

01183



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

PROGRAMA DE POSGRADO EN
INGENIERÍA

UNAM
POSGRADO 

*“OPERACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE PRESAS EN
CASCADA PARA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
TOMANDO EN CUENTA CONDICIONES REALES DE
OPERACIÓN Y EL USO DE MUESTRAS SINTÉTICAS
PARA EL PRONÓSTICO”*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERÍA
HIDRÁULICA
P R E S E N T A

NOMBRE: M. I. MARITZA LILIANA ARGANIS JUÁREZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. RAMÓN DOMÍNGUEZ MORA

FEBRERO DE 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALI
DE LA BIBLIOTECA

AGRADECIMIENTOS

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Martha Liliana

Argandoña Juárez

FECHA: 16- feb-04

FIRMA: MA

AGRADECIMIENTOS

A Carlos Jesús con cariño , compañero y amigo desde hace muchos años, por su apoyo incondicional en todo momento, gracias.

A mis padres, que teniendo a la medicina como profesión los puedo llamar orgullosamente doctores: Dr. Horacio Elías Arganis Díaz Leal y Dra. Ma. Amparo Juárez Castillo por su ejemplo de dedicación y entrega al trabajo.

A mis hermanos: Eli, Auri, Carlos y Telé

A mi tía Carlota, con cariño y a mi tío Jorge que me dio su apoyo al inicio de esta travesía.

A mi director de tesis y tutor el Dr. Ramón Domínguez, agradezco sus enseñanzas, su comprensión, dedicación y tiempo concedidos para elaborar y pulir este trabajo.

A los miembros del comité Doctoral: Dr. Carlos Cruickshank, Dr. Óscar Fuentes, Dr. Rafael Carmona, Dr. Jesús Gracia, Dr. Rolando Springall y Dr. Felipe Arreguín, por sus valiosos comentarios y opiniones con miras a la mejora de este trabajo.

A mis compañeros Cecilia Chávez, Adriana Palma y Claudia Hernández

A la maestra Guadalupe Fuentes por su apoyo, consejos, espacio en su cubículo y facilidades brindadas para el uso del equipo del Instituto de Ingeniería.

A todas aquellas personas especiales que de uno u otro modo hicieron más amable el tiempo dedicado a este trabajo.

Al Instituto de Ingeniería, en especial agradezco al Ingeniero Franco

A la Facultad de Ingeniería, en particular agradezco al Ing. Miguel Eduardo González Cárdenas, Ing. Jesús Javier Cortés Rosas y a Gelita.

Al agua, que en su justa medida es vida

ÍNDICE

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
1. GENERALIDADES	1.1
1.1 Introducción	1.1
1.2 Descripción de los capítulos	1.3
1.3 Objetivos generales	1.4
1.4 Revisión bibliográfica	1.5
1.4.1 Estudios realizados en México	1.7
1.5 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico	1.8
1.5.1 Turbinas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos	1.10
1.6 Limitaciones de los métodos empíricos de operación	1.10
1.7 Comparación entre una generación con restricciones para evitar inundaciones y la inversión en obras de protección contra inundaciones, generando sin restricciones	1.13
1.8 Problemática actual	1.15
1.9 Aportaciones académicas y prácticas de la investigación	1.16
1.10 Referencias	1.17
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE OPTIMACIÓN	2.1
2.1 Introducción	2.1
2.2 Esquema general de la programación lineal	2.1
2.2.1 Programación lineal en las políticas de operación de presas en serie	2.2
2.2.2 Programación lineal con probabilidades restringidas. Aplicación a la determinación de políticas de operación a largo plazo	2.2
2.3 Programación no lineal	2.6
2.4 Análisis de embalses tomando en cuenta aspectos probabilísticos	2.7
2.4.1 Cadenas de Markov	2.7
2.4.2 Matriz de transición	2.7
2.4.3 Vector de estado	2.8
2.4.4 Matriz de equilibrio	2.8
2.4.5 Determinación del vector de estado de equilibrio	2.9
2.4.6 Método de Morán	2.9
2.4.7 Método de Lloyd	2.12

