados informes, se encuentran en la siguiente ruta, bajo el nombre correspondiente a cada una de las instalaciones auditadas:

www.coordinadorelectrico.cl → Informes y Documentos → Sistema Interconectado Central → Auditorías y Verificaciones → Auditorías 2016

De acuerdo a los resultados de la auditoría, se observa que los parámetros de Mínimo Técnico, Tiempo de Partida, Tiempo Mínimo Fuera de Servicio, Número Máximo de Partidas y Tiempo de Estabilización de las centrales mencionadas, no son consistentes con los valores actualmente informados al Coordinador, según se detalla en Anexo a la presente carta.

En este contexto, hemos instruido a los Coordinados propietarios de cada instalación, a dar inicio al proceso de determinación de los parámetros antes mencionados, remitiendo al Coordinador los siguientes Informes Técnicos:

- Informe de Mínimo Técnico, acorde a lo indicado en el Artículo 9 del Anexo "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras".

<https://cartas.coordinadorelectrico.cl/show/59287b33cb1a4b4dd02622e7>

Interés del Coordinador por los parámetros de las unidades térmicas que pueden prestar mayor flexibilidad al sistema

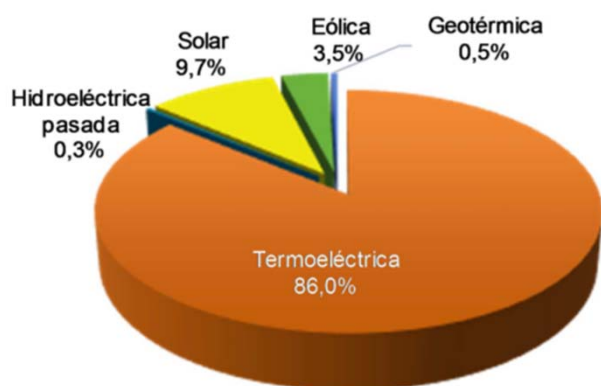
Parámetros revisados

Colbún S. A.	Nehuenco 1	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida - Tiempo Mínimo Fuera de Servicio - Número Máximo de Partidas - Tiempo de Estabilización
	Santa María	- Mínimo Técnico - Tiempos de Partida
Enel Generación S.A.	San Isidro I	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida - Tiempo de Estabilización
	San Isidro II	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida - Tiempo Mínimo Fuera de Servicio - Tiempo de Estabilización
	Bocamina 1	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida
	Bocamina 2	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida
AES Gener S.A.	Nueva Renca	- Mínimo Técnico - Tiempo de Partida - Tiempo Mínimo Fuera de Servicio - Tiempo de Estabilización

Motivación



- Capacidad instalada de Energías Renovables Intermitentes:



Total SING: 5.752 MW

Figura 1: Capacidad instalada SING

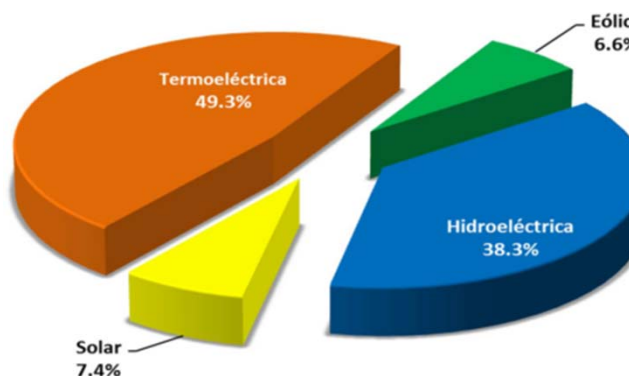


Figura 13: Capacidad Instalada SIC

Total SIC: 17.399 MW

Total SING + SIC
~14% de
capacidad
instalada de
energías
intermitentes
(solar + eólico)

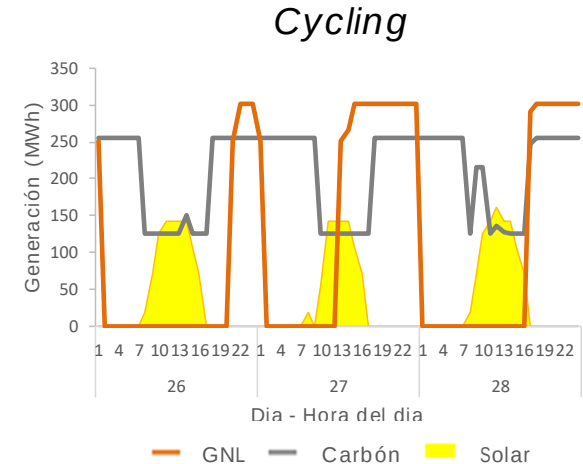
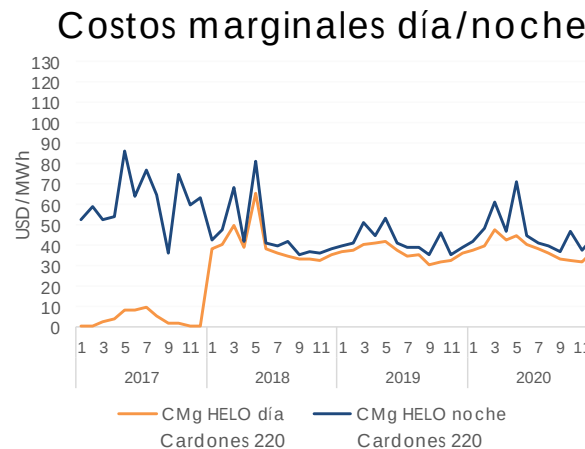
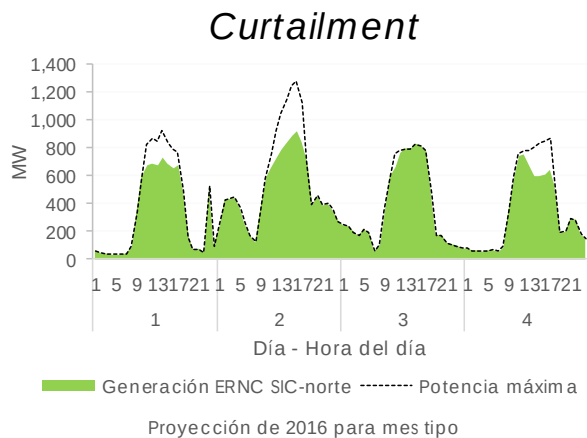
Fuente: Informe Mensual Marzo 2017
– Coordinador Eléctrico Nacional

Motivación



- ¿Cómo afectará al sistema la entrada masiva de ERNC?
- ¿Qué medidas se podrían tomar para viabilizarla?
- ¿Cómo ayuda al sistema añadir flexibilidad operacional a centrales térmicas?
- ¿Qué centrales tendrán *cycling* (ciclado)?
- ¿Hay riesgo de *curtailment* (vertimiento)? ¿Qué centrales se verían afectadas?
- ¿Cómo será la diferencia de costos marginales entre el día y la noche?

Ejemplos gráficos de salidas del Modelo HELO*



(*) Modelo desarrollado por el área de R&D de SysteP



- Introducción
- **Requerimientos de flexibilidad**
- ¿Cómo enfrenta el sistema estos requerimientos?
- ¿Cómo modelar esta nueva condición de operación?
- Ejemplo de aplicación.

Requerimientos del Sistema

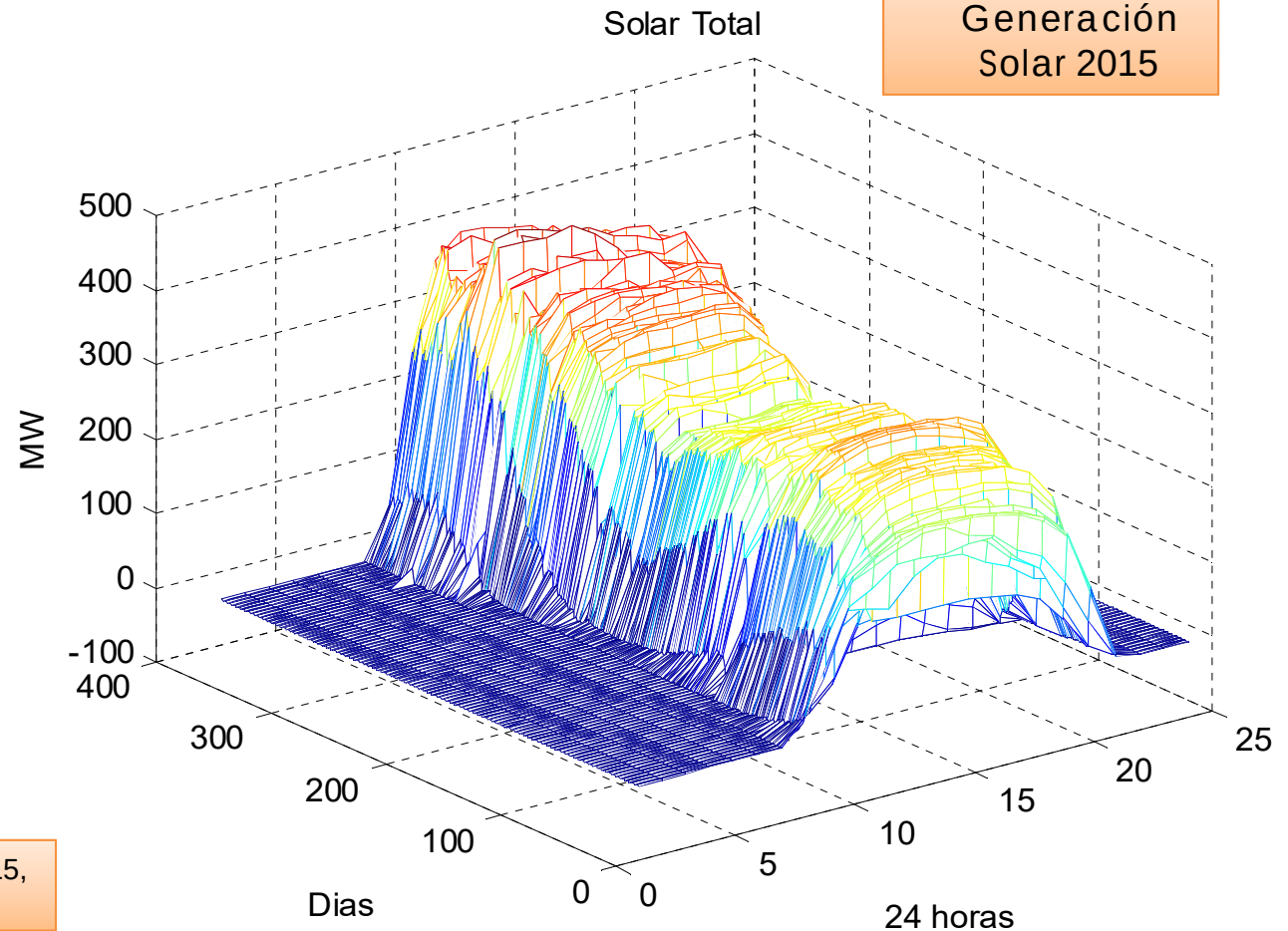


- Variación del recursos durante el día

Ejemplo:
Generación
Solar 2015

Disminución de generación para permitir la rampa solar a inicios de la mañana.

