



## Planeamiento de la Operación Hidroenergética de Corto Plazo de la Central Hidroeléctrica ITAIPU Binacional: Un abordaje No Lineal Determinístico

Jaime Javier Vera Moreira

Superintendencia de Operación – ITAIPU Binacional

Paraguay

### RESUMEN

Este trabajo propone un modelo de programación no lineal determinístico aplicado a la central ITAIPU Binacional para hacer frente al problema del Planeamiento de la Operación Hidroenergética de Corto Plazo. La función objetivo del modelo busca maximizar la producción eléctrica ponderada por los costos de operación de corto plazo del sistema interconectado, para un horizonte de planeamiento de nueve días con discretización  $\frac{1}{2}$  horaria, y sujeta a un conjunto de restricciones legales, operativas y límites físicos de la central. Además, se propone una función de penalización lineal para minimizar la ocurrencia de vertido. El modelo es determinístico en el sentido que busca contornar la naturaleza aleatoria de los caudales afluentes mediante sustitución por sus valores previstos. La implementación computacional fue realizada a través del software Pyomo (PYTHON Optimization Modeling Objects), una librería de código abierto a base de lenguaje Python para formulación, análisis y solución de problemas de optimización, y el solver de código abierto Ipopt (Interior Point OPTimizer), utilizado para la solución de problemas de programación no lineal de gran escala. Los resultados han demostrado la versatilidad del modelo para el análisis y estudio de políticas operativas, lo que lo hace particularmente adecuado para su uso como herramienta de soporte a la toma de decisión en los procesos del planeamiento de la operación de corto plazo de ITAIPU Binacional.

### PALABRAS CLAVES

Generación hidroeléctrica, programación no lineal, planeamiento de la operación hidroenergética de corto plazo, software de código abierto.

## 1. NOMENCLATURA

$h$	Discretización intradía [ $\frac{1}{2}$ hora].
$d$	Índice diario en el horizonte de planeamiento.
$A$	Constante de tiempo, función de la discretización del horizonte [seg].
$n$	Dimensión y/o número de variables dependientes.
$Q_{AFL}^{d,h}$	Caudal afluente al embalse previsto para el día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$Q_{inR11}^{d,h}$	Caudal incremental en el punto R11 previsto para el día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$Q_{R11}^{d,h}$	Caudal en el punto del control del Tripartito en el día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$P_G^{d,h}$	Potencia eléctrica por unidad generadora en el día $d$ y hora $h$ [MW].
$R$	Reserva de potencia operativa [MW].
$\lambda^{d,h}$	Costo marginal de operación del sistema interconectado en el día $d$ y hora $h$ [\$/MWh].
$\alpha^{d,h}$	Penalización por ocurrencia de vertido en el día $d$ y hora $h$ [\$/MWh]
$Q_T^{d,h}$	Descarga turbinada en el día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$Q_V^{d,h}$	Descarga vertida en el día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$UG_{Dips}^{d,h}$	Unidades generadoras disponibles en el día $d$ y hora $h$ .
$UG_{Desp}^{d,h}$	Unidades generadoras despachadas en el día $d$ y hora $h$ .
$V_{Emb}^{d,h}$	Volumen almacenado en el embalse en el día $d$ y hora $h$ [ $m^3$ ].
$N_{Fuga}^{d,h}$	Cota del canal de fuga al final del día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$N_{Emb}^{d,h}$	Cota del embalse al final del día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$N_{Emb}^{Meta}$	Cota objetivo del embalse al final del horizonte de planeamiento [m.s.n.m.].
$N_{R11}^{d,h}$	Cota en el punto del control del Tripartito al final del día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$H^{d,h}$	Salto bruto en el día $d$ y hora $h$ [m].
$N_{Emb}^{min}, N_{Emb}^{max}$	Límites para cotas del embalse [m.s.n.m.].
$h^{min}, h^{max}$	Límites de salto bruto [m].
$\overline{P}_G^{d,h}, \underline{P}_G^{d,h}$	Límites de potencia por unidad generadora en el día $d$ y hora $h$ [MW].
$p^{min}, p^{max}$	Límites de potencia por unidad generadora [MW].
$E_G^{max}$	Máxima producción diaria [MWmedio]
$VarD$	Límite de variación diaria del Tripartito [m].
$VarH$	Límite horario del Tripartito [m].
$C^k(a)$	Clase de diferenciabilidad $k$ en el dominio $a$ .
$\mathbb{R}^+; \mathbb{N}$	Conjunto de los números reales positivos y los números naturales

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

---

$f(x_1; \dots; x_n): \mathbb{R}^{+n} \rightarrow \mathbb{R}^+$	Función no lineal de $n$ variables y clase $C^2(\mathbb{R}^{+n})$ .
K	Vector de factores de propagación de caudales en el punto R11.
$Q_{IPU}^{(-24)d,h}$	Vector de descargas de Itaipu en las 24 horas anteriores al día $d$ y hora $h$ [ $m^3/s$ ].
$N_{R11}^{(-24)d,h}$	Cota mínima en el punto R11 en las 24 horas anteriores al día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$\overline{N}_{R11}^{(-24)d,h}$	Cota máxima en el punto R11 en las 24 horas anteriores al día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$N_{R11}^{(-1)d,h}$	Cota en el punto R11 en la hora anterior al día $d$ y hora $h$ [m.s.n.m.].
$(ant)d,h$	Superíndice indicando valor de la variable en el instante anterior al día $d$ y hora $h$ .

