



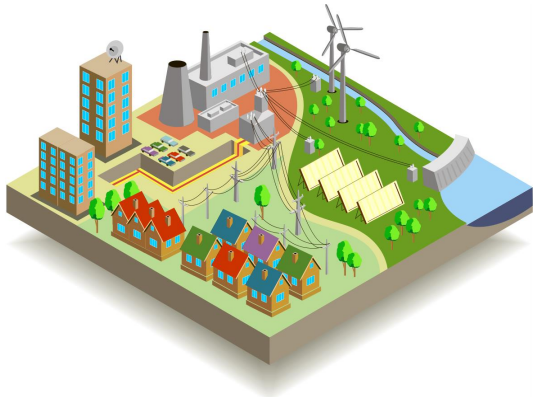
PLP v2.0

Programación de largo plazo de sistemas hidroeléctricos

SEMINARIO

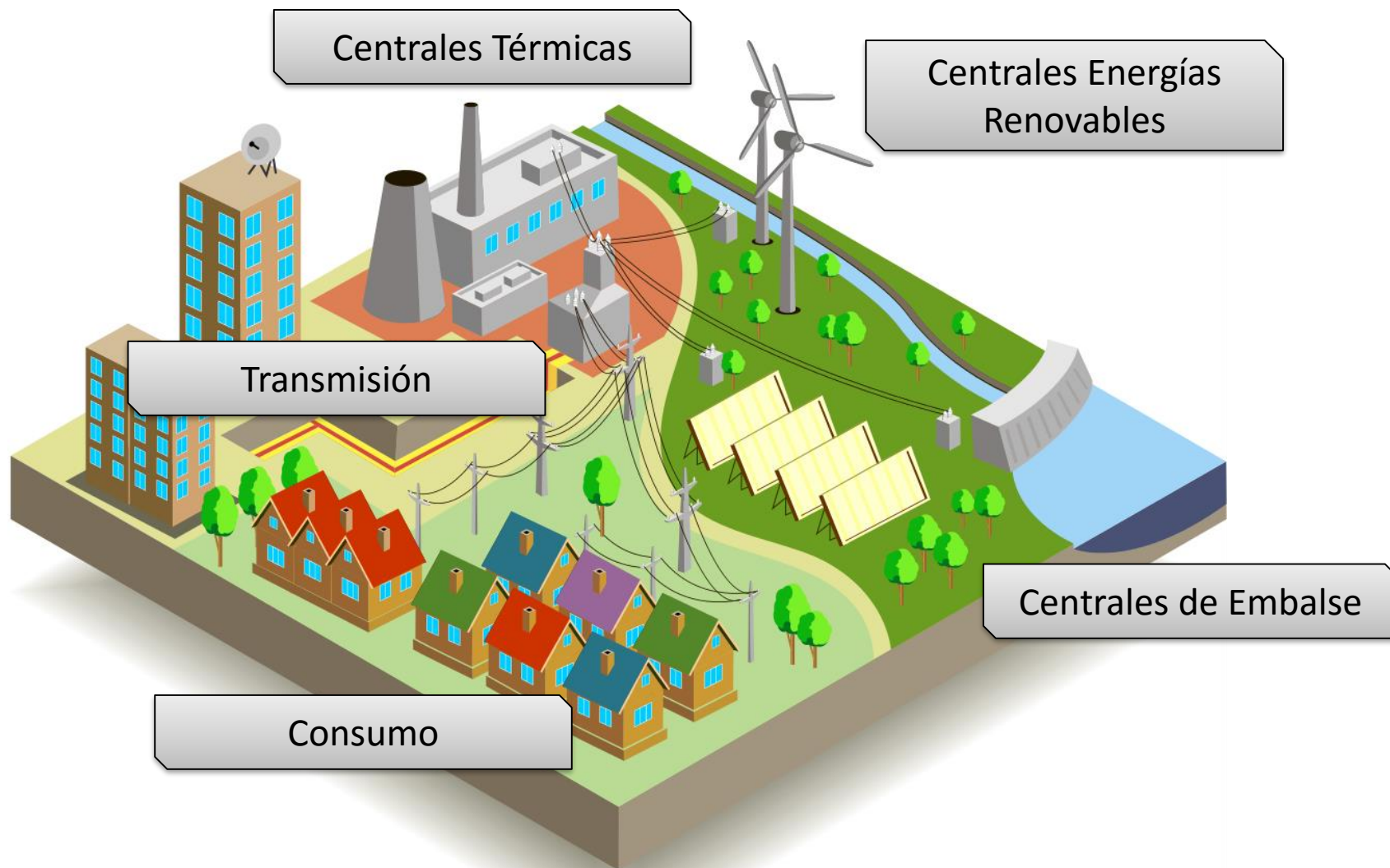
DESAFÍOS TÉCNICOS PARA EL NUEVO SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Agenda

