



Artículo técnico

Políticas de operación de la presa «El Infiernillo» para generación de hidroelectricidad con programación dinámica estocástica



M.L. Arganis Juárez^{a,b,*}, R. Mendoza Ramírez^a, R. Domínguez Mora^a y E. Carrizosa Elizondo^a

^a Instituto de Ingeniería, México D.F., México

^b Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F., México

INFORMACIÓN DEL ARTÍCULO

Historia del artículo:

Recibido el 9 de diciembre de 2014

Aceptado el 19 de octubre de 2015

On-line el 29 de noviembre de 2015

Palabras clave:

Políticas de operación

Hidroeléctrica

Presa «El Infiernillo»

Programación dinámica estocástica

Curva guía

R E S U M E N

El objetivo del trabajo es obtener políticas de operación para un embalse que tomen en cuenta los requerimientos de las dos agencias federales en México encargadas del manejo de los sistemas de almacenamiento de agua para generación de energía eléctrica, con objeto de garantizar por una parte, los mayores beneficios por generación y por otra los menores escenarios de derrames y de déficit para evitar daños en sitios aguas abajo de los embalses. Se puede lograr esto con un modelo matemático de optimización usando diversas metodologías para ello.

En este estudio se obtuvieron y simuló políticas de operación, para el sistema hidroeléctrico de «El Infiernillo», obtenidas con el algoritmo de programación dinámica estocástica, herramienta utilizada desde hace casi dos décadas en sistemas hidroeléctricos de gran importancia en el país. La función objetivo utilizada consistió en la maximización de los beneficios por generación, imponiendo castigos por la ocurrencia de derrames o de déficit en el sistema y añadiendo también castigos por posibles rebases en los límites tanto superior como inferior definidos por las curvas guía, las cuales ayudan a conciliar los objetivos de los organismos operadores al establecer con la curva guía superior niveles de almacenamiento adecuados para la seguridad de la presa en presencia de eventos hidrometeorológicos extremos y con la inferior garantizar una reserva de energía al sistema eléctrico nacional. Al aplicar el algoritmo con distintas propuestas de valores de los coeficientes de penalización se obtienen políticas de operación óptima expresadas en forma tabular. Dichas políticas se simuló con el registro histórico de los volúmenes de ingreso quincenal al embalse en el lapso de 1965 al 2013.

La extracción en el intervalo de tiempo elegido para la simulación se puede decidir de manera sencilla por el operador con ayuda de una tabla de valores de la extracción según la condición de llenado de la presa; se incorpora además, en el proceso de simulación, el efecto de la autocorrelación en los volúmenes de ingreso al añadir o restar un cierto volumen tomando en cuenta la magnitud del ingreso ocurrido en el intervalo anterior al analizado.

© 2015 IAHR y WCCE. Publicado por Elsevier España, S.L.U. Este es un artículo Open Access bajo la licencia CC BY-NC-ND (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

Hydropower operating rules of “El Infiernillo” dam by means of stochastic dynamic programming

A B S T R A C T

This work deals with getting operating rules for a dam which take into account the Comisión Federal de Electricidad operator's requests, besides to find a balance between the restrictions imposed by Comisión Nacional del Agua, in order to guarantee on the one hand, the biggest benefits for hydropower generation and on the other hand the lowest spill and deficit scenarios to avoid damages in downstream sites. This problem can be solved by applying a mathematical optimization model using several methodologies for this purpose.

Keywords:

Operating rules

Hydropower

«El Infiernillo» dam

Stochastic dynamic Programming

Guide curve

* Autor para correspondencia.

Correo electrónico: MArganisj@iingen.unam.mx (M.L. Arganis Juárez).

In this analysis operating rules were obtained and simulated, for the hydropower system “El Infiernillo” using a stochastic dynamic programming algorithm, this method has been applied since almost two decades in several important hydropower dam systems in Mexico. The objective function used was to maximize the generation benefits, imposing penalties in case of spill or deficit in the system and also adding penalties when an upper or lower guide curve could be overtopped on their limits, these guide curves help to reconcile the operator organizations by setting with an upper level the safe dam storage volume for management purposes in case of extremes hydrometeorological events and with the lower limits a minimum hydropower generation can be guaranteed in the system. With the application of the algorithm in several occasions proposing different penalty values, optimum operating rules expressed as a data table were obtained. Such rules were simulated with the fortnight inflow historical volume to the Dam from years 1965 to 2013.

The extraction volume in the time interval chosen for the simulation can be decided in a simply way by the operator helped with an extraction values table according to the storage in the dam; besides is incorporated, during the simulation, the effect of the inflow volume autocorrelation by adding or subtracting a specified volume taking into account the inflow magnitude from the previous time interval, with respect to the mean historical inflow volume in the same previous time interval.

© 2015 IAHR y WCCE. Published by Elsevier España, S.L.U. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción

El tema del manejo óptimo de embalses con propósitos de generación de electricidad es un problema fundamental de aprovechamientos hidráulicos; se puede definir como el conjunto de reglas para la utilización del agua almacenada en una represa, buscando conciliar el doble objetivo de generar lo máximo posible pero también evitar eventos de derrames o de déficit u otras condiciones no deseadas en el sistema analizado.

En México, el organismo federal encargado del manejo de los sistemas de aprovechamiento hidráulico es la CONAGUA y el organismo federal encargado de la regulación de la generación de energía en los sistemas hidráulicos que tienen este propósito es la CFE. La primera busca mantener la operación de los sistemas en niveles relativamente bajos para evitar situaciones de riesgo por la descarga de caudales en los sitios aguas abajo de los embalses, pero la cantidad de energía que se genera en un lapso de tiempo es función del volumen almacenado en el embalse, por lo que la CFE busca que los sistemas se mantengan en niveles de almacenamiento alto. Este conflicto de intereses es lo que se busca resolver en el presente estudio determinando políticas o reglas de operación usando la metodología de la programación dinámica (PD), la cual es una técnica de optimización ampliamente utilizada en la gestión de embalses con diversos usos [1,2]. Aquí se usó la variante estocástica (PDE), que toma en cuenta el carácter aleatorizado de los volúmenes de ingreso al embalse [1,3,4] y que ha sido aplicada a sistemas compuestos por un único embalse [5,6] o por múltiples embalses [7–12].

