

Impacto de los aspectos asociados a la hidrología y al almacenamiento en el despacho hidrotérmico anual

ANA MILENA MARTÍNEZ SÁNCHEZ¹

SEBASTIÁN BOTERO HERNÁNDEZ²

MARÍA VICTORIA RAMÍREZ MARTÍNEZ³

ANTONIO HERNANDO ESCOBAR SÁNCHEZ⁴

RESUMEN

El presente trabajo describe un modelo de programación lineal para solucionar un problema de despacho hidrotérmico anual que no contempla la red de transmisión y considera el costo de combustibles que varía en cada periodo. Se utiliza un sistema de prueba con dos plantas térmicas y tres hidráulicas que pueden operar continuamente en el horizonte de planeamiento de doce meses. Para las afluencias de las plantas hidráulicas se usan doce series hidrológicas equiprobables. Se analizan cuatro casos: plantas hidráulicas sin embalse, plantas hidráulicas con embalse pero sin meta de generación para el mes doce, y plantas hidráulicas con embalse y con meta de generación para el mes doce y plantas de generación en cadena hidráulica y con meta de generación para el mes doce. La solución óptima para los cuatro casos se encuentra utilizando el lenguaje de programación AMPL y el solver CPLEX y se comparan sus resultados. Se hace evidente la importancia del embalse para la reducción del costo de la operación del sistema hidrotérmico.

Palabras clave: despacho hidrotérmico, embalse, generación de energía, optimización, programación lineal.

¹ Estudiante de pregrado de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Correo electrónico: anmimartinez@utp.edu.co

² Estudiante de pregrado de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Correo electrónico: zebazbh@hotmail.com

³ Estudiante del programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos, Pereira, Colombia. Correo electrónico: mvictoriamartinez@utp.edu.co

⁴ Doctor en Ingeniería Eléctrica. Profesor titular del programa de Tecnología Eléctrica y de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos, Pereira, Colombia. Correo electrónico: aescobar@utp.edu.co

FECHA DE RECEPCIÓN: 15 DE ENERO DE 2013 • FECHA DE APROBACIÓN: 2 DE MAYO DE 2013

Cómo citar este artículo: Martínez Sánchez, A. M.; Botero Hernández, S.; Ramírez Martínez, M. V. y Escobar Sánchez, A. H. (2013). Impacto de los aspectos asociados a la hidrología y al almacenamiento en el despacho hidrotérmico anual. *Épsilon* (20), 59-81.

Impact of Aspects Related to Hydrology and Storage in the Annual Hydrothermal Dispatch

ABSTRACT

The present article describes a linear programming model to solve an issue related to annual hydrothermal dispatch that does not include the transmission network and takes into account the cost of fuels that change in each period. A test system is selected, using two thermal and three hydraulic plants that can operate continuously in the twelve-month planning horizon. Twelve equipossible hydrologic series are used for the flow of hydraulic plants. Four cases are analyzed: hydraulic plants without reservoir, hydraulic plants with reservoir but without a generation target for month 12, hydraulic plants with reservoir and generation target for month 12 and generation plants in hydraulic chain and with a generation target for month 12. The ideal solution for the four cases is found using the AMPL programming language and CPLEX solver, and results are compared, showing that the reservoir is important in order to reduce costs in the operation of the hydrothermal system.

Keywords: Hydrothermal Dispatch, Reservoir, Power Generation, Enhancement, Linear Programming.

Impacto dos aspectos associados à hidrologia e ao armazenamento no despacho hidrotérmico anual

RESUMO

Este trabalho descreve um modelo de programação lineal para solucionar um problema de despacho hidro térmico anual que não contempla a rede de transmissão e considera o custo de combustíveis que variam em cada período. Utiliza-se um sistema de prova com duas plantas térmicas e três hidráulicas que podem operar continuamente no horizonte de planejamento de doze meses. Para as aflúncias das plantas hidráulicas se usam doze séries hidrológicas equiprováveis. Analisam-se quatro casos: plantas hidráulicas sem reservatório, plantas hidráulicas com reservatório, mas sem objetivo de geração para o mês 12, plantas hidráulicas com reservatório e com meta de geração para o mês doce e plantas de geração em cadeia hidráulica e com meta de geração para o mês doce. A solução ótima para os quatro casos se encontra utilizando a linguagem de programação AMPL e o solver CPLEX e se comparam seus resultados. Faz-se evidente a importância do reservatório para a redução do custo da operação do sistema hidrotérmico.

Palavras chave: despacho hidrotérmico, reservatório, geração de energia, otimização, programação lineal.

Introducción

El despacho hidrotérmico hace parte del planeamiento de la expansión y operación de los sistemas eléctricos. Es un plan que determina los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico para satisfacer la demanda de electricidad minimizando el costo de operación y cumpliendo las exigencias de reservas de energía al final del periodo analizado. Este planeamiento puede hacerse en diversos horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo. La literatura especializada reseña los primeros trabajos en este tema desde 1954 (Cypser, 1954).

El problema del despacho hidrotérmico se caracteriza por ser de naturaleza estocástica (Gorenstin *et al.*, 1992) y dinámica (Soares, Lyra y Tavares, 1980), producto de la incertidumbre en las afluencias futuras (hidrología), del precio de los combustibles de generadores térmicos, del acoplamiento en el tiempo de las decisiones que se toman para cada periodo y del acoplamiento producido por la dependencia entre algunas plantas hidráulicas, lo que se conoce como cadenas hidráulicas (Jiménez y Paucar, 2007). El objetivo del despacho hidrotérmico, conocido también como coordinación, asignación o programación hidrotérmica, es la reducción del costo de operación del sistema (Galvis, Garcés y Escobar, 2005).

Existen diversos métodos de solución del problema de despacho hidrotérmico, entre los cuales se encuentran técnicas de solución de programación lineal (Helset, Warland y Mo, 2010) y no lineal (Yasar y Fadil, 2009), programación dinámica (Legalov y Palamarchuk, 2005), y técnicas metaheurísticas como búsqueda tabú (Bai y Shaidehpour, 1996), *simulated annealing* (Mejía, Franco y Gallego, 2005), partículas *swarm* (Zhang *et al.*, 2012) y algoritmos de descomposición (Sifuentes y Vargas, 2007), entre otras (Mejía *et al.*, 2005). La técnica de solución seleccionada en el presente documento es la optimización utilizando el lenguaje de programación matemática AMPL (A Mathematic Programming Language) y el subprograma de optimización CPLEX (ILOG, 2001). El objetivo principal de este artículo es analizar el efecto de la hidrología, los embalses, la variabilidad de la carga y las metas de generación en el comportamiento del sistema y no detenernos en la técnica de solución que es una técnica de programación lineal entera denominada Branch and Cut contenida en el solver CPLEX (Escobar *et al.*, 2012).

