

Coordinación Hidrotérmica con Red de Transmisión AC. Análisis de dos Metodologías de Cálculo sobre la base de Sistemas Latinoamericanos

Ing. Osvaldo F. Mut, Ing. Wilfredo Sifuentes, Dr. Ing. Alberto Vargas

Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Av. Libertador San Martín 1109 (Oeste) – 5400 SAN JUAN – ARGENTINA - Fax: 54-0264-4210299
Tel:54-0264-4226444 - mail: mut@iee.unsj.edu.ar,

Abstract: To schedule –in the short term– the system operation of an electric power system following economic criteria's, meeting technical restrictions, availability of the primary resources and taking into account the network transmission is a duty of fundamental importance for every centralized system dispatcher/operator organization.

In the framework of the electric deregulated systems, in addition to the generation schedule, it is necessary to know additional results like nodal prices –even in isolated areas– which can allow defining the energy and power remuneration charge and also could be used for making transaction decisions between market agents. In the last years there has been an increase of having faster, accurate and powerful software tools in order to make decisions quickly; critical condition in the spot market when the system operator has to evaluate the amount of power/energy that it is necessary to buy or to sell and in what time for an international interconnection. Considering an AC network modeling into the short-term hydrothermal coordination with a good detail level is a very complex problem with it has not been completely –and satisfactorily– solved. The solution of this kind of problems (non-linear, non-convex and non-differentiable) can not be solved with a unique method without considering any kind of decomposition. That means that it is necessary to split the original problem into sub-problems and link them in a very consistent way that allows reaching convergence to an optimal or near optimal solution. This work presents in a brief form two methodologies developed by the Instituto de Energía Eléctrica for solving the short-term hydrothermal coordination considering multiple dams and also including the transmission network modeled by AC power flow. Results of both models are next compared with a heuristic (used by dispatchers) model and the main conclusions are presented. The actual test systems used correspond to the Latin-American ones. This work is an extension of the previous one and allows obtaining deeper conclusions.

Resumen : Programar la operación de un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE), siguiendo conceptos económicos, respetando las restricciones de carácter técnico, de disponibilidad de los recursos primarios y la red de transmisión en el corto plazo (semana - día), es una tarea de fundamental importancia para todo organismo destinado a programar y/o ejecutar dicha operación en forma centralizada.

En los mercados eléctricos competitivos, además del despacho económico, resulta de interés los resultados (costos marginales, precios nodales, precios de mercado en áreas aisladas, etc.) que permitan determinar la remuneración de la potencia y de la energía y que sirvan como soporte de decisiones para definir transacciones económicas entre los distintos actores del mercado. En los últimos años se agudiza la necesidad de contar con herramientas de cálculo precisas y rápidas para dar respuesta a los requerimientos como los que actualmente plantean las interconexiones internacionales a la hora de definir quien compra – vende, cuanto y a que hora. La coordinación hidrotérmica de corto plazo considerando la red de transmisión modelada en forma AC y con un buen nivel de detalle, es un complejo problema que aun no se encuentra totalmente resuelto. La solución de este tipo de problemas por su magnitud y sus características no convexas y no diferenciables no pueden ser resueltos en forma cerrada; es decir, considerar el problema como un todo sin considerar alguna técnica de descomposición, siendo necesario subdividir el problema en subproblemas vinculados entre sí a través de parámetros de acoplamiento que permitan hacer converger el proceso hacia una solución cercana a la óptima.

En este trabajo se presenta en forma resumida dos metodologías desarrolladas en el Instituto de Energía Eléctrica para la coordinación hidrotérmica de corto plazo multiembalse y multinodal de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) y las conclusiones de los resultados obtenidos con ambos modelos y su comparación con un modelo heurístico. Los SSEE ejemplos se corresponden a sistemas con las características de los latinoamericanos.

Este trabajo es un avance sobre trabajos anteriores y permite profundizar más sobre las conclusiones.

Palabras Claves: Optimización, despacho económico, sistema de transporte, sistemas hidrotérmicos.

1. INTRODUCCIÓN

Con el advenimiento del mercado eléctrico competitivo y dado los intereses de los distintos actores involucrados, se hace necesario modelar la operación de un sistema eléctrico de la manera más realista posible, sin que ello conduzca a tiempos impracticables de cálculo.

En el corto plazo, la tarea de definir el despacho económico puede definirse sintéticamente como la determinación de la potencia de generación de cada central del sistema (hidráulica y térmica) que permita satisfacer la demanda y las pérdidas, respetando las restricciones técnicas y operativas, con mínimo costo de operación en un horizonte de tiempo definido (generalmente un día o una semana).

Además del despacho económico, resulta de interés los resultados referidos a costo marginal del sistema, precios nodales, precios de mercado en áreas aisladas, etc.). Estos sirven como soporte de decisiones para definir transacciones económicas entre los distintos actores del mercado. En los últimos años se ha agudizado la necesidad de contar con herramientas de cálculo precisas y rápidas para dar respuesta a los requerimientos que plantean las interconexiones internacionales a la hora de definir quien compra y quien vende, cuanto y a que hora. Obviamente son dos características contrapuestas, a mayor detalle del sistema o complejidad del modelado, mayor tiempo de ejecución. Si el sistema es de gran dimensión los tiempos de cálculo pueden ser excesivos por lo que tiene que recurrirse a simplificaciones que pueden invalidar los resultados.