El objetivo entonces es determinar políticas de operación óptima usando la metodología de la PDE aplicada a un sistema compuesto por un solo embalse, planteando una función objetivo que haga máxima la generación de energía eléctrica y penalice la presencia de derrames o de déficit.

Considerando que tradicionalmente la CONAGUA establece las que denomina «curvas guía» con objeto de disminuir las probabilidades de derrame, pero que dichas curvas no constituyen una política (en el sentido de que no definen las extracciones por turbina que deben efectuarse en cada etapa en función de los niveles en el embalse), en este trabajo se incluye en la función objetivo una curva guía alta (CG_A), como la que ya se había incorporado en estudios previos del sistema hidroeléctrico del río Grijalva [12] y una curva guía baja (CG_B), que considera la necesidad de la CFE de contar con un almacenamiento que le garantice la generación en el mediano plazo en caso de alguna contingencia, introduciendo castigos por quedar arriba de la primera o abajo de la segunda; de esta forma se logra dar un sentido más claro y objetivo a las curvas guía

manejadas tradicionalmente, estableciendo un corredor «deseable» que concilia las prioridades de la CONAGUA y las de la CFE.

Adicionalmente, se introduce la posibilidad de incorporar el pronóstico de escurrimientos en función de la correlación entre los ingresos de quincenas consecutivas.

El trabajo está organizado de la siguiente manera: en el capítulo 2 se presenta la descripción de la metodología de la PDE, en el 3 se detalla la aplicación a un sistema concreto: el de la presa «El Infiernillo», y en el 4 se presentan las conclusiones y recomendaciones emanadas del presente estudio.

2. Metodología

2.1. Programación dinámica estocástica

La programación dinámica estocástica ha sido ampliamente usada en el campo de la planeación y manejo del agua para la determinación de reglas de operación de sistemas de almacenamiento; algunos trabajos recientes son los de las citas [13–23].

La aplicación de la PDE en un sistema de almacenamiento permite dar respuesta a cuánto se debe extraer en cada etapa, de tal forma que se satisfagan las demandas y se obtenga el beneficio óptimo durante su operación, en función del nivel del almacenamiento al inicio de la etapa y de las probabilidades de ingresos de todas las etapas del año $P_n(x)$. El sistema puede estar constituido por un solo embalse o por múltiples embalses y tener diferentes usos, tales como: generar energía, dotación de riego, agua potable, control de inundaciones, etc. La naturaleza aleatoria de los ingresos puede ser manejada con esquemas implícitos o explícitos, en la cita [1] se hace un resumen interesante de trabajos que datan desde la década de los sesenta hasta la primera década del 2000 con ambos enfoques.

En general la PDE aplicada concretamente a la obtención de políticas de operación óptimas en presas de almacenamiento ofrece como solución una secuencia de decisiones para cada estado y para cada etapa. Para la aplicación de la PDE se define la función objetivo (FO), las etapas en las que se divide el año (n), los estados del sistema (NS), las variables de decisión y las restricciones del sistema. En este caso la FO se expresa en términos de cumplir con el doble objetivo de maximizar la generación de energía y de minimizar la presencia de eventos no deseados (déficits, derrames y rebase tanto de los límites de la CG_A como los de la CG_B), agregando para esto último penalizaciones en la FO, esto es:

$$FO = \max \text{imizar } E \left\{ \sum_{l=1}^n GE_l - DD_l C_{DD} - DF_l C_{DF} - C_A - C_B \right\} \quad (1)$$

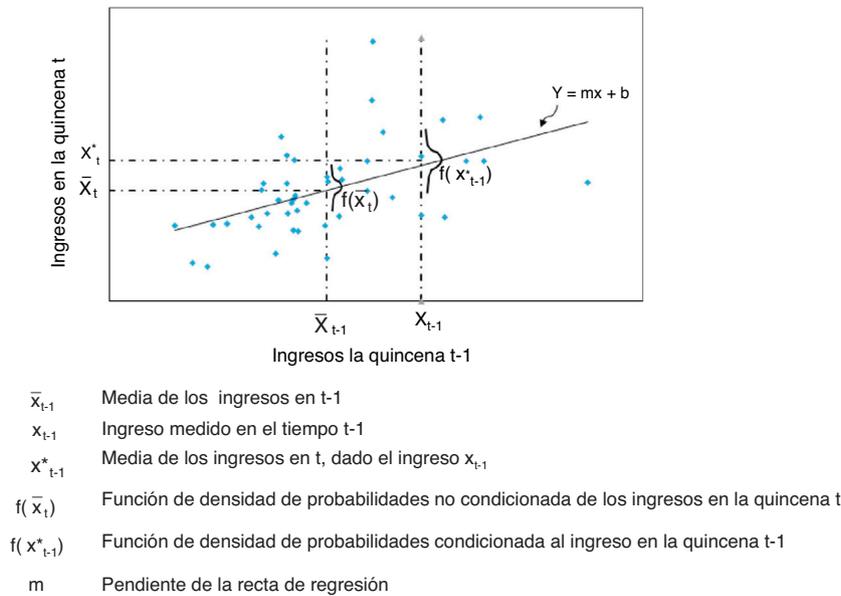


Figura 1. Esquema para considerar la autocorrelación de los ingresos.