El problema de despacho hidrotérmico parte de varias premisas fundamentales que son: a) existe generación térmica e hidráulica, pero la generación hidráulica es

insuficiente para atender toda la demanda durante el periodo de análisis; b) debe atenderse toda la demanda en todos los periodos, esto es, no debe aparecer racionamiento o energía no suministrada (ENS); c) debe minimizarse el vertimiento, que es el agua del embalse que pasa por la central (más específicamente por el vertedero de la central) sin ser turbinada, es decir, agua que no se transforma en energía eléctrica; d) deben respetarse los límites operativos del sistema; e) se asume que el costo del agua es cero, sin embargo, el agua tiene en la solución un costo indirecto asociado a la generación térmica que desplaza la generación hidráulica programada; f) se realiza análisis en nodo único, es decir, no se considera la red de transmisión; g) se asume que la demanda futura es conocida en cada periodo de tiempo; h) se asume que la capacidad de generación de las plantas existentes se conoce para cada periodo; i) se conoce el costo de generación de las plantas térmicas por MWh y por periodo.

Contenido

Modelo matemático

El modelo matemático se basa en la minimización de una función objetivo que contiene el costo de operación de las centrales térmicas, el costo asociado al racionamiento y el costo asociado al vertimiento. El problema es restricto y, por tanto, deben satisfacerse, en todo momento, las restricciones de balance de energía, de balance hídrico, los límites de generación, los límites de turbinamiento y los de almacenamiento (Mejía, 2005). A continuación se presenta el modelo usado en este trabajo.

Notación:

t	=	Periodos de tiempo
nct	=	Número de centrales térmicas
nch	=	Número de centrales hidráulicas
$cost_{nct,t}$	=	Costo de operación de la central térmica nct en el periodo t
$g_{nct,t}$	=	Generación térmica de la central nct en el periodo t
$gmax_{nct,t}$	=	Generación máxima térmica de la central nct en el periodo t
$gh_{nch,t}$	=	Generación hidráulica de la central nch en el periodo t
$gmaxh_{nch,t}$	=	Generación máxima hidráulica de la central nch en el periodo t

- $cr1_t$ = Costo del racionamiento en el periodo t
 gr_t = Generador ficticio o de racionamiento en el periodo t
 $cv1_t$ = Costo del vertimiento en el periodo t
 $vv_{nch,t}$ = Vertimiento de la central hidráulica nch en el periodo t
 d_t = Demanda en el periodo t
 $v_{nch,t}$ = Volumen del embalse de la central hidráulica nch en el periodo t
 $vmax_{nch,t}$ = Volumen máximo del embalse de la central hidráulica nch en el periodo t
 $a_{nch,t}$ = Afluencia a la central hidráulica nch en el periodo t
 $u_{nch,t}$ = Turbinamiento de la central hidráulica nch en el periodo t
 $umax_{nch,t}$ = Turbinamiento máximo de la central hidráulica nch en el periodo t

Función objetivo

$$mincosto_{total} = \sum_{i=1}^{nct} \sum_{j=1}^t cost_{i,j} \cdot g_{i,j} + \sum_{j=1}^t cr1_j \cdot gr_j + \sum_{k=1}^{nch} \sum_{j=1}^t cv1_j \cdot vv_{k,j} \quad (1)$$

Restricciones

1. Balance de energía

$$\sum_{i=1}^{nct} g_{i,t} + \sum_{k=1}^{nch} gh_{k,t} + gr_t = d_t \quad (2)$$

2. Balance hídrico

$$v_{nch,t} = v_{nch,t-1} + a_{nch,t} - u_{nch,t} - vv_{nch,t} \quad (3)$$

3. Límite de generación térmica

$$g_{nct,t} \leq gmax_{nct,t} \quad (4)$$

4. Límite de generación hidráulica

$$gh_{nch,t} \leq gmaxh_{nch,t} \quad (5)$$

5. Generación hidráulica

$$gh_{nch,t} = fto_{nch,t} * u_{nch,t} \quad (6)$$

6. Límite de turbinamiento

$$u_{nch,t} \leq umax_{nch} \quad (7)$$

7. Límite de almacenamiento

$$v_{nch,t} \leq vmax_{nch} \quad (8)$$

8. Restricción adicional modelo 1

$$vn_{nch,t} = vO_{nch} \quad (9)$$

9. Restricción adicional modelo 3

$$v_{nch,12} = vf_{nch} \quad (10)$$

10. Restricciones adicionales modelo 4

$$v_{nch,12} = vf_{nch} \quad (11)$$

$$v_{1,t} = v_{1,t-1} + u_{3,t} * fcn_t + a_{1,t} * fcn_t - u_{1,t} * fcn_t - vv_{1,t} \quad (12)$$

El modelo anterior se aplica a un sistema de prueba desarrollado por los autores para este trabajo. En cada uno de los modelos se realizan pruebas con doce series hidrológicas equiprobables que representan las afluencias en cada uno de los ríos que alimentan los embalses de las plantas hidráulicas en el horizonte de planeamiento de doce meses. Estas series hidrológicas se construyen usando información de predicción de caudales de tres ríos colombianos: Betania, Salvajina y Guavio; se han considerado efectos como el niño y la niña en la hidrología, lo mismo que valores atípicos en los históricos de las afluencias (Poveda *et al.*, 2002; Ideam, 2001). El sistema de prueba, cuyos datos se anexan más adelante, presenta las siguientes características: a) un escenario de generación que considera, para el horizonte de

planeación de 12 meses, la operación de dos plantas térmicas: T1 y T2, y tres centrales hidráulicas H1, H2 y H3; a las centrales hidráulicas se asocian las afluencias de los ríos RA, RB y RC respectivamente; b) un costo, en unidades monetarias UM por megavatio-mes, para las plantas térmicas y para el racionamiento; c) un costo igual a cero para las plantas hidráulicas; d) varias afluencias equiprobables para cada río; y e) una demanda variable a lo largo del periodo de análisis. El costo de las plantas térmicas se obtuvo tomando como referencia el precio en bolsa de los combustibles en Colombia según datos de la Unidad de Planeamiento Minero Energética (UPME). El precio del racionamiento se calculó multiplicando el costo de la planta térmica más costosa, en cada periodo de análisis, por un factor de 10. La tabla 1 resume los datos.

