UN MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA DE CORTO PLAZO PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Marco Valencia
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Se plantea un modelo de programación de la operación de corto plazo para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, basado en la coordinación entre un problema de compromiso de unidades y un despacho hidrotérmico. El problema de compromiso de unidades térmicas se resuelve utilizando relajación lagrangeana y programación dinámica. Con las unidades seleccionadas, se plantea un problema de despacho hidrotérmico con restricciones energéticas para los embalses, que se resuelve mediante programación lineal. El modelo propuesto se aplica a la solución del despacho económico en el sistema eléctrico ecuatoriano para un horizonte de 24 horas y un parque generador de 30 unidades.

PALABRAS CLAVE: Coordinación hidrotérmica, compromiso de unidades, relajación lagrangeana

1. INTRODUCCIÓN

La Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo es uno de los problemas de optimización de gran escala más desafiantes dentro del análisis de Sistemas de Potencia. Consiste en determinar el programa de arranque y parada de las unidades de generación térmica (asignación de unidades o unit commitment) así como el nivel de generación de las unidades térmicas y de las plantas hidroeléctricas, durante un horizonte de planificación de corto plazo, de generalmente una semana. El objetivo es abastecer la demanda del sistema al mínimo costo de producción, observando los requerimientos de reserva y las restricciones individuales de las máquinas. Este es un problema no lineal entero-mixto de gran escala, que se cataloga como NP-duro, donde los requerimientos computacionales para obtener una solución óptima crecen exponencialmente con el tamaño del problema.

Durante muchos años, los métodos de optimización han sido utilizados en la industria eléctrica para solucionar el problema de coordinación hidrotérmica, resultando en importantes ahorros de dinero. Se han aplicado desde métodos heurísticos -sustentados en el uso de reglas empíricas- hasta procedimientos más sistemáticos, basados en algoritmos tales como programación dinámica, programación entera – mixta, programación lineal, optimización en redes y métodos de descomposición de Benders. Recientemente se han probado métodos basados en metaheurísticas, tales como redes neuronales, recocido simulado y algoritmos genéticos, que permiten representar restricciones más complicadas y están llamados a entregar soluciones de mejor calidad.

Sin embargo, el enfoque de solución más exitoso, y hasta el momento el más utilizado, es el de relajación lagrangeana, que descompone el problema trasladando a la función objetivo, mediante multiplicadores de Lagrange, las restricciones de demanda y reserva que acoplan entre sí a los generadores. Dado un conjunto de multiplicadores, se obtiene un problema separable para cada unidad, que puede ser resuelto mediante un método de programación dinámica de pequeña dimensión. Un proceso de ajuste de los multiplicadores es utilizado para encontrar soluciones factibles.

La aplicación del enfoque tradicional de la relajación lagrangeana al problema de coordinación hidrotérmica en el sistema ecuatoriano presenta serios problemas de convergencia, dada la significativa magnitud de una de las centrales hidroeléctricas participantes –Paute- que ocasiona un comportamiento oscilatorio en la maximización de la función dual. Ante esta dificultad, se propone una adaptación del método de relajación lagrangeana, que consiste en la coordinación entre un problema de compromiso de unidades térmicas

-resuelto mediante relajación lagrangeana- y un problema de despacho hidrotérmico –resuelto por programación lineal.

En la sección 3 de este trabajo se hace una introducción a la técnica de relajación lagrangeana y a la maximización del problema dual. En la sección 4 se describe el problema de coordinación hidrotérmica y su adaptación al sistema ecuatoriano. Se expone el método de solución y se detallan sus particularidades. Finalmente, en la sección 5 se presentan los resultados de la aplicación del modelo planteado al despacho económico del sistema ecuatoriano para 12 casos de estudio.

2. EL MÉTODO DE RELAJACIÓN LAGRANGEANA

La relajación lagrangeana descompone el problema original en un problema principal y una serie de subproblemas más sencillos, uno por cada generador térmico y por cada sistema o cuenca hidroeléctrica, que se resuelven independientemente. El problema principal y los subproblemas se resuelven de manera iterativa hasta obtener una solución cercana al óptimo. La descomposición permite una modelación detallada del sistema de generación, lo cual convierte a la relajación lagrangeana en una técnica de solución muy precisa.