Aumento de generación para contrarrestar la disminución solar a finales de la tarde

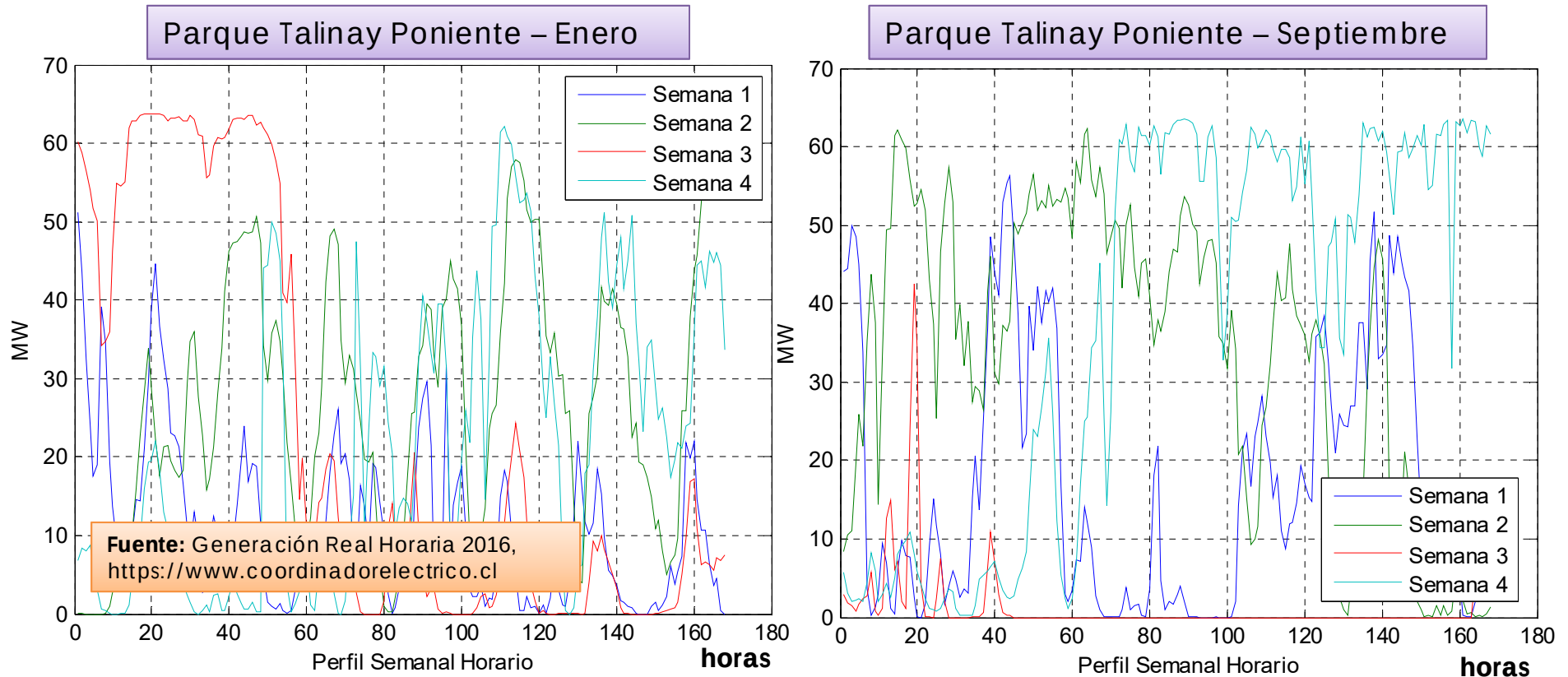


Fuente: Generación Real Horaria 2015,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

Requerimientos del Sistema



- Variación de la generación eólica durante un mes, 2016:



Diferencias entre perfiles semanales y mensuales de una misma unidad

Requerimientos del Sistema

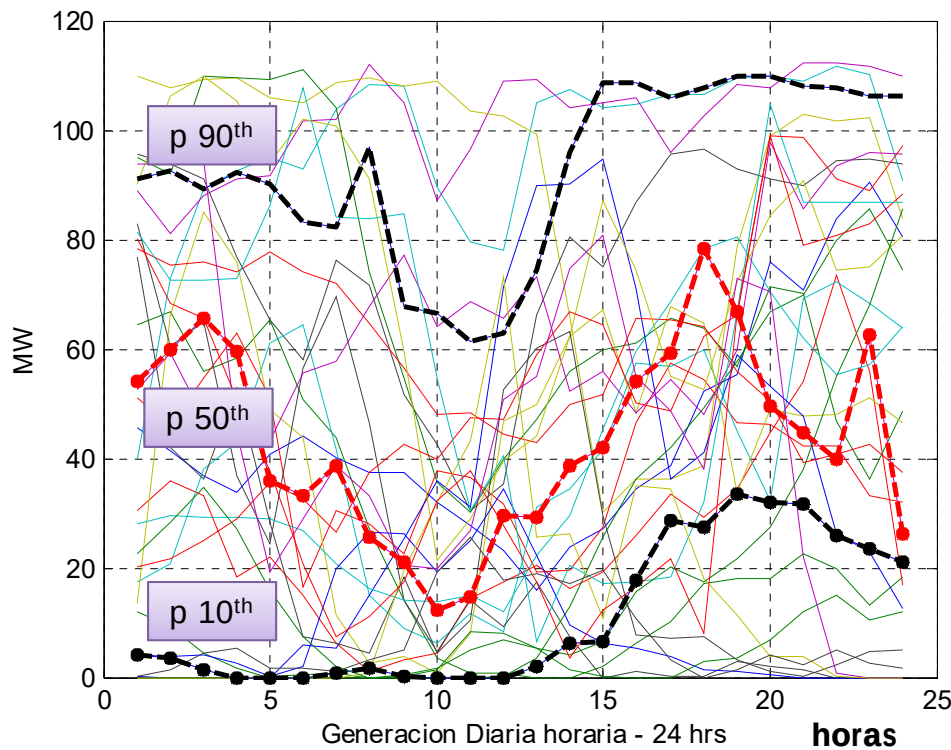
horas



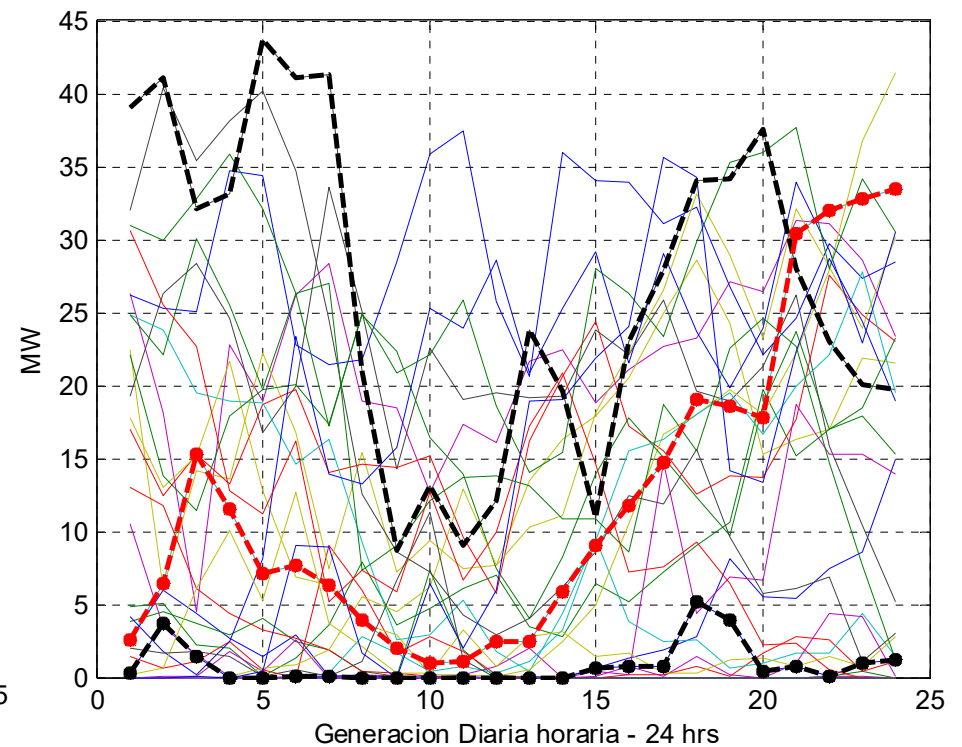
- Gran variación diaria del recurso eólico

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

Parque Eólico El Arrayán – Octubre



Parque Eólico Punta Palmeras – Junio



Variación diaria a lo largo del día e importantes diferencias entre días



- Introducción
- Requerimientos de flexibilidad
- **¿Cómo enfrenta el sistema estos requerimientos?**
- ¿Cómo modelar esta nueva condición de operación?
- Ejemplo de aplicación.

¿Cómo se enfrentan los nuevos requerimientos?