Siendo: E : valor esperado; n : número de etapas en las que se divide el año; GE_l : generación de energía en la etapa l . DD_l : magnitud del derrame en unidades ΔV en la etapa l ($\Delta V = CU/NS$, CU es la capacidad útil del embalse); C_{DD} : penalización impuesta al evento de derrame; DF_l : magnitud del déficit en unidades en la etapa l ; C_{DF} : penalización impuesta al evento de déficit; C_A : penalización impuesta al evento de rebase del límite de la CG_A ; C_B : penalización impuesta al evento de rebase del límite de la CG_B .

En este estudio los valores de los coeficientes de penalización C_{DD} , C_{DF} , C_A y C_B se consideran constantes para todas las etapas.

Las restricciones del sistema las constituyen el volumen almacenado y las extracciones, esto es:

$$S_{\min} \leq S_l \leq S_{\max}; \quad k_{\min} \leq k_l \leq k_{\max} \quad l = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2)$$

Donde: S_{\min} : almacenamiento mínimo; S_j : almacenamiento al inicio de la etapa l ; S_{\max} : almacenamiento máximo; k_{\min} : extracción mínima del sistema durante la etapa l ; k_l : extracción del sistema durante la etapa l ; k_{\max} : extracción máxima posible del sistema durante la etapa l .

La ecuación de continuidad en cualquier etapa, transformada a ecuación de estado, se expresa como:

$$j = i + x - k, \text{ sujeta a } 1 \leq i \leq i_{\max}; \quad 1 \leq j \leq j_{\max} \quad (3)$$

Siendo: i, j : almacenamientos inicial y final discretizados; x : volúmenes de entrada al embalse en la etapa l , caracterizados por su función de probabilidades estimada a partir de los ingresos históricos; k : extracción en la etapa l que depende del estado inicial del almacenamiento.

La ecuación recursiva de la programación dinámica estocástica, basada en el principio de optimalidad de Bellman es la siguiente:

$$B_n^k(i) = \sum P_n^k(i, j) [b_n^k(i, j) + B_{n+1}^*(j)] \quad (4)$$

Donde: $B_n^k(i)$: beneficio hasta la etapa n , dada la extracción k y el estado inicial i ; $P_n^k(i, j)$: probabilidades asociadas a cada etapa n , de tener un ingreso tal que, dada la extracción k se pase del estado inicial i al estado final j ; $b_n^k(i, j)$: beneficio que se obtiene en la etapa n si se decide una extracción k y se pasa del estado inicial (i) al final (j); $B_{n+1}^*(j)$: beneficio esperado óptimo hasta la etapa $n + 1$, dado el estado j .

El inconveniente de la Programación dinámica es el alto costo en recursos computacionales que demanda, para salvar esto en el

II-UNAM la técnica se trabaja separando el algoritmo de solución (ec. 4) en dos partes:

- a) en la primera solo se calcula los beneficios esperados en cada etapa, dada la extracción k : $\varphi_n^k(i) = \sum P_n^k(i, j) [b_n^k(i, j)]$, los cuales se repiten de un año a otro.
- b) en la segunda parte se determina el beneficio acumulado hasta el año y la etapa considerada, así como su valor óptimo $B_n^*(j)$, para ello, se comienza el recorrido de las etapas en sentido contrario al tiempo y se resuelve la ecuación (4) en forma recursiva para varios años, hasta que las diferencias entre dos años consecutivos se repitan con una tolerancia establecida que garantice convergencia y estabilidad de la solución. Un vez logrado esto, se guarda la extracción óptima (k^*) para cada presa con su respectivo beneficio (B^*)

2.2. Volumen para tomar en cuenta las autocorrelaciones en los ingresos al embalse en la simulación del funcionamiento del vaso

Para el proceso de simulación se eligió un intervalo de tiempo quincenal para adecuar la toma de decisiones respecto al manejo del embalse de los dos organismos federales. Algunos datos históricos del sistema que se tienen en forma mensual (volúmenes de ingreso y láminas de evaporación) se transforman simplemente dividiendo entre 2.

En algunas quincenas del año la autocorrelación entre sus volúmenes de ingreso y los de la quincena previa es importante; para considerar este efecto se optó por tomarla, en el proceso de simulación, como información adicional, que implica que la media de los ingresos en una etapa depende de lo que en la realidad ocurrió en la etapa anterior, sin que por ello se elimine la variabilidad correspondiente (fig. 1). De esta forma se incorpora información útil sin incrementar la complejidad de los cálculos en el proceso de optimización. Para ello se propone añadir o restar al volumen que establece la política de operación en el tiempo t , un cierto volumen, que depende de cómo fue el ingreso en $t-1$ con respecto a su media histórica, es decir:

$$v_{\pm}(t) = Cv m_{t,t-1} [x_{t-1} - \bar{x}_{t-1}] \quad (5)$$

donde: $v_{\pm}(t)$: volumen que se suma o resta en la quincena t , a la extracción que dicta la política de operación; Cv : coeficiente