	Página
2.5 Optimización multiobjetivo de la operación de sistemas de embalses	2.14
2.5.1 Formulación del problema de la operación de un sistema de embalses	2.15
a. Generación eficiente de soluciones no dominadas o no inferiores	2.16
b. Búsqueda de la solución más conveniente para el operador	2.17
2.5.2 Algoritmos genéticos	2.20
Selección	2.20
Cruza	2.20
Mutación	2.21
a. Algoritmo genético en la determinación de políticas de operación de un sistema de presas en cascada (sin mutación)	2.24
2.5.3 Método del recocido simulado	2.26
a. Ejecución del recocido simulado	2.29
2.5.4 Redes Neuronales	2.29
a. Ventajas y desventajas de las redes neuronales	2.30
2.6 Principio del máximo de Pontryagin	2.31
2.7 Programación dinámica	2.35
2.7.1 Programación dinámica con aproximaciones sucesivas	2.37
2.7.2 Método de Berezowsky- Domínguez-Fuentes para obtener una política de operación óptima de una presa	2.38
a. El problema de la dimensionalidad	2.43
2.7.3 Programación dinámica en un sistema de presas que operan en cascada	2.44
2.8 Programación dinámica estocástica aplicada en una presa	2.45
2.8.1 Programación dinámica estocástica para embalses múltiples	2.46
a. El problema de la dimensionalidad	2.47
2.8.2 La programación dinámica estocástica aplicada a la operación de dos presas que de almacenamiento que trabajan en conjunto	2.48
2.9 Referencias	2.53
3. MÉTODOS DE GENERACIÓN DE MUESTRAS SINTÉTICAS	3.1
3.1 Necesidad de la generación sintética	3.1
3.2 Series de tiempo anuales y periódicas	3.1
3.2.1 Componentes de una serie de tiempo	3.1
Tendencia	3.1
Componente cíclica	3.1
Componente autorregresiva	3.2
Componente aleatoria	3.2

	Página
3.3 Métodos de generación de series de tiempo anuales	3.2
3.3.1 Modelos autorregresivos AR(p)	3.2
3.3.2 Modelos de promedios móviles MA(q)	3.3
3.3.3 Modelos autorregresivos de promedios móviles ARMA(p,q)	3.3
3.3.4 Método de Fiering anual	3.5
3.4 Métodos de generación de series periódicas (estacionales)	3.6
3.4.1 Método de Fiering mensual	3.6
3.4.2 Modelo de González V–Dominguez M	3.8
3.4.3 Método de mezclado de hidrogramas o Método de Grinevich	3.9
3.4.4 Método de fragmentos de Svanidze	3.11
3.4.5 Método de Svanidze modificado	3.12
3.5 Referencias	3.27
4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO	4.1
4.1 Introducción	4.1
4.1.1 Datos generales de la presa La Angostura	4.4
4.1.2 Datos generales de la presa Chicoasén	4.6
4.1.3 Datos generales de la presa Malpaso	4.7
4.1.4 Datos generales de la presa Peñitas	4.9
4.2 La necesidad de la optimación y de la simulación en la búsqueda de políticas de operación del Sistema del río Grijalva	4.11
4.3 Estudios previos	4.12
4.3.1 La programación dinámica estocástica aplicada a la operación del sistema analizado	4.17
4.4 Problemática actual	4.24
4.5 Referencias	4.25
5. ANÁLISIS DE DISTINTAS POLÍTICAS DE OPERACIÓN	5.1
5.1 Introducción	5.1
5.2 Modificaciones a los programas de optimación originales	5.1
5.3 Obtención de un máximo maximorum ; ensayo para La Angostura	5.1
5.4 Análisis de sensibilidad	5.5
5.5 Bondad de una política de operación	5.22
5.6 Matriz de políticas de operación	5.22
5.7 Conclusiones	5.27
5.8 Referencias	5.29