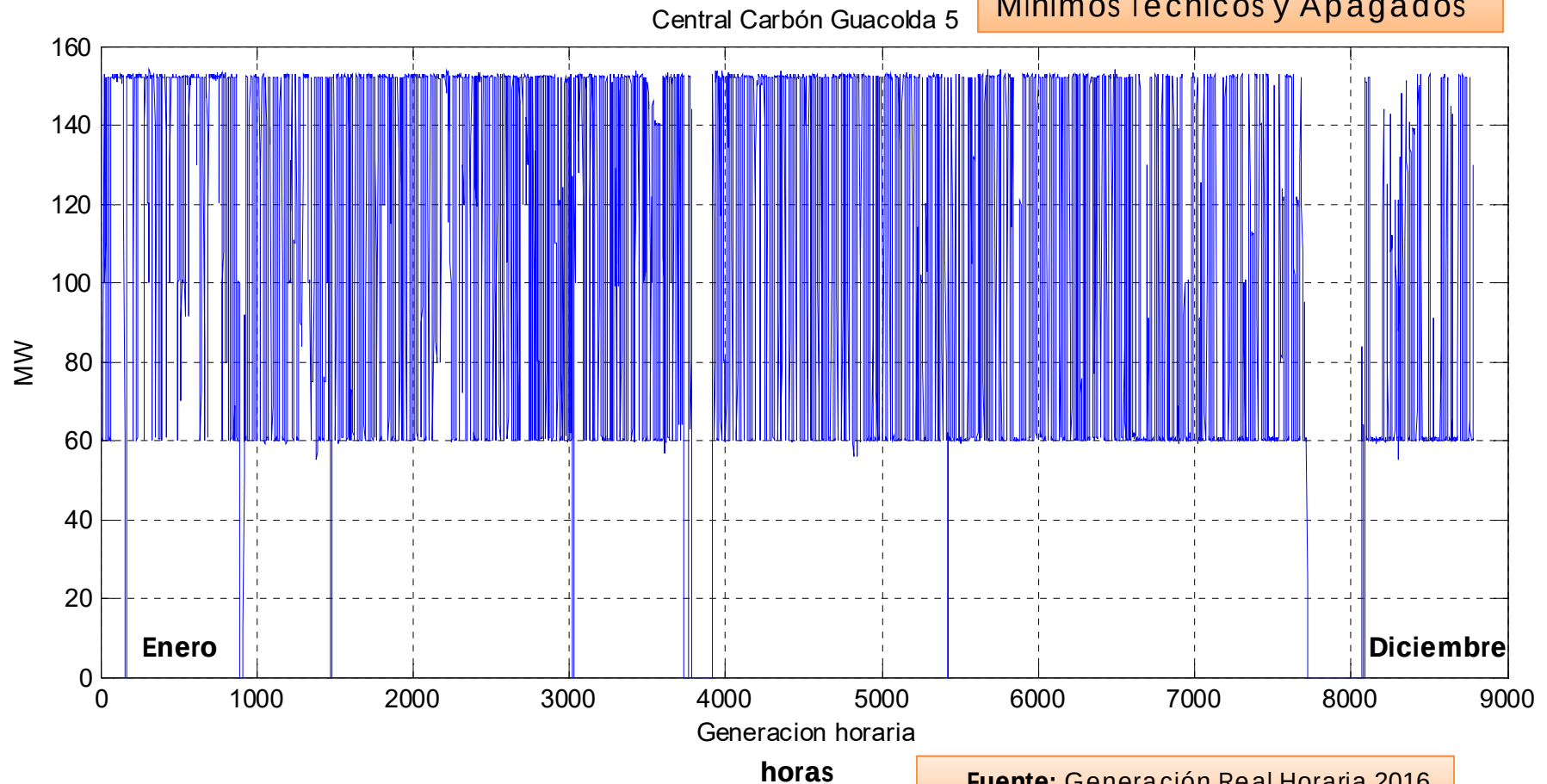
- La intermitencia de los recursos renovables puede compensarse vía mayor flexibilidad del sistema en su conjunto, para adecuarse a la variabilidad de estos recursos.
- Hoy se responde con unidades térmicas existentes en el sistema que tengan la flexibilidad suficiente para aumentar/reducir su potencia generada en una determinada ventana de tiempo.
- En la actualidad y **debido a las restricciones de capacidad de transmisión en el SIC-norte, la variabilidad solar es enfrentada por las unidades térmicas ubicadas en la zona.**

¿Cómo se enfrentan los nuevos requerimientos?



- La variabilidad solar es enfrentada por las unidades térmicas ubicadas en la zona.

**Generación horaria 2016:
Mínimos Técnicos y Apagados**

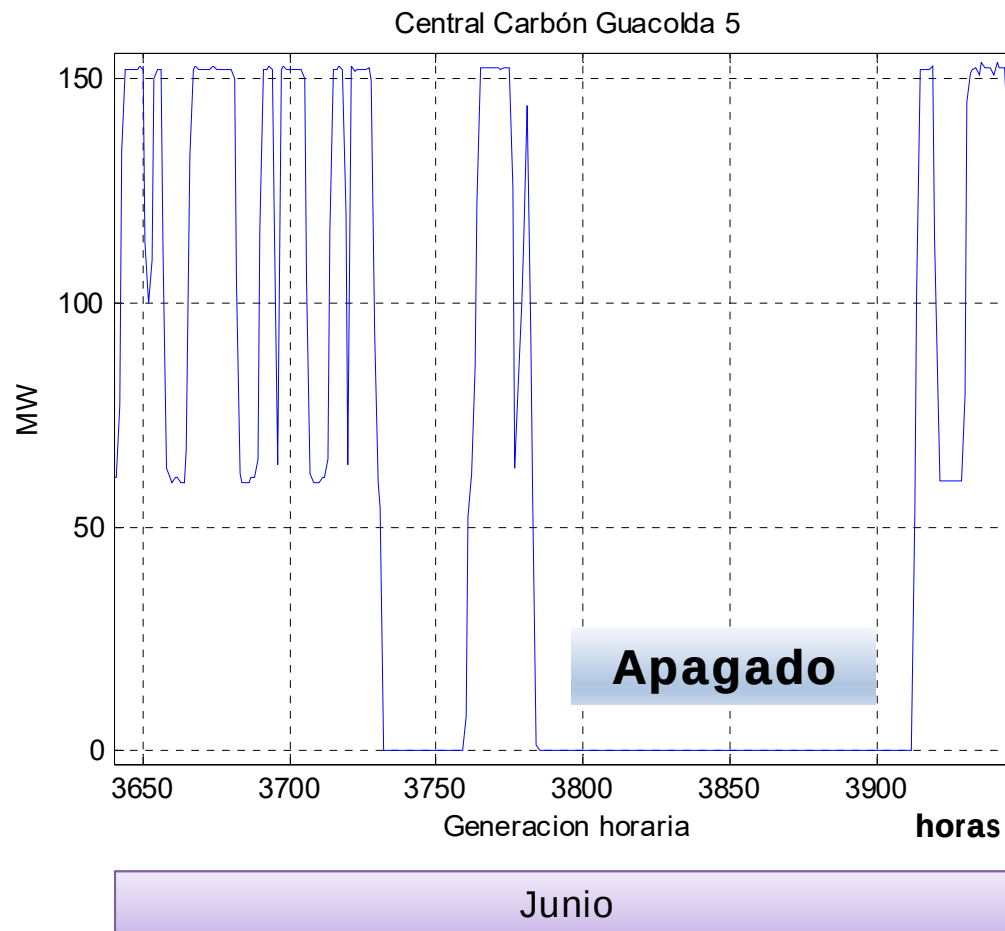


Fuente: Generación Real Horaria 2016,
<https://www.coordinadorelectrico.cl>

¿Cómo se enfrentan los nuevos requerimientos?



- Ejemplo: Guacolda 5 durante 2016 – Zoom in



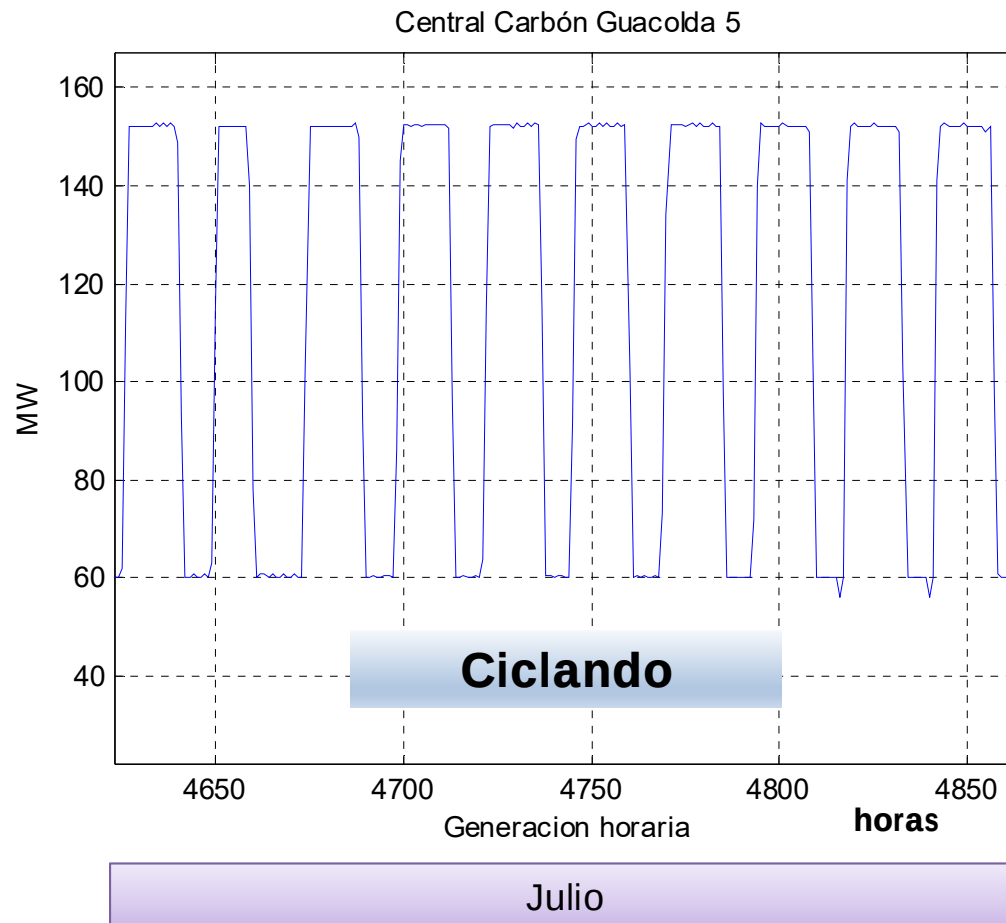
Cuantificación:

- **551** horas operando a mínimo técnico.
- **8** apagados al año.
- **68** horas de detención promedio.

¿Cómo se enfrentan los nuevos requerimientos?



- Ejemplo: Guacolda 5 durante 2016 – Zoom in



Cuantificación:

- **3088** horas a mínimo técnico.
- **344** veces ciclando (paso de ~capacidad nominal a ~mínimo técnico)
- En promedio **9** horas a mínimo técnico en cada ciclo.



- Introducción
- Requerimientos de flexibilidad
- ¿Cómo enfrenta el sistema estos requerimientos?
- **¿Cómo modelar esta nueva condición de operación?**
- Ejemplo de aplicación.

¿Cómo modelar ahora la operación?



- Tradicionalmente, los modelos de operación de largo plazo que incluyen la optimización del uso del agua (i.e., modelos de despacho hidro-térmicos), dada su complejidad, **no pueden modelar restricciones adicionales claves que condicionan la flexibilidad** del sistema.

¿Qué restricciones debiesen ser consideradas?

- Mínimo técnico
- Tasa de toma de carga.
- Tiempos mínimos de encendido.
- Tiempos mínimos de apagado.

¿Cómo modelar ahora la operación?



- ¿Cómo incluir estas restricciones en un problema horario donde las relaciones temporales entre las variables son relevantes?.

Problema entero-mixto que debe decidir que unidades encender y apagar, cuando prenderlas y cuando apagarlas (unit-commitment) y que potencia debe generar en cada una de las horas simuladas (problema de despacho).