En lugar de resolver el problema original, la técnica de relajación lagrangeana resuelve el problema dual:

Considérese el siguiente problema genérico de optimización (*P*):

$$z^* = min\ cx$$

Sujeto a:

$$Ax = b$$

$$x \in X$$

donde las variables de decisión *x* pertenecen a un conjunto restringido *X*, el cual se asume finito.

El procedimiento de relajación lagrangeana trabaja con la idea de relajar las restricciones lineales explícitas, incorporándolas a la función objetivo mediante multiplicadores de Lagrange asociados μ. El problema resultante se conoce como relajación lagrangeana o subproblema lagrangeano ($LR\mu$) del problema original y es más fácil de resolver que (*P*):

$$min\ cx + \mu(Ax - b)$$

Sujeto a:

$$x \in X$$

A la función

$$L(\mu) = min\{cx + \mu(Ax - b) : x \in X\}$$

se la conoce como función Lagrangeana o función dual y tiene una característica muy importante:

Para cualquier vector μ de multiplicadores de Lagrange, el valor $L(\mu)$ de la función Lagrangeana es una cota inferior para el valor óptimo de la función objetivo z* del problema de optimización original (P).

Para obtener la mejor cota inferior, se debe resolver el problema

$$L^* = max_{\mu}\ L(\mu)$$

al cual se conoce como problema dual (*D*) o problema de multiplicadores de Lagrange asociado al problema original (*P*).

La función dual es cóncava pero no diferenciable, por lo cual, para su maximización, se recurre a técnicas de optimización no diferenciable tales como el método de subgradiente, el método de planos cortantes o el método de empaquetamiento (bundle). Estos procedimientos pueden o bien presentar un comportamiento oscilatorio, o bien ser ineficientes desde el punto de vista computacional.

En el problema de Coordinación Hidrotérmica, la solución obtenida del problema dual por lo general no cumple con las restricciones de acoplamiento que fueron relajadas en el problema primal, debido a la no convexidad de la función objetivo (cuando la función objetivo es convexa el óptimo del problema dual es el óptimo del primal). Se observa por lo general que variaciones muy pequeñas en los multiplicadores producen saltos considerables en las variables primales.

La diferencia entre los valores óptimos de las funciones objetivo de los problemas primal y dual se denomina brecha de dualidad (duality gap) la cual se reduce a medida que el número de generadores se incrementa y, en la mayoría de casos prácticos, alcanza valores inferiores al 0.1%.

En resumen, la técnica de relajación lagrangeana consiste de tres pasos principales.

1. Resolver el problema dual

2. Obtener un compromiso de unidades factible para el problema primal

3. Despachar la generación comprometida de manera de cubrir la demanda.

El paso 1 requiere la solución de un problema de maximización no diferenciable. El paso 2 se alcanza mediante la aplicación de técnicas heurísticas como las desarrolladas por Merlin - Sandrin [5] o por Zhuang – Galiana [9] y el paso 3 se logra mediante un despacho económico multiperíodo de los recursos comprometidos.

Los algoritmos de relajación lagrangeana, al depender de métodos heurísticos, no son capaces de identificar o distinguir soluciones múltiples. Si bien, desde el punto de vista del operador del sistema, todas las soluciones pueden ser igualmente buenas, para los generadores cada solución representa un programa de operación diferente, con ganancias distintas, que pueden crear un claro conflicto de intereses.

3. EL PROBLEMA DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA DE CORTO PLAZO

El problema de coordinación hidrotérmica de corto plazo (CHCP) consiste en minimizar el costo de producción del parque generador hidrotérmico, dentro de un horizonte de planificación que puede variar entre pocas horas hasta una semana, de manera de abastecer en cada período la demanda del sistema, respetando las restricciones individuales de los generadores térmicos y centrales hidroeléctricas.