	Página
6. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN SIN Y CON AUTOCORRELACIÓN, UTILIZANDO REGISTROS SINTÉTICOS	6.1
6.1 Introducción	6.1
6.2 Problemática	6.1
6.3 Modificaciones en el algoritmo de simulación para considerar la autocorrelación	6.2
6.3.1 Efectos en la simulación del registro histórico al considerar la correlación	6.8
6.4 Resultados de las simulaciones con registros sintéticos	6.11
6.4.1 Análisis de los derrames y del déficit	6.16
6.5 Conclusiones	6.21
6.6 Referencias	6.23
7. OBTENCIÓN DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS	7.1
7.1 Introducción	7.1
7.2 Metodología	7.1
7.3 Resultados	7.4
7.4 Conclusiones con respecto a las políticas obtenidas vía algoritmos genéticos	7.15
7.5 Referencias	7.16
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	8.1
8.1 Introducción	8.1
8.1 Conclusiones	8.1
8.1.1 Con respecto a la optimación vía programación dinámica estocástica así como la simulación del funcionamiento conjunto del sistema	8.1
8.1.2 Con respecto a los ensayos de distintas políticas de operación sin tomar en cuenta la autocorrelación existente entre los volúmenes de ingreso mensuales	8.1
8.1.3 Con respecto a tomar en cuenta la autocorrelación en los volúmenes de ingreso mensuales	8.3
8.1.4 Con respecto a la generación de series mensuales sintéticas usando el método de Svanidze modificado	8.3
8.1.5 Con respecto a los resultados de la simulación de series sintéticas	8.3
8.1.6 Con respecto a la optimación y simulación usando algoritmos genéticos	8.5
8.2 Recomendaciones	8.6
8.2.1 Con respecto al "mejor" método de optimación	8.6
8.2.2. Con respecto a la "mejor" política para el operador	8.6
8.2.3 Con respecto a lo que podría seguirse investigando de este tema (desarrollos futuros)	8.7

	Página
8.2.4 Comentario final	8.8
BIBLIOGRAFÍA GENERAL	B.1
CD	
ANEXO 1 APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS Y TURBINAS	A1.1
A1.1 Introducción	A1.1
A1.2 Turbinas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos	A1.1
A1.2.1 Turbinas Pelton	A1.1
A1.2.2 Turbina Francis	A1.2
A1.2.3 Turbinas Kaplan	A1.3
A1.2.4 Turbinas Hélice	A1.3
A1.2.5 Turbinas Deriaz	A1.4
A1.3 Conceptos importantes que se aplican a las turbinas	A1.5
A1.3.1 Potencia teórica, potencia real y eficiencia	A1.5
A1.3.2 Carga neta de las turbinas de impulso	A1.7
A1.3.3 Carga neta de las turbinas de reacción	A1.8
A1.3.4 Ecuación de turbina de Euler	A1.10
A1.3.5 Leyes de similitud	A1.12
A1.3.6 Turbina específica	A1.16
A1.3.7 Turbina unitaria	A1.18
A1.3.8 Curvas características de las turbinas hidráulicas	A1.19
A1.4 Parámetros que describen a una planta hidroeléctrica	A1.21
A1.4.1 Factor de generación	A1.21
A1.4.2 Curvas de demanda y curvas de operación	A1.23
A1.4.3 Reserva	A1.24
A1.4.4 Factor de planta	A1.24
A1.5 Referencias	A1.25
ANEXO 2 PROGRAMACIÓN LINEAL, RECOCIDO SIMULADO Y REDES NEURONALES	A2.1
A2.1 Esquema general de la programación lineal	A2.1
A2.2 Método gráfico	A2.2
A2.3 Método Simplex	A2.7
A2.4 Formas equivalentes de la programación lineal	A2.9
A2.5 Definiciones	A2.10
Solución factible	A2.10
Solución factible básica	A2.11
Solución factible básica no degenerada	A2.11
Solución factible básica degenerada	A2.11
Región de factibilidad	A2.11
A2.6 Algoritmo del Método Simplex	A2.11
A2.7 Programación lineal en las políticas de operación de presas en serie	A2.17
a. Políticas de operación para el abastecimiento de agua	A2.17