- Para esto es posible llevar a cabo una solución aproximada en dos etapas.
 1. Despacho hidro-térmico desde donde se obtiene la **gestión del agua y su respectivo costo de oportunidad**.
 2. Problema entero-mixto que usa como datos de entrada el uso de agua para un período determinado (volumen inicial y final) y los costos de oportunidad para dicho periodo, **obteniendo el despacho horario detallado**.

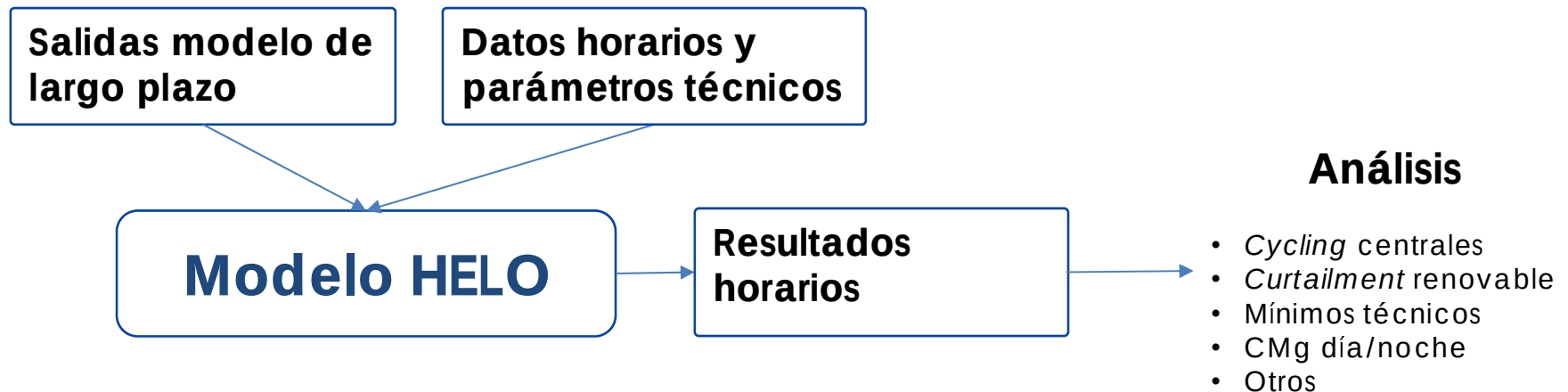
¿Cómo modelar ahora la operación?



Metodología desarrollada



¿Cómo modelar ahora la operación?



¿Qué es el Modelo HELO?

HELO (*Hourly Electric Operation*) es un modelo de programación lineal entera mixta desarrollado por Systep desde 2015.

Optimización se separa en dos etapas:

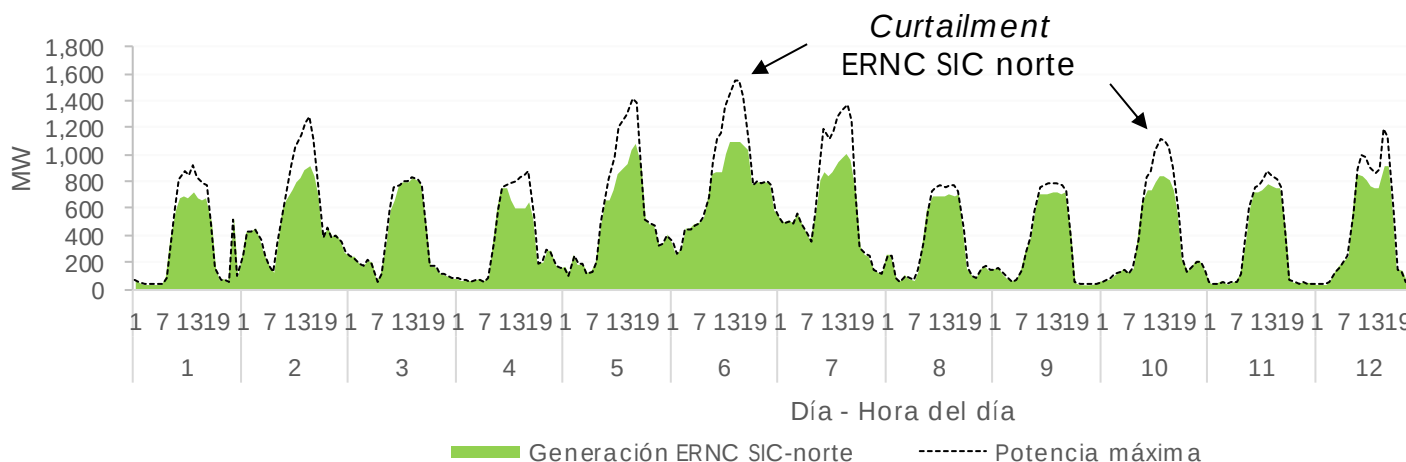
- **Etapas 1:** Obtiene el valor de las variables binarias que guían la operación de centrales térmicas mediante relajación lineal y Branch & Bound.
- **Etapas 2:** Define el problema lineal con variables binarias fijas y calcula costos marginales

Ejemplos de análisis con resultados HELO



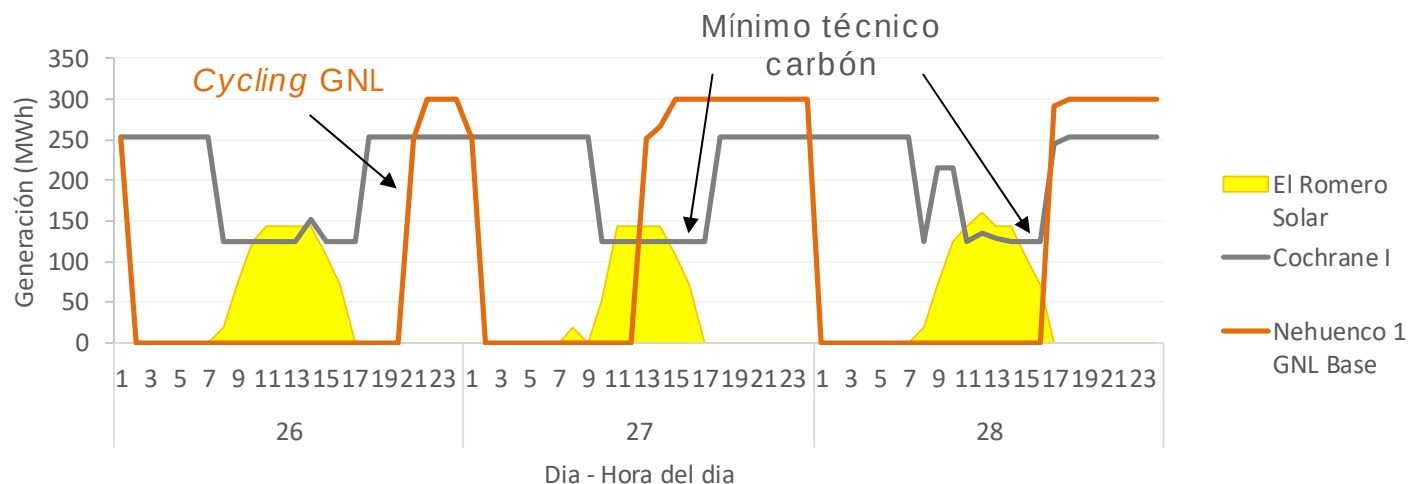
Curtailment ERNC SIC norte

Proyección realizada durante 2016 para un mes tipo



Efectos de generación solar en cycling y mínimos técnicos

Proyección a mayo de 2020 con hidrología seca



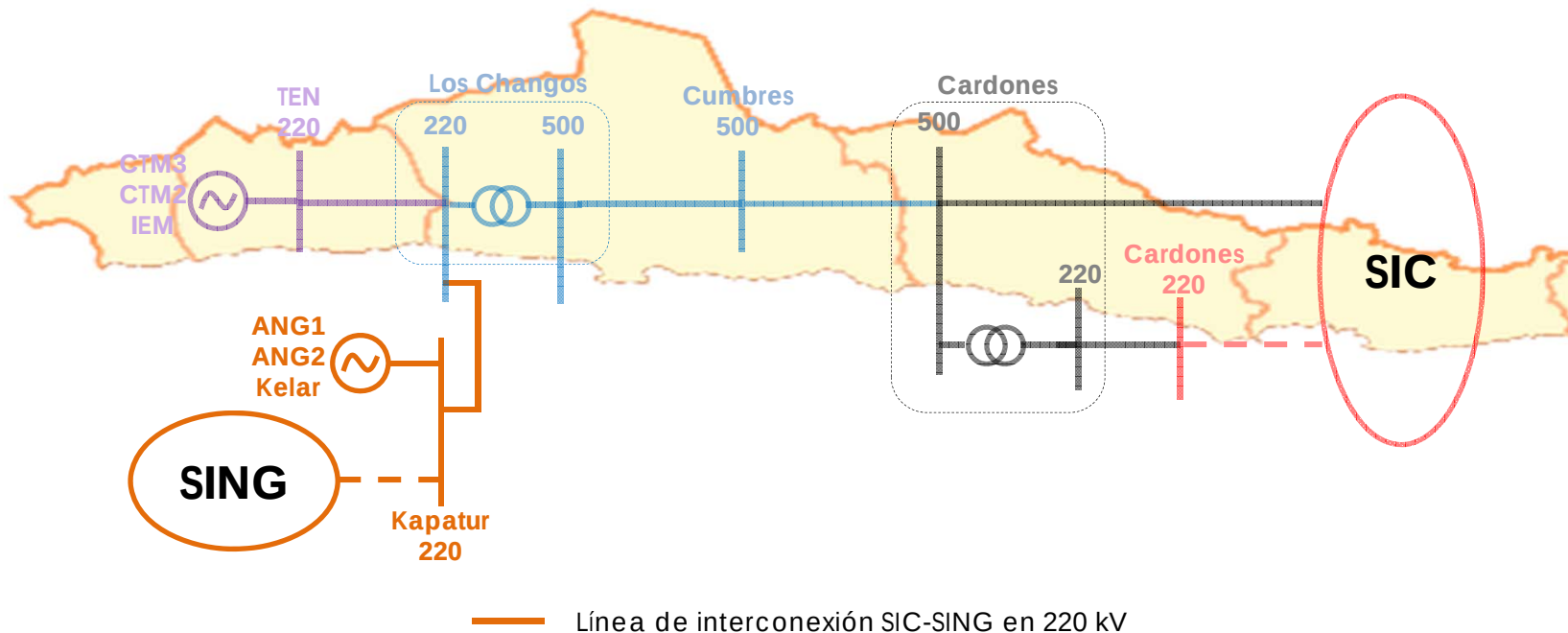


- Introducción
- Requerimientos de flexibilidad
- ¿Cómo enfrenta el sistema estos requerimientos?
- ¿Cómo modelar esta nueva condición de operación?
- **Ejemplo de aplicación**