3.1. Formulación del Problema

Para el planteamiento del problema se utilizará la siguiente notación.

i, j: Índice de generadores térmicos y centrales hidroeléctricas, respectivamente

t: Índice del período

T: Número de períodos del horizonte de estudio [horas]

G: Número de generadores térmicos

H: Número de centrales hidroeléctricas

C_i: Costo variable de producción de la unidad *i* [USD/MWh]

Pg_{it}: Potencia máxima de la unidad térmica *i* en el período *t* [MW]

Pg_{it} : Potencia mínima de la unidad térmica i en el período *t* [MW]

Ph_{jt}: Potencia máxima de la central hidreléctrica j en el período *t* [MW]

Ph_{jt}: Potencia mínima de la central hidreléctrica j en el período *t* [MW]

D_t: Demanda del período *t* [MW]

Eh_j: Energía disponible en el horizonte de estudio para la central j [MWh]

Tup_i: Tiempo mínimo de operación de la unidad *i* [h]

$Tdown_i$: Tiempo mínimo de parada de la unidad *i* [h]

$F(\lambda)$: Función dual del problema CHCP

λ: Multiplicador de Lagrange (vector de dimensión *T*)

Variables de estado:

$x_i(t)$: Número de horas que el generador *i* lleva operando (>0) o parado (<0) hasta el período *t*

Variables de decisión:

$u_i(t)$: Estado de encendido del generador *i* en el período *t* (1 = encendido, -1 = apagado)

Pg_{it}: Potencia generada por la unidad *i* en el período *t* [MW]

Ph_{jt}: Potencia generada por la central *j* en el período *t* [MW]

El problema CHCP se plantea como:

$$min \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{G} C_i Pg_{it}$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

• Balance de potencia:

$$\sum_{i=1}^{G} Pg_{it} + \sum_{j=1}^{H} Ph_{jt} = D_t \qquad \forall t$$

• Restricciones de las centrales hidroeléctricas:

Potencias máximas y mínimas:

$$\underline{Ph_{jt}} \le Ph_{jt} \le \overline{Ph_{jt}} \qquad \forall j \in H, \forall t$$

Cuota energética:

$$\sum_{t} Ph_{jt} \le Eh_j \qquad \forall j \in H$$

• Restricciones de los generadores termoeléctricos

Transición de estado:

$$\begin{array}{lcl} x_i(t+1) = x_i(t) + u_i(t) & \multirow{2}{*}{} & x_i(t)\cdot u_i(t) > 0 \\ & si & \\ x_i(t+1) = u_i(t) & & x_i(t)\cdot u_i(t) < 0 \end{array}$$

Límites de capacidad:

$$\begin{array}{lll} \underline{Pg_{it}} \le Pg_{it} \le \overline{Pg_{it}} & si & x_i(t) > 0 \\ Pg_{it} = 0 & si & x_i(t) < 0 \end{array}$$

Tiempos mínimos de operación y de parada

$$\begin{array}{lll} u_i(t) = 1 & si & 1 \le x_i(t) < Tup_i \\ u_i(t) = -1 & si & Tdown_i \le x_i(t) < -1 \end{array}$$

El problema planteado maneja de forma simultánea el parque de generación térmica e hidroeléctrica. Si en esta formulación se considerasen únicamente las unidades térmicas se obtendría un problema de asignación de unidades térmicas o unit commitment (UC).

3.2. Solución del Problema

Se relaja la restricción de demanda, que acopla a los generadores dentro del sistema de potencia, añadiéndola a la función objetivo mediante multiplicadores de Lagrange, y se plantea el problema dual:

$$max\, F(\lambda)$$

donde :

$$F(\lambda) = min \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{G} C_i Pg_{it} - \sum_{t=1}^{T}\lambda_t\left[\sum_{i=1}^{G} Pg_{it} + \sum_{j=1}^{H} Ph_{jt} - D_t\right]$$

$$F(\lambda) = min \sum_{i=1}^{G}\sum_{t=1}^{T} (C_i - \lambda_t) Pg_{it} - \sum_{j=1}^{H}\sum_{t=1}^{T} \lambda_t Ph_{jt} + \sum_{t=1}^{T}\lambda_t D_t$$

La función dual se descompone en subproblemas de minimización individuales, para cada unidad térmica y para cada central hidroeléctrica, que pueden resolverse independientemente, sin importar los niveles de generación del resto de unidades

Al resolver los subproblemas hidroeléctricos, se presentan soluciones oscilatorias entre las horas con valores de λ_t cercanos, que solo pueden ser manejables cuando las centrales hidroeléctricas constituyen un pequeño porcentaje de la demanda [8]. En sistemas con un alto componente de generación hidroeléctrica -como el sistema eléctrico ecuatoriano- este tipo de soluciones oscilatorias de los subproblemas hidroeléctricos se constituye en una seria dificultad para la aplicación del método de solución mediante relajación.