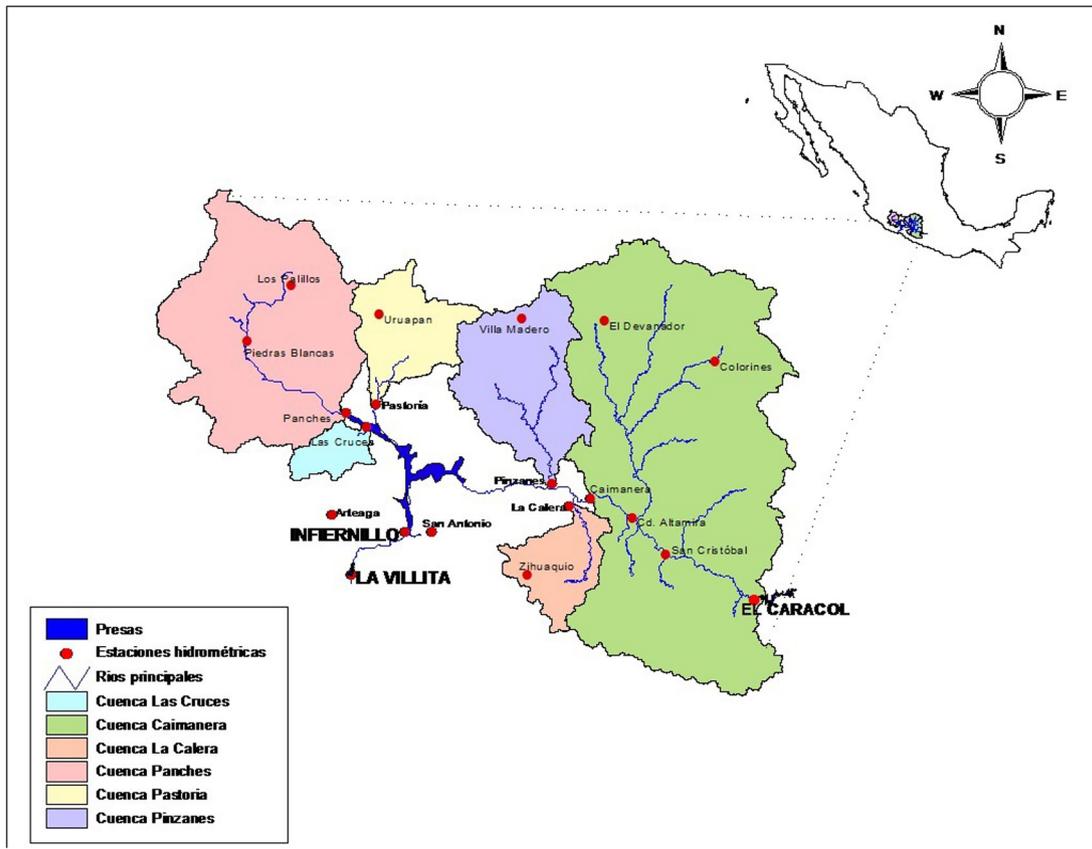


Figura 2. Sitio de estudio. Presa «El Infiernillo» (Adolfo López Mateos), Mich., México.

definido en un intervalo cerrado [0,1]. Se obtiene de manera heurística, tomando en cuenta que debe ser mayor conforme la correlación sea más alta; m_t : valor de la pendiente de la regresión lineal entre los volúmenes históricos de ingreso en las quincenas t y $t-1$; x_{t-1} : ingreso a la presa en la quincena $t-1$; \bar{x}_{t-1} : promedio de los ingresos en la quincena $t-1$.

3. Aplicación y resultados

La zona de estudio se muestra en la figura 2, la presa Adolfo López Mateos, mejor conocida como «El Infiernillo», se ubica en los estados de Michoacán y Guerrero, abarcando los municipios de Arteaga, La Huacana y Churumuco en el primero y el de Coahuayutla en el segundo. Es un embalse artificial construido por la extinta Secretaría de Recursos Hidráulicos en el período agosto 1962 - diciembre 1963 y puesta en operación el 15 de junio de 1964, con el propósito de captar agua para la generación de energía eléctrica, aprovechamiento para el riego y como medio para el control de avenidas.

Para la resolución del problema se analizaron los datos históricos del ingreso quincenal; al obtener sus estadísticos y procurar tener valores similares para cada etapa, se consideró al año dividido en 6 etapas (tabla 1). Se definieron las probabilidades del ingreso a partir

Tabla 1
Etapas consideradas en la optimización

Etapa	Meses
1	Octubre
2	Septiembre
3	Agosto
4	Julio
5	Marzo a junio
6	Noviembre a febrero

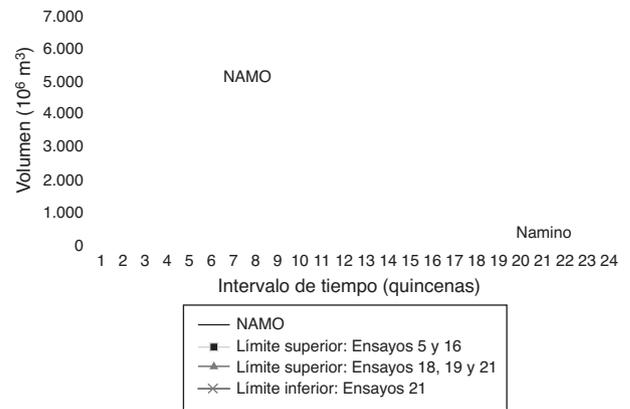


Figura 3. Límites de las CG_A para los ensayos 5, 16, 18, 19 y 21 y de las CG_B para el ensayo 21.

de las frecuencias de ocurrencia de los volúmenes de ingreso considerando un incremento de volumen $\Delta V = 200 \cdot 10^6 m^3$. Tomando en cuenta una capacidad útil de la presa «El Infiernillo» de $6.053 \cdot 10^6 m^3$, se consideró la presa dividida en un número de estados $NS = 30$. Con esta información se realizó la optimización con PDE, modificando en cada ensayo la magnitud de las penalizaciones; las políticas obtenidas fueron simuladas con el registro histórico de 1965 al 2013, considerando años hidrológicos de octubre del año z a septiembre del año $z + 1$. Los resultados de los ensayos más significativos se resumen en la tabla 2. En las simulaciones se utilizaron los coeficientes de penalización y factores dados en la tabla 3, las curvas guía (CG_A y CG_B) definidas para los ensayos 5, 16, 18, 19 y 21 se muestran en la figura 3 y en la figura 4 para el 21 y 22. En

Tabla 2
Resumen de simulaciones. Registro histórico 1965 al 2013

Ensayos	Energía promedio [GWh/quincena]	Derrame [10^6 m^3]	Déficit [10^6 m^3]	Almac.mínimo [10^6 m^3]
Ensayo 5	145,05	16373,26	0	215,52
Ensayo 16	146,34	13814,14	0	755,77
Ensayo 18	145,42	12698,35	0	451,74
Ensayo 19	145,83	12990,63	0	723,32
Ensayo 20	145,9	13601,09	0	485,05
Ensayo 21	148,53	27325,25	0	1159,80
Ensayo 22	146,86	65371,02	0	3160,90