## 2. INTRODUCCIÓN

Para todo productor de energía hidroeléctrica, en especial aquellos que operan en mercados eléctricos competitivos, es fundamental determinar políticas operativas que se traduzcan en el incremento de la eficiencia de operación, con consecuente obtención de mayores beneficios y reducción de costos. En el corto plazo una política operativa óptima debe establecer, para cada instante del horizonte de planeamiento, una secuencia de valores para las variables de control o decisión\* que conduzca hacia la mejor utilización de los recursos (u otro criterio de desempeño) mientras se atiende a un conjunto de restricciones operacionales y físicas [1] [2] [3] [4]. En el caso de ITAIPU también existen restricciones legales, como el Acuerdo Tripartito, que deben ser controladas, característica particular que implica necesariamente en la realización de proyecciones del comportamiento futuro de las variables operativas de incidencia [5].

En orden a obtener proyecciones de tales variables operativas, la Superintendencia de Operación de ITAIPU dispone de un conjunto de ecuaciones que describen las interrelaciones entre variables operativas [6], producto del análisis del registro de datos operativos a lo largo del histórico de operación. Estas relaciones están implementadas en un modelo de simulación computacional que ayuda a padronizar el análisis del programa diario de producción previo a su consolidación junto al sistema interconectado. El objetivo de este modelo es, ante un determinado escenario de afluencias, simular una política operativa y verificar su factibilidad, procedimiento que no necesariamente implica en la obtención de una política operativa óptima.

Para el Planeamiento de la Operación Hidroenergética de Corto Plazo (POHCP), la simulación en solitario no consigue responder a la cuestión: “cuál es la mejor política para un determinado objetivo”, ya que ella permite explorar diferentes alternativas, pero no busca encontrar alguna que implique en el valor óptimo de algún objetivo mensurable. En concreto, la simulación no persigue la optimización de un problema, aunque puede ser utilizada como una metodología de ayuda en el soporte a la toma de decisión mediante evaluación de la respuesta del sistema y su efecto sobre una cierta función objetivo ante un conjunto de soluciones alternativas. Este procedimiento puede resultar engorroso, además de requerir fuerza bruta (enumeración exhaustiva de soluciones candidatas), y sin garantías de encontrar una solución óptima. En tal circunstancia, y considerando al POHCP como un problema de asignación de recursos escasos o limitados, un abordaje a través de modelos de optimización es recomendable, aunque implique en posibles simplificaciones adicionales.

El POHCP es un problema de características inherentemente no lineales, no convexo y restringido, y éste ha sido ampliamente abordado en la bibliografía mediante el uso de varias técnicas, tanto determinísticas como estocásticas (para una revisión sobre modelos de análisis de embalses véase por ejemplo [4], [7]). La pro-

---

\* Las variables de control o decisión son aquellas que serán ajustadas en el proceso de búsqueda de la solución óptima del problema de optimización [17].

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

gramación lineal [2] y la programación dinámica [3] son claramente las más populares por su eficacia comprobada en la operación optimizada de embalses [4], sin embargo, poseen ciertas desventajas que pueden conducir a imprecisiones considerables. Por ejemplo, en el caso de la programación lineal es necesario ignorar la dependencia de la producción con el salto, lo que puede conducir hacia subestimación del almacenamiento como reportado en [1]. En el caso de la programación dinámica, si bien esta puede manejar las no linealidades y no convexidades presentes en los modelos de la operación de embalse, sufre de la bien conocida “maldición de la dimensionalidad” en problemas de gran porte [8].

En este trabajo se propone un abordaje vía programación no lineal para hacer frente al POHCP de la represa ITAIPU Binacional. La función objetivo del modelo busca maximizar la producción eléctrica ponderada por los costos de operación de corto plazo del sistema interconectado [9], para un horizonte de planeamiento de nueve días y discretización  $\frac{1}{2}$  horaria, mientras se atiende las restricciones legales, operativas y límites físicos de la central. Además, se utiliza una función de penalización lineal para minimizar la ocurrencia de vertido en el horizonte de planeamiento. Si bien en la operación de embalses este problema es de carácter estocástico en virtud de la inherente naturaleza aleatoria de los caudales afluentes [10], [11], este problema puede ser tratado como determinístico mediante sustitución de las cantidades aleatorias por valores previstos debido al horizonte de tiempo pequeño [1]. Aunque esta práctica tenga sus limitaciones, como reportado en [11], es suficiente para el cumplimiento de los propósitos de este trabajo.

La implementación computacional fue realizada a través del software Pyomo (PYthon Optimization Modeling Objects) [12] [13] [14], una librería de código abierto a base de lenguaje Python para formulación, análisis y solución de problemas de optimización, y el solver de código abierto Ipopt (Interior Point OPTimizer) [15] [16], utilizado para la solución de problemas de programación no lineal de gran escala. Este abordaje busca dotar de flexibilidad al modelo para la introducción de alteraciones y mejoras, evitar formular heurísticas o algoritmos especiales para la solución del problema y, además, fomentar el uso de software de código abierto como alternativa al uso de sistemas comerciales.