Tabla 1. Costo de combustible de las plantas térmicas y racionamiento

PERIODO (MES)	COSTO (UM/MW-MES)		
	TÉRMICA 1	TÉRMICA 2	RACIONAMIENTO
1	54,22	109,125	1091,25
2	78,47	110,69	1106,9
3	119,82	114,54	1198,2
4	57,50	150	1500
5	47,02	113,58	1135,8
6	87,38	113,325	1133,25
7	78,83	113,1	1131
8	139,28	115,65	1392,8
9	183,64	111,625	1836,4
10	200,21	103,825	2002,1
11	166,29	101,85	1662,9
12	181,39	98,575	1813,9

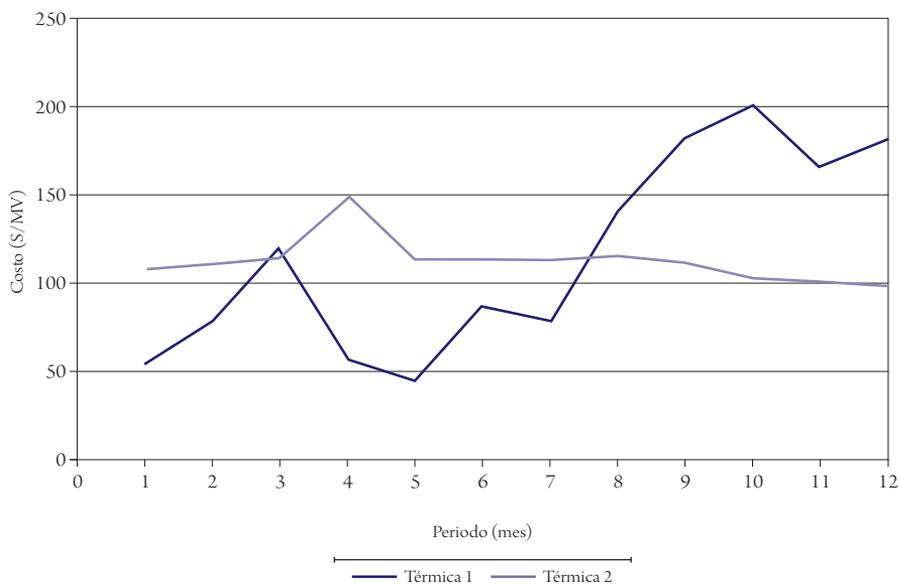


Figura 1. Costo del combustible en las plantas térmicas

La demanda para cada periodo se muestra en la tabla 2. La demanda es la misma para todos los casos de análisis.

Tabla 2. Demanda de potencia activa en MW

PERIODO (MES)	DEMANDA (MW)
1	2295
2	2260
3	2310
4	2300
5	2193
6	2282
7	2210
8	2275
9	2235
10	2223
11	2249
12	2327

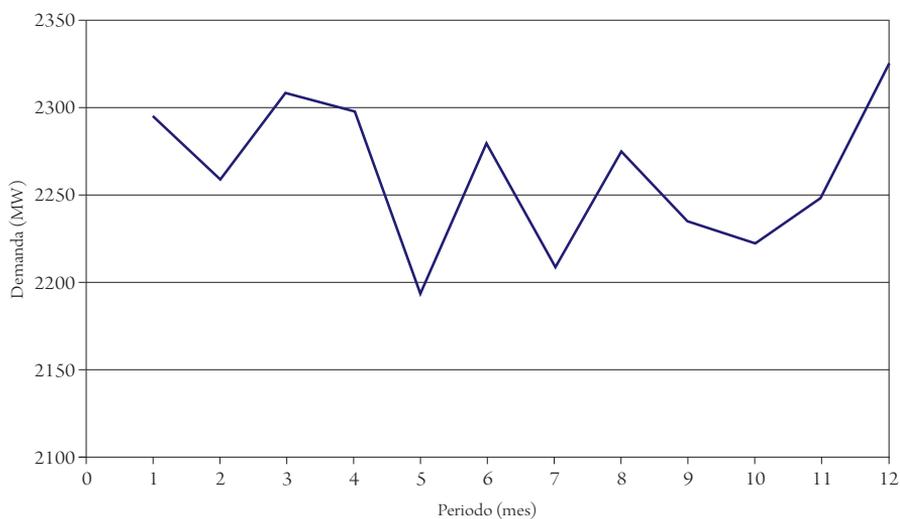


Figura 2. Demanda de potencia

Para todos los periodos se asume el mismo valor de generación máxima. En el caso de las térmicas T1 y T2 los valores son 431 MW y 770 MW, respectivamente. Para las hidráulicas, los valores son de 540 MW para H1, 285 MW para H2 y 1150 MW para H3, para una capacidad instalada total de 3176 MW.

Para cada uno de los embalses se tienen disponibles los volúmenes iniciales y máximos, como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Volumen inicial y volumen máximo de las centrales hidráulicas

CENTRAL	VOLUMEN INICIAL (Hm) ³	VOLUMEN MÁXIMO (Hm) ³
H1	425	850,52
H2	348	695,7
H3	400	760,9

Los datos de turbinamiento máximo se muestran en la tabla 4, al igual que los datos de factor de turbinamiento y potencia máxima en MW.

Tabla 4. Turbinamiento máximo, factor de turbinamiento y potencia instalada de las centrales hidráulicas

CENTRAL	TURBINAMIENTO MÁXIMO (M ³ /s)	FACTOR DE TURBINAMIENTO (MW/[M ³ /s])	POTENCIA INSTALADA (MW)
H1	869,565	0,621	540
H2	308,108	0,925	285
H3	760,9	10	1150

Los análisis se realizan para doce series hidrológicas equiprobables que representan las afluencias en cada uno de los ríos que alimentan los embalses en el horizonte de planeamiento. Estas series hidrológicas consideran efectos como el del niño o la niña en la hidrología, lo mismo que valores atípicos en los históricos de las afluencias. Las series hidrológicas se muestran en el Anexo.