Tabla 3
Coeficientes considerados en la optimización y en la simulación. Los límites de las CG_A y de las CG_B usados en cada ensayo se muestran en las figuras 3 y 4

Coeficiente	Ensayo 5	Ensayo 16	Ensayo 18	Ensayo 19	Ensayo 20	Ensayo 21	Ensayo 22
Derrame	10	10	10	10	10	10	10
Déficit	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Rebase del CG_A	10	10	10	10	10	10	10
Rebase de CG_B	0	0	0	0	0	10	10
C_v	0	1	0,5	1	0,5	0,5	0,5

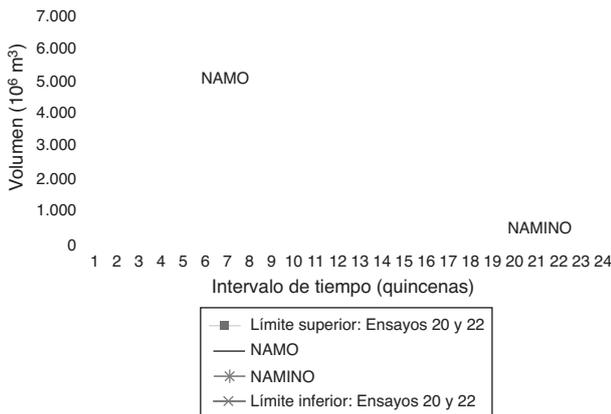


Figura 4. Límites de las CG_A y de las CG_B para los ensayos 20 y 22.

ambas figuras se muestran los datos correspondientes al NAMO y al NAMINO.

Los ensayos 5 y 16 usan una CG_A propuesta por el Instituto de Ingeniería y no consideran CG_B , los ensayos 18, 19 y 21 consideran la CG_A que definió el Comité Técnico de Operación de Obras Hidráulica de la CONAGUA; los dos primeros no consideran CG_B y el 21 considera una CG_B que propuso el II. Los ensayos 20 y 22 consideran nuevas CG_A y CG_B propuestas por el Instituto de Ingeniería.

El efecto de considerar la autocorrelación entre los ingresos de quincenas sucesivas se observa al comparar los resultados que corresponden a la alternativa 5 con los de la 16 a la 20, en todos los casos se incrementa la energía promedio, disminuye el derrame y aumenta el almacenamiento mínimo.

Los ensayos 18 y 19 producen resultados similares, de manera que se tomará como base para las siguientes comparaciones el 18, que puede considerarse ideal desde el punto de vista de la CONAGUA cuya preocupación es minimizar los derrames y por tanto los daños aguas abajo.

Para los ensayos 21 y 22, ya se asignan castigos por quedar abajo de la CG_B , lo que se refleja, como es deseable, en mayor generación y en un incremento en los almacenamientos mínimos, aunque a costa de un incremento considerable en los derrames. El ensayo 22 conduce a un total de derrames muy alto, por lo que se considera que es más conveniente tomar el ensayo 21 como representativo

desde el punto de vista de la CFE, debido a que, comparado con el 18, conduce a mayor generación de energía y, sobre todo a mayores almacenamientos mínimos, con los que se garantizan reservas de energía. En la figura 5 se comparan los almacenamientos mínimos anuales obtenidos con los ensayo 18 y 21; se observan claramente valores más altos del almacenamiento mínimo anual con la política 21.

Del análisis de los ensayos se tiene que las mejores políticas son la 18 y la 21; la primera solo toma en cuenta penalizaciones por rebase de la CG_A pero logra conciliar los objetivos de generación de electricidad (145,42 GWh/quincena) con los menores derrames (12.698 10^6 m^3) y sin déficit en el sistema; sin embargo conduce a bajos niveles de almacenamiento (452 10^6 m^3 para el mínimo). La política 21 toma en cuenta penalizaciones por rebase tanto de la CG_A como de la CG_B , y logra los objetivos de máxima generación de electricidad (148,53 GWh), con mayores niveles de almacenamiento (1.160 10^6 m^3 en el caso del mínimo), con los que se garantizan reservas de energía, pero con mayores derrames (27.325 10^6 m^3) y sin déficit en el sistema.

Las políticas de operación, mes a mes, para los ensayos 18 y 21 se indican en las figuras 6 y 7.

En las tablas 4 y 5 se muestran, a manera de ejemplo, los valores numéricos de las extracciones propuestas para la etapa 3 (agosto) en función del volumen almacenado en la presa al inicio de la etapa. Estas son las tablas que el operador debe de tener en cuenta para la operación del sistema; adicionalmente se debe añadir o disminuir un cierto volumen al determinado por la política, dependiendo de cómo fue el ingreso en una quincena anterior, respecto al ingreso medio de la quincena analizada, usando la ecuación 5 y los parámetros de la tabla 6.

Por ejemplo si se está en el intervalo de tiempo 15 que correspondería a la primera quincena del mes de agosto y se tiene un volumen almacenado en la presa de 600 10^6 m^3 : si el volumen de ingreso en la segunda quincena de julio fue de 1.300 10^6 m^3 , la media de ese mismo intervalo es, según la tabla 6, de 1.214 10^6 m^3 y la pendiente que relaciona a la segunda quincena de julio con la primera quincena de agosto es de 0,686, el incremento $v \pm$ de la ecuación 5 con la política 21 sería: $0,5 \cdot (0,686) \cdot (1.300 - 1.214) = 29,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$. La tabla de la política indica extraer (3) $\times 200 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$, entonces la política de extracción se modificaría aumentando 29,5 10^6 m^3 y el volumen a extraer en la primera quincena de agosto sería de 629,5 10^6 m^3 .