Se puede, entonces, plantear una nueva manera de manejar el problema CHCP: resolver los subproblemas térmicos para encontrar el estado de encendido de las máquinas (commitment) y utilizar esta solución como una entrada para un despacho hidrotérmico, conforme el siguiente algoritmo, cuyo diagrama de flujo se presenta en la figura 1:

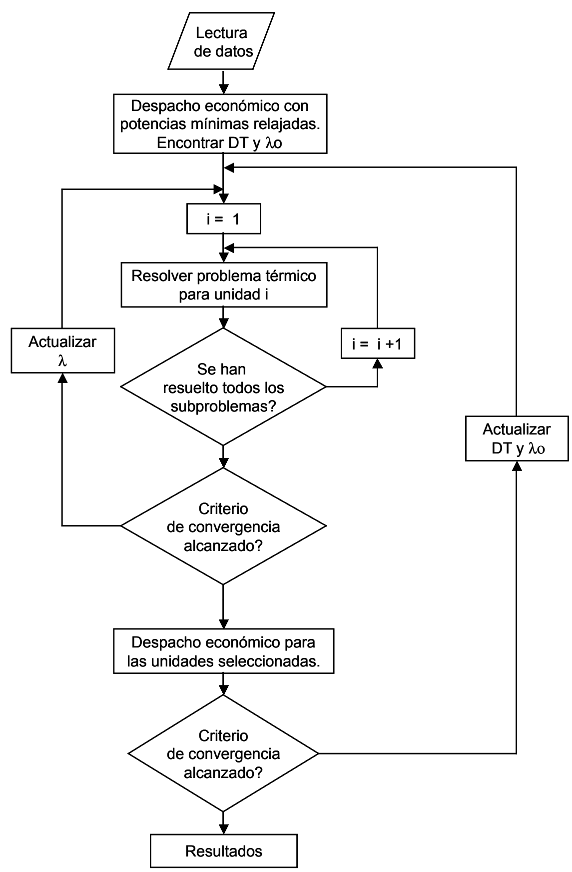


FIGURA 1: Diagrama de Flujo del Algoritmo

a) Resolver un problema de despacho hidrotérmico, considerando encendidos todos los generadores térmicos pero relajando sus potencias mínimas.

b) Plantear un problema de asignación de unidades térmicas (UC), de manera de cubrir la diferencia entre la demanda y la generación hidroeléctrica. Los multiplicadores λ_t se inicializan con los precios horarios resultantes del despacho .

c) Resolver el problema dual del problema UC: se resuelven los subproblemas térmicos y se actualizan los multiplicadores con el método de subgradiente hasta cumplir con algún criterio de convergencia. Se obtiene el estado de encendido de los generadores térmicos.

d) Resolver un problema de despacho hidrotérmico utilizando el commitment de los generadores térmicos (se consideran las potencias mínimas).

e) Retornar a b) hasta alcanzar el criterio de convergencia

El detalle de los módulos de selección de unidades y despacho hidrotérmico se indica a continuación:

3.2.1. Selección de Unidades

Se plantea el problema de asignación de unidades (UC) consistente en cubrir de manera óptima, con el parque térmico disponible, la diferencia entre la demanda total del sistema y la generación de las centrales hidroeléctricas hallada por el despacho hidrotérmico previo (DT). Al eliminar las centrales hidroeléctricas, la función dual para el problema de UC es:

$$F(\lambda) = min \sum_{i=1}^{G} \sum_{t=1}^{T} (C_i - \lambda_t) Pg_{it} + \sum_{t=1}^{T} \lambda_t DT_t$$

que puede resolverse como G problemas independientes, uno por cada generador térmico, de la forma:

$$min \sum_{t=1}^{T} (C_i - \lambda_t) Pg_{it}$$

<u>Solución de subproblemas térmicos</u>

Cada problema térmico es un problema de minimización, desacoplado para cada unidad, equivalente a encontrar el camino más corto desde un vértice de origen dado hasta uno de los vértices de destino en un grafo orientado como el de la figura 2.