Finalmente, para el análisis se diseñaron cuatro modelos denominados: modelo 1 (sin embalse), modelo 2 (con embalse libre, sin meta de generación), modelo 3 (con embalse y meta de generación) y modelo 4 (con embalse y cadena hidráulica). Estos modelos permiten medir el impacto de la existencia o no de los embalses en el costo de la energía y las reservas. Todos ellos incluyen el efecto del vertimiento y del racionamiento. A continuación se presentan las características de cada modelo:

- a) Modelo 1: adiciona la restricción número 9 al modelo matemático básico. Esta restricción anula el efecto del embalse y, por tanto, cada central hidroeléctrica está obligada a turbinar lo que recibe por afluencia o, en otro caso, no turbinar toda la afluencia y hacer vertimiento de lo que no turбина.
- b) Modelo 2: no presenta la restricción adicional 9, lo que permite usar el embalse, es decir, almacenar agua en los periodos húmedos y de baja demanda para tenerla disponible en los periodos secos y de alta demanda. Dado que no posee meta de generación, puede hacer uso de toda el agua almacenada durante los periodos de tiempo analizados y entregar el embalse vacío en el periodo final de análisis. También puede entregar el embalse en el mes 12 con cualquier nivel de agua si existen sobrantes que, en otro caso, deberían ser vertidos.
- c) Modelo 3: permite el uso de los embalses y adiciona la restricción 10, que fija una meta de generación para el último periodo. Este modelo es más restricto

que el modelo 2 ya que obliga a los embalses a dejar un volumen predeterminado de agua en el mes 12. Esto se considera una reserva para los años siguientes.

- d) Modelo 4: es similar al modelo 3 pero adiciona las restricciones 11 y 12 que representan una cadena hidráulica entre las centrales hidráulicas H1 y H3, de tal forma que la central H3 recibe la defluencia de H1 (turbinamiento y vertimiento) y la afluencia de su propio río.

Pruebas y resultados

Como se observa en la tabla 5, se compararon los costos de la energía entre los distintos modelos, y para cada serie hidrológica, así: a) sin embalse (frente a) con embalse sin meta de generación; b) sin embalse (frente a) con embalse y meta de generación; c) sin embalse (frente a) con embalse y con cadena hidráulica; d) con embalse y con meta de generación (frente a) con embalse y cadena hidráulica.

La mayor reducción en el costo se obtiene al comparar los resultados del modelo sin embalse y el modelo con embalse y cadena hidráulica. Los costos más bajos se obtienen con la implementación de la cadena hidráulica. Cuando analizamos la reducción porcentual se tiene que el mayor valor está asociado a la serie hidrológica 9, aplicada inicialmente al modelo 1 y luego al modelo 4: sin embalse (frente a) con embalse y cadena hidráulica, lo que indica el beneficio en la reducción del costo por la presencia de los embalses, sumado a la existencia de una cadena hidráulica. Esto, además de tener que cumplir con una meta de generación para el mes doce, es decir, con la exigencia de suministrar una reserva de energía para el siguiente periodo anual.

Tabla 5. Comparativos de reducción de costos entre modelos en doce series hidrológicas (S)

S	REDUCCIÓN M2 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M3 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M4 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M4 FRENTE A M3
	%	%	%	%
1	69,47	63,09	65,49	6,51
2	68,94	62,66	65,13	6,61
3	68,62	62,61	65,06	6,54
4	68,45	62,60	65,09	6,68
5	68,50	62,74	65,25	6,74

Continúa

S	REDUCCIÓN M2 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M3 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M4 FRENTE A M1	REDUCCIÓN M4 FRENTE A M3
	%	%	%	%
6	66,44	60,17	61,06	2,22
7	70,93	64,62	66,80	6,16
8	70,10	63,85	66,25	6,66
9	71,15	63,31	66,99	10,03
10	69,70	54,75	65,02	22,69
11	58,85	30,07	38,60	12,20
12	68,36	41,11	49,74	14,65

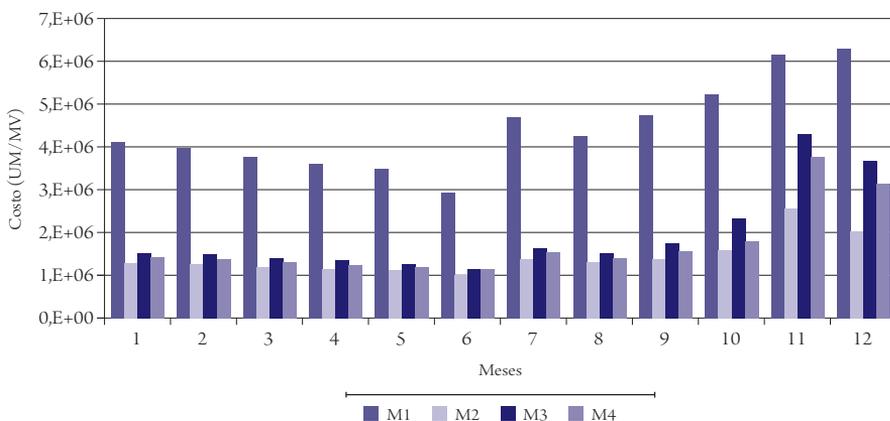


Figura 3. Comparativos de reducción de costos entre modelos

Tabla 6. Resultados de costos asociados a la función objetivo por serie hidrológica y para cada modelo

SERIE HIDROLÓGICA	Costo (UM)			
	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
1	4095930	1250450	1511810	1413450
2	3918830	1217130	1463330	1366590
3	3723080	1168350	1391970	1300890
4	3550360	1120170	1328000	1239320
5	3454190	1088050	1287020	1200320
6	2884750	968056	1148920	1123400
7	4635530	1347320	1640260	1539170
8	4204110	1256970	1519970	1418790

Continúa

SERIE HIDROLÓGICA	Costo (UM)			
	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
9	4731240	1365050	1736080	1561920
10	5178740	1569280	2343370	1811640
11	6155010	2532670	4303970	3778910
12	6253070	1978240	3682300	3142940

La tabla 6 muestra los valores encontrados de la función objetivo para cada serie hidrológica y para cada modelo planteado. Los costos más bajos en los cuatro modelos se presentan en la serie hidrológica 6. Los costos más altos corresponden a la serie hidrológica 12 para el modelo 1 y la serie hidrológica 11 para los otros tres modelos. La serie hidrológica 6 tiene altos caudales hídricos, mientras que las series 11 y 12 son de muy bajo caudal.

El modelo 2 (embalse sin meta de generación) muestra el costo más bajo (968.056 UM) en la serie hidrológica 6, mientras que el costo más alto se presenta en la serie hidrológica 12, en el modelo 1. Sin embargo, lo más ajustado al mundo real es que exista meta de generación y cadena hidráulica (modelo 3) que presenta su costo más bajo en la serie hidrológica 6 (1.148.920) dado que, cuando se deja el embalse sin meta de generación, generalmente se dejan los embalses vacíos en el último periodo del horizonte de planeamiento, lo que implica un próximo periodo de 12 meses que inicia sin reservas de energía.