	Página
b. Reglas para control de inundaciones	A2.18
c. Políticas de almacenamiento de volumen de agua para generar energía	A2.18
d. Políticas de generación de energía hidroeléctrica	A2.18
d.1 Reglas de producción de energía eléctrica para presas en serie	A2.21
d.1.1 Programación lineal de la localización del almacenamiento en el corto plazo	A2.21
d.1.2 Programación lineal de corto plazo de la ubicación del almacenamiento de energía	A2.23
A2.8. Elementos para la ejecución del recocido simulado	A2.24
a. Representación de la configuración del sistema	A2.24
b. Función costo	A2.25
c. Nuevos arreglos del sistema	A2.26
d. Parámetro de control y calendario de recocido	A2.28
e. Terminación del algoritmo	A2.30
A2.9 Clases y modelos de redes neuronales	A2.30
a. Clases de redes neuronales	A2.30
a.1 Clasificación de acuerdo con la estructura	A2.30
a.1.1 Redes de alimentación hacia delante	A2.30
a.1.2 Redes recurrentes	A2.30
a.2 Clasificación de acuerdo con el algoritmo de aprendizaje	A2.31
a.2.1 Aprendizaje supervisado	A2.31
a.2.2 Aprendizaje no supervisado	A2.31
a.2.3 Aprendizaje reforzado	A2.31
b. Algunos modelos de redes neuronales	A2.32
b.1 Perceptrón multicapas (MLP)	A2.32
b.2 Red de cuantificación de vector de aprendizaje (LVQ)	A2.35
b.3 Red de Método grupal de manejo de datos (GMDH)	A2.36
A2.10 Referencias	A2.39
ANEXO 3 MÉTODOS DE GENERACIÓN SINTÉTICA	A3.1
A3.1 Modelos Autorregresivos AR(p)	A3.1
A3.2 Modelos de promedios móviles MA(q)	A3.2
A3.3 Modelos autorregresivos de promedios móviles ARMA(p,q)	A3.2
A3.4 Modelo de González V-Domínguez M	A3.8
A3.5 Referencias	A3.10
Tabla A3.1 Volumen mensual total de La Angostura (1959-2001) en millones de m ³	A3.11
Tabla A3.2 Volumen mensual total de la presa Malpaso (1959-2001) en millones de m ³	A3.12
Tabla A3.3 Volumen mensual total de La Angostura (1959-2000) en millones de m ³ , años hidrológicos (de mayo a abril)	A3.13

	Página
Tabla A3.4 Volumen mensual total de Malpaso (1959-2000) en millones de m ³ , años hidrológicos (de mayo a abril)	A3.14
Tabla A3.5 Volumen total anual, volumen total de cada presa y porcentaje	A3.15
ANEXO 4 PROGRAMAS UTILIZADOS	A4.1
Programa Añhi.bas	A4.1
Programa Calfitb.for	A4.11
Programa Optidin.for	A4.17
Programa Simulqf.for	A4.27
Programa sgapresas.m	A4.45
Programa restric1.m	A4.49
ANEXO 5 POLÍTICAS ADICIONALES DEL CAPÍTULO 5	A5.1
A5.1 Políticas ensayadas en la Tabla 5.2 del Capítulo 5	A5.1
A5.2 Análisis de ensayos en los que se pueden hacer acomodos en el pico de la demanda diaria	A5.9

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Capítulo 1	
Tabla 1.1 Costo de la energía	1.13
Tabla 1.2 Costo de las obras del proyecto integral de protección contra inundaciones de la cuenca baja de los ríos Grijalva y Usumacinta	1.14
Capítulo 2	
Tabla 2.1 Estados considerados, intervalos y valor representativo	2.11
Tabla 2.2 Variable original y su codificación	2.22
Tabla 2.3 Aplicación del algoritmo genético	2.22
Tabla 2.4 Reproducción, Cruza y evaluación del desempeño de la nueva población	2.23
Capítulo 3	
Tabla 3.1 Propiedades para identificar un proceso AR, MA y ARMA*	3.4
Tabla 3.2 Resultados del ajuste a funciones de distribución del volumen total anual (años hidrológicos)	3.17
Tabla 3.3 Comparación de los estadísticos históricos con los sintéticos, La Angostura	3.20
Tabla 3.4 Comparación de los estadísticos históricos con los sintéticos, Malpaso	3.20
Tabla 3.5 Coeficiente de correlación entre meses para cada presa	3.24
Tabla 3.6 Coeficientes de correlacion cruzada	3.25
Tabla 3.7 Resultados del ajuste a funciones de distribución del volumen total anual (500 años sintéticos)	3.25
Capítulo 4	
Tabla 4.1 Datos generales de las presas del río Grijalva	4.10
Tabla 4.2 Resumen de resultados de diez simulaciones del funcionamiento de vaso de las presas La Angostura y Malpaso (Domínguez y Mendoza, 2000)	4.21
Tabla 4.3 Resultados obtenidos con los ajustes considerados	4.23