### 3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El POHCP, ecuaciones (1) al (19), para la central de ITAIPU puede ser definido como la determinación de una secuencia de valores para las variables de control  $Q_V$ ,  $Q_T$  y  $UG_{Desp}$  necesarios para maximizar la función objetivo (1), que consiste en la facturación implícita<sup>†</sup> correspondiente a la sumatoria de la producción eléctrica total en el horizonte ponderada por los costos marginales de operación del sistema interconectado<sup>‡</sup>, menos una función de penalización lineal por ocurrencia de vertido. Además, el almacenamiento del embalse al final del horizonte de planeamiento debe ser decidido de acuerdo a operaciones futuras (costo futuro del agua). Para evitar un abordaje multiobjetivo es común la utilización de una función de beneficio asociada a la cota del embalse [1] [2], pero dada la dificultad para determinar tal función en este trabajo el valor final de almacenamiento del embalse será definido mediante restricciones operativas en orden a evitar reducciones drásticas del almacenamiento al final del horizonte<sup>§</sup>.

$$\max_{Q_T, Q_V, UG_{Desp}} \frac{1}{2} \sum_{d=1}^9 \sum_{h=1}^{48} (\lambda^{d,h} UG_{Desp}^{d,h} P_G^{d,h} - \alpha^{d,h} Q_V^{d,h}) \quad (1)$$

donde  $Q_T^{d,h}, Q_V^{d,h} \in \mathbb{R}^+$  y  $UG_{Desp}^{d,h} \in \mathbb{N} \quad \forall d \in 1, 2, \dots, 9; \forall h \in 1, 2, \dots, 48$

Sujeto a:

<sup>†</sup> Facturación hipotética de un productor hidroeléctrico operando en un mercado abierto.

<sup>‡</sup> Los costos marginales de operación son determinados semanalmente de acuerdo al día de la semana y hora del día [9].

<sup>§</sup> Este abordaje es similar a la técnica programación por metas [17]. Las restricciones asociadas, ecuaciones (9) y (10), pueden ser relajadas en la configuración inicial de parámetros.

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
 25 y 26 de Agosto de 2016

## Restricciones Operativas

$$P_G^{d,h} = f\left(H^{d,h}, \frac{Q_T^{d,h}}{UG_{Desp}^{d,h}}\right) \quad \text{Función de Producción por Unidad Generadora} \quad (2)$$

$$H^{d,h} = N_{Emb}^{d,h} - N_{Fuga}^{d,h} \quad \text{Salto Bruto} \quad (3)$$

$$N_{Emb}^{d,h} = f(V_{Emb}^{d,h}) \quad \text{Función Volumen-Cota del Embalse} \quad (4)$$

$$V_{Emb}^{d,h} = V_{Emb}^{ant} + A * (Q_{AFL}^{d,h} - Q_T^{d,h} - Q_V^{d,h}) \quad \text{Balance Hídrico o de Masa del Embalse} \quad (5)$$

$$N_{Fuga}^{d,h} = f(Q_T^{d,h}; Q_V^{d,h}; Q_{R11}^{d,h}) \quad \text{Cota del Canal de Fuga} \quad (6)$$

$$Q_{R11}^{d,h} = Q_{R11}^{(ant)d,h} + K \cdot Q_{IPU}^{(-24)d,h} + Q_{inR11}^{d,h} - Q_{inR11}^{(ant)d,h} \quad \text{Caudal en el punto R11} \quad (7)$$

$$N_{R11}^{d,h} = f(Q_{R11}^{d,h}) \quad \text{Función Cota-Caudal en el punto R11} \quad (8)$$

$$N_{Emb}^{\Psi,\Omega} = N_{Emb}^{Meta} \quad \text{Cota meta al final del horizonte de planeamiento} \quad (9)$$

$$\frac{1}{48} \sum_{h=1}^{48} UG_{Desp}^{d,h} P_G^{d,h} \leq E_G^{max}; \forall d \in \Psi \quad \text{Máxima producción diaria} \quad (10)$$

## Límites Físicos de la Central

$$\overline{P}_G^{d,h} = f(H^{d,h}) - R \leq P^{max} \quad \text{Potencia Máxima por unidad generadora} \quad (11)$$

$$P^{min} \leq \underline{P}_G^{d,h} = f(H^{d,h}) \quad \text{Potencia mínima por unidad generadora} \quad (12)$$

$$\underline{P}_G^{d,h} \leq P_G^{d,h} \leq \overline{P}_G^{d,h} \quad \text{Zona de operación permitida de cada unidad generadora} \quad (13)$$

$$N_{Emb}^{min} \leq N_{Emb}^{d,h} \leq N_{Emb}^{max} \quad \text{Zona de operación permitida del embalse} \quad (14)$$

$$H^{min} \leq H^{d,h} \leq H^{max} \quad \text{Zona de operación permitida para el salto bruto} \quad (15)$$

$$UG_{Desp}^{d,h} \leq UG_{Dips}^{d,h} \quad \text{Despacho limitado a unidades generadoras disponibles} \quad (16)$$

## Restricciones Legales

$$-VarH \leq N_{R11}^{d,h} - N_{R11}^{(-1)d,h} \leq VarH \quad \text{Límite horario del Tripartito} \quad (17)$$

$$-VarD \leq N_{R11}^{d,h} - \overline{N}_{R11}^{(-24)d,h} \leq VarD \quad \text{Límite diario del Tripartito} \quad (18)$$

$$-VarD \leq N_{R11}^{d,h} - \underline{N}_{R11}^{(-24)d,h} \leq VarD \quad \text{Límite diario del Tripartito} \quad (19)$$

El modelo propuesto considera distribución igualitaria de la generación entre unidades generadoras despachadas. Las restricciones operativas (2) al (8) establecen las relaciones existentes entre las variables de control y variables de estado del sistema, modeladas por funciones reportadas en [6], que determinan el desempeño operativo de la central a cada instante. La ecuación (5) corresponde al balance hídrico en embalses despreciando los efectos de la evaporación y drenaje de la cuenca. En el cálculo del caudal en el punto de control del Tripartito situado aguas abajo de la presa de ITAIPU, denominado R11, es utilizado el producto escalar del vector de propagación de descargas en el punto de control del Tripartito y con el vector de descargas de ITAIPU de las últimas 24 horas. Los límites físicos (11) al (16) son restricciones de desigualdad correspondientes a límites propios de equipos y cotas. Las restricciones legales (17) al (19); **Error! No se encuen-**

tra el origen de la referencia. corresponden a los límites de variación diaria y horaria de cota en el punto de control del Tripartito.