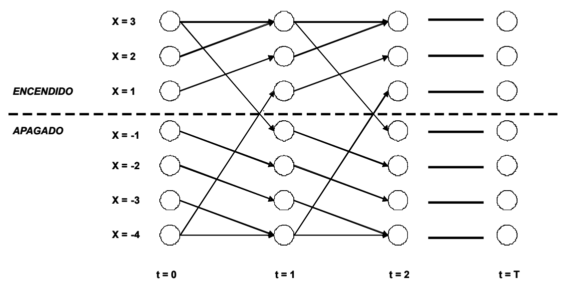


FIGURA 2: Grafo Orientado para Solución de un Subproblema Térmico

Los vértices del grafo representan los posibles estados para la unidad y las aristas corresponden a las transiciones de estado. Cada estado está definido por dos elementos: el estado de encendido y su duración. Los vértices en una fila representan el mismo estado. Los vértices en una columna corresponden al principio o fin de la misma hora. El número de estados es igual a la suma de los tiempos mínimos de operación y de parada.

Este problema de camino más corto se puede resolver mediante un algoritmo de programación dinámica hacia adelante, como se esquematiza a continuación:

a) Se asignan los costos a cada estado para t = 0:

$Costo(x_i(0)) = 0$	si $x_i(0)$ es el estado inicial
$Costo(x_i(0)) = \infty$	en caso contrario

b) Para cada estado en el instante t, para t = 1…T

$$Costo(x_i(t)) = min\ (Costo(y_i(t\text{-}1)) + \\ + CostoTransición(y_i(t\text{-}1),\ x_i(t)))$$

Donde $y_i(t\text{-}1)$ son todos los estados desde los cuales $x_i(t)$ es accesible. Junto con el costo se debe guardar el estado predecesor.

c) Para t = T, se escoge el estado con menor costo, con lo cual a ruta óptima queda plenamente definida.

En el punto c) se pueden incorporar condiciones de frontera que restrinjan los estados deseados para el final del horizonte de planificación.

<u>Actualización de los multiplicadores</u>

Una vez resueltos los subproblemas térmicos para cada unidad, se evalúa la función dual. Si la diferencia relativa entre el valor calculado de la función dual y el obtenido en la iteración anterior es menor que una tolerancia predefinida, el proceso se detiene. También se ha visto aceptable y económico detener el proceso al cumplir un número máximo de iteraciones.

En todo caso, si el criterio de parada no se ha alcanzado, se actualizan los multiplicadores de Lagrange utilizando un método de subgradiente, con un paso dado por el teorema de Poljak: el multiplicador para la iteración *k+1* se obtiene en función del multiplicador de la iteración anterior como:

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \delta^k \frac{\theta^k}{\left\| \theta^k \right\|}$$

donde θ_k es la dirección del subgradiente en la iteración *k*, dada por el desbalance entre demanda y generación.

La longitud del paso es:

$$\delta^k = \frac{1}{\alpha + \beta \cdot k}$$

donde los valores de α y β se determinan de manera empírica.

3.2.2. Despacho económico

El problema de despacho económico (DE) consiste en encontrar la asignación específica de carga para cada generador seleccionado, de manera de abastecer la demanda al mínimo costo, dentro de un horizonte de tiempo definido. A diferencia del problema de CHCP, la selección de unidades térmicas es conocida, con lo cual se eliminan las variables enteras $x_i(t)$ y $u_i(t)$.

El problema a resolver es:

$$min \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{G} C_i Pg_{it}$$

Sujeto a:

a. Balance de potencia:

$$\sum_{i=1}^{G} Pg_{it} + \sum_{j=1}^{H} Ph_{jt} = D_t \qquad \forall t$$

b. Restricciones de las centrales hidroeléctricas:

$$\underline{Ph_{jt}} \leq Ph_{jt} \leq \overline{Ph_{jt}} \qquad \forall j \in H, \forall t$$

$$\sum_{t} Ph_{jt} \leq Eh_j \qquad \forall j \in H$$

c. Restricciones de los generadores termoeléctricos

$$\underline{Pg_{it}} \leq Pg_{it} \leq \overline{Pg_{it}} \quad \text{si} \quad u_i(t) = 1$$

$$Pg_{it} = 0 \quad \text{si} \quad u_i(t) = -1$$

Nótese que $u_i(t)$ es un valor conocido, obtenido de la solución previa del problema de UC.