	Página
Capítulo 5	
Tabla 5.1 Generación máximo maximorum en La Angostura, en Gwh	5.5
Tabla 5.2 Resultados obtenidos con distintas políticas de operación	5.7
Tabla 5.3 Comparación de resultados entre distintas políticas de operación (1991-2001)	5.19
Tabla 5.4 Cálculo de ΔE (GWh)	5.20
Tabla 5.5 Generación La Angostura , GWh	5.21
Tabla 5.6 Bondad de algunas políticas de generación de energía eléctrica. Presa La Angostura	5.22
Tabla 5.7 Política de operación recomendada para la etapa enero-mayo . Cada unidad corresponde a una extracción de 60 millones de m ³ por quincena	5.24
Tabla 5.8 Política de operación recomendada para la etapa junio-julio . Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones de m ³ por quincena	5.24
Tabla 5.9 Política de operación recomendada para la etapa agosto . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m ³ por quincena	5.25
Tabla 5.10 Política de operación recomendada para la etapa septiembre . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m ³ por quincena	5.25
Tabla 5.11 Política de operación recomendada para la etapa octubre . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m ³ por quincena	5.26
Tabla 5.12 Política de operación recomendada para la etapa noviembre-diciembre . Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones de m ³ por quincena	5.26
Tabla 5.13 Comparación de resultados de la simulación dando mayor beneficio por generación a extracciones cercanas a la mínima. 1959-2001	5.28
Capítulo 6	
Tabla 6.1 Coeficiente de correlación entre meses para cada presa	6.2
Tabla 6.2 Parámetros de la regresión lineal aplicada en los volúmenes de ingreso mensual. Presas La Angostura y Malpaso	6.4
Tabla 6.3 Volumen medio mensual para cada presa	6.4
Tabla 6.4 Clasificación de los volúmenes de ingreso por mes	6.5
Tabla 6.5. Resultados de la simulación. Registro histórico 1959-2001	6.8

	Página
Tabla 6.6. Resumen de la simulación de la política del ensayo 2 sin correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos	6.12
Tabla 6.7. Resumen de la simulación de la política del ensayo 2 con correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos	6.12
Tabla 6.8. Resumen de la simulación de la política del ensayo 7 sin correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos	6.13
Tabla 6.9. Resumen de la simulación de la política del ensayo 7 con correlación para el periodo de registro y 999 años sintéticos	6.13
Tabla 6.10. Resumen de la simulación de las políticas 2 y 7 en 1000 años sintéticos	6.16
Tabla 6.11. Valor del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. La Angostura	6.17
Tabla 6.12. Valor del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. Malpaso	6.17
Tabla 6.13. Análisis del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. La Angostura	6.18
Tabla 6.14. Análisis del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. Presa Malpaso	6.19

Capítulo 7

Tabla 7.1. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 $pm=0.7/lindiv$	7.4
Tabla 7.2. Política de operación recomendada para la etapa enero-n AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 60 millones de m^3 por quincena	7.7
Tabla 7.3. Política de operación recomendada para la etapa septier AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones m^3 por quincena	7.7
Tabla 7.4. Política de operación recomendada para la etapa oct AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones m^3 por quincena	7.8
Tabla 7.5. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 $pm=0.7/lindiv, 0.1ObjV1$	7.8
Tabla 7.6. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 $pm=0.9/lindiv$	7.9
Tabla 7.7. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 $pm=0.9/lindiv, 0.1ObjV1$	7.10

	Página
Tabla 7.8 Política de operación recomendada para la etapa enero-mayo AG(IV). Cada unidad corresponde a una extracción de 60 millones de m ³ por quincena	7.13
Tabla 7.9 Política de operación recomendada para la etapa septiembre AG(IV). Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m ³ por quincena	7.13
Tabla 7.10 Política de operación recomendada para la etapa octubre AG(IV). Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m ³ por quincena	7.14
Tabla 7.11 Comparación de valores alcanzados por la función objetivo	7.14

ANEXO 1

Tabla A1.1 Turbinas según su velocidad específica	A1.17
---	-------

ANEXO 2

Tabla A2.1 Tabla de programación lineal	A2.12
Tabla A2.2 Primera configuración	A2.14
Tabla A2.3. Esquema general	A2.14
Tabla A2.4. Funciones de activación	A2.33