El modelo requiere de datos de entrada adicionales a los valores previstos de caudales afluentes al embalse y caudales incrementales al punto R11, a saber el valor inicial de la cota del embalse, valor inicial del caudal en el punto R11, descargas realizadas en las últimas 24 horas anterior al inicio del horizonte de planeamiento, etc. Además, requiere de una configuración inicial de parámetros de optimización que determinan la región de factibilidad del modelo, que debe ser ajustada por el usuario o analista de la operación.

#### 4. IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL

La formulación (1) al (19) constituye interrelaciones complejas y no lineales entre las variables del sistema. De acuerdo al dominio de las variables de control y de estado el modelo propuesto se encuadra en la clase de problemas de programación no lineal entera mixta, cuya solución es considerada extremadamente compleja [17]. Los costos de licencia en cuanto a paquetes de software requeridos para la solución de este problema serían prohibitivos, inviabilizando su implementación.

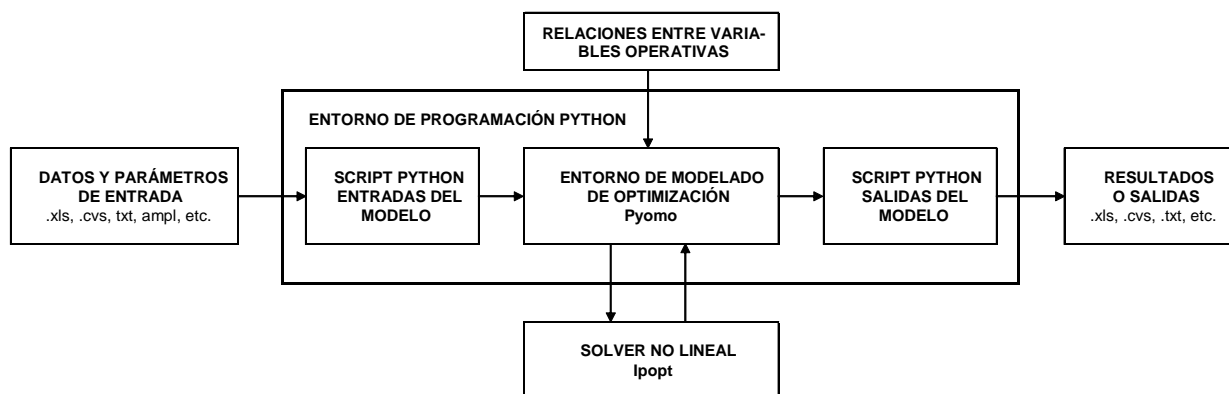


Figura 1: Esquema de implementación computacional del modelo de optimización

En función de lo anterior, surge la necesidad de realizar ciertas simplificaciones en el modelo propuesto que impliquen en menores requerimientos computacionales en orden a viabilizar su implementación. Al observar la variable de control  $UG_{Desp}$  se concluye que si ésta fuera relajada del dominio  $\mathbb{N}$  al dominio  $\mathbb{R}^+$  el problema pasaría de la clase de problemas de programación no lineal entera mixta a la clase de problemas de programación no lineal continua. El desarrollo de paquetes de software para esta clase de problemas se encuentra bastante maduro, lo que motivará la realización de esta simplificación.

Para determinar las soluciones del modelo propuesto se utilizará el solver Ipopt, herramienta que será complementada con el software Pyomo. En Pyomo se realizará el prototipado del modelo matemático para posteriores creaciones de instancias, análisis y exportación de resultados obtenidos del solver. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra un esquema de la implementación computacional propuesta junto con los requerimientos de software. En las secciones siguientes se describen los paquetes de software utilizados para la implementación del modelo propuesto.

##### 4.1 Pyomo – Python optimization modeling objects

Pyomo [12] [13] [14] es una librería de código abierto a base de lenguaje Python que posee un conjunto de diversas capacidades para formular, resolver y analizar modelos de optimización. Pyomo incluye clases Python para definición de conjuntos esparsos, parámetros y variables, que pueden ser utilizadas para formular expresiones algebraicas que definan objetivos y restricciones. Pyomo puede ser utilizado para definir problemas simbólicos en general, crear instancias específicas y resolverlas

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

utilizando solvers comerciales o de código abierto. Pyomo soporta una amplia variedad de tipos de problemas de optimización, incluyendo los de programación no lineal continua.

#### 4.2 Ipopt – Interior point optimizer

El paquete de software para resolución de problemas de programación no lineal de gran escala Ipopt, desarrollado en base al algoritmo propuesto en [15], es una herramienta diseñada para encontrar soluciones locales de problemas de optimización matemática del tipo no lineal continuo, donde las funciones no lineales pueden ser no convexas pero deben ser continuas y de clase diferenciable  $C^2$ . El software es una herramienta de código abierto distribuido por la iniciativa COIN-OR [16] y su uso se ha popularizado debido a su versatilidad para uso con otras herramientas de formulación y análisis de modelos de optimización como GAMS y AMPL, además de ser de licencia libre, incluso para uso comercial.