Modelación Horaria: Caso de Estudio



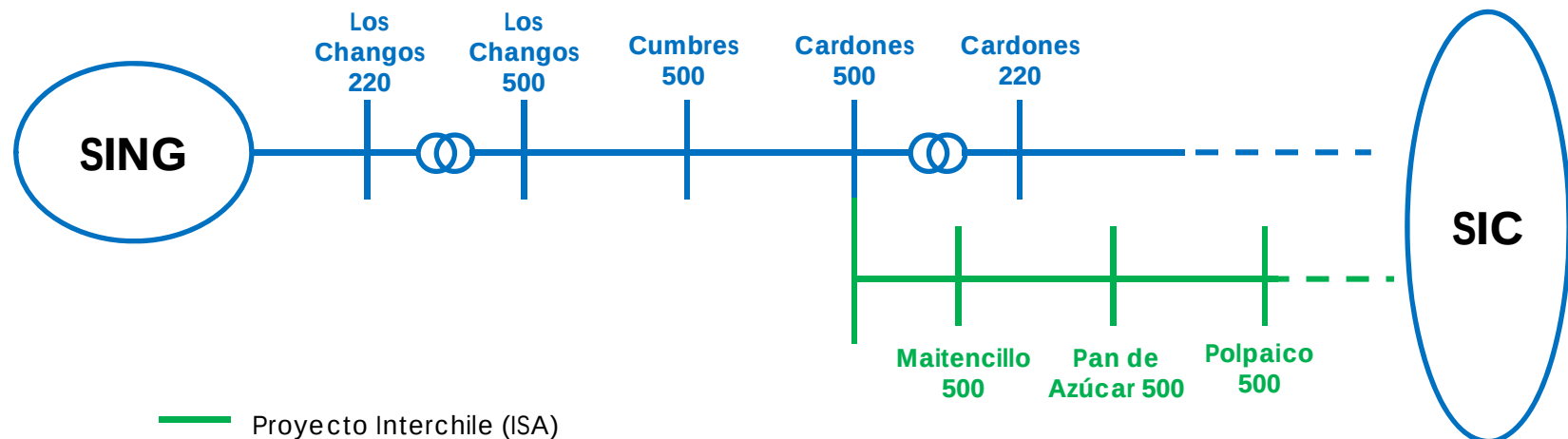
- Para mostrar el potencial de la metodología propuesta se realizará el análisis de un caso de estudio considerando la totalidad del sistema eléctrico nacional.
- **Caso de Estudio:** Interconexión SING+SIC y ampliación de la capacidad de transmisión del SIC norte.





Modelación Horaria: Caso de Estudio

- En Julio 2016 la SEC publicó las últimas concesiones de la etapa III de la línea Cardones-Polpaico 500 kV. Esta es la etapa que presenta mayor oposición de propietarios y municipios, además de constantes modificaciones en los trazados



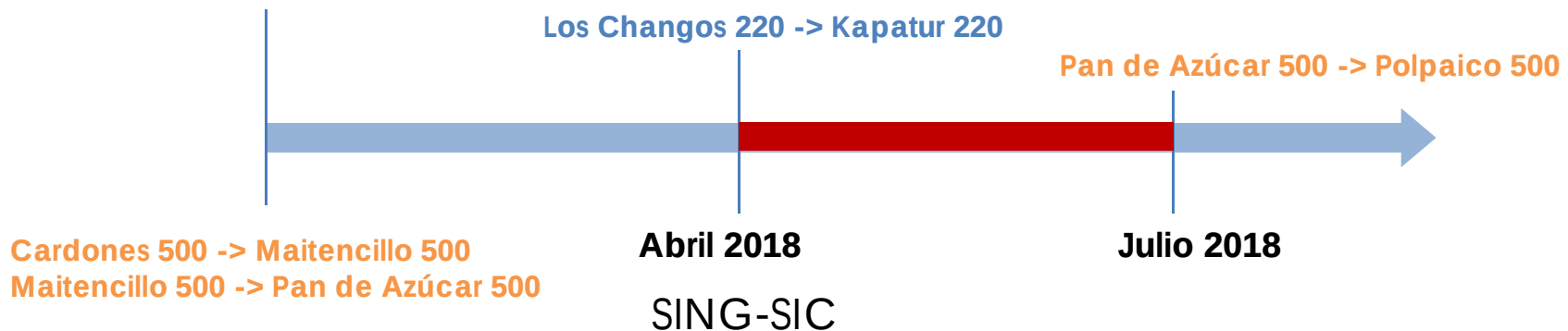
Modelación Horaria: Supuestos de Estudio



- La interconexión efectiva entre el SIC y el SING se considera, para este análisis, en **Abril de 2018** con la operación de la línea **Los Changos 220 -> Kapatur 220**.
- Para la línea de Interchile se considera la puesta en operación por tramos, simulando en **Julio 2018** la operación del último tramo, **Pan de Azúcar 500 -> Polpaico 500**. El tramo Cardones 500 – Maitencillo 500 – Pan de Azúcar 500 esta disponible a enero del 2018.
- Ejercicio teórico:** podría existir eventualmente un periodo de 3 meses en el que el SING se conecte al SIC norte mientras éste se encuentre aún desacoplado económicamente del resto del SIC.

TEN 220 -> Los Changos 220

Los Changos 220 -> Los Changos 500

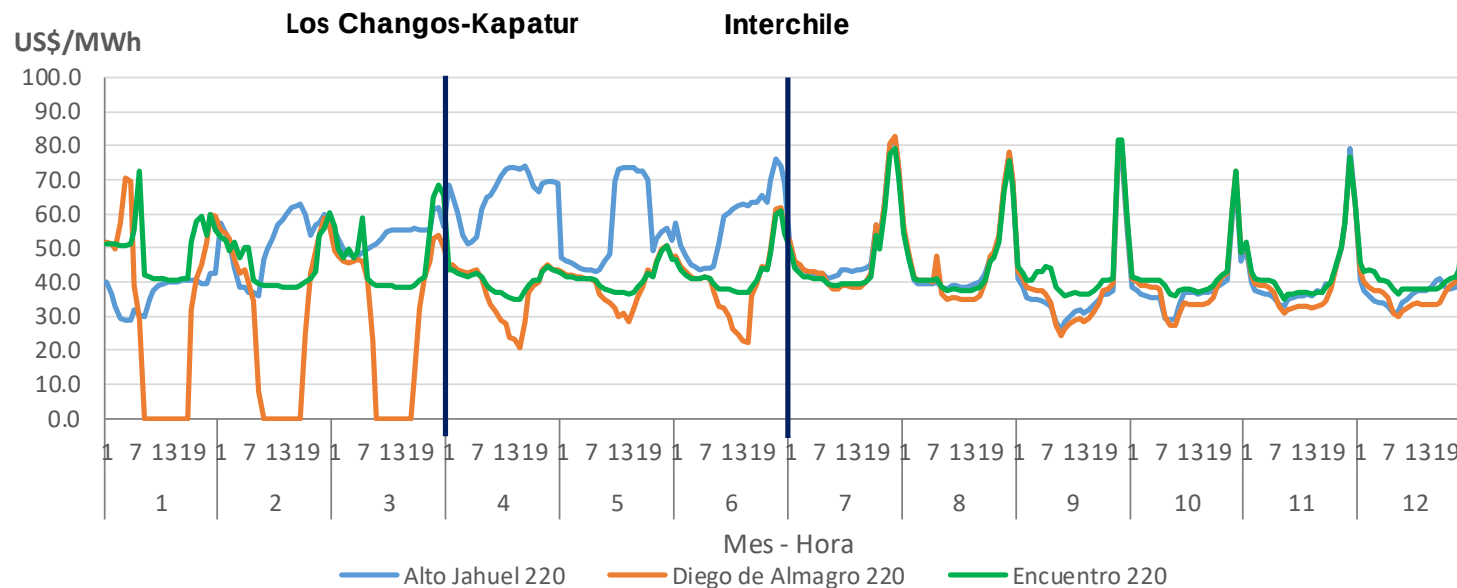


Modelo Horario y Costos Marginales



- **Promedio diario de cada mes**
- Antes de la conexión de Los Changos-Kapatur la congestión del SIC norte produce que los costos marginales lleguen a cero durante el día.
- En el periodo entre la conexión de Los Changos-Kapatur y la conexión de la línea de Interchile el SIC norte se acopla con el SING.
- Luego de la línea de Interchile el resto del SIC se acopla al SIC Norte y SING.