En relación con los requerimientos para los modelos de cálculo, merecen especial consideración algunas características de los SSEE presentes en la mayoría de los países sudamericanos. Se trata de sistemas geográficamente extensos, con redes de interconexión poco malladas, en donde las restricciones de transporte y las interconexiones condicionan fuertemente el despacho económico. Por lo tanto en este tipo de sistemas, es imprescindible considerar las restricciones de transporte, las pérdidas en las líneas y los niveles de tensión durante el proceso de optimización.

Por otro lado es necesario mantener la individualidad de las centrales hidráulicas (CH), como así también los tiempos de retardo del recurso hídrico –para el caso de centrales en cascada- factores que deben ser considerados durante el proceso de optimización.

En el IEE de la UNSJ se cuenta con dos líneas de investigación para resolver el problema planteado.

Una de las ellas, la más antigua, utiliza en forma combinada y en distintos niveles jerárquicos programación dinámica, programación lineal, el método de los multiplicadores de Lagrange y la DGB [1,3,4]. Este modelo se denomina TULUM y tiene como características relevantes su reducido tiempo de cálculo y la utilización de una metodología que contempla en forma detallada los componentes del sistema, sin embargo el estado de funcionamiento eléctrico AC no se incluye dentro del proceso de optimización. La nueva línea de investigación se basa en que mediante una elección adecuada de las variables involucradas y utilizando la DGB [5] se logra una descomposición del problema que permite procesar las restricciones ínter-temporales por un lado y las restricciones estáticas (restricciones que solo abarcan un solo periodo de tiempo) de forma independiente. Es decir el problema se resuelve en dos pasos uno maestro que determina óptimamente los niveles de generación hidráulica y predespacho térmico requeridos mientras que el subproblema optimiza la operación térmica para cada subetapa del problema controlando el cumplimiento de restricciones eléctricas mediante el empleo de un flujo óptimo de potencia AC modificado (OPFM). Modificado por adicionar al OPF AC normal términos que penalizan el déficit de activa, reactiva e incluye restricciones adicionales para determinar los cortes de Benders asociados.

Se utilizan algoritmos especializados para cada subproblema como son programación lineal entera mixta y el OPFM. La ventaja de este método es que permite considerar una solución estricta (mejor dicho con un sólido sustento matemático) y contempla el estado de funcionamiento eléctrico dentro del proceso de optimización. La desventaja principal que presenta este modelo son los relativamente mayores tiempos de cálculos consecuencia de una lenta convergencia final Fig. 1.

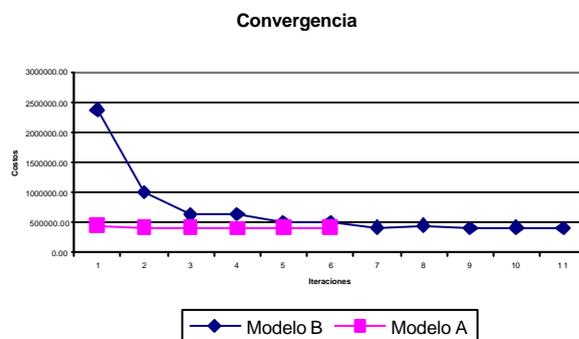


Fig.1. Convergencia de ambos modelos A y B

La comparación entre ambos modelos y con uno heurístico se orienta fundamentalmente a los siguientes aspectos:

- Resultados asociados con el despacho económico.
- Verificación del cumplimiento de las restricciones.
- Comparación de los tiempos de cálculo.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGIAS

2.1 Modelo A (Sistema TULUM)

2.1.1 Formulación del modelo

La función objetivo puede escribirse como:

$$\sum_{k=1}^K C(P_k) + Ca_k + Cdp_k + Cdr_k = \min \quad (1)$$

Sujeto a restricciones de:

• Balance: $\Theta: Ph + Pt - D - L = 0$
(2)

• Capacidad: $\Phi_i: F_{i,\min} \leq F_i \leq F_{i,\max}$
(3)

• Generación: $\Omega_i: P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$
(4)

• Límites embalses: Volúmenes Máx, Mín. e inicial
(5)

• Inter-temporales:
(6)

- Continuidad: Recurso hídrico incluido retardo.
- Centrales térmicas: tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, velocidad de toma de carga, etc.

Con:

K : Cantidad de subperiodos en que se divide la semana o el día.

$C(P_k)$: Costo variable de operación del parque de generación, para la potencia requerida P_k .

Ca_k : Costo de arranque de las máquinas térmicas.

Cdp_k : Costo por déficit de potencia activa.

Cdr_k : Costo de reserva.