El modelo 1 presenta racionamiento en todas las series hidrológicas y en, al menos, la mitad de los periodos. Hubo vertimiento en todas las series hidrológicas en la central hidráulica 3 (H3), excepto en la serie S11. El modelo 2 mostró racionamiento en tres series hidrológicas: S10, S11 y S12, y vertimiento en la central H1, en el periodo 5, en la serie hidrológica 6. Por su parte, el modelo 3 exhibió racionamiento en cuatro series hidrológicas: S9, S10, S11 y S12, y vertimiento en H1, en los periodos 5, 7 y 10 de la serie hidrológica S6. Finalmente, el modelo 4 registró racionamiento en tres series hidrológicas: S10, S11 y S12, y vertimiento en la serie S6 para H1 en los periodos del 6 al 10.

A continuación se realiza el análisis del comportamiento de la generación a lo largo de los doce periodos y para cada modelo. Se totaliza la generación hidráulica y térmica separadamente, y para las doce series hidrológicas, así:

Las figuras 4a y 4b muestran la solución para la generación total hidráulica y térmica en cada periodo, respectivamente, del modelo 1. Las figuras 5a y 5b para el modelo 2, las figuras 6a y 6b para el modelo 3, y las figuras 7a y 7b para el modelo 4. A partir de las curvas se observa que el comportamiento de las térmicas con respecto a las hidráulicas podría llamarse “en espejo”, es decir, que las curvas son complementarias y guardan algún grado de simetría alrededor del eje horizontal (tiempo). Esto significa que en los periodos en los que hay mayor generación hidráulica cae la generación térmica. En los periodos en los que la generación térmica ha llegado a su tope, no es posible que la curva de generación térmica siga aumentando, pese a que la curva de generación hidráulica presente un mínimo. Esto se debe a que no es posible exceder el límite de generación térmica máxima. Lo anterior se ilustra claramente en los periodos 1 a 3 y 9 a 12, en la figura 4b. Los picos más altos de generación hidráulica corresponden a los valores más bajos de la función objetivo, es decir, a los costos más bajos de operación del sistema en el periodo en el que se presenta ese pico.