#### 4.3 Algoritmo de Inicialización

Por tratarse de un modelo no lineal es necesaria una estimación inicial de las variables de control, y dependiendo del punto de partida el proceso de búsqueda puede converger hacia diferentes soluciones locales o incluso hacia infactibilidades. En tal contexto, se hace necesario un algoritmo de inicialización de variables que garantice la convergencia hacia una solución factible. Una política inicial del tipo operación run-of-the-river\*\*, en la mayoría de los casos evaluados, ha proporcionado una solución inicial factible y consecuente convergencia del proceso de búsqueda hacia una solución local. El algoritmo consiste en los siguientes pasos:

- a. Inicializar descarga turbinada igual al caudal afluente previsto  $Q_T^{d,h} = Q_{AFL}^{d,h}; Q_V^{d,h} = 0$
- b. Despacho inicial igual a unidades generadoras disponibles  $UG_{Desp}^{d,h} = UG_{Disp}^{d,h}$
- c. Calcular variables de estado  $Q_{R11}^{d,h}; N_{R11}^{d,h}; N_{Fuga}^{d,h}; H^{d,h}$
- d. Calcular límites físicos  $\bar{P}_G^{d,h}; \underline{P}_G^{d,h}$
- e. Calcular potencia eléctrica por unidad generadora  $P_G^{d,h} \rightarrow Q_T^{d,h} / UG_{Desp}^{d,h}$
- f. Si  $P_G^{d,h} > \bar{P}_G^{d,h}$  entonces:
  - o Ajustar  $P_G^{d,h} = \bar{P}_G^{d,h}$
  - o Recalcular  $Q_T^{d,h}$  y hacer  $Q_V^{d,h} = Q_{AFL}^{d,h} - Q_T^{d,h}$
- g. Si  $P_G^{d,h} < \underline{P}_G^{d,h}$  entonces:
  - o Ajustar  $P_G^{d,h} = \underline{P}_G^{d,h}$
  - o Recalcular  $UG_{Desp}^{d,h}$  tal que  $Q_T^{d,h} = Q_{AFL}^{d,h}$

### 5. ESTUDIO DE CASO

La Tabla 1 y Tabla 2 muestran datos de entrada y una configuración inicial para parámetros iniciales y valores límites para restricciones, requeridos para correr el modelo de optimización. Estos datos pueden ser almacenados en un archivo .xls o de cualquier otra extensión mencionada en la Figura 1. En la Figura 2 se muestra el escenario de afluencias utilizado, unidades generadoras disponibles y costo marginal de operación (el área sombreada corresponde al domingo). El factor  $\alpha^{d,h}$  utilizado fue 10% del menor valor del costo marginal de operación del día. Para correr los ensayos numéricos se ha utilizado entorno Windows con un procesador de 2,4GHz y 6,00GB de memoria RAM.

\*\* Esta política implica en descarga total igual al caudal afluente, manteniendo constante la cota del embalse.

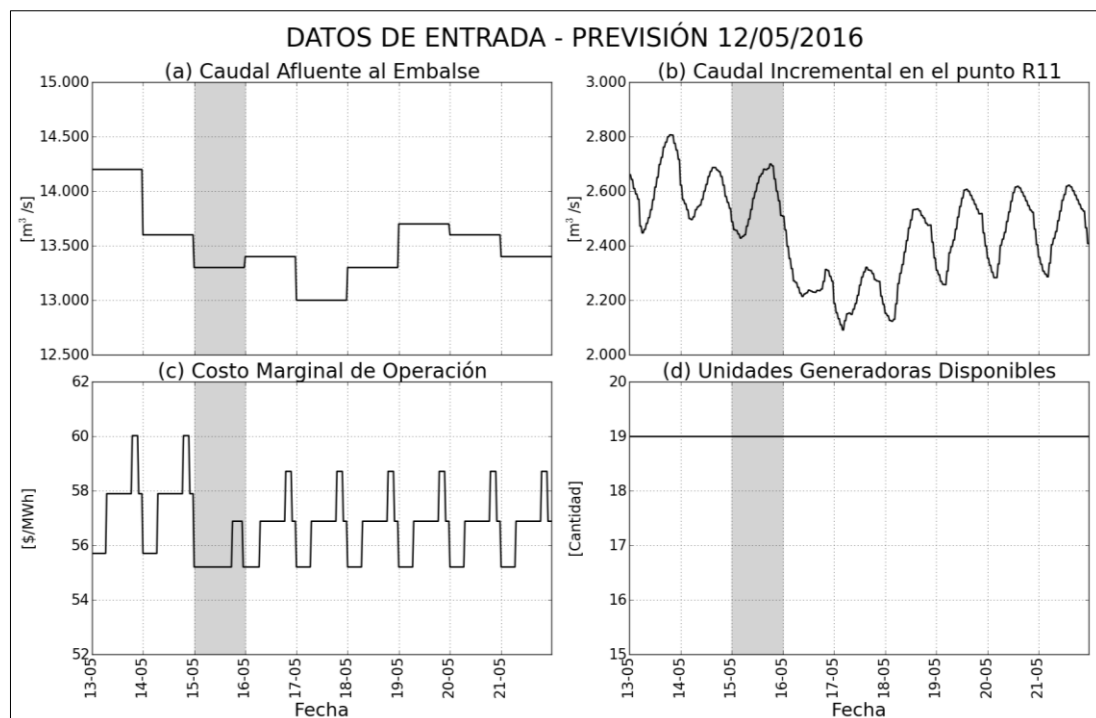
XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

**Tabla 1: Datos de Entrada y Parámetros iniciales**

Parámetro	Valor Inicial
Cota del Embalse [m.s.n.m.]	219,18
Caudal en el punto R11 [m <sup>3</sup> /s]	14.969
Caudal Incremental en el Punto R11 [m <sup>3</sup> /s]	2.686
Cota Meta del Embalse [m.s.n.m.]	220,00