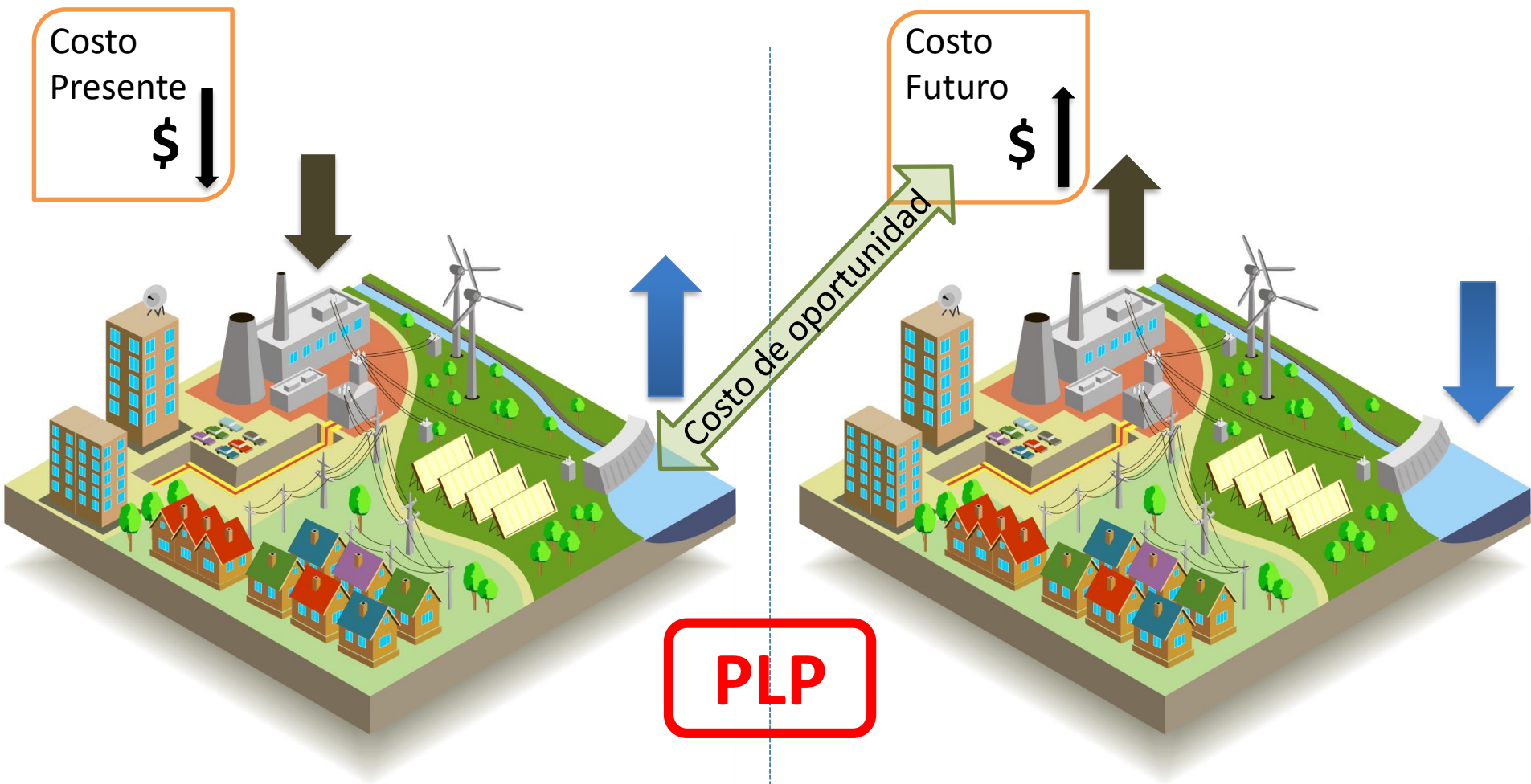


Introducción
Modelo PLP
Caso de Estudio
Apertura y Comercialización
Trabajos Presentes y Futuros
Conclusiones





Balance óptimo entre el costo presente y el costo futuro de operar el sistema





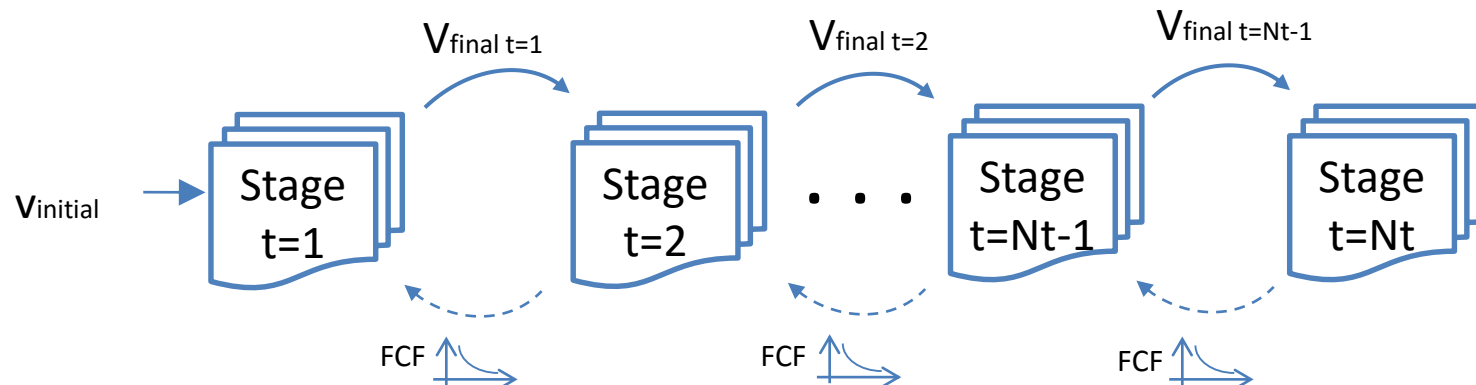
Modelo PLP

Origen

- Desarrollado originalmente por Colbún en la década del 2000.
- Basado en el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming).
- Internaliza restricciones propias del sistema chileno.
- Utilizado por el CDEC-SIC por más de una década

Limitaciones PLP v1.0

- Limitado en número de elementos, ejecución serial.
- Uso de penalizadores y afluentes ficticios.



Desarrollos Centro de Energía de PLP v2.0

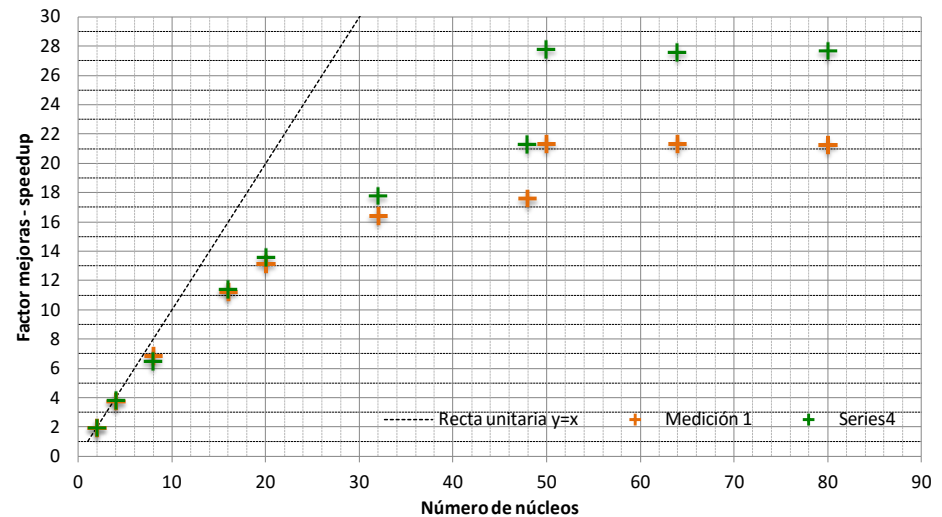
- Estructura etapa-bloque, con **número variable de bloques** por etapa.
- **Estabilidad numérica**, para una convergencia más rápida y consistente, permite usar paralelismo y distintos “solvers” (CPLEX, Gurobi, CLP).
- **Ejecución en paralelo**, utilizando todos los núcleos del servidor.
- **Modelo hídrico extendido**, con filtraciones, rendimientos, extracciones, rebalses.
- **Cortes de factibilidad y optimalidad**, no necesita penalizaciones arbitrarias.
- Nueva implementación de los convenios de riego Maule y Laja
- Modelo **abierto** y **auditable**, código fuente disponible y generación de LPs.
- Modelaciones adicionales, GNL *Take or Pay*.

Uso de múltiples núcleos para ejecutar el PLP

PLP permite **utilizar múltiples CPUs** para distintas fases de la ejecución; inicialización, fase primal, fase dual y escritura de resultados.

Se pueden usar tantas CPUs como simulaciones/hidrologías tenga el problema (+55) pudiendo alcanzar una **reducción de hasta ~30x**.

Los resultados son **iguales e independientes** del número de núcleos.



El caso de cuatro años de Chile se puede resolver en 12 minutos, antes 4 horas.

El caso uninodal UPME de 15 años de Colombia demora 35 minutos..

Además PLP soporta diferentes motores de optimización: Cplex, Gurobi y Clp

Ecuaciones del modelo disponibles

Una gran barrera que se enfrenta al utilizar un coordinador de largo plazo disponible en el mercado es la falta de transparencia de los modelos que subyacen.