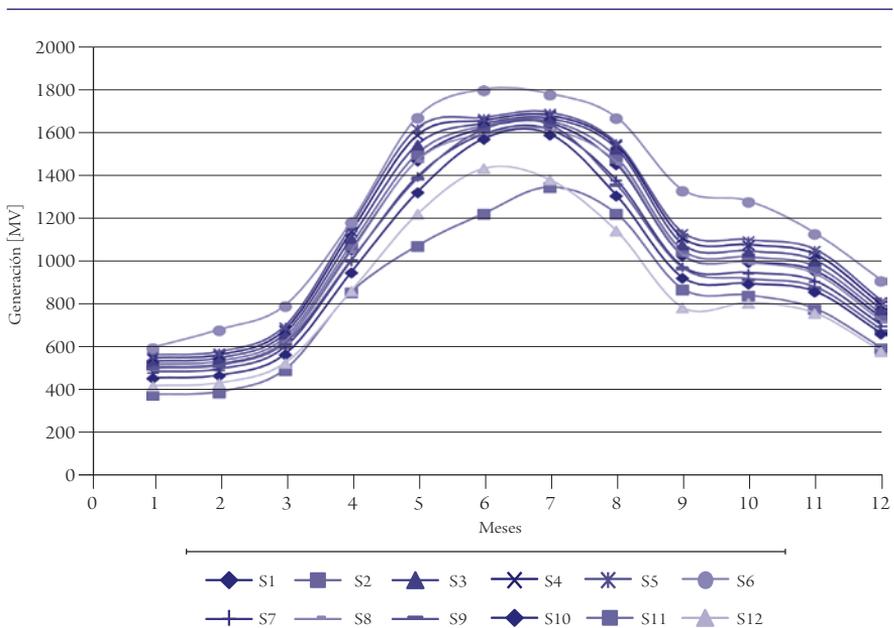


Figura 4a. Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 1

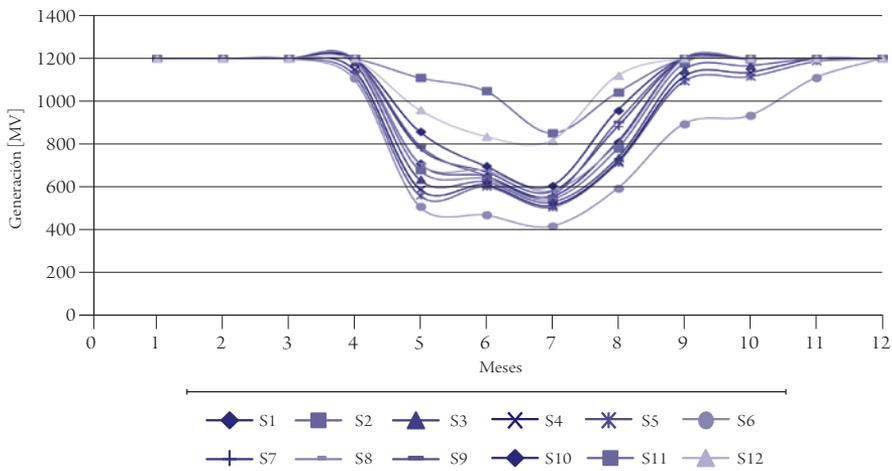


Figura 4b. Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 1

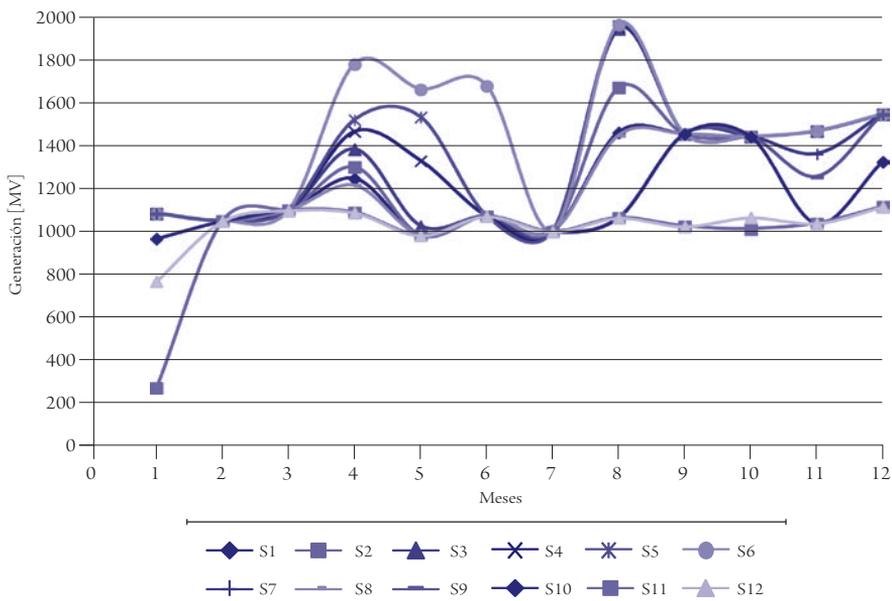


Figura 5a. Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 2

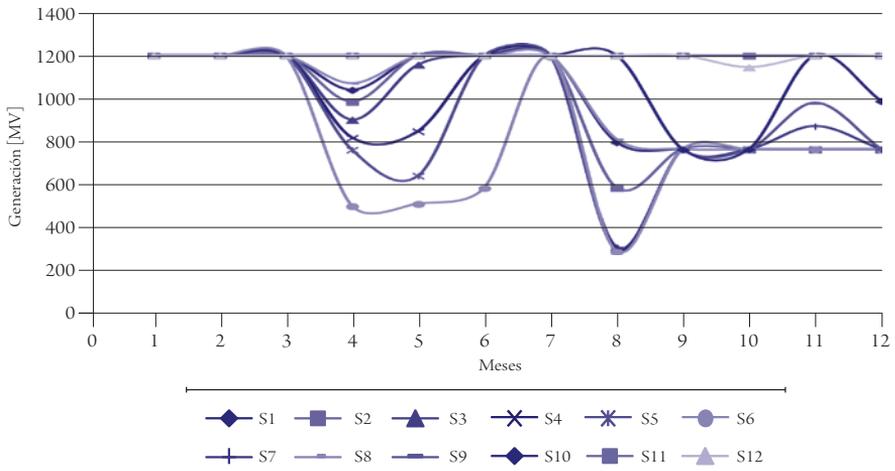


Figura 5b. Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 2

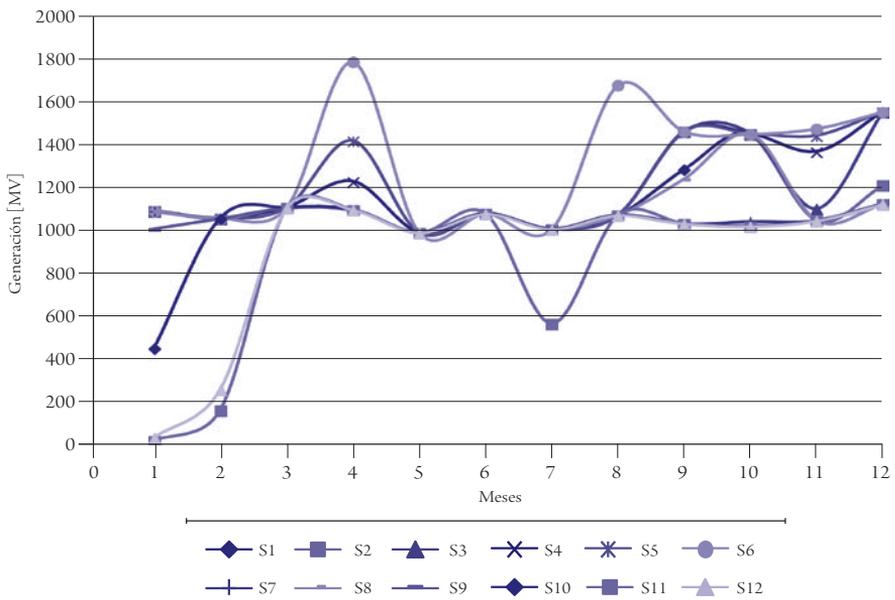


Figura 6a. Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 3

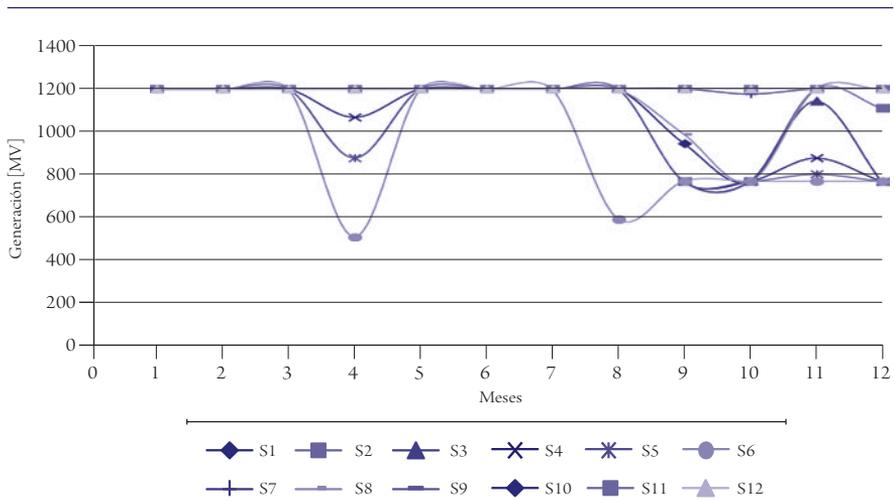


Figura 6b. Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 3

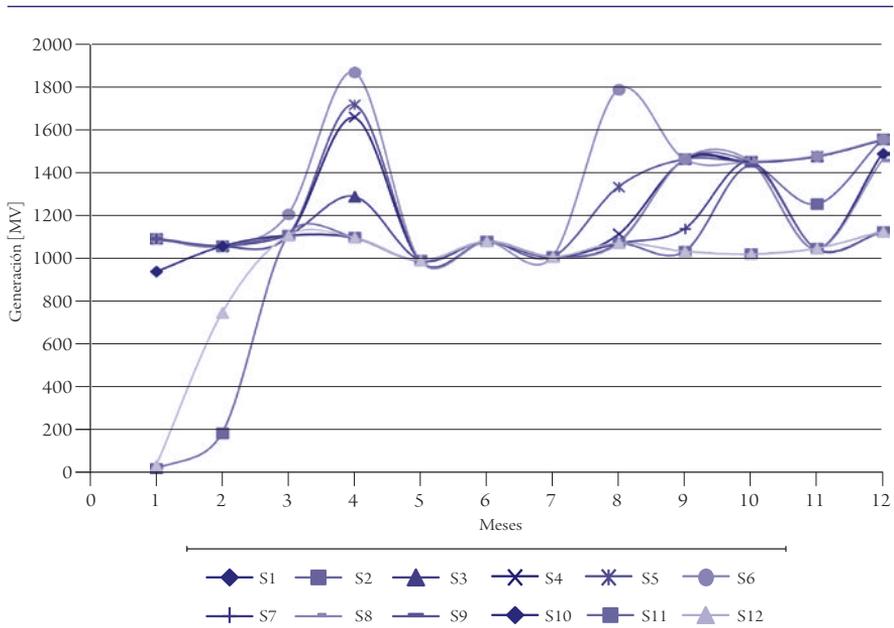


Figura 7a. Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4

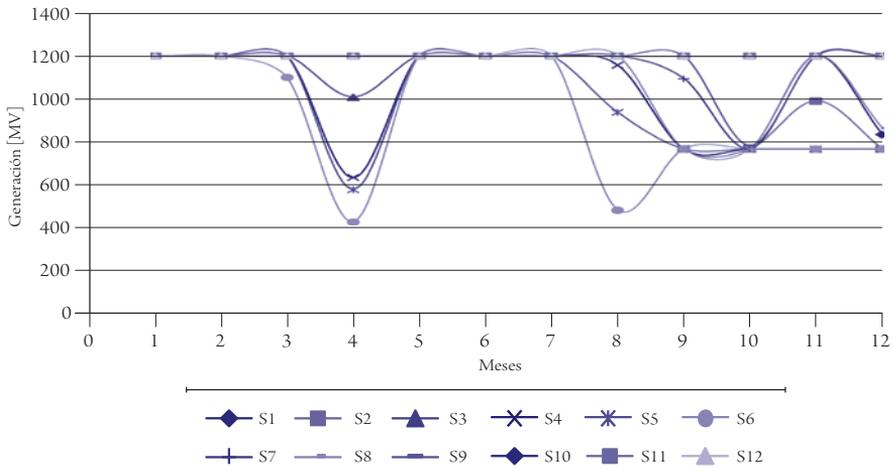


Figura 7b. Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4

Por último, se analizó el comportamiento del turbinamiento en el modelo 4 (cadena hidráulica) y se encontró que las curvas, cuando se totalizan la generación y el turbinamiento, no tienen una tendencia similar debido a los distintos factores de turbinamiento de cada una de las centrales hidráulicas. Sin embargo, si observamos las centrales separadamente, se encuentra la proporcionalidad puesto que la generación hidráulica es el producto del volumen turbinado y el factor de turbinamiento, como lo expresa la ecuación 6 del modelo.

Conclusiones

El modelo debe introducir generadores de racionamiento y el efecto del vertimiento en la función objetivo; de lo contrario pueden presentarse problemas de convergencia.

Los resultados muestran que el costo máximo de la energía se presenta en el modelo 1 (en la serie hidrológica 12), es decir, cuando no existe embalse (6.253.072,09 UM) y el mínimo costo de la energía se presenta en el modelo 3 (968.055,67 UM) (en la serie hidrológica S6). El costo intermedio más bajo y que corresponde con un sistema más realista con meta de generación y cadena hidráulica es de 1.123.399,67 UM en el modelo 4.

El embalse garantiza mayor control de la generación y reducción en los costos de la energía que pueden ser hasta de un 71,15 %. Considerando nuevamente el escenario más realista de la conclusión anterior, la reducción fue de 66,80 % comparando los modelos 1 y 4.

De los cuatro modelos, el modelo 1 presentó los mayores niveles de racionamiento, gran número de periodos. El valor máximo fue de 708,58 MW, en la serie 11, periodo 1. El vertimiento fue de 597,29 Hm³, en la serie 6, periodo 5. Lo anterior verifica la importancia del embalse en la reducción de los costos, el mantenimiento de las reservas para periodos futuros y la garantía de suplir la demanda de energía.

Esta metodología encuentra la solución óptima global a un modelo real de cadena hidráulica con meta de generación en UM 1.123.399,67.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos de la Universidad Tecnológica de Pereira, por el apoyo en la investigación.

Referencias

- Bai, X., y Shaidehpour, S. M. (1996). Hydrothermal scheduling by tabu search and decomposition method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11, 968-974.