**Tabla 2: Límites Físicos**

Restricción	Mínimo	Máximo
Cota del Embalse [m.s.n.m.]	219,00	220,50
Tripartito Diario [m]	-2,00	2,00
Tripartito Horario [m]	-0,50	0,50
Reserva de Potencia Operativa [MW]	140	-
Producción Diaria [MWmedio]	-	12.300



**Figura 2: Entradas utilizadas para el estudio de caso**

En el cuadro abajo se muestran las salidas proporcionadas por el solver Ipopt con las respectivas evaluaciones de funciones, iteraciones y demás informaciones. Los valores negativos de la función objetivo se deben a que, por defecto, el solver está configurado para problemas de minimización de la función objetivo, que en este caso, es multiplicada por -1 de forma a transformar el problema de maximización en un problema de minimización (para mayor detalle al respecto del significado de las demás variable refiérase a [16]). Se observa que Ipopt ha requerido de 681 iteraciones y aproximadamente 1min con 51seg para encontrar una solución óptima. En varios ensayos realizados se ha percibido que, tanto el número de iteraciones como el tiempo requerido para hallar una solución, son bastante sensibles a las restricciones operativas (9) y (10) utilizadas para controlar el volumen almacenado al final del horizonte de planeamiento. Si éstas son relajadas del pro-





XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
25 y 26 de Agosto de 2016

blema, se requiere esfuerzo significativamente mayor de Ipopt para encontrar una solución debido al aumento del espacio de búsqueda.

```
*****
This program contains Ipopt, a library for large-scale nonlinear optimization.
Ipopt is released as open source code under the Eclipse Public License (EPL).
For more information visit http://projects.coin-or.org/Ipopt
*****
Number of nonzeros in equality constraint Jacobian....: 11356
Number of nonzeros in inequality constraint Jacobian.: 46772
Number of nonzeros in Lagrangian Hessian.....: 8065
Total number of variables.....: 3456
  variables with only lower bounds: 1296
  variables with lower and upper bounds: 2160
  variables with only upper bounds: 0
Total number of equality constraints.....: 2161
Total number of inequality constraints.....: 22905
  inequality constraints with only lower bounds: 0
  inequality constraints with lower and upper bounds: 22905
  inequality constraints with only upper bounds: 0
iter  objective      inf_pr  inf_du  lg(mu)  ||d||  lg(rg)  alpha_du  alpha_pr  ls
.
680 -3.0409864e+08 1.62e-06 2.09e-10 -8.6 1.12e-02 -8.0 1.00e+00 1.00e+00h 1
681 -3.0409864e+08 2.62e-08 1.56e-10 -8.6 2.33e-02 -8.5 1.00e+00 1.00e+00H 1
Number of Iterations.....: 681
Objective.....: (scaled) (unscaled)
Dual infeasibility.....: 1.5583800598892240e-10 1.5583800598892240e-10
Constraint violation.....: 5.1663901300928952e-09 2.6172759959308678e-08
Complementarity.....: 4.8641231842386468e-09 4.8641231842386468e-09
Overall NLP error.....: 5.1663901300928952e-09 2.6172759959308678e-08
Number of objective function evaluations = 1083
Number of objective gradient evaluations = 681
Number of equality constraint evaluations = 1083
Number of inequality constraint evaluations = 1083
Number of equality constraint Jacobian evaluations = 686
Number of inequality constraint Jacobian evaluations = 686
Number of Lagrangian Hessian evaluations = 681
Total CPU secs in IPOPT (w/o function evaluations) = 88.367
Total CPU secs in NLP function evaluations = 22.846
EXIT: Optimal Solution Found.
Ipopt 3.12.3: Optimal Solution Found
```

La Figura 3 y Figura 4 muestran los resultados proporcionados por Ipopt para el balance hídrico y energético, además de las variables implicadas en el control del Tripartito. La solución muestra el perfil de producción y descarga horaria requeridos, limitando la energía total diaria al máximo establecido en la configuración de parámetros de entrada de la Tabla 1. La determinación de un perfil intradía para las descargas es la principal dificultad en la realización del POHCP en ITAIPU debido a que existe una dificultad en establecer políticas que se adecuen a las necesidades del sistema interconectado, característica inherente de un sistema bajo despacho centralizado, del cual forma parte ITAIPU. Es otras palabras la visión individual como productor puede diferir de las necesidades reales, y el costo marginal de operación es una señal emitida por el sistema interconectado a los productores al respecto de los periodos donde los requerimientos energéticos son mayores.