Para el primer despacho económico, donde no se dispone de una selección previa de unidades térmicas, se consideran seleccionadas todas las unidades pero se relaja la restricción de generación mínima. Para las unidades de vapor, cuya selección es conocida de la programación de más largo alcance, se respeta su límite mínimo de generación en caso de que la máquina se encuentre operando.

El problema de DE se puede resolver mediante programación lineal utilizando cualquier paquete comercial de optimización. En este trabajo se ha hecho una implantación a medida de la tabla del símplex para variables acotadas.

El costo de producción obtenido del DE se compara con la solución del problema dual del UC previo. Si la diferencia relativa entre los dos valores -brecha de dualidad o duality gap- es menor que una tolerancia preestablecida, el proceso se detiene y se adopta la generación encontrada como la solución del problema de CHCP original. Puede ser necesario detener el proceso una vez cumplido un número máximo de iteraciones.

Si el criterio de parada no ha sido alcanzado, se actualiza la demanda para el siguiente módulo de UC como la diferencia entre la demanda total del sistema y la generación de las centrales hidroeléctricas. Las variables duales asociadas a las restricciones de demanda, que representan los precios horarios de la energía -costos marginales- se utilizan para inicializar los multiplicadores de lagrange λ para el siguiente módulo de UC.

4. RESULTADOS

El modelo descrito ha sido aplicado en el sistema ecuatoriano para resolver el despacho económico de generación en un horizonte de 24 horas. Se han representado 2 centrales hidroeléctricas y 27 generadores térmicos y se han hecho las siguientes consideraciones:

- No se representan las centrales hidroeléctricas de pasada: su aporte se descuenta de la demanda total del sistema. En esta categoría se ha incluido a la central operada por Hidronación.
- No se representan los pequeños motores de combustión interna que operan con diesel y que, en su mayoría, presentan indisponibilidades permanentes.
- Los motores que operan con fuel oil se han agrupado por central.

La demanda a abastecer corresponde a un día de trabajo del mes de octubre/2003 e incluye las pérdidas del sistema de transmisión.

Se analizan 12 casos diferentes, que cubren distintos escenarios de hidrología y de disponibilidad del parque generador, según se detalla en la tabla 1.

TABLA 1: Detalle de Casos Analizados

CASO	ENERGÍA DISPONIBLE		INDISPONIBILIDAD TÉRMICA
	Paute	Pucará	
1	libre	1,100	Trinitaria
2	libre	1,120	Trinitaria, G.Zevallos TV2
3	libre	220	Trinitaria, G.Zevallos TV2
4	20,000	800	Trinitaria, G.Zevallos TV2
5	20,000	800	--
6	18,000	800	--
7	14,830	800	--
8	11,400	1,800	--
9	9,000	1,800	--
10	6,700	1,800	--
11	5,000	1,800	Victoria II
12	4,000	1,800	Victoria II

Los resultados obtenidos respecto de la brecha de dualidad y el número de iteraciones del lazo principal se presentan en la tabla 2.

TABLA 2: Resumen de Resultados

CASO	Función objetivo (USD)		Duality gap		Número	parametro
	Primal	Dual	%	USD	iteraciones	alfa
1	197,420	196,712	0.358	707.73	10	10
2	191,525	191,073	0.236	452.11	10	10
3	224,802	224,694	0.048	107.46	7	1
4	328,961	328,714	0.075	246.09	10	1
5	324,348	324,298	0.016	50.47	4	1
6	415,592	415,546	0.011	45.35	1	1
7	535,072	535,072	0.000	0.35	1	1
8	656,113	655,968	0.022	144.77	4	1
9	824,309	824,280	0.004	29.14	1	10
10	990,871	990,544	0.033	327.81	2	10
11	1,131,461	1,131,047	0.037	414.69	1	5
12	1,222,049	1,221,999	0.004	49.61	6	10

El análisis de los resultados indica que:

- Los programas de operación obtenidos con el modelo son aceptables en cuanto al objetivo de minimizar el costo total de producción. La brecha de dualidad para 9 de los 12 casos analizados es menor al 0.05%

- El enfoque de solución garantiza una operación factible del parque térmico, al cumplir las restricciones de tiempos y potencias mínimas, pero no garantiza la optimalidad de la solución. A través de pequeñas modificaciones sobre los programas de operación resultantes, se pueden lograr o bien soluciones ligeramente más económicas o bien una operación más uniforme de las unidades.