- Cruz, R. D. (2004). Herramientas informáticas para la planeación de la red de transporte de energía eléctrica en ambientes desregulados (tesis de doctorado en Ingeniería Eléctrica, Área de Energía y Termodinámica), Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia.
- Cypser, R. J. (1954). Computer search for economical operation of a hydrothermal electric system. Power Apparatus and Systems, Part III. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 73, 1260-1267.
- Escobar, L., Duque, A., Melchor, J. N. y Escobar, A. H. (2012). Planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica usando AMPL. *Scientia et Technica*, 51, 42-50.
- Galvis, J. C., Garcés A. y Escobar A. (2005). Aplicación del algoritmo de búsqueda tabú al problema de despacho hidrotérmico. *Scientia et Technica*, 29, 25-30.

- Gorenstin, B. G., Campodonico, N. M., Costa, J. P. y Pereira, M. V. (1992). Stochastic optimization of a hydrothermal system a using network constrains. *IEEE Indicon 2005, Chennai, India*, 497-501.
- Helseth, A., Warland, G. y Mo, B. (2010). Long-term hydro-thermal scheduling including network constraints. *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*, 1-6.
- ILOG Inc. Ilog AMPL CPLEX System Version 7.0 User's Guide [en línea]. Recuperado de: <http://www.ilog.com/ampl/2000>.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam) (2001). El agua. En *El medio ambiente en Colombia* (115-189). Bogotá: Ideam.
- Jiménez, R. W. y Paucar, V. L. (2007). Long term hydrothermal scheduling linear programming model for large scale power systems. *Power Engineering, Large Engineering Systems Conference*, 96-100.
- Legalov, D. I. y Palamarchuk, S. I. (2005). Hydro generation scheduling with electricity price calculation, *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, 1-6.
- Mejía, D. (2005). *Coordinación hidrotérmica de sistemas eléctricos usando predicción de caudales afluentes* (tesis maestría en Ingeniería Eléctrica), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.
- Mejía, D. A., Franco, J. F. y Gallego, R. A. (2005). Solución al problema del despacho de energía en sistemas hidrotérmicos usando simulated annealing. *Scientia et Technica*, 29, 7-12.
- Poveda, G., Mesa, O., Carvajal, L., Hoyos, C., Mejía, J. F., Cuartas, A. y Pulgarín, A. (2002). Predicción de caudales medios en ríos colombianos usando métodos no lineales. *Meteorología Colombiana*, 6, 101-110.
- Sifuentes, W. S. y Vargas, A. (2007). Hydrothermal Scheduling Using Benders Decomposition: Accelerating Techniques. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22, (3), 1351-1359.
- Soares, S., Lyra, C. y Tavares, H. (1980). Optimal Generation Scheduling for Hydrothermal Power Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (PAS-99)*, 3, 1107-1118.
- Yasar, C. y Fadil, S. (2009). Solution to lossy short-term hydrothermal coordination problem with limited energy supply thermal units by using first order gradient method. *Electrical and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009. International Conference*, I-129- I-133.
- Zhang, J., Wang, J. y Yue, Ch. (2012). Small Population-Based Particle Swarm Optimization for Short-Term Hydrothermal Scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27 (3), 142-152.