P_h : Potencia de generación hidráulica

P_t : Potencia de generación térmica

D : Demanda

L : Pérdidas en la red de transporte

F_i : Flujo de potencia activa en la línea i

Las erogaciones de agua desde los embalses controlables del sistema (con CH asociadas), son las variables de decisión del problema a resolver. La función objetivo se corresponde con (1) y con las restricciones (2), (4), (5) y (6) asociadas al parque

hidráulico. Para un conjunto de valores dados de las variables de decisión (decisiones de desembalse) se tiene una potencia hidroeléctrica total determinada (para cada subperiodo) y una potencia de generación P_t requerida al parque térmico para satisfacer la demanda y las pérdidas en la red de transporte. Para obtener el costo óptimo de operación del parque térmico para la potencia requerida debe resolverse un problema subordinado de optimización minimizando el primer término de la ecuación (1) para cada subperiodo, sujeto a las restricciones (2), (3), (4) y (6) asociadas al parque térmico y la red de transporte [3] y [4]. La distribución óptima de la potencia requerida al parque térmico, se realiza a través de un despacho subordinado, basado en el método de los multiplicadores de Lagrange [3].

Luego la solución del problema culmina minimizando el Lagrangiano L (7) donde las restricciones se incorporan al mismo mediante los *multiplicadores de Lagrange* λ , μ y ξ .

$$L = C + I \Theta + \langle m, \Phi \rangle + \langle x, \Omega \rangle \quad (7)$$

2.1.2 Procedimiento de optimización

En el diagrama de bloques de la Fig. 2, se presenta en forma resumida la jerarquía del encadenamiento de algoritmos que conforman el procedimiento de solución adoptado para el modelo TULUM. Como se puede apreciar el problema ha sido subdividido en varias etapas lo que ha redundado en beneficios respecto de los tiempos de cálculo, no así desde el punto de vista de la precisión y calidad de los resultados.

En la **optimización hidroeléctrica** se lleva a cabo el proceso iterativo de búsqueda del óptimo. Si el sistema es M-dimensional (donde M es la cantidad de CH controlables), se inicia el proceso de búsqueda optimizando la j -ésima variable de decisión, suponiendo conocidas las variables de decisión de la M-1 CH controlables restantes (método uno por vez) [1]. En esta Etapa se utiliza programación dinámica unidimensional (uno por vez) para encontrar la solución del problema y constituye el problema maestro que controla el resto de los módulos de optimización. La potencia restante para cerrar el balance debe ser cubierta con la generación proveniente del parque térmico.