ANEXO 3

Tabla A3.1 Volumen mensual total de La Angostura (1959-2001) en millones de m ³	A3.11
Tabla A3.2 Volumen mensual total de la presa Malpaso (1959-2001) en millones de m ³	A3.12
Tabla A3.3 Volumen mensual total de La Angostura (1959-2000) en millones de m ³ , años hidrológicos (de mayo a abril)	A3.13
Tabla A3.4 Volumen mensual total de Malpaso (1959-2000) en millones de m ³ , años hidrológicos (de mayo a abril)	A3.14
Tabla A3.5 Volumen total anual, volumen total de cada presa y porcentaje	A3.15

ANEXO 5

Tabla A5.1 Resultados de la simulación para diferentes valores del beneficio por extracción	A5.9
Tabla A5.2 Comparación al hacer acomodos en el pico de la demanda (diaria)	A5.10

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Página

Capítulo 1

Figura 1.1 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico: Embalse, cortina , obra de toma	1.9
Figura 1.2 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico: casa de máquinas, turbina, pozo de oscilación	1.9
Figura 1.3 Resultados de la simulación para distintos C_{derr}	1.11
Figura 1.4 Curva Elevación-tiempo Presa La Angostura $C_{derr}=100$ ambas presas	1.12
Figura 1.5 Curva Elevación-tiempo Presa Malpaso $C_{derr}=100$ ambas presas	1.12
Figura 1.6 Gráfica Valor –Energía (modelo original, de estudios previos)	1.15
Figura 1.7 Gráfica Valor-Energía (para cubrir los requerimientos de CFE)	1.16

Capítulo 2

Figura 2.1 Política de operación determinística	2.3
Figura 2.2 Función de distribución de los volúmenes de ingreso en el mes $j-1$	2.5
Figura 2.3 Representación esquemática de los estados de una presa	2.10
Figura 2.4 Pseudocódigo del algoritmo de recocido simulado	2.28
Figura 2.5 Secuencia de aplicación del método de Berezowsky-Domínguez-Fuentes,(Berezowsky et al (1983))	2.41
Figura 2.6 Función de beneficios para diferentes energías generadas	2.42
Figura 2.7 Estados para un sistema de dos presas que operan en cascada	2.44
Figura 2.8 Parámetros discretizados	2.50

Capítulo 3

Figura 3.1 Diagrama para construir una serie larga mezclando hidrogramas: a) una serie histórica de m años b) La serie de n años construida con el método	3.9
Figura 3.2 Hidrograma de la secuencia para la simulación de series hidrológicas por el método de fragmentos (Svanidze, 1980) a) Serie media anual , b) Fragmentos de hidrogramas registrados, c) Serie hidrológica sintética	3.11
Figura 3.3 Serie periódica mensual histórica presa La Angostura	3.12
Figura 3.4 Serie periódica mensual histórica presa Malpaso	3.13
Figura 3.5 Serie periódica mensual histórica presa La Angostura, años hidrológicos (mayo a abril)	3.13
Figura 3.6 Serie periódica mensual histórica presa Malpaso, años hidrológicos (mayo a abril)	3.14
Figura 3.7 Volumen anual para cada presa y volumen de la suma de ambas	3.14
Figura 3.8 Porcentaje del volumen total anual para las presas La Angostura y Malpaso	3.15
Figura 3.9 Fracciones de volumen mensual de la presa La Angostura	3.15
Figura 3.10 Fracciones de volumen mensual de la presa Malpaso	3.16
Figura 3.11 Resultados de la extrapolación probabilística Distribución Normal.	3.17
Figura 3.12 Comparación entre la media mensual histórica y sintética. La Angostura	3.21
Figura 3.13 Comparación entre la media mensual histórica y sintética. Malpaso	3.21
Figura 3.14 Comparación entre la desviación estándar mensual histórica y sintética. La Angostura	3.22
Figura 3.15 Comparación entre la desviación estándar mensual histórica y sintética. Malpaso	3.22
Figura 3.16 Comparación entre la asimetría mensual histórica y sintética. La Angostura	3.23
Figura 3.17 Comparación entre la asimetría mensual histórica y sintética. Malpaso	3.23
Figura 3.18 Coeficiente de correlación r_{xx} La Angostura 500 años de registro sintético	3.24
Figura 3.19 Coeficiente de correlación r_{xx} Malpaso 500 años de registro sintético	3.25
Figura 3.20 coeficiente de correlación cruzada r_{xy} La Angostura-Malpaso 500 años de registro sintético	3.26
Figura 3.21 Comparación de los volúmenes totales históricos, sintéticos y extrapolados	3.27