Promedio diario al mes

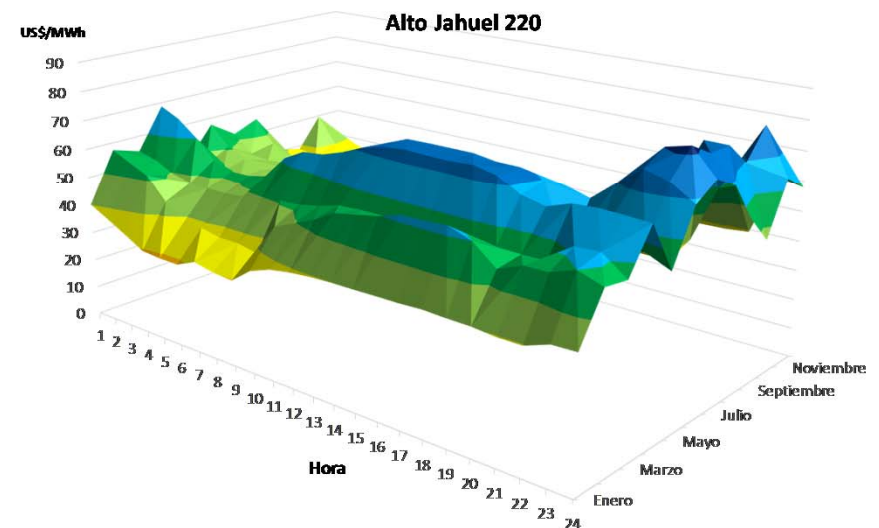
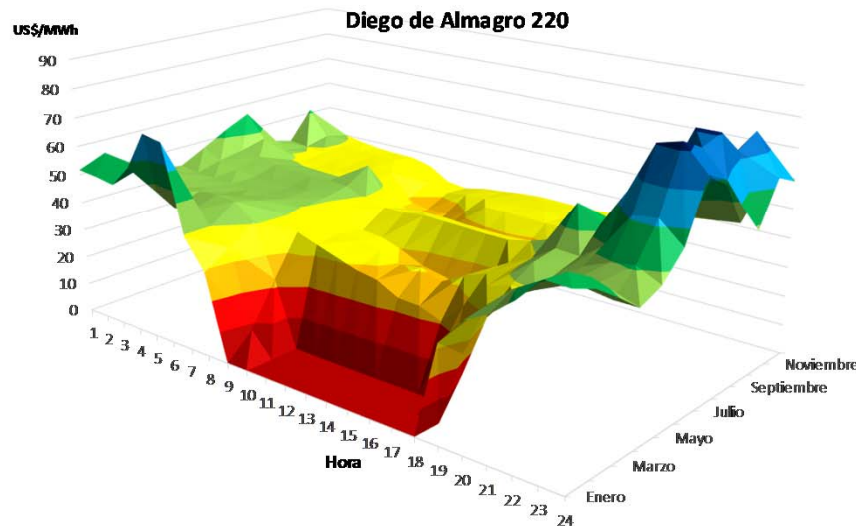
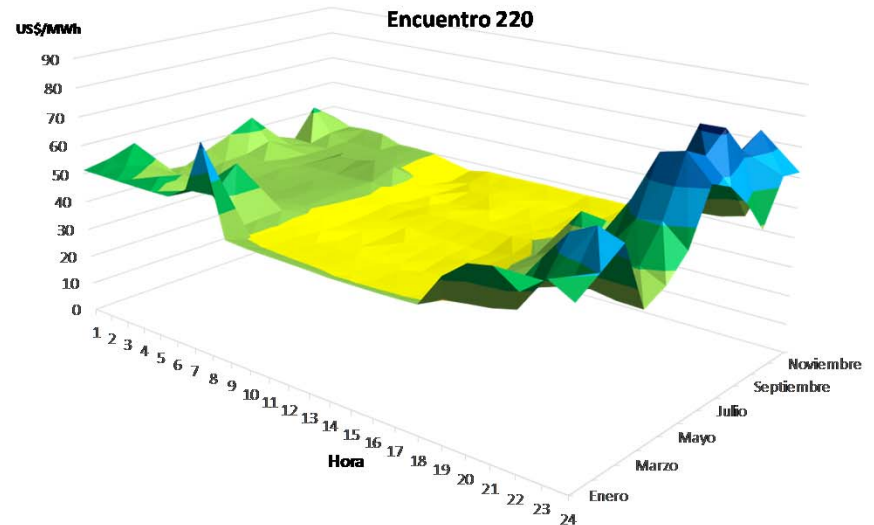


Resultados para un escenario de 46% de excedencia

Modelo Horario y Costos Marginales



- Se puede observar que en el SIC norte los costos marginales llegan a cero durante las horas de día hasta la conexión de Los Changos-Kapatur en abril de 2018, debido a que parte de la energía del SIC norte puede fluir al SING.

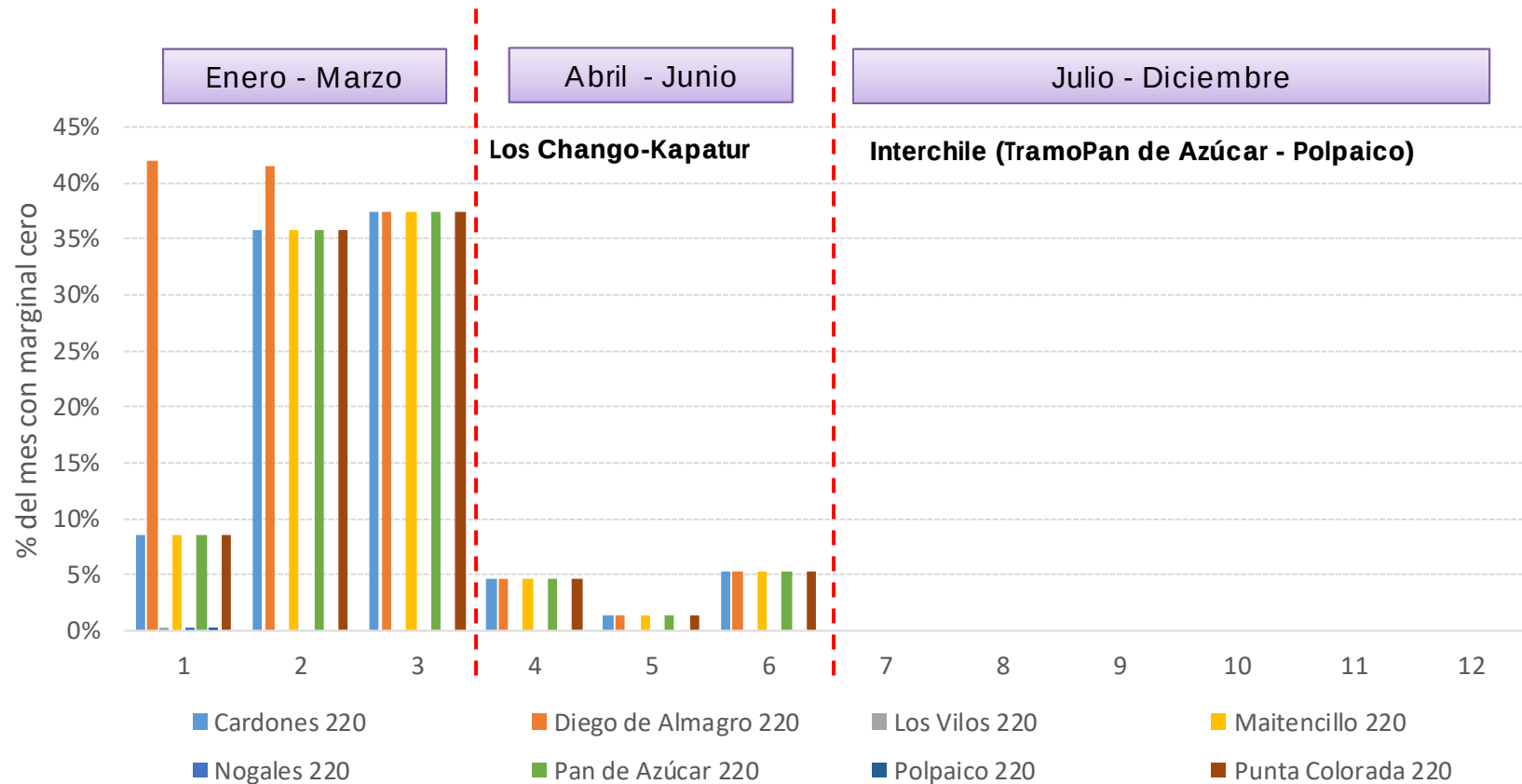


Resultados obtenidos a partir del modelo HELO para el año 2018

Modelo Horario y Costos Marginales



- Con la conexión de Los Chango-Kapatur el porcentaje de horas a costo marginal cero disminuye notablemente en el **SIC Norte**.

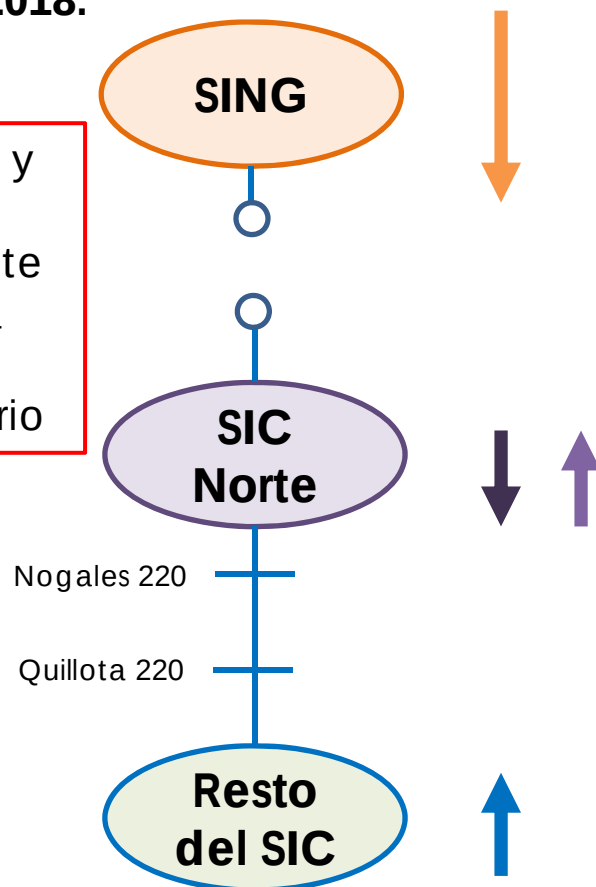


Modelo Horario y Efecto en los Flujos

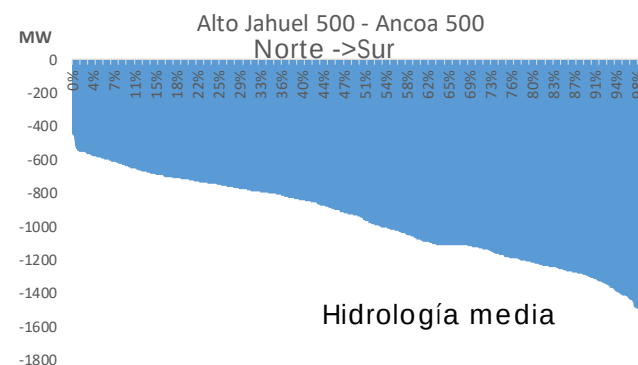
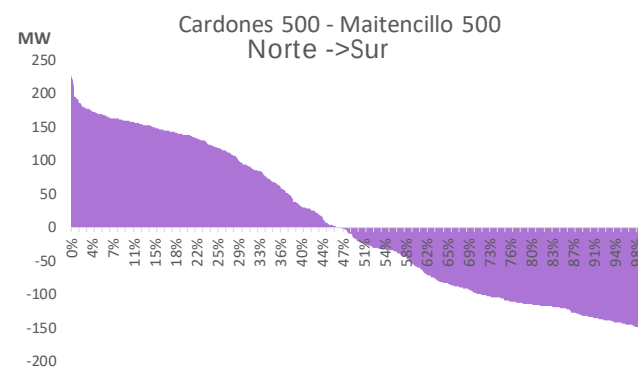
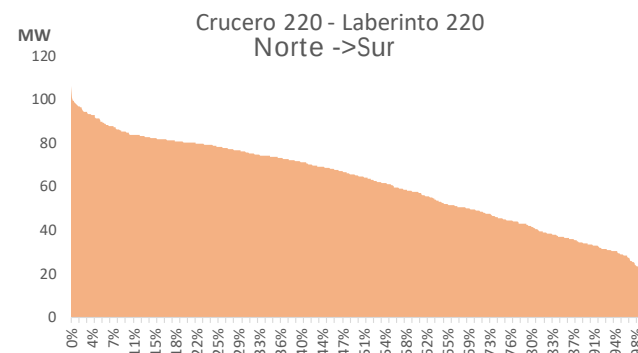