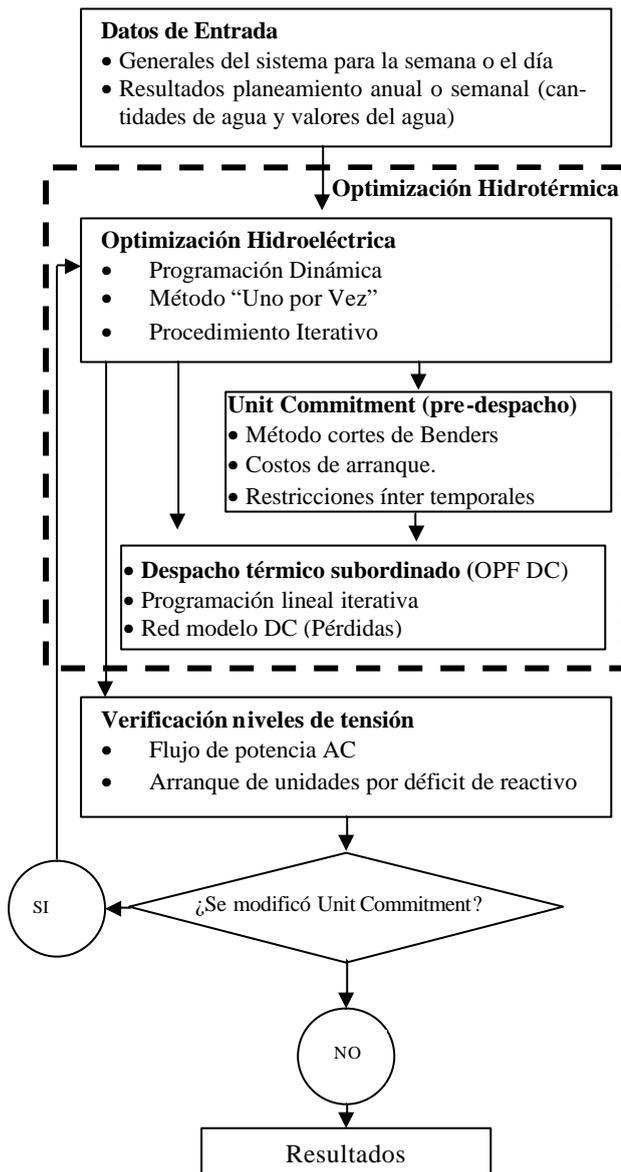


Fig.2: Diagrama de bloques del Modelo A

El **Unit Commitment** es resuelto utilizando el método de DGB sobre la base de un despacho hidráulico preliminar conocido y permite determinar el predespacho de unidades térmicas considerando los costos de arranque y las restricciones técnicas e inter temporales de las mismas. Este subproblema es subdividido respecto de las variables enteras (estado de operación) con un algoritmo de programación lineal entera y las variables continuas con un OPF DC resuelto a través de un procedimiento lineal iterativo para considerar las pérdidas. Ambos problemas de optimización interactúan a través de los Cortes de Benders. Este bloque se utiliza cada vez que se completa una iteración completa del problema maestro. Para cada valor de las variables de decisión de las CH controlables y para cada subperiodo se convoca al bloque de optimización **Despacho Térmico Subordinado**, en el se encuentra el punto de fun-

cionamiento óptimo de cada unidad térmica, utilizando el método de los multiplicadores de Lagrange, programación lineal iterativa y la red es modelada en forma DC. Las pérdidas son calculadas a través de un procedimiento lineal iterativo.

El proceso iterativo se interrumpe cuando se ha satisfecho el criterio de convergencia establecido (variación de costos entre dos iteraciones completas sucesivas menor que un valor dado).

Luego del proceso de optimización se verifican los niveles de tensión en el bloque **Verificación Niveles de Tensión**. Mediante un procedimiento heurístico y luego del proceso de optimización, se efectúa esta verificación y eventualmente el usuario del modelo decide el arranque de máquinas adicionales al despacho calculado que modificará el Unit Commitment. Con esta información se efectúa nuevamente el despacho óptimo volviendo al bloque **Optimización Hidroeléctrica**.

El modelo A se ha programado utilizando como plataforma los lenguajes Fortran 90, C++ y Cplex [10].

2.2 Modelo B (Despacho hidrotérmico basado en Descomposición Generalizada de Benders)

La formulación general del problema es similar a la del modelo TULUM punto 2.1.1, sin embargo el procedimiento de solución es bastante mas cerrado requiriendo menor cantidad de etapas que el modelo A el proceso de solución y los requerimientos de despacho de reactivo para lograr los niveles de tensión establecidos en la red pueden ser evaluados desde el punto de vista de los costos.

La DGB [5] surgió con la finalidad de poder descomponer ciertos problemas de optimización en dos partes. Una que contenga variables discretas y otra que solo contenga variables continuas con la finalidad de poder explotar de la manera más eficiente las estructuras obtenidas a la vez que se reduce la complejidad del problema original.

La formulación del problema de optimización a resolver usando la DGB es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar}_{x,y} \quad & z=f_1(x)+f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad & A(x) \geq b \\ & E(x)+F(y) \geq h \end{aligned}$$

Esta formulación es resuelta como sigue:

1. En el problema maestro, las variables "x" son calculadas como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar}_x \quad & f_1(x)+a \\ \text{Sujeto a:} \quad & A(x) \geq b \quad \text{donde:} \\ & a \geq w(x) \end{aligned}$$

$$a(x) = \begin{cases} \text{Minimizar} & f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} & F(y) \geq h - E(x) \end{cases}$$

$w(x)$ es el llamado "*Corte de Benders*" que suministra información (proveniente del subproblema) para mejorar la propuesta del problema maestro.

2. a se podría reconstruir evaluando todos los posibles valores de "x" y resolviendo $a(x)$, pero esto es justamente lo que se trata de evitar. Por otro lado se sabe que una función convexa se puede aproximar alrededor del punto $x = \tilde{x}$ como : $w(x) = f(\tilde{x}) + f'(\tilde{x})*(x-\tilde{x})$

3. De esta manera: $w(x) = a(\tilde{x}) + a'(\tilde{x})*(x-\tilde{x})$
 donde $a'(\tilde{x})$ es el valor dual de la variable x por ser la variación del costo con respecto a x.

4. Si el conjunto de variables x se fijan $x = \tilde{x}$, el subproblema es formulado como:

$$\text{Minimizar } \tilde{a} = f_2(y)$$

$$\text{Sujeto a: } F(y) \geq h - E(\tilde{x})$$

5. Los cortes de Benders se construyen como sigue:

$$w(x) = \tilde{a} + I*(x-\tilde{x})$$

Donde: \tilde{a} es el valor óptimo obtenido en el paso 4

I es el valor dual de la variable x al fijar $x = \tilde{x}$ en el paso 4.

En otras palabras, el corte de Benders es una aproximación lineal del subproblema alrededor del punto $x = \tilde{x}$ hallado en el problema Maestro por lo que es necesario resolver sucesivamente el Problema Maestro (que acumula los cortes de Benders) y el subproblema hasta lograr cumplir el criterio de convergencia impuesto.