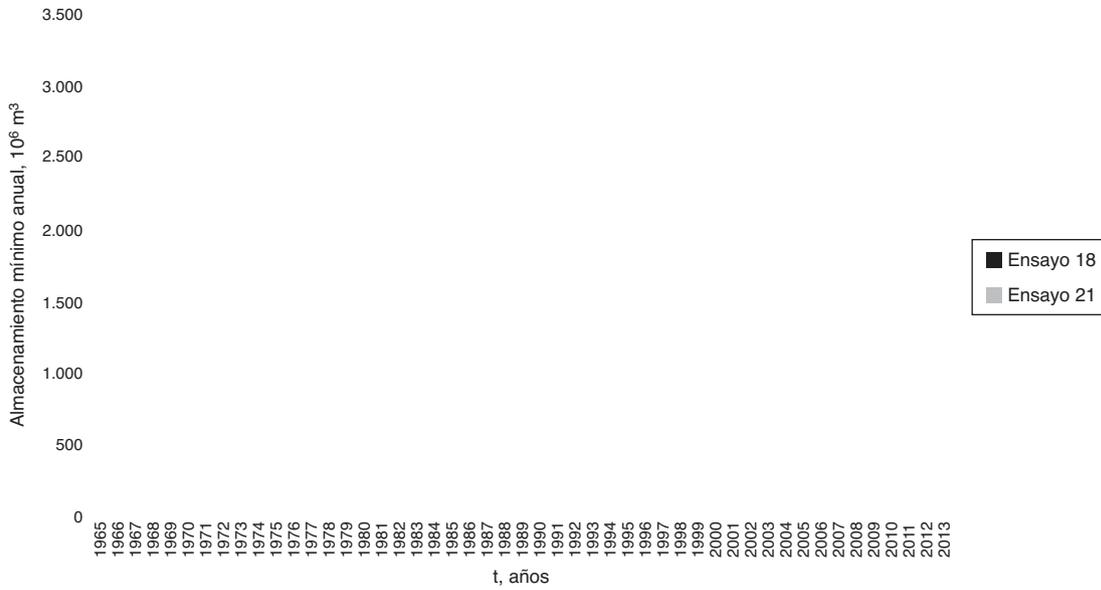


Figura 5. Almacenamientos mínimos anuales obtenidos en las simulaciones. Ensayos 18 y 21.

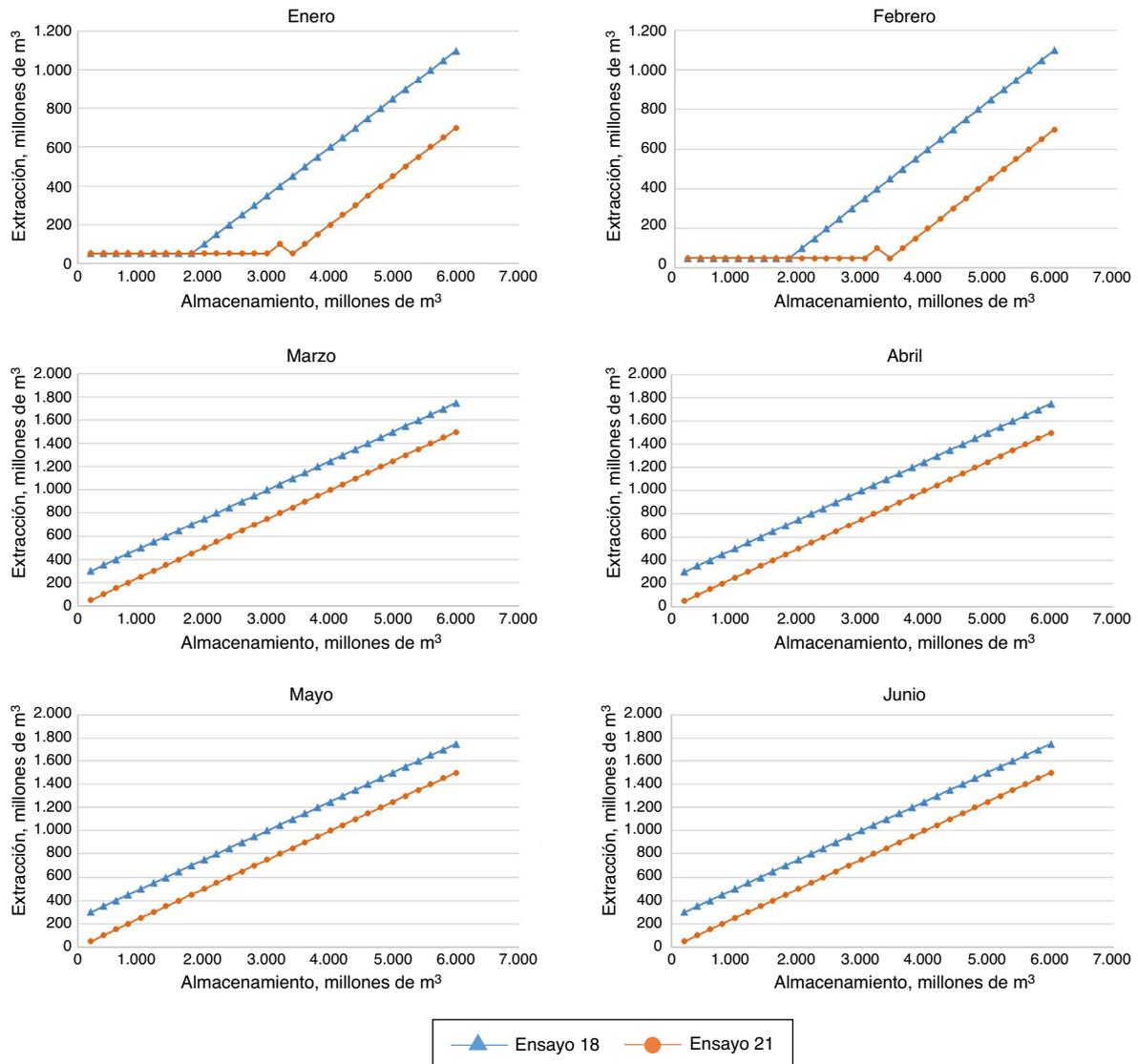


Figura 6. Política de operación mensual. Enero a junio. Ensayos 18 y 21. Presa «El Infiernillo», Mich.