Marzo 2018:

Flujos de días y noche son correctamente modelados a través del modelo horario



Antes de Los Changos-Kapatur los flujos en el SIC norte son mayormente bidireccionales

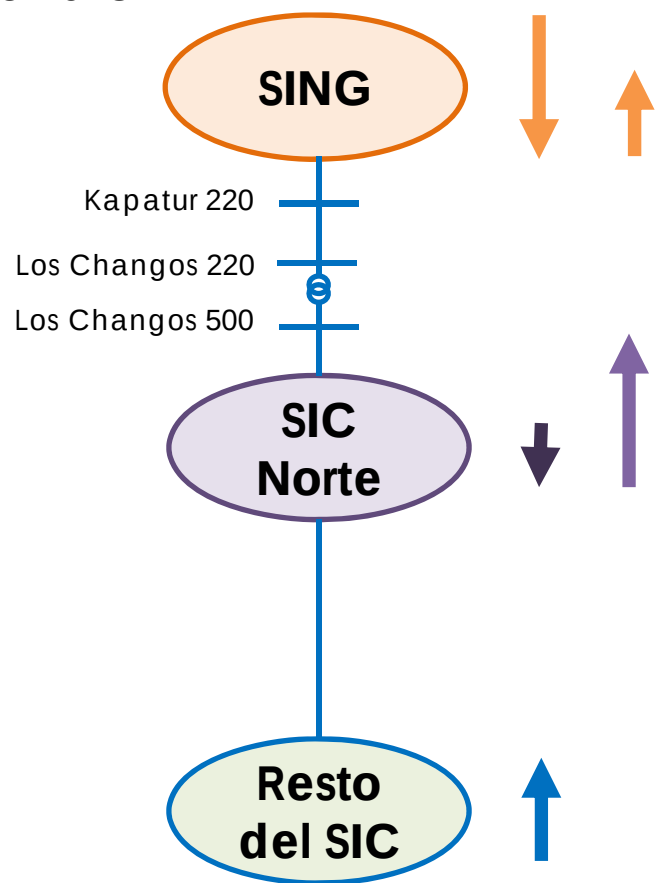


Hidrología media

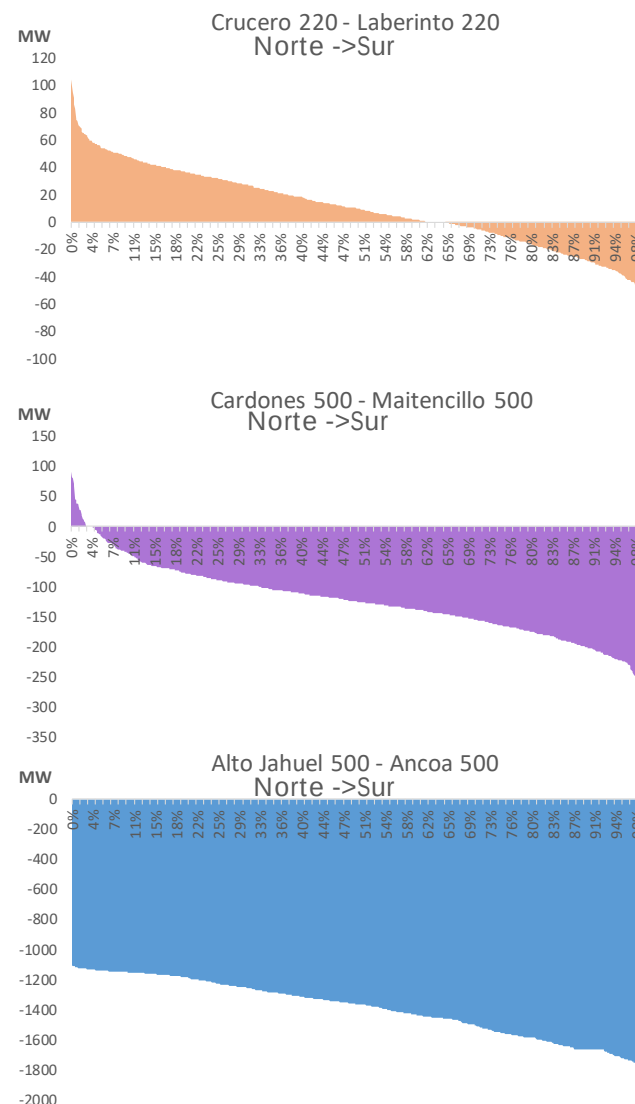


Modelo Horario y Efecto en los Flujos

Mayo 2018



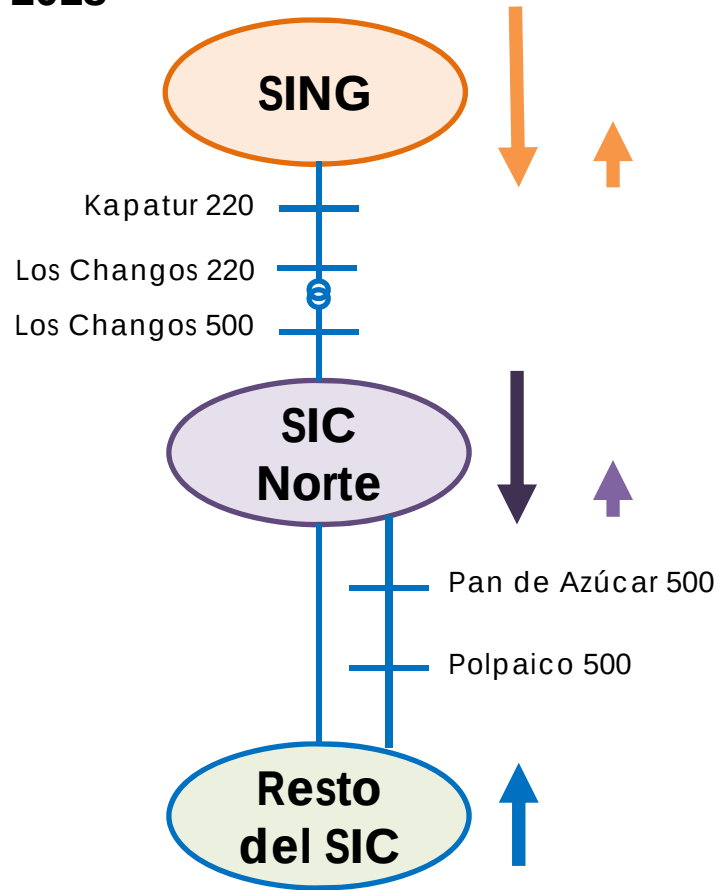
Luego de Los Chagos-Kapatur la generación del SIC norte fluye al SING