El software viene acompañado de documentación y se establece la posibilidad de imprimir los LPs y así poder cotejar que los fenómenos modelados están representados adecuadamente en el software.

Además el código fuente está disponible desde este año para todos los coordinados del sistema nacional

A.2 Función objetivo propuesta.

El modelo propuesto del PLP resuelve la siguiente función objetivo:

$$\min \phi = FD_t \sum_{b=1}^{NBL_t} \left[\sum_{i=NTH+1}^{N_{TC}} CG_{it} \cdot H_{ib} \cdot g_{ib} + CL \cdot FT \sum_{l=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_T} (f_{lkb}^+ + f_{lkb}^-) + \right. \\ \left. PRP \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_E} r p_{v_{ib}} \right) + PAF \sum_{i=1}^{N_E} a_{f_{ib}} \right] + PVRV \cdot vrv_t \\ + PQHR \cdot qhr_t + PQH \cdot \sum_{i=1}^{N_E+N_S} qh_{R_{it}} + PVUN \cdot vun_t + PEAN \cdot qean_t \\ + \sum_{h=1}^{N_{H(t+1)}} PB_{h(t+1)} \cdot \theta_{ht}$$

A.3 Restricciones modelo general

La función objetivo está sujeta a las siguientes restricciones:

Balance nodal (una igualdad por barra y por bloque)

$$\sum_{i=1}^{N_{TC}} A_{mi} \cdot g_{ib} + \sum_{n=1}^{N_B} \sum_{l=1}^{N_L} LB_{lmn} \left[\sum_{k=1}^{N_T} (f_{lkb}^+ - f_{lkb}^-) - \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{max_l}}{N_T} \cdot \frac{R_l}{V_{nom_l}^2} \cdot (2k-1)(f_{lkb}^+ + f_{lkb}^-) \right] \\ = P_{mtb} \quad \forall m \in \{1, \dots, N_B\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BL_t}\}$$

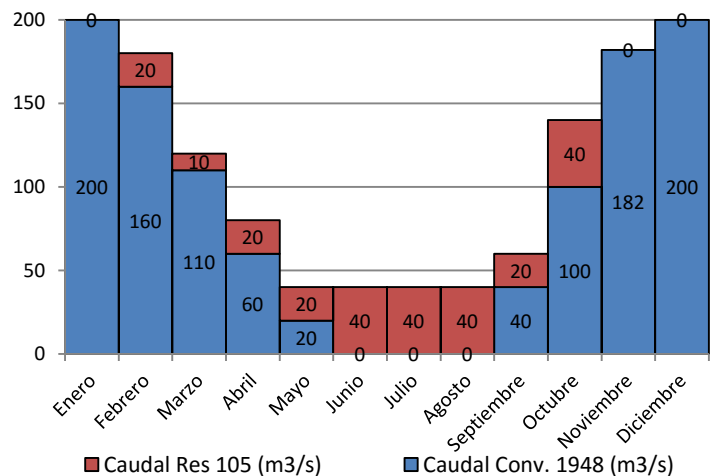
Balance flujo DC (una igualdad por línea y por bloque)

$$\sum_{t=1}^{N_T} f_{lkb}^+ - \sum_{t=1}^{N_T} f_{lkb}^- - \left[\frac{\sum_{m=1}^{N_B} \sum_{n=1}^{N_B} [LB_{lmn} (\theta_{nb} - \theta_{mb})]}{(X_l / V_{nom_l}^2)} \right] = 0 \\ \forall l \in \{1, \dots, N_L\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BL_t}\}$$

```
c5:  g256 + g423 + g424 + g425 + g426 + 0.998952169421488 l4fp1
      + 0.996856508264463 l4fp2 + 0.994760847107438 l4fp3
      - 1.00104783057851 l4fn1 - 1.00314349173554 l4fn2
      - 1.00523915289256 l4fn3 + 0.970719228650138 l5fp1
      + 0.912157685950413 l5fp2 + 0.853596143250689 l5fp3
      - 1.02928077134986 l5fn1 - 1.08784231404959 l5fn2
      - 1.14640385674931 l5fn3 = 76.75
```

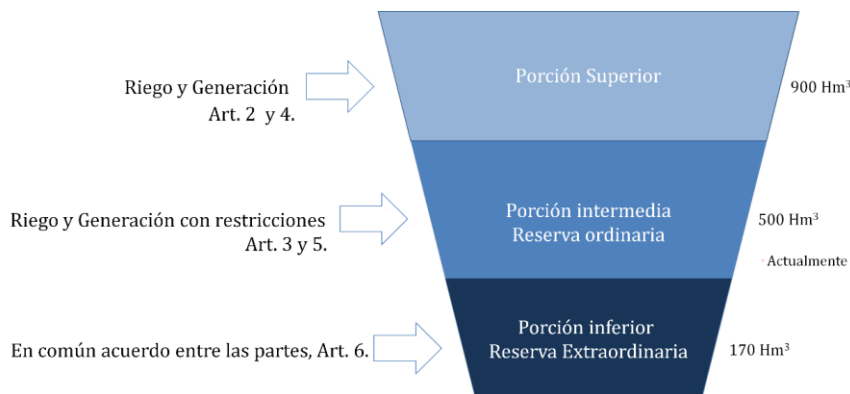
$b \in \{1, \dots, N_{BL_t}\}$

Ejemplo: en el convenio del Maule, se modelan las extracciones las lagunas del Maule y de la Invernada. Se hacen balances de riego para el convenio del Maule como para la resolución 105.