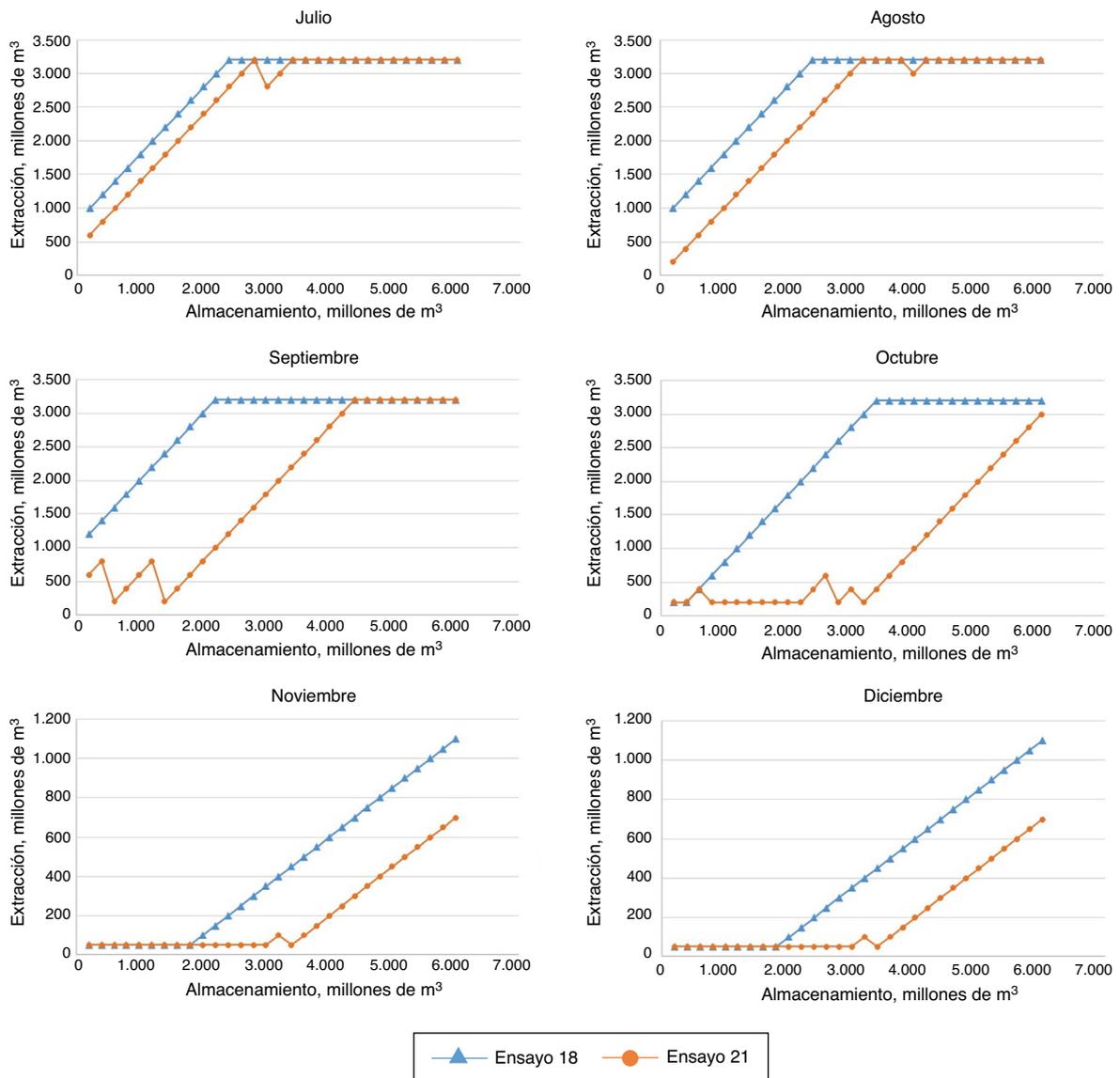


Figura 7. Política de operación mensual. Julio a diciembre. Ensayos 18 y 21. Presa «El Infiernillo», Mich.

Tabla 4

Política de operación ensayo 18. Etapa 3: agosto. Cada unidad corresponde a un volumen de extracción de $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ por quincena

Volumen almacenado (10^6 m^3)	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000
Extracción	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16	16	16
Estado	3200	3400	3600	3800	4000	4200	4400	4600	4800	5000	5200	5400	5600	5800	6000
Extracción	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Tabla 5

Política de operación ensayo 21. Etapa 3: agosto. Cada unidad corresponde a un volumen de extracción de $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ por quincena

Volumen almacenado (10^6 m^3)	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000
Extracción	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Estado	3200	3400	3600	3800	4000	4200	4400	4600	4800	5000	5200	5400	5600	5800	6000
Extracción	16	16	16	16	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Tabla 6

Pendiente y volumen medio quincenal 10^6 m^3

Quincena	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Media	219,3	237,9	221	151,3	155	150,9	132,2	126	127,6	176,3	290,2	690,3
Pendiente	0,548	0,548	0,118	0,118	0,688	0,688	0,916	0,916	1,856	1,856	0,811	0,811
Quincena	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Media	1,023	1,214	1,246	1,609	1,963	1,814	1,423	752,5	479,6	330,7	259,1	247,9
Pendiente	0,449	0,449	0,686	0,686	0,486	0,486	0,148	0,148	0,331	0,331	0,213	0,213

4. Conclusiones

El método utilizado para aplicar la técnica de la programación dinámica estocástica permitió obtener políticas de operación óptima de la presa «El Infiernillo», considerando tanto una curva guía superior como una inferior, que delimitan una zona ideal de operación en la presa.