El modelo implementado en el IEE es una reformulación y extensión del trabajo de Kuan [6] incluyendo enfoques de Alguacil [8] para el tratamiento de las restricciones inter-temporales y Ma [7] para las restricciones estáticas. Dentro del conjunto de variables denotadas como "x" se consideró la generación hidráulica y el estado de las unidades térmicas. De esta manera el problema maestro determina la generación hidráulica y el estado de las unidades térmicas (en servicio o fuera de servicio) siendo del tipo Lineal Entero Mixto y el subproblema, al tener definida esta información se transforma en un conjunto de flujos óptimos AC independientes e incluyen restricciones adicionales para la determinación de los Cortes de Benders.

Como es de esperarse, los OPF pueden presentar infactibilidades debido al despacho propuesto por el problema maestro. Estas infactibilidades son evitadas con la introducción de variables de holgura (generadores ficticios de déficit tanto de potencia activa como de reactiva) que se encuentran penalizadas y permiten cumplir las restricciones eléctricas impuestas. Este enfoque novedoso de la extensión del concepto de la *máquina de falla* para el caso de la potencia reactiva permite al problema maestro determinar que unidad es la más adecuada para solucionar el déficit tanto activo como reactivo que pudiera aparecer.

Con la información de los multiplicadores de Lagrange asociados a las variables que ingresaron

como dato conocido al subproblema se construyen los Cortes de Benders que en cada iteración se agregan al problema maestro y sirven para mejorar la propuesta de generación del mismo.

Un resultado importante de este modelo a diferencia de los modelos que utilizan otro método de descomposición como la relajación Lagrangeana, es que no se necesita construir una solución factible desde la solución del problema dual, tarea que ya es complicada incluso sin considerar la red de transmisión, peor aun con la red y todas las restricciones inter-temporales como son el cumplimiento de las cantidades de energía turbinada por las centrales hidráulicas en el período considerado.

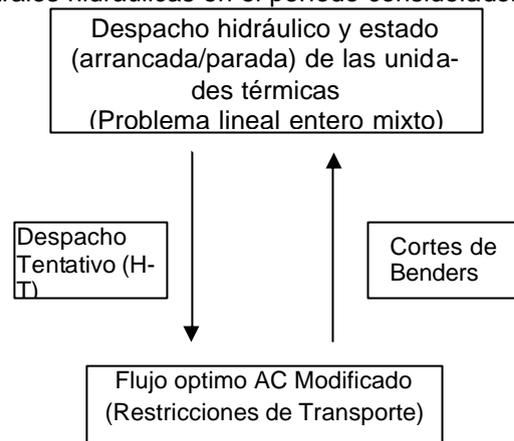


Fig. 3. Diagrama en bloque Modelo B

El modelo fue implementado en GAMS [9], el problema maestro es resuelto usando Cplex [10] y el subproblema mediante SNOPT [11]. La Fig. 3 ilustra el proceso.

3 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Los sistemas de prueba se corresponden con el Sistema Centro Norte de Perú (SICN) y el Sistema de Distribución Panameño (PANAMA).

3.1 Sistema Centro Norte de Perú (SICN)

El SICN es un sistema caracterizado (al año 2001) por una demanda anual del orden de los 11085 GWh de energía y de 2200 MW de potencia de pico. Este sistemas tienen parque de generación compuesto por centrales hidráulicas y térmicas, con fuerte predominio del parque hidráulico.

En el SICN el parque hidráulico de generación está compuesto por 15 centrales asociadas a 7 cuencas hidrológicas incluyendo centrales en cascada. La potencia hidráulica instalada es de 1642 MW lo que representa el 72 % de la potencia total (hidráulica más térmica) y su participación en la generación de energía eléctrica llega a superar el 90% de la demanda anual, dependiendo de la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos.

El parque térmico de generación del SICN está compuesto por 14 centrales, predominando la gene-

ración con turbinas a gas y en menor medida diesel y turbovapor. La potencia instalada es de 638 MW lo que representa el 28 % de la potencia total instalada (hidráulica más térmica) y su participación en la generación de energía eléctrica esta por debajo del 10 % de la demanda anual dependiendo de la disponibilidad de los recursos hídricos.

El sistema cuenta con una red de transmisión en 220, 138 y 60 KV, modeladas mediante una red reducida de 61 barras y 103 líneas de transmisión. Esta red permite vincular los centros de generación con los de consumo, el cual se concentra en alrededor del 60 % en la ciudad de Lima y en sus inmediaciones.

3.2 Sistema de distribución Panameño (PANAMA)

El Sistema PANAMA tiene una demanda de 5446 GWh de energía anual y una potencia que va desde los 850 MW en Julio hasta un pico de 925 MW en Marzo. Tiene parque de generación mixto compuesto por centrales hidráulicas y térmicas. La generación hidráulica predomina a la térmica.

En el sistema PANAMA el parque hidráulico de generación esta compuesto por 3 centrales controlables con 8 generadores y 2 centrales de pasada con 4 generadores. La potencia hidráulica instalada es de 770 MW lo que representa el 58 % de la potencia total (hidráulica más térmica) y su participación en la generación de energía eléctrica llega a superar el 67 % de la demanda anual, dependiendo de la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos.