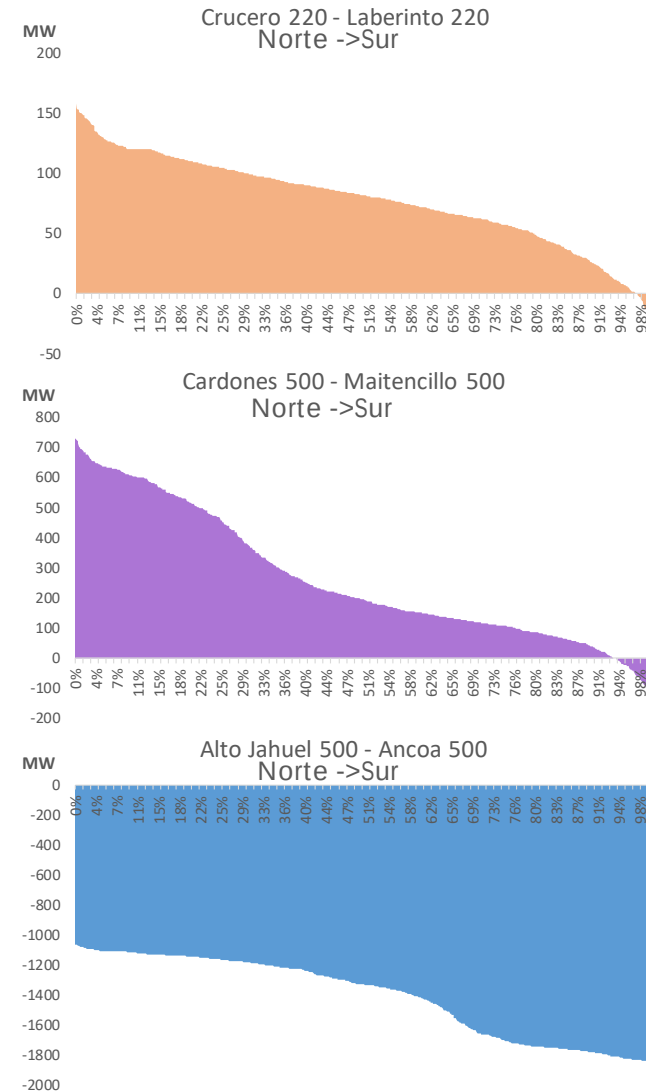
Modelo Horario y Efecto en los Flujos



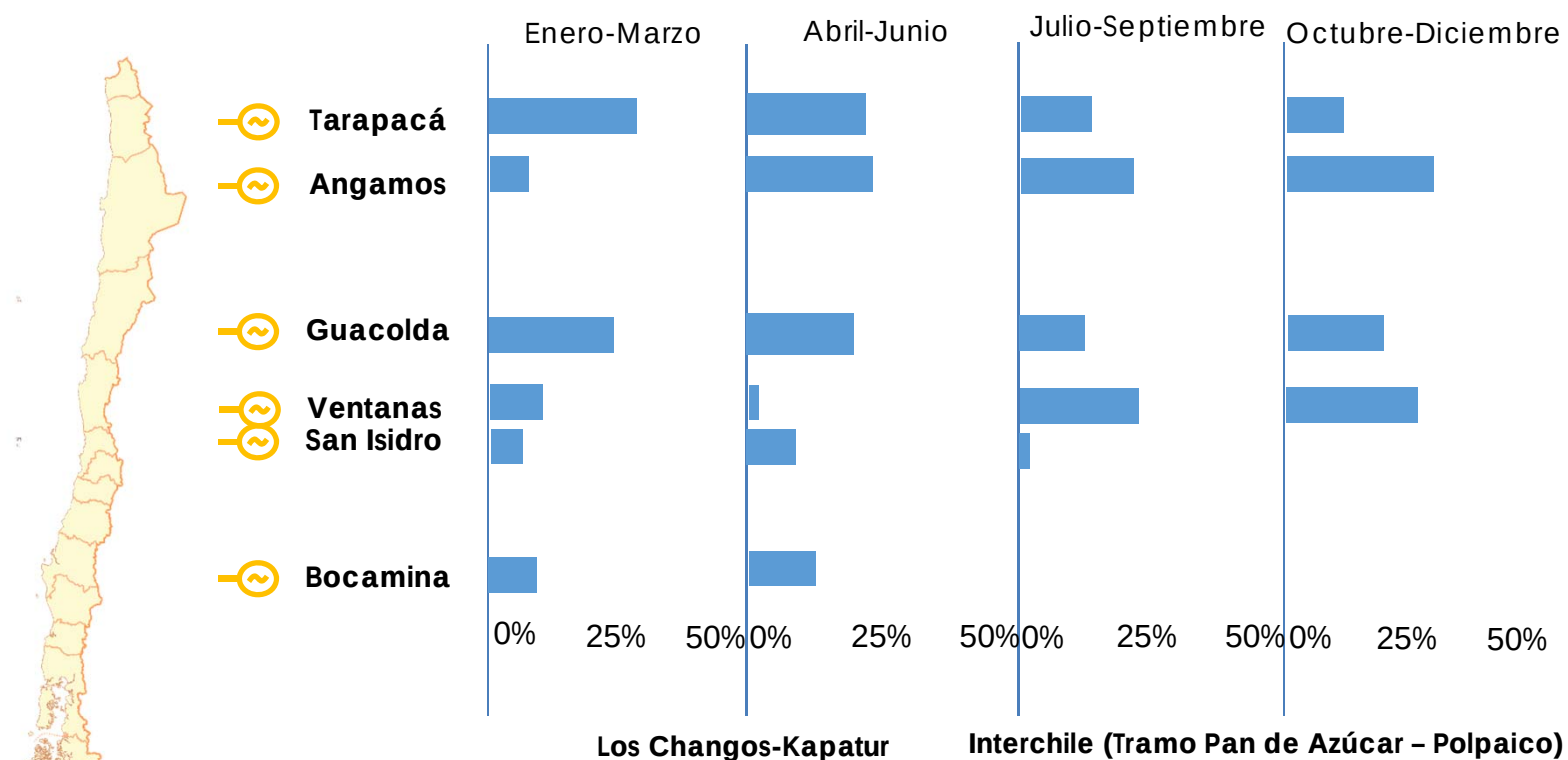
Julio 2018



Con la línea de Interchile, la generación del norte del SIC puede fluir al resto del SIC



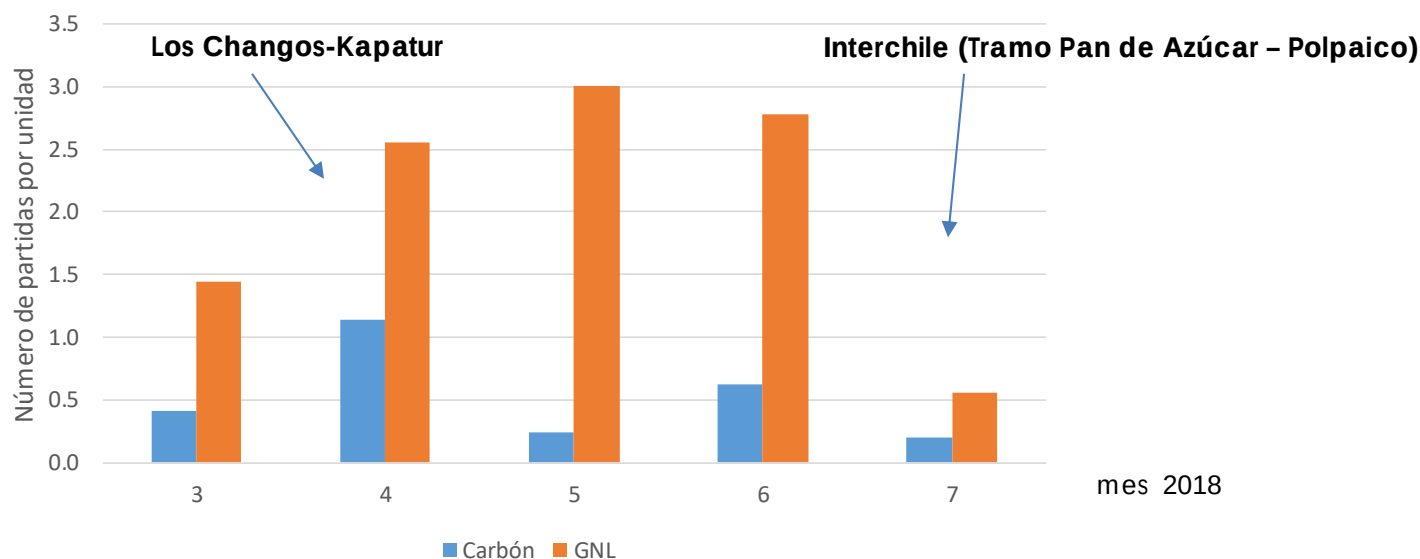
Modelo Horario y Mínimos Técnicos



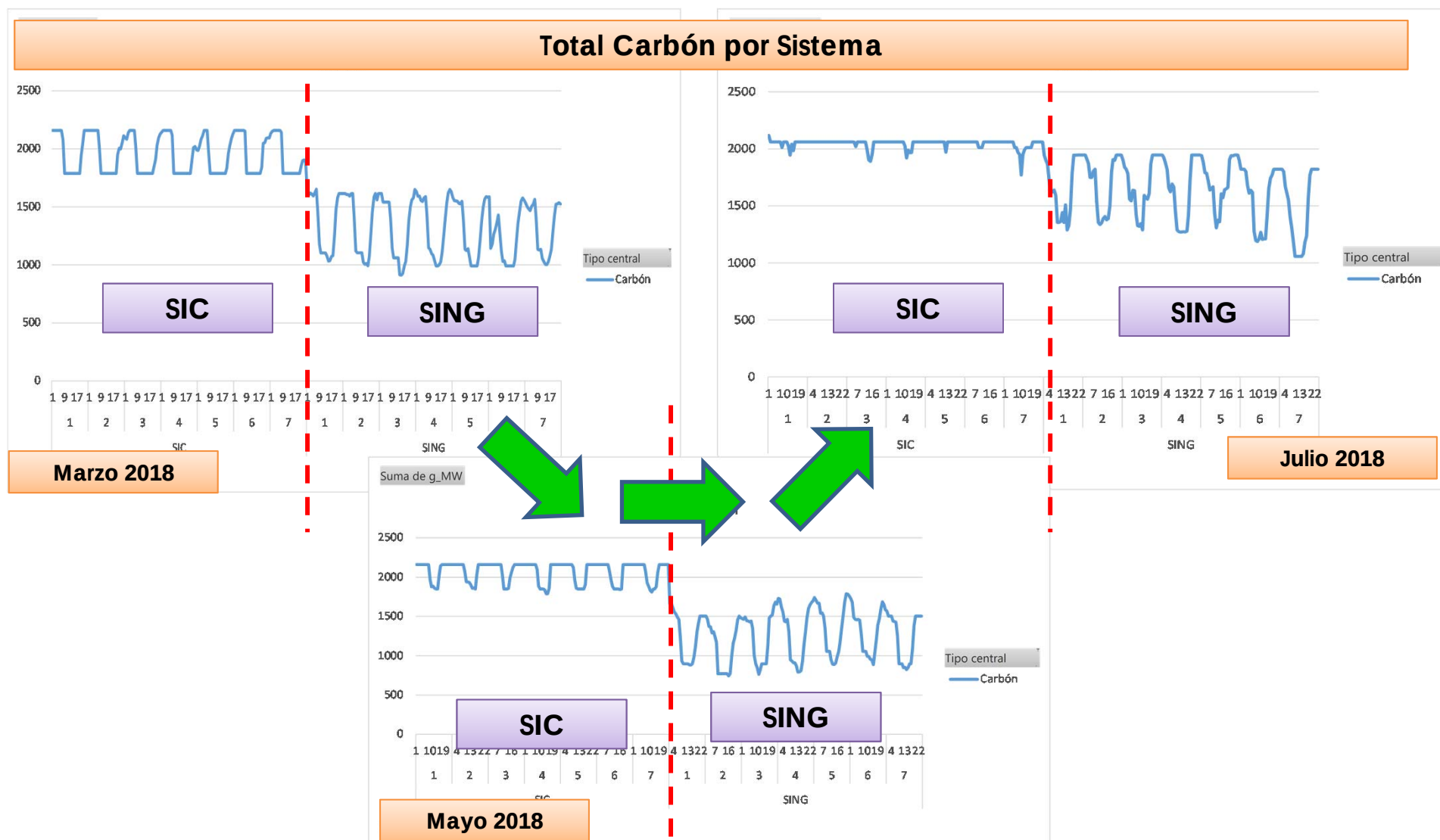
Modelo Horario y Encendidos/Apagados



- Durante el periodo intermedio entre la conexión de Los Chagos-Kapatur y la línea de Interchile se puede notar un aumento del número de partidas por unidad GNL, debido principalmente al aumento de flujo de energía proveniente de fuentes intermitentes desde el SIC norte al SING.



Modelo Horario y Visualización del cycling





- El constante **aumento de inyecciones de energías renovables intermitentes en nuestro sistema conlleva a desafíos en la operación técnica del resto del parque**, en particular a las plantas térmicas cuyos procesos de combustión no le dan la misma flexibilidad que las centrales de embalse.
- Para entender los efectos en el largo plazo de la adopción de generación intermitente se requiere de modelos capaces de resolver problemas de gran tamaño, incorporando las restricciones necesarias para **modelar la flexibilidad** de las unidades de generación.
- Dada la relación temporal asociado a los tiempos mínimos de operación y las tasas de toma de carga, es fundamental que la modelación horaria considere la **dependencia temporal** de las decisiones tomadas.
- El nuevo paradigma requiere de nuevos modelos y nos debemos preparar para ello.

Comentarios finales – Caso de Estudio



- Antes de la conexión de Los Chagos-Kapatur la congestión del SIC norte produce que los costos marginales lleguen a cero durante el día en esta zona y que la flexibilidad requerida sea otorgada por las unidades térmicas de dicha zona.
- Luego de la conexión de Los Chagos-Kapatur, el SIC norte se acopla al SING (en términos de CMg), y **los requerimientos de flexibilidad se comparten entre el SIC norte y el SING.**
- Luego de la conexión de Interchile, los flujos del SIC norte se dirigen principalmente al sur, permitiendo la disminución de los marginales en el resto del SIC y compartiendo **los requerimientos de flexibilidad entre todo el sistema.**

Flexibilidad: Desde la operación real a la modelación

Hugh Rudnick, Alejandro Navarro Espinosa
Fernanda Ávila



31 de Mayo de 2017

Contacto



Más información sobre el sector energía



[Estadísticas](#)



[Presentaciones](#)



[Publicaciones](#)



[Reportes](#)

Don Carlos #2939 Of. 1007,
Las Condes Santiago, Chile
Teléfono: +56-2-2232 0510
systep@systep.cl