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016

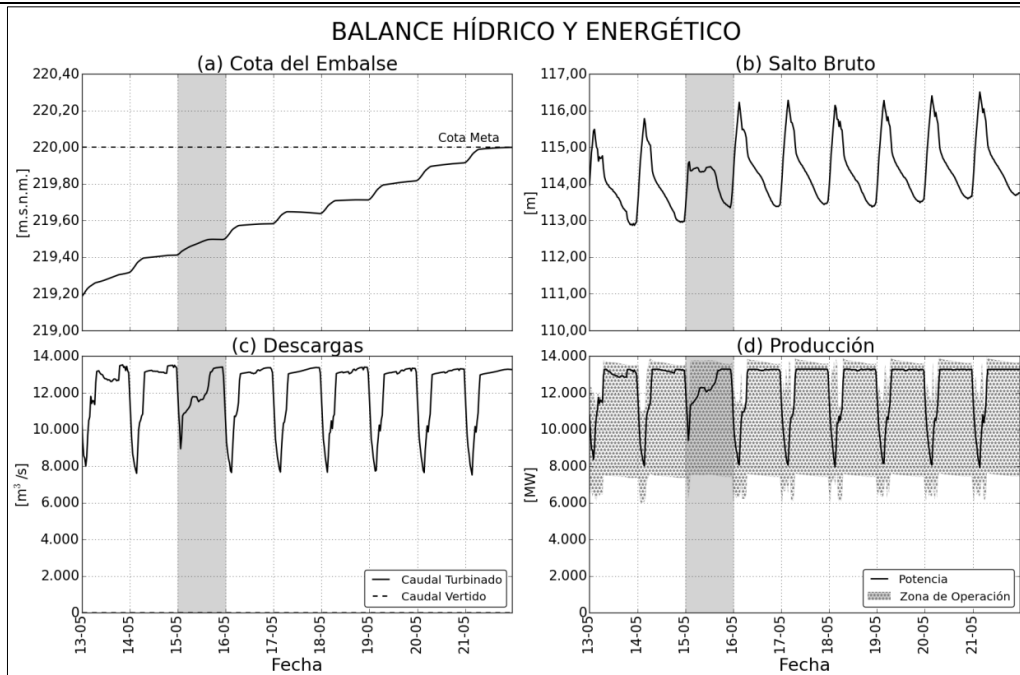


Figura 3: Salida proporcionada por Ipopt para el Balance Hídrico y Energético

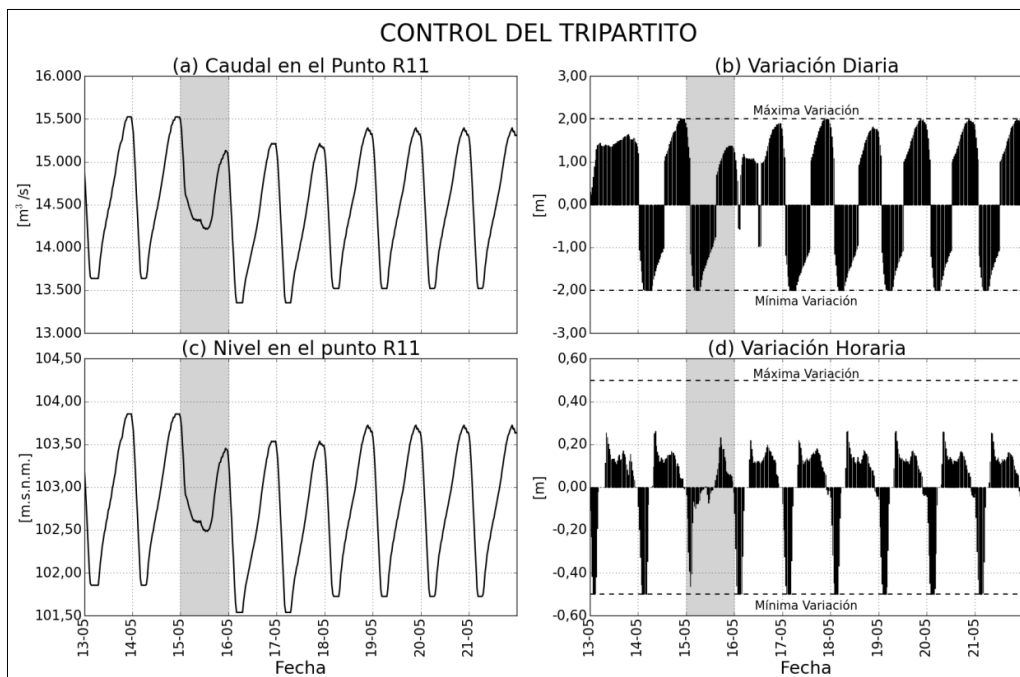


Figura 4: Salida proporcionada por Ipopt para el Control del Tripartito

De los resultados se observa que la solución intenta maximizar la producción en horarios de 07:00 a 22:00 en los días hábiles y de 18h a 22h los domingos, mientras que en los horarios restantes intenta minimizar la producción hasta donde los límites del Tripartito lo permiten, como observado en la variación diaria y horaria de la Figura 4. Este resultado es coherente con el perfil de los costos marginales de operación, además de ser un perfil de oferta energética adecuado a las necesidades del sistema interconectado. El objetivo de la adición de la función de penalización por ocurrencia de vertido es para evitar la realización de vertido para



**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25 y 26 de Agosto de 2016**

control de los límites del Tripartito, fenómeno bastante observado en la solución del problema sin la función de penalización.

El estudio de caso mostrado busca ilustrar las utilidades del modelo propuesto, y las directrices proporcionadas por él deben ser estudiadas antes de su implementación en la operación hidroenergética, por ejemplo mediante análisis de sensibilidad a parámetros de entradas y de restricciones operativas, pero sobretodo, de una cuantificación de su real aplicabilidad en el contexto de la operación de los sistemas interconectados, que pueden presentar otras restricciones adicionales como límites de intercambio por intervenciones en la malla eléctrica, coyunturas energéticas, criterios de seguridad, etc. Otro aspecto importante a resaltar es que la solución proporcionada por Ipopt corresponde a un mínimo local, pudiendo variar la solución de acuerdo a la estrategia utilizada para determinar la solución inicial.

## **6. CONCLUSIONES**

En este trabajo se ha propuesto un modelo de optimización determinístico no lineal como abordaje al problema del Planeamiento de la Operación Hidroenergética de Corto Plazo de ITAIPU Binacional. El modelo ha sido implementado computacionalmente utilizando paquetes de software de código abierto, sin requerir de inversión económica adicional, dando valor agregado a la propuesta. El principal objetivo de este abordaje es el apoyo en procesos de toma de decisión, para permitir realización de estudios estructurados en la definición de directrices operativas.