El parque térmico del sistema PANAMA esta compuesto por 6 centrales con 21 generadores y un ciclo combinado (3 generadores mas una turbina a Gas), predominando la generación con combustible Residual y diesel.

El sistema PANAMA además cuenta con 4 autogeneradores (canal de Panamá) que pueden ocasionalmente vender energía al sistema interconectado. Y una conexión internacional con Costa Rica (ICE) a través de una línea de 230 KV.

El sistema PANAMA cuenta con una red de transmisión en 230, 115 y 44 KV, modeladas mediante una red reducida de 75 barras y 106 líneas de transmisión. Esta red permite vincular los centros de generación con los de consumo, con una fuerte concentración de la demanda en Panamá.

4 COMPARACIONES

4.1 Sistema Centro Norte de Perú (SICN)

Las comparaciones con este ejemplo han sido realizadas para dos hidrologías diferentes una alta y otra baja y para un día particular divididos en períodos de media hora.

4.1.1 Despacho Económico y Costo

En las TABLAS I y II se muestran los principales resultados obtenidos por ambos modelos y para ambas hidrologías. Los porcentajes están referidos al modelo B.

Como se observa las cantidades utilizadas de energía controlable y de pasada son prácticamente iguales, condición básica para efectuar las comparaciones. Se observan diferencias a favor del modelo B en los costos de operación. Esto se debe a que con el modelo B se obtiene una operación más uniforme de las unidades térmicas que en el modelo A, consecuencia de una mejor distribución del recurso hidráulico, como se muestra en el Figs. 3, 4 y 5. La diferencia se ve acentuada en los casos de baja hidráulica donde el parque térmico predespachado es mayor. Las causas de este resultado es que el modelo A al utilizar programación dinámica discretiza las centrales hidráulicas para su optimización mientras que el modelo B utiliza un modelo continuo para encontrar el punto de operación, además de ser un procedimiento mas cerrado el modelo B.

TABLA I
RESULTADOS ALTA HIDRAULICIDAD

Demanda/Generación [MWh]	Modelo A	Modelo B	Dif. [%]
Demanda	43168	43168	0
Hidro. Controlable	36321	36339	-0.05
Hidro. Pasada	4188	4188	0
Térmica	4586	4512	1.64
Pérdidas	1932	1882	2.66
Costos [UM]	361656	348401	3.8
Tiempo [Seg.]	165	222	-25.6

TABLA II
RESULTADOS BAJA HIDRAULICIDAD

Demanda/Generación [MWh]	Modelo A	Modelo B	Dif. [%]
Demanda	43168	43168	0
Hidro. Controlable	33417	33407	0.03
Hidro. Pasada	3001	3001	0
Térmica	8212	8188	0.29
Pérdidas	1467	1433	2.37
Costos [UM]	1215167	1026761	18
Tiempo [Seg.]	210	358	-41

Debe observarse los despachos térmicos Fig. 4 para ambas hidrologías, las curvas superiores se corresponden a baja hidráulica y las inferiores a alta hidráulica. Esta gráfica pone en evidencia la diferencia en los costos de operación del Modelo B respecto del A (mejor utilización del recurso hidráulico).

4.1.2 Predespacho (Unit Commitment).

Ambos modelos cuentan con un predespacho a los fines de determinar que máquinas térmicas deben estar despachada y en que períodos para un despacho hidráulico determinado. Para ambas hidráulidades el modelo B selecciona menos máquinas que el modelo A lo que evidencia un mejor despacho hidráulico (mejor empuntamiento de la energía).