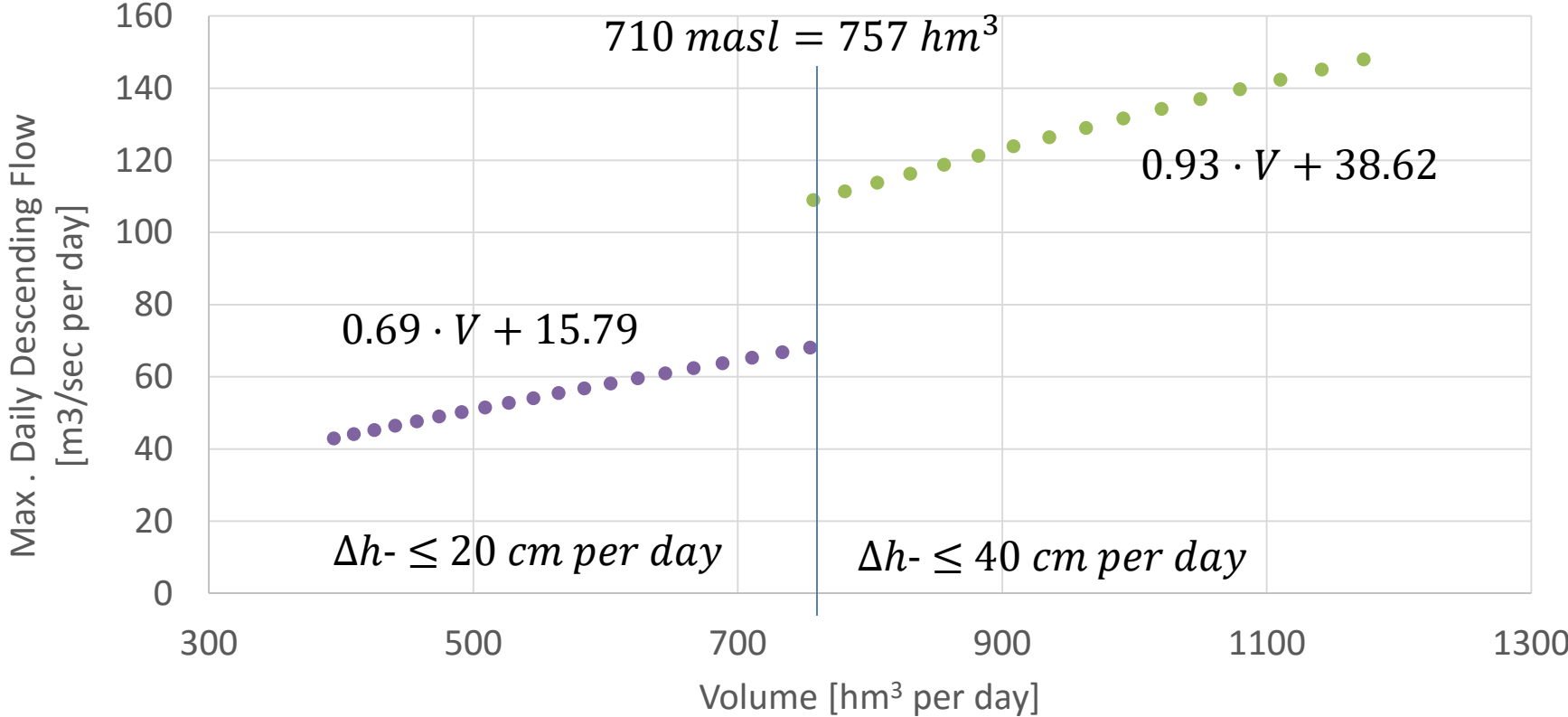


Características del modelo:

- Gastos máximos de riego y para generación eléctrica
- Separación de extracciones para generación de extracciones para riego en variables distintas
- Opciones de simultaneidad de extracciones riego-generación
- Contadores de derechos y gastos por temporada, mensuales y anuales
- Balance de aguas en Armerillo y retiros de resolución 105.
- Opción para uso de economías de la Invernada para extracciones del Maule
- Limitaciones en porciones superior – Intermedia (reserva ordinaria) de laguna del Maule con variables y restricciones al uso de derechos dependiendo del colchón
- Restricción de embalsar en la Invernada cuando Maule se encuentra en reserva ordinaria



Restricción de Seguridad de Ralco



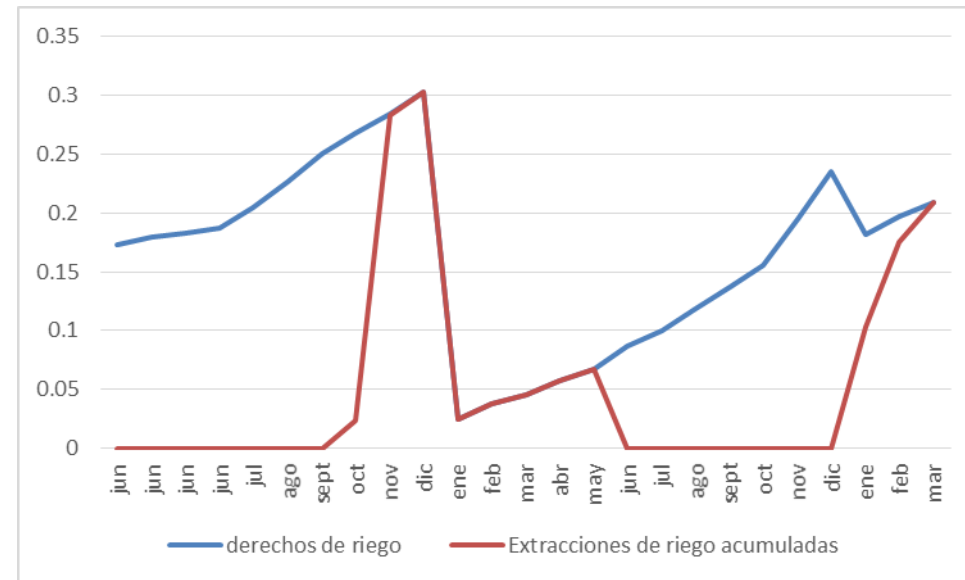
La restricción de seguridad de rRalco para prevenir derrumbes es modelada como una limitante al caudal de retiro diario en función del volumen final.

Camino alternativo para el tratamiento de las infactibilidades

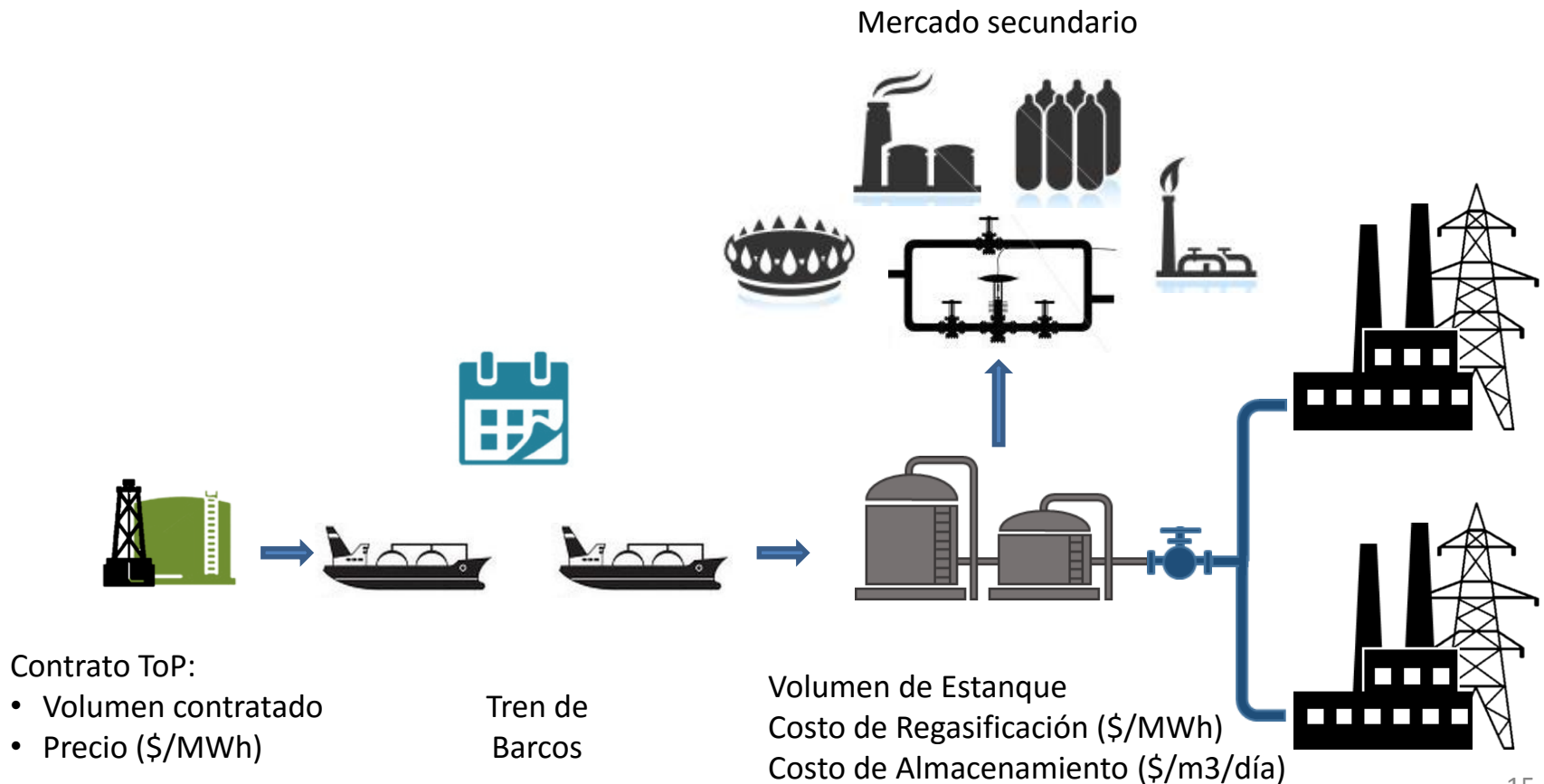
En el modelo de convenios de riego, existen variables que representan Derechos y Gastos acumulados dentro del horizonte.