El modelo presenta ventajas en cuanto a versatilidad debido a que puede ser fácilmente adecuado en función de coyunturas especiales del sistema interconectado, como prioridad de intercambios con otros subsistemas y/o restricciones adicionales por limitaciones en el sistema de transmisión (intervenciones para mantenimientos o límites de intercambio por criterios de seguridad en la operación) mediante adición de restricciones al modelo, tarea especialmente sencilla dentro del entorno Pyomo. Además, es posible realizar estudios como análisis de sensibilidad a parámetros de entrada, sensibilidad a restricciones (relajación) del modelo o análisis de escenarios de afluencias distintos al previsto inicialmente.

El modelo propone restricciones operativas en sustitución de la función de beneficio asociada al almacenamiento al final del horizonte de planeamiento como forma de evitar disminución drástica del embalse. Este abordaje es similar a la técnica conocida como Programación por Metas, la cual es muy utilizada como alternativa a la optimización multiobjetivo. El uso de esta estrategia está justificado al considerar que durante la elaboración de las metas del planeamiento de la operación del embalse, ya sea por decisión gerencial o por criterio de seguridad en la operación en función de coyunturas energéticas, es habitual optar por operar el embalse entre ciertos rangos de cotas, lo que dota de credibilidad al abordaje.

El horizonte de planeamiento puede ser extendido siempre que se disponga de recurso computacional para realizar, por ejemplo, estudios comparativos entre políticas operativas implementadas en operaciones pasadas y estrategias óptimas (estudios post-operativos). Además, modificaciones en la función objetivo pueden ser hechas de manera sencilla si se desea comprender el efecto de otras variables en la operación, como por ejemplo la minimización del caudal vertido, control de cota en el punto R11, etc.

El modelo de optimización determinístico propuesto es el paso previo para el desarrollo de modelos de optimización estocásticos. Es de interés fundamental para la operación hidroenergética el correcto gerenciamiento de las incertidumbres asociadas a la aleatoriedad de las entradas, en este caso esencialmente asociadas a los caudales afluentes. Un mejor entendimiento de la influencia de las incertidumbres en las decisiones tomadas ayudará en la mejor gestión de las decisiones, sobre todo ante eventos con repercusión considerable en la operación como el control de crecidas.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.P.S. Catalão, S.J.P.S. Mariano, V.M.F. Mendes, and L.A.F.M. Ferreira, "Nonlinear Approach for Short-Term Scheduling of a Head-Sensitive Hydro Chain," in *IEEE Power Tech Russia*, St. Petersburg, 2005, pp. 1-6.
- [2] Antonio J. Conejo, José M. Arroyo, Javier Contreras, and Francisco Apolarin V., "Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1265-1272, Nov 2002.
- [3] A. S. Arce E., "Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica," Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Tese de Doutorado 2006.
- [4] U.S. Army Corps of Engineers, "Optimization of Multiple-Purpose Reservoir System Operations: A Review of Modeling and Analysis Approaches," US Army Corps of Engineers - Hydrologic Engineering Center, Davis, Research Document RD-34, 1991.
- [5] J. J. Vera M., R. S. Favoreto, Ricci Eric Oviedo Sanabria, R. E. Oviedo S., and R. J. de Andrade, "Modelos de la Operación Hidroenergética de ITAIPU," ITAIPU Binacional, Hernandarias, Nota Técnica 2015.
- [6] Superintendencia de Operação, "Referências das Grandezas Hidroenergéticas," ITAIPU Binacional, Nota Técnica 2692-50-18000-P-R3, 2012.
- [7] J. W. Labadie, "Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review," *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 130, no. 2, pp. 93-111, March 2004.
- [8] R. Bellman, *Dynamic Programming*. NJ, USA: Princeton University Press, 1957.
- [9] ONS, "Programação Mensal da Operação Energética," in *Procedimentos de Rede - Módulo 7.*, 2009, ch. Submódulo 7.3.
- [10] Luciano Raso, "Optimal Control of Water Systems Under Forecast Uncertainty. Robust, Proactive, and Integrated," Technische Universiteit Delft, Delft, Ph.D. Dissertation 2013.
- [11] C. R. Philbrick Jr. and P. K. Kitanidis, "Limitations of Deterministic Optimization Applied to Reservoir Operations," *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 125, no. 3, May/June 1999.
- [12] W. E. Hart, C. Laird, J. P. Watson, and D. L. Woodruff, *Pyomo - Optimization Modelling in Python*. Vol. 67, New York - USA: Springer, 2012.
- [13] W. E. Hart, J. P. Watson, and D. L. Woodruff, "Pyomo: Modeling and Solving Mathematical Programs in Python," *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, pp. 219-260, 2011.
- [14] Sandia National Laboratories. Pyomo Developers' Portal. [Online]. <https://software.sandia.gov/trac/pyomo/wiki>
- [15] A. Wächter and L. T. Biegler, "On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Filter Line Search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming," *Mathematical Programming*, vol. 106, no. 1, pp. 25-57, 2006.
- [16] COIN-OR. Ipopt Home Page. [Online]. <https://projects.coin-or.org/Ipopt>
- [17] R. A. Sarker and C. S. Newton, *Optimization Modelling. A Practical Approach*. Boca Raton, USA: CRC Press, 2008.
- [18] ONS, "Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética," in *Procedimentos de Rede - Módulo 5.*, 2010, ch. Submódulo 5.6.