Balance de potencia Alta hidráulidad

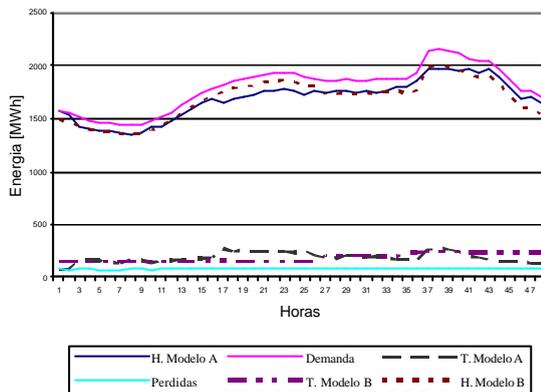


Fig. 3 Balance de Potencia Alta Hidraulicidad

Despacho Térmico

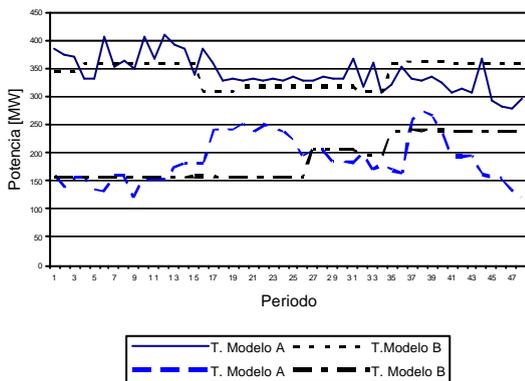


Fig. 4 Despacho Térmico

Balance de Potencia Baja Hidraulicidad

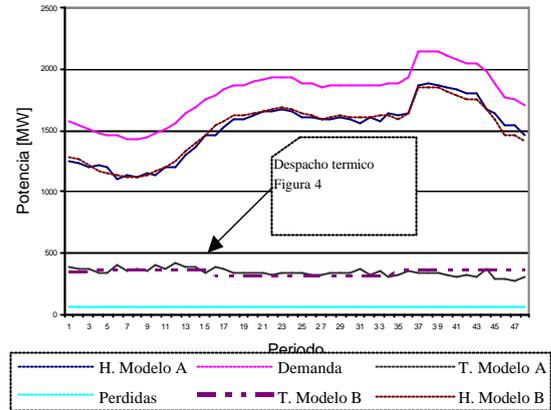


Fig. 5 Balance de Potencia Baja Hidraulicidad

4.2 Sistema de Distribución Panameño (PANA-MA)

4.2.1 Despacho Económico y Costo

En la Tabla III se muestran los principales resultados obtenidos por ambos modelos y un modelo de despacho heurístico para el sistema PANAMA.

Tabla III
Resultados PANAMA

Demanda-Generación [MWh]	Modelo A	Modelo B	Heurístico
Demanda	17657.39	17657.39	17657.39
Hidro. Controlable	9935	9939	9936.4
Hidro. Pasada	777.6	777.6	777.6
Térmica	7117.65	7084.5	7098.7
Pérdidas	172.86	143.71	155.31
Costos [UM]	416695.09	408930.79	410136.2
Tiempo [Seg.]	160	130	

Observando los resultados vemos que respecto de este punto las conclusiones son parecidas al ejemplo SICN donde la diferencia en los costos entre el modelo A y el Modelo B se debe fundamentalmente a un despacho más uniforme sin tantos arranques y parada de maquinas térmicas. Respecto del despacho heurístico no es el costo final ya que el despacho propuesto debe ser verificado y/o corregido para cumplir con las restricciones de red tanto activa como reactiva con un flujo de carga para, normalmente esto traerá modificaciones del despacho que no han sido reflejada en el costo.

Se puede comentar que para un sistema sencillo la aplicación de métodos heurísticos para elaborar el

despacho es relativamente simple y como se observa producen buenos resultados, pero si la complejidad del sistema aumenta (centrales en cascada, congestión de las líneas de transmisión, etc.) cada vez se torna más difícil o imposible encontrar una buena solución.

En la Fig. 6 se observan el despacho hidráulico y en la Fig. 7 el térmico para los tres modelos.

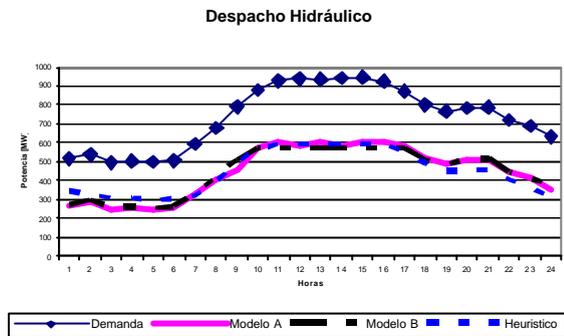


Fig. 6 Despacho Hidráulico sistema PANAMA

En la Fig. 7 se observa claramente que el despacho con el Modelo B es más uniforme lo que hace que el costo final de operación que incluye los costos de arranque y parada de las máquinas sea menor.

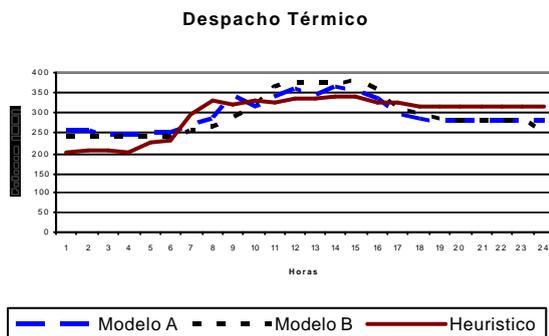


Fig. 7 Despacho Térmico sistema PANAMA

4.3 Tiempos de Cálculo

Se observa claramente en el primer ejemplo Sistema SICN, que el modelo A es significativamente más rápido que el B. La ventaja inicial del modelo A se debe principalmente a la optimización individual de las centrales hidráulicas evitando el proceso entero mixto del modelo B. Esta ventaja se pierde cuando se debe modificar el unit commitment externamente al proceso de optimización por problemas de déficit de reactivo (obligar a arrancar máquinas) y reiniciar el proceso de cálculo con lo que el tiempo se duplica. En el caso del Sistema PANAMA esta diferencia se revierte y es porque el sistema es de menor envergadura. Concluyendo que en el Modelo B el tiempo de cálculo fundamentalmente depende del tamaño del problema a solucionar mientras que en el Modelo A no es tan dependiente del mismo.