Para hidrologías secas, puede producirse una infactibilidad relacionada con la falta de derechos de riego en una etapa particular. A través de los cortes de factibilidad es posible pasar esta información a la optimización de las etapas anteriores para así restringir el uso del agua y contar con él en etapas posteriores, sin uso de penalizaciones arbitrarias.

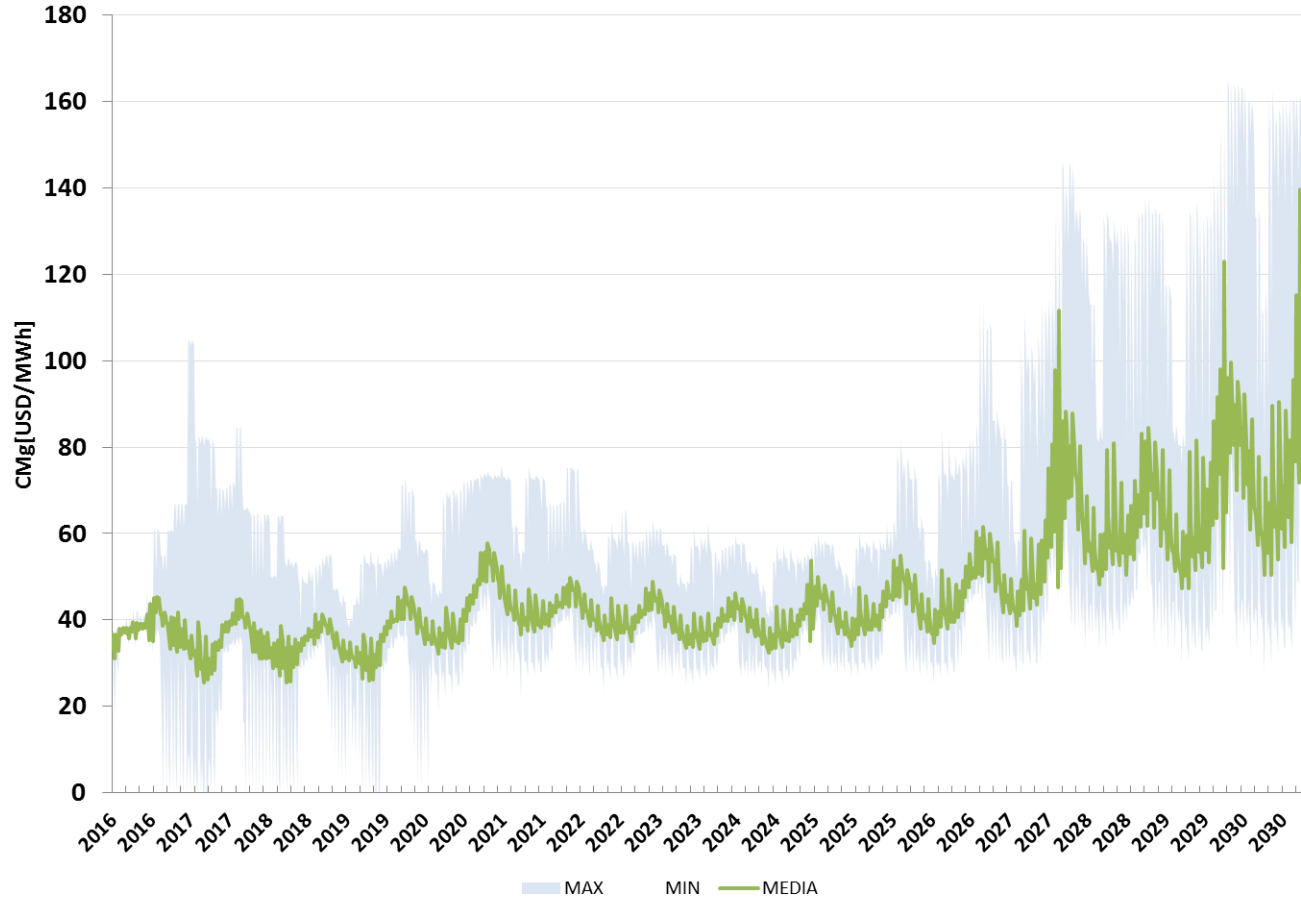
Los cortes de factibilidad son igualmente importantes para la modelación de las filtraciones y otras restricciones del sistema hídrico.



Bajo mandato de la Comisión Nacional de Electricidad, se implementó la existencia y gestión de la infraestructura GNL y los contratos *take or pay*.



CMg Alto Jahuel Largo Plazo



SIC-SING reducido:

15 Años

6 Bloques mensuales Dia&Noche

1116 Bloques

499 Centrales

29 Barras

38 Líneas

9 Embalses

55 Hidrologías

Tpo.Resolución: 1hr.