Al tomar en cuenta en la simulación la correlación entre los ingresos en quincenas consecutivas se logró mejorar la efectividad de las políticas obtenidas usando programación dinámica estocástica, sin necesidad de incrementar el número de estados considerados en el proceso de optimización.

Se proponen dos alternativas de política de operación: la 18 que parece ideal desde el punto de vista de minimizar los derrames y por tanto riesgos por inundaciones y daños en lugares aguas abajo de la presa, y la 21 que conduce a una mayor generación y, sobre todo, almacenamientos mínimos mayores, lo cual considera muy importante la Comisión Federal de Electricidad.

Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses.

Agradecimientos

A la CFE por los datos utilizados en este trabajo.

Bibliografía

- [1] Nandalal KDW, Bogardi JJ. Dynamic programming based operation of reservoirs. Applicability and limits. New York. U.S.A: International Hydrology Series: Cambridge University Press; 2007.
- [2] Labadie J. Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review. *Water Resour. Plann. Manage* 2004;130:93–111.
- [3] He Q, Nandalal K D W, Bogardi J J, Milutin D. Application of stochastic dynamic programming models in optimization of reservoir operations: A study of algorithmic aspects. Report 56, International Publication Series, Department of Water Resources, Wageningen Agricultural University, the Netherlands. 1995.
- [4] Maidment DR, Chow VT. Stochastic state variable dynamic programming for reservoir systems analysis. *Water Resour Res* 1981;17:1578–84.
- [5] Stedinger JR, Sule BF, Loucks DP. Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization. *Water Resour Res* 1984;20(11):1499–505.
- [6] Huang WC, Harboe R, Bogardi JJ. Testing stochastic dynamic programming models conditioned on observed or forecasted inflows. *J Water Res PI-ASCE* 1991;117(1):28–36.
- [7] Kularathna MDUP, Bogardi JJ. Simplified system configurations for stochastic dynamic programming based optimization of multireservoir systems. *Water resources systems application*. En: Simonovic SP, et al., editores. Proceedings or the International Symposium on Water Resources Systems Application. Canadá: Universidad de Manitoba; 1990.
- [8] Tejada-Guibert JA, Johnson SA, Stedinger JR. The value of hydrologic information in stochastic dynamic programming models of a multireservoir system. *Water Resour Res* 1995;31(10.):2571–9.
- [9] Bogardi JJ, Milutin D, Louati ME, Kesser H. The performance of a long-term operation policy or multi-unit reservoir systems under drought conditions. En: Proceedings of the VIII IWRA World Congress: Satisfying Future national and Global Demands. 1994.
- [10] Ampitiya HR. Stochastic dynamic programming based approaches for the operation of a multi-reservoir system. (tesis de maestría). The Netherlands: Wageningen Agricultural University; 1995.
- [11] Domínguez R, Arganis M, Mendoza R, Carrizosa E, Alegría A, Peña F. Determinación de políticas de operación del río Santiago. Informe Técnico para CFE. 2009.
- [12] Arganis M, Mendoza R, Domínguez R, Hernández A, Berezowsky M. Influence of guiding curves in the optimal management of a hydropower system: The Grijalva river case. *Water Resour Manag* 2013;27:4989–5001.
- [13] Davidsen C, Pereira-Cardenal SJ, Liu S, Rosbjerg D, Bauer-Gottwein P. Using stochastic dynamic programming to support water resources management in the Ziya river basin, China. *J Water Res PI-ASCE* 2014;141(7.):04014086.
- [14] Galelli S, Goedbloed A, Schwanenberg D, van Overloop PJ. Optimal real-time operation of multipurpose urban reservoirs: Case study in Singapore. *J Water Res PI-ASCE* 2014;140(4.):511–23.
- [15] Jafarzadegan K, Abed-Elmdoust A, Kerachian R. A stochastic model for optimal operation or inter-basin water allocation systems: A case study. *Stoch Env Res Risk A* 2014;28(6.):1343–58.
- [16] Alamdarlo HN, Ahmadian M, Khalilian S. Application of stochastic dynamic programming in water allocation, case study: Latian dam. *World Appl Sci J* 2014;30(7.):838–43.
- [17] Stedinger JR, Faber BA, Lamontagne JR. Developments in stochastic dynamic programming for reservoir operation optimization. En: World Environmental and Water Resources Congress 2013: Showcasing the Future- Proceedings of the 2013 Congress. 2013. p. 1266–78.
- [18] Shokri A, Haddad OB, Mariño MA. Reservoir operation for simultaneously meeting water demand and sediment flushing: Stochastic dynamic programming approach with two uncertainties. *J Water Res PI-ASCE* 2013;139(3): 277–89.
- [19] Pan L, Jingfei Z, Liping L, Yan S. Optimal reservoir operation using stochastic dynamic programming. *J Water Resource Prot* 2012;4:342–5.
- [20] Talukdar B, Deb D, Srivastava DK. Development of multiobjective stochastic dynamic programming (MOSDP) reservoir operation model. En: World Environmental and Water Resources Congress 2012: Crossing Boundaries, Proceedings of the 2012 Congress. 2012. p. 985–97.
- [21] Sun G K, Mo C X, Du Q C y Liu F G. Study on stochastic dynamic programming method based on the expected benefit. *International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering (MACE2010)*. 5536366. 1272–1275. 2010.
- [22] Jha DK, Yorino M, Zoka Y, Iwata K, Oe R. Incorporating penalty function to reduce spill in stochastic dynamic programming based reservoir operation of hydropower plants. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering* 2010;5(5):531–8.
- [23] Baliarsingh F. Optimal reservoir operation by stochastic dynamic programming- A case study. *International* 2010;3(2.):258–63.