4.4 Control de tensión

En los resultados del despacho del sistema SICN con el modelo B se activó pocas veces las máquinas de déficit de potencia reactiva en algunas barras con valores pequeños (para ambos casos). Este hecho indica que no se ha cumplido estrictamente con los límites de tensión impuestos (0.9 pu) en estas barras. Para que el modelo despache generación forzada para solucionar este problema es necesario que la penalización incurrida sea mayor al incremento del costo debido al despacho de generación fuera de mérito.

Si se penaliza suficientemente los déficit de potencia reactiva para que todos los niveles de tensión por barra preestablecidos sean cumplidos, se incrementa el costo total de operación en el caso de baja hidraulicidad en 6093 [UM] o sea un 0.6 % más que el indicado en la tabla 2. En el modelo A se obtuvieron despachos con problemas de reactivo en algunas barras que están por debajo y por encima de los niveles de tensión prefijados lo que obligaría a modificar el unit commitment aumentando los costos de operación y el tiempo de cálculo respecto de los informados. Esta última tarea no se ha incluido en este trabajo. Para el Sistema PANAMA los efectos mencionados anteriormente respecto del Modelo A se ven acentuados sobre todo en las horas de máxima demanda lo que lo diferencia claramente del Modelo B que la solución que encuentra es cerrada y cumple con todas las restricciones de activo y reactivo.

5 CONCLUSIONES

Se han presentado brevemente dos modelos para el despacho económico hidrotérmico multinodal de corto plazo y la comparación de los resultados. La diferencia fundamental es que el modelo B considera en forma explícita la modelación AC de la red permitiendo penalizar (redespacho automático) los requerimientos de reactivo para cumplir con los niveles de tensión. En el caso que el redespacho requerido signifique sobrecostos muy importantes respecto de las violaciones de los límites de tensión, el modelo evaluara la conveniencia o no de lograr los niveles de tensión prefijados. Además la metodología de solución del modelo B es mucho más cerrada lo que garantiza una optimización conjunta de las variables posibilitando de esta forma obtener una solución más precisa a costa de mayores tiempos de cálculo para grandes sistemas. Esta última aparente desventaja es relativa dado que el modelo A en caso de no verificarse los niveles de tensión se necesita correr el modelo nuevamente lo que hace que los tiempos de cálculo se dupliquen al menos. Del análisis de los resultados se puede observar que los despachos son muy parecidos en cantidades de energía y no en los costos de operación porque el modelo B hace una mejor distribución horaria de las potencias despachadas (despacho

más uniforme de los generadores térmicos o mejor empuntamiento de las centrales hidráulicas). Como conclusión final se puede decir que ambos modelos son aptos para sistemas con las características de los presentado sin embargo el nuevo modelo B que aun se encuentra bajo estudio pareciera que presenta algunas ventajas respecto de la calidad de la solución, despacho más uniforme del parque de generación térmica y posibilidad de controlar y evaluar el cumplimiento o no de los niveles de tensión en todas las barras del sistema.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Strada T.; Mut, O. F.; Galdeano C.: "Despacho Económico de Corto plazo de complejos sistemas hidrotermicos. Modelo TULUM V. 3.0 ", IX Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Comision N° 39. Foz de Iguazú. Mayo de 2001.
2. Año O., Galdeano C., Mut O.: "Gestión óptima de la operación de mediano plazo de sistemas hidrotérmicos multiembalses considerando la red." IX Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Comision N° 39. Foz de Iguazú. Mayo de 2001.
3. Hoesé. A., Doña V., Vargas A.: "Dester: Despacho económico térmico con red de transporte en sistemas hidrotérmicos". IX Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Comision N° 39. Foz de Iguazú. Mayo de 2001.
4. Doña V., Hoesé. A., Vargas A.: "Predespacho de potencia reactiva en el despacho económico de sistemas hidrotérmicos multinodales". IX Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Comision N° 38. Foz de Iguazú. Mayo de 2001
5. M. Geoffrion; Generalized Benders' Decomposition. Journal of Optimization Theory and Applications. Vol. 10, 1972. Page(s): 237 –260.
6. Kuan, E.; Año, O.; Vargas, A.; Unit commitment optimization considering the complete network modeling. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume: 3, 2001. Page(s): 5 pp. vol.3.
7. Ma, H.; Shahidehpour, S.M.; Unit commitment with transmission security and voltage constraints, Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 14 Issue: 2, May 1999. Page(s): 757 – 764
8. Alguacil, N.; Conejo, A.J.; Multiperiod optimal power flow using Benders decomposition. Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 15 Issue: 1, Feb 2000. Page(s): 196 –201.
9. GAMS Modeling Language: GAMS Development Corporation. Web: <http://www.gams.com>
10. Cplex Large-scale linear solver callable library: ILOG Inc. Web: <http://www.ilog.com/products/cplex/>.
11. P. E. Gill, W. Murray, and M. A. Saunders, SNOPT: An SQP algorithm for large-scale constrained optimization, Numerical Analysis Report 97-2, Department of Mathematics, University of California, San Diego, La Jolla, CA, 1997.