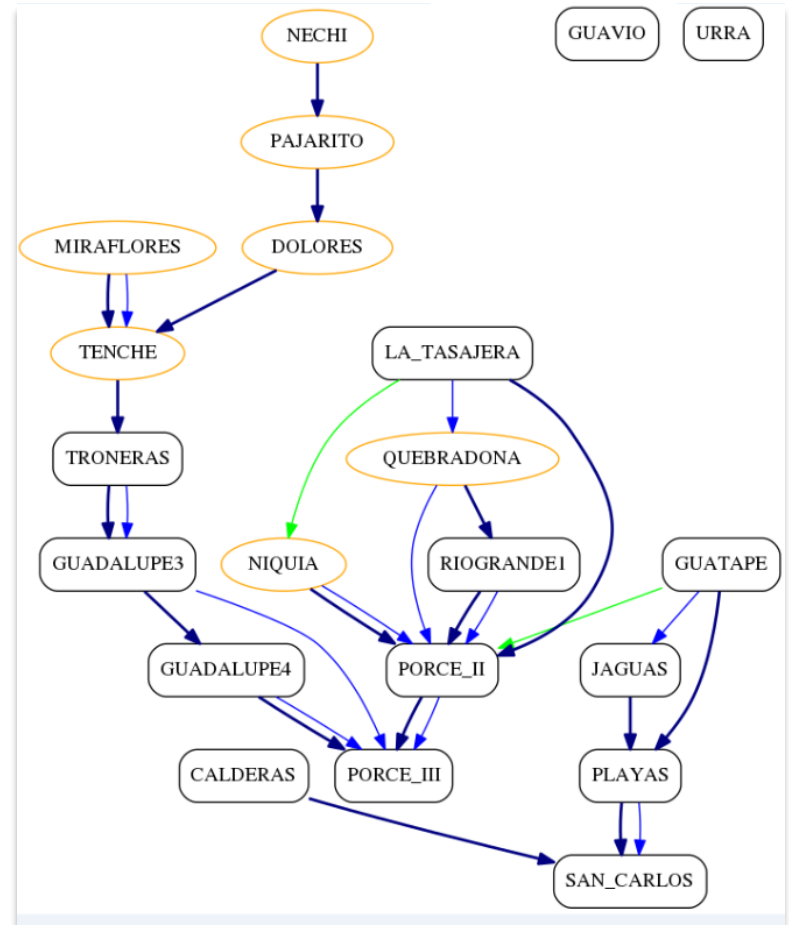
Con Cortes de Factibilidad

habilitados



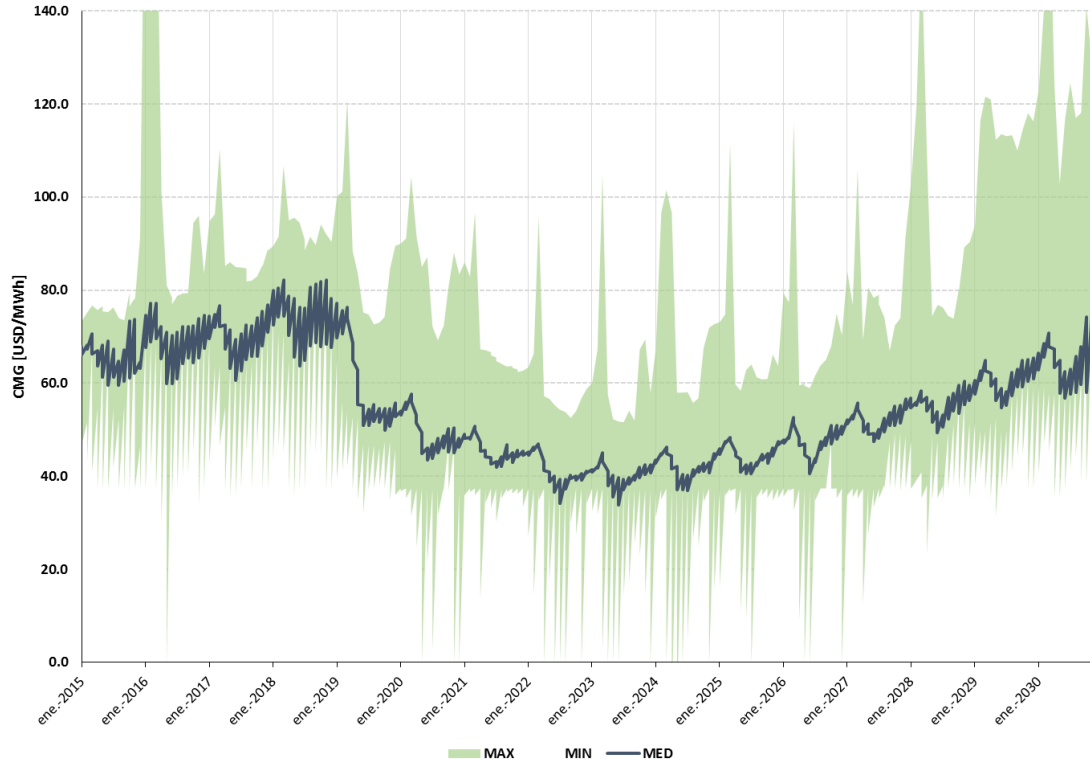
PLP Caso de Estudio: Colombia

- Base UPME “Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029”.
- Etapas mensuales de cinco bloques de demanda hasta el año 2030: 192 etapas.
- Sistema uninodal con 994 uni y 29 emb.
- 40 hidrologías, 40 aperturas y 35 iter.
- Modelo de rebalse para los embalses, filtraciones y rendimientos variables.
- Restricciones de generación grupales a través de centrales equivalentes.
- La falla eléctrica se modela con dos niveles.



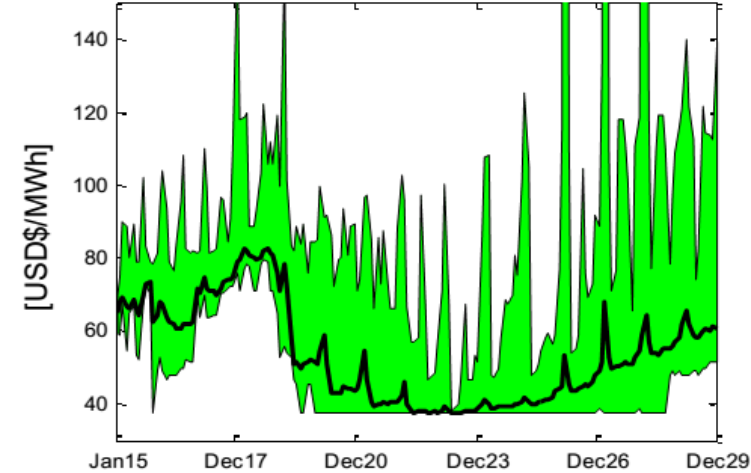
Modelo PLP Base UPME Uninodal:

Proyección Costo Marginal Caso Uninodal



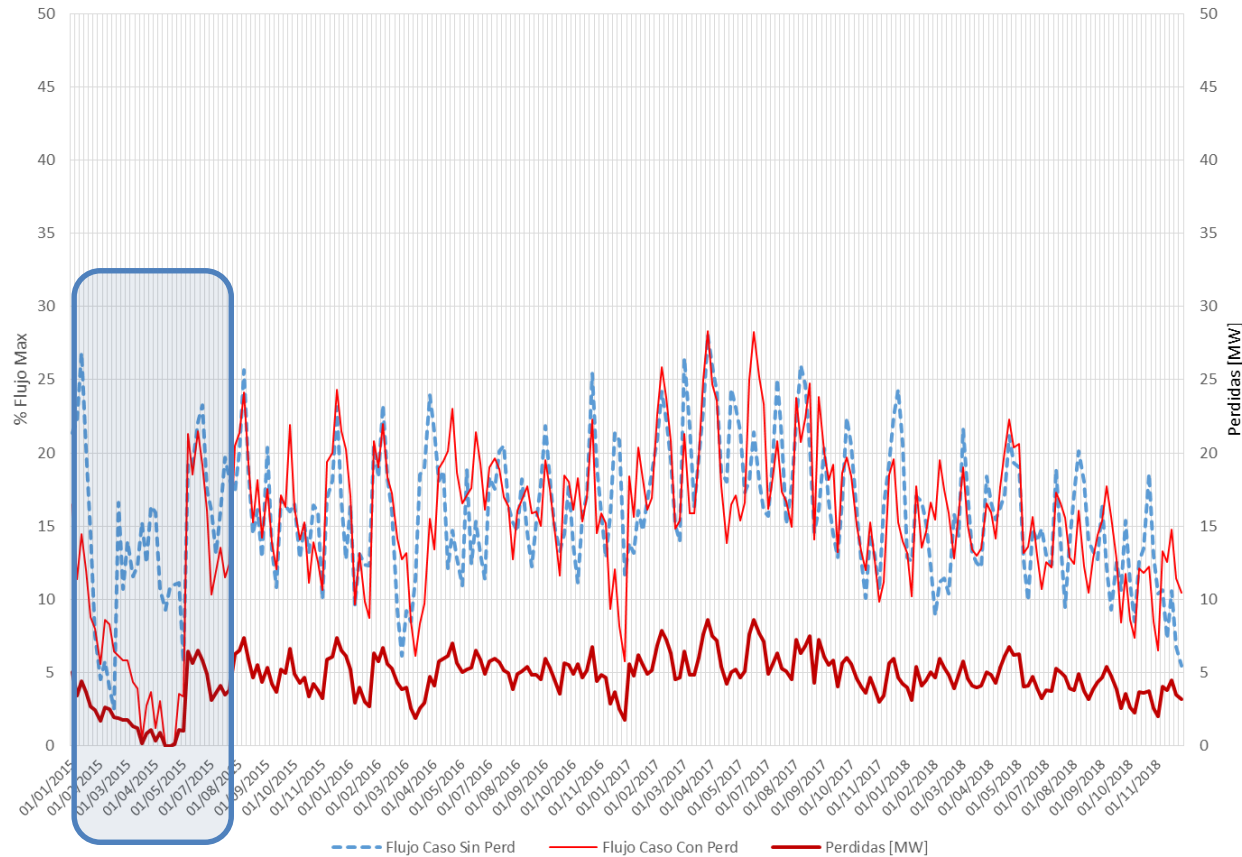
UPME Uninodal:

Costo Marginal



Evolución media del CMG del Modelo PLP sigue tendencia de resultados UPME, sin embargo se aprecian diferencias especialmente en la envolvente mínima, atribuibles al tratamiento de datos faltantes en las hidrologías.

Flujo & Pérdidas por línea Cerro Matoso - Primavera 500kV

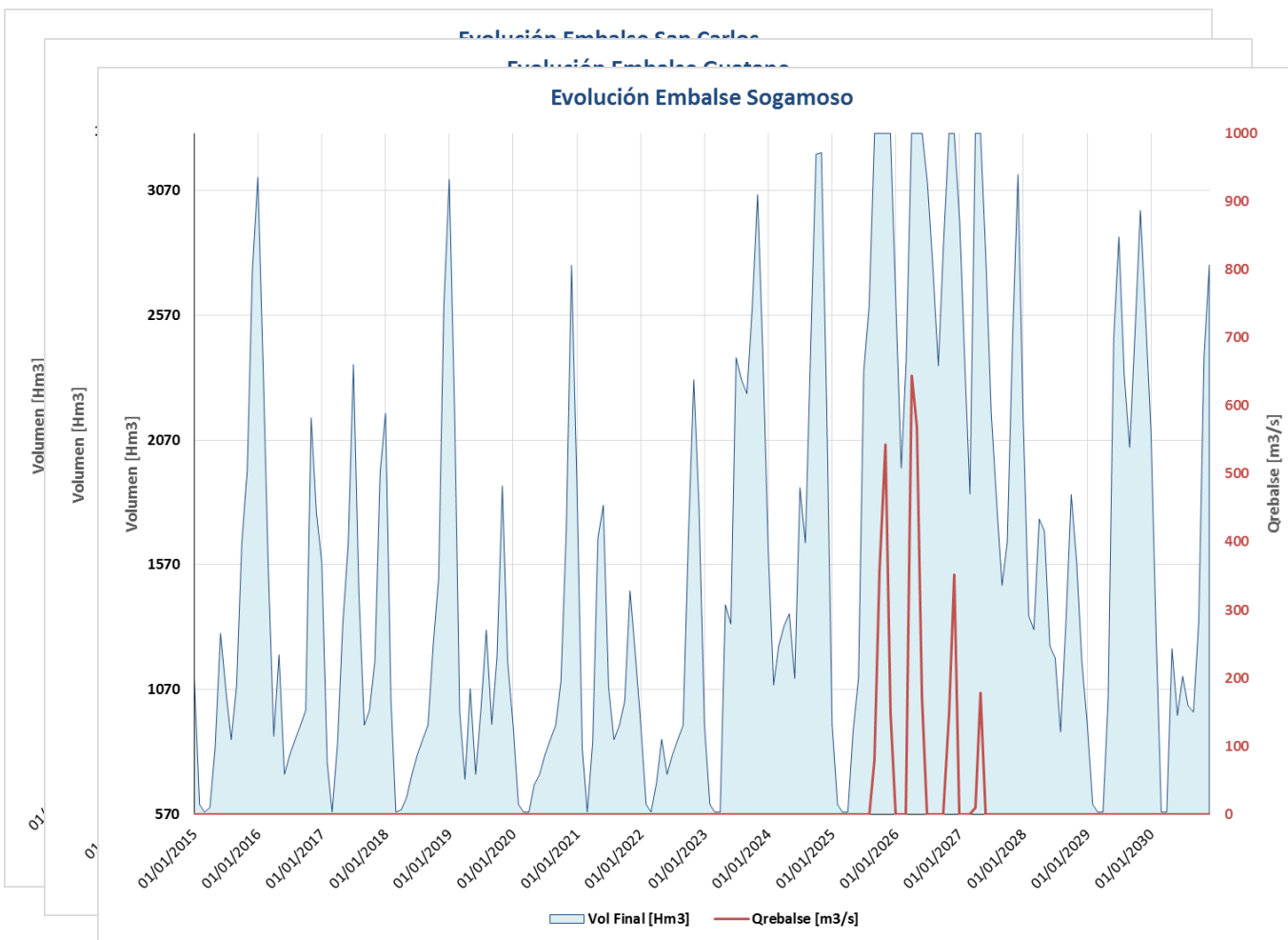


Se modela el sistema de 500kV con tres segmentos de pérdidas lineales.