- La operación de las centrales hidroeléctricas es en ciertos casos muy irregular. Podrían efectuarse, dentro del mismo modelo, ciertas aproximaciones heurísticas para limitar la operación de las centrales hidroeléctricas a ciertos períodos de tiempo.

- Los parámetros α y β utilizados en el método de subgradiente pueden requerir un ajuste de acuerdo con las condiciones particulares de cada problema de coordinación hidrotérmica. Sin embargo, se debería privilegiar la unicidad de resultados antes que su optimalidad.

- En todos los casos analizados, el tiempo requerido para la solución ha sido inferior a los 10 segundos en un procesador de 2 GHz. Los casos más demandantes para el despacho hidrotérmico son aquellos de baja disponibilidad hidroeléctrica, donde el número de unidades térmicas requerido es alto. El módulo que más tiempo consume es el de programación lineal en la resolución del despacho hidrotérmico, mismo que podría acortarse mediante un algoritmo específico de flujo en redes.

5. CONCLUSIONES

La coordinación hidrotérmica de corto plazo es una tarea de marcada relevancia dentro de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. La complejidad de las relaciones físicas subyacentes al proceso de generación y las diversas particularidades de cada sistema de potencia, imposibilitan la adopción de modelos estándar para la solución del problema y obligan a los organismos responsables de la operación a impulsar el desarrollo de aplicaciones propias.

En este sentido, el método de relajación lagrangeana, si bien no garantiza la optimalidad de las soluciones obtenidas, proporciona resultados factibles, cercanos al óptimo, en tiempos muy cortos. Para su aplicación en un mercado eléctrico debe evitarse la intervención discrecional del operador sobre el ajuste de los parámetros del modelo, de manera de privilegiar la unicidad de resultados antes que su optimalidad.

Los resultados obtenidos en este trabajo permitirían justificar el desarrollo de investigaciones posteriores, tendientes a incorporar elementos adicionales en la modelación, como son las pérdidas de transmisión y los límites de transferencia de las líneas.

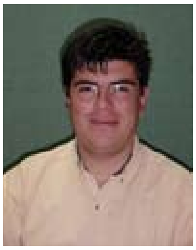
6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Cohen A., Sherkat V., Optimization-based Methods for Operations Scheduling, Proc. IEEE 75 12 1987 1574–1591.

[2] Fisher M.L., The Lagrangian Relaxation Method for solving Integer Programming Problems, Management Science, Vol. 27, No.1, Ene 1981

[3] Jiménez N., Conejo A. Short-Term Hydro-Thermal Coordination by Lagrangian Relaxation:

Solution of the Dual Problem. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feb 1999.
[4] Lemaréchal C. Lagrangian Relaxation. Computational Combinatorial Optimization. Springer Verlag, Heidelberg. 2001
[5] Merlin A., Sandrin P. A New Method for unit commitment at Electricite de France. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983.
[6] Salam M., Nor K., Hamdan A.. Hydrothermal Scheduling Based Lagrangian Relaxation Approach to Hydrothermal Coordination. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Feb 1998.
[7] Sheble G., Fahd G. Unit Commitment Literature Synopsis. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Feb 1994
[8] Yan H., Luh P., Guan X. Scheduling of Hydrothermal Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, Ago 1993.
[9] Zhuang F., Galiana F. Towards a More Rigorous and Practical Unit Commitment by Lagrangian Relaxation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988.



Marco Valencia Delgado.- Nació en Quito, Ecuador, en 1971. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1998 y recibió el grado de Magíster en Investigación Operativa de la Escuela Politécnica Nacional en el año 2004.

Actualmente se desempeña en la Dairección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía, en los procesos de planeamiento energético del Sistema Nacional Interconectado. Su campo de investigación está relacionado con la coordinación hidrotérmica de corto plazo y los mercados de energía eléctrica.