Anexo. Afluencias, series hidrológicas

SERIE HIDROLÓGICA 1			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	287	166	18,5
2	303	147	20,6
3	347	138	29,6
4	457	150	64,1
5	511	153	102
6	578	128	136
7	646	106	148
8	486	75,3	109
9	357	63,9	75,5
10	392	112	65,8
11	449	199	50,1
12	378	216	31,2

SERIE HIDROLÓGICA 2			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	292,74	169,32	18,87
2	309,06	149,94	21,01
3	353,94	140,76	30,19
4	466,14	153	65,38
5	521,22	156,06	104,04
6	589,56	130,56	138,72
7	658,92	108,12	150,96
8	495,72	76,81	111,18
9	364,14	65,18	77,01
10	399,84	114,24	67,12
11	457,98	202,98	51,1
12	385,56	220,32	31,82

SERIE HIDROLÓGICA 3			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	301,35	174,3	19,43
2	318,15	154,35	21,63
3	364,35	144,9	31,08
4	479,85	157,5	67,31
5	536,55	160,65	107,1
6	606,9	134,4	142,8
7	678,3	111,3	155,4
8	510,3	79,07	114,45
9	374,85	67,1	79,28
10	411,6	117,6	69,09
11	471,45	298,95	52,61
12	396,9	226,8	32,76

SERIE HIDROLÓGICA 4			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	309,96	179,28	19,98
2	327,24	158,76	22,25
3	374,76	149,04	31,97
4	493,56	162	69,23
5	551,88	165,24	110,16
6	624,24	138,24	146,88
7	697,68	114,48	159,84
8	524,88	81,32	117,72
9	385,56	69,01	81,54
10	423,36	120,96	71,06
11	484,92	214,92	54,11
12	408,24	233,28	33,7

SERIE HIDROLÓGICA 5			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	315,7	182,6	20,35
2	333,3	161,7	22,66
3	381,7	151,8	32,56
4	502,7	165	70,51
5	562,1	168,3	112,2
6	635,8	140,8	149,6
7	710,6	116,6	162,8
8	534,6	82,83	119,9
9	392,7	70,29	83,05
10	431,2	123,2	72,38
11	493,9	218,9	55,11
12	415,8	237,6	34,32

SERIE HIDROLÓGICA 6			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	440,06	162,68	18,13
2	567,86	144,06	20,19
3	620,78	135,24	29,01
4	686,44	147	62,82
5	1100	149,94	99,96
6	996,28	125,44	133,28
7	869,86	103,88	145,04
8	894,16	73,79	106,82
9	950,02	62,62	73,99
10	880,44	109,76	64,48
11	750,02	195,02	49,1
12	670,44	211,68	30,58

SERIE HIDROLÓGICA 7			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	272,65	157,7	17,58
2	287,85	139,65	19,57
3	329,65	131,1	28,12
4	434,15	142,5	60,9
5	485,45	145,35	96,9
6	549,1	121,6	129,2
7	613,7	100,7	140,6
8	461,7	71,54	103,55
9	339,15	60,71	71,73
10	372,4	106,4	62,51
11	426,55	189,05	47,6
12	359,1	205,2	29,64

SERIE HIDROLÓGICA 8			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	269,78	156,04	19,51
2	284,82	138,18	21,73
3	326,18	129,72	31,22
4	429,58	141	65,77
5	480,34	143,82	104,65
6	543,32	120,32	139,54
7	607,24	99,64	151,85
8	456,84	70,78	111,83
9	335,58	60,07	77,46
10	368,48	105,28	67,51
11	422,06	187,06	51,4
12	355,32	203,04	32,01

SERIE HIDROLÓGICA 9			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	324,04	152,72	17,02
2	334,76	135,24	18,95
3	375,24	126,96	27,23
4	476,44	138	58,97
5	526,12	140,76	93,84
6	587,76	117,76	125,12
7	650,32	97,52	136,16
8	483,12	69,28	100,28
9	364,44	58,79	69,54
10	360,64	103,04	60,54
11	413,08	183,08	46,09
12	347,76	198,72	28,7

SERIE HIDROLÓGICA 10			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	258,3	149,4	16,65
2	272,7	132,3	18,54
3	312,3	124,2	26,64
4	411,3	135	57,69
5	459,9	137,7	91,8
6	520,2	115,2	122,4
7	581,4	95,4	133,2
8	437,4	67,77	98,1
9	321,3	57,51	67,95
10	352,8	100,8	59,22
11	404,1	179,1	45,09
12	340,2	194,4	28,08

SERIE HIDROLÓGICA 11			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	102,65	157,7	17,58
2	117,85	139,65	19,57
3	159,65	131,1	28,12
4	199,15	142,5	60,9
5	228,6	145,35	80,4
6	240,45	121,6	96,9
7	250,7	100,7	110,6
8	207,7	71,54	103,55
9	169,15	60,71	71,73
10	202,4	106,4	62,51
11	218,55	189,05	47,6
12	189,1	205,2	29,64

SERIE HIDROLÓGICA 12			
	H1 (m ³ /s)	H2 (m ³ /s)	H3 (m ³ /s)
1	199,8	149,4	16,65
2	215,3	132,3	18,54
3	247,5	124,2	26,64
4	272,7	135	57,69
5	298,25	137,7	91,8
6	300,3	115,2	122,4
7	244,15	95,4	133,2
8	174,98	67,77	98,1
9	98,2	57,51	67,95
10	210,3	100,8	59,22
11	244	179,1	45,09
12	209,06	194,4	28,08