Se aprecia un uso distinto de la línea al considerar pérdidas en el sistema de transmisión de 500kV,

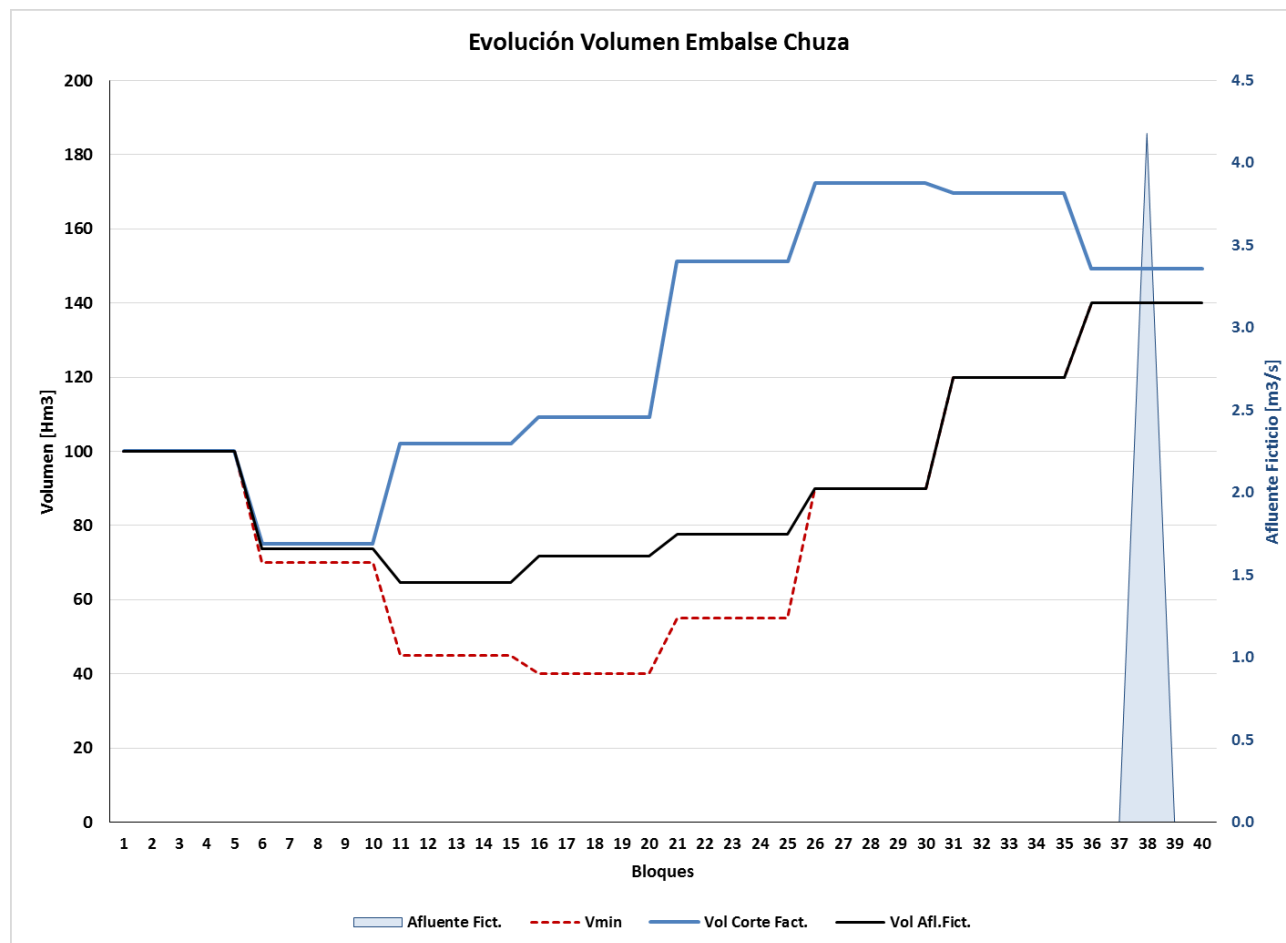
El orden de magnitud de las pérdidas indican que se debiesen revisar los valores de la resistencia de circuitos.

Nº	Nombre A->B	Barra A	Barra B	FLUJO MÁXIMO [MW]		V [kV]	R [0/1]	X [0/1]	R[ohm]	X[ohm]	Pérdidas	Nº de Tramos	Operativa	FUTURA	AREA
				A->B	B->A										
479	Junn1-Tumc1	445	502	9999.0	9999.0	115	5.6900	32.6100	7.5	43.13	FALSO	1	VERDADERO	0	6
480	Past1-RiMy1	470	479	9999.0	9999.0	115	6.6700	20.8700	8.8	27.60	FALSO	1	VERDADERO	0	6
481	Cerr5-Prmvr5	24	130	1949.0	1949.0	500	0.2400	3.1600	6.0	79.00	VERDADERO	3	VERDADERO	0	1
482	Cerr5-Porc35	24	128	1485.0	1485.0	500	0.1500	1.8700	3.8	46.75	VERDADERO	3	VERDADERO	0	1



Embalse Sogamoso presenta los mayores caudales de rebalse. (Sin considerar Emb. Pescadero).

Embalses Playas & Jaguas presenta los rebalses más frecuentes, pero con caudales menores.



En la etapa 38 se presenta un caudal de déficit o afluente ficticio.

La curva del caso con Afluente Ficticio evoluciona en cota mínima, creando pequeños afluentes ficticios para cumplir la restricción.

La curva del caso con Cortes de Factibilidad, comienza a guardar agua anticipadamente para cumplir la restricción en el futuro.



Apertura, Comercialización y Formación

- Licencia “no-comercial” (CDEC) y “comercial” (UCH)
- Desarrollo continuo, abierto y auditable
- Capacitación y formación
- Soporte y mantención
- Ingeniería avanzada
- Independencia de “solver”: Cplex, Gurobi, CLP



Trabajos Futuros

Internacionalización de Diploma de Coordinación Hidrotérmica



Inicia 02 de agosto



DIPLOMA
Coordinación de Sistemas
Eléctricos Hidrotérmicos e
Integración de ERNC

UNIVERSIDAD DE CHILE



- Extensión de la modelación de GNL y Gas Natural
- Inclusión de “medida de riesgo” (CVar)
- Implementación de otros países: Ecuador y Perú
- Desarrollo de interfaces



Conclusiones

- Es una herramienta de CHT basada en SDDP, madura, en permanente desarrollo y probada en Chile y países de la región.
- Puede ser utilizado para los procesos de planificación de mediano (4 años) y largo plazo (15-30 años).
- Disponible en dos licencias (comercial y no-comercial), con varios modelos de soporte y utilización (local, cloud, etc).



PLP v2.0

Programación de largo plazo de sistemas hidroeléctricos

- Modelo hidráulico: Rebalses, Extracciones & Filtraciones.
- Tiempos mínimos de operación & fuera de servicio.
- Rampas de toma y baja de carga máximas.
- Reserva en giro & Control Primario de Frecuencia
- Costos variables: Función de costos linealizada por tramos, para casos convexos, no convexos y no continuos.
- Implementación de compatibilidad con motores de optimización