Capítulo 4

Página

Figura 4.1 Cuencas del Estado de Chiapas, México	4.1
Figura 4.2 Cuencas del Estado de Tabasco, México	4.2
Figura 4.3 a) Perfil (croquis) del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva (Boletín de Presas, Hernández B.H.)	4.3
Figura 4.3 b) Planta del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva. (Gerencia Regional Frontera Sur, CNA)	4.4
Figura 4.4 Consideraciones para la carga total	4.18

Capítulo 5

Figura 5.1 Curva de volúmenes de ingreso quincenales acumulados y capacidad de generación. Política determinística para determinar el máximo maximorum	5.2
Figura 5.2 1994-1995. La Angostura	5.3
Figura 5.3 1999-2000. La Angostura	5.4
Figura 5.4 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (1)	5.10
Figura 5.5 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (1)	5.10
Figura 5.6 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (4)	5.11
Figura 5.7 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (4)	5.11
Figura 5.8 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (5)	5.12
Figura 5.9 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (5)	5.12
Figura 5.10 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (7)	5.13
Figura 5.11 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (7)	5.13
Figura 5.12 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (1)	5.14
Figura 5.13 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (1)	5.14
Figura 5.14. Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (4)	5.15
Figura 5.15 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso . Ensayo (4)	5.15
Figura 5.16 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (5)	5.16
Figura 5.17 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso . Ensayo (5)	5.16
Figura 5.18 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (7)	5.17
Figura 5.19 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (7)	5.17
Figura 5.20 Curva Beneficio-Extracción	5.27

Capítulo 6

Figura 6.1 Gráfica de Volumen de ingreso mensual, febrero contra enero. La Angostura	6.3
Figura 6.2 Gráfica de Volumen de ingreso mensual, febrero contra enero. Malpaso	6.3
Figura 6.3 Curva Volumen-Probabilidad de no excedencia. Enero La Angostura	6.6
Figura 6.4 Curva Volumen- Probabilidad de no excedencia.Enero. Malpaso	6.6
Figura 6.5 Gráfica del volumen de ingreso del mes j+1 contra el del mes j e interpretación	6.6
Figura 6.6 Efectos de la correlación en las distribuciones condicionales	6.7
Figura 6.7 a) Energía media quincenal en cada presa y en conjunto. Registro histórico. Sin Correlación	6.9
Figura 6.7 b) Energía media quincenal en cada presa y en conjunto. Registro histórico Con correlación	6.10
Figura 6.8 a) Elevación media quincenal en cada presa. Registro histórico. Sin correlación	6.10
Figura 6.8 b) Elevación media quincenal en cada presa. Registro histórico. Con correlación	6.10
Figura 6.9 Curvas energía y elevación quincenal promedio contra tiempo quincenal. Política 2, 1000 años sintéticos	6.14
Figura 6.10 Curvas energía y elevación quincenal promedio contra tiempo quincenal. Política 7, 1000 años sintéticos	6.15

Capítulo 7

Figura 7.1 Curva Elevación-Tiempo. La Angostura. AG(III)	7.5
Figura 7.2 Curva Elevación-Tiempo. Malpaso. AG(III)	7.5
Figura 7.3 Curva Energía media anual-Tiempo. La Angostura. AG(III)	7.6
Figura 7.4 Curva Energía media anual-Tiempo. Malpaso. AG(III)	7.6
Figura 7.5 Curva Elevación-Tiempo. La Angostura. AG(IV)	7.11
Figura 7.6 Curva Elevación-Tiempo. Malpaso. AG(IV)	7.11
Figura 7.7 Curva Energía-Tiempo. La Angostura. AG(IV)	7.12
Figura 7.8 Curva Energía-Tiempo. Malpaso. AG(IV)	7.12

ANEXO 1

Figura A1.1 Esquema de turbina Pelton	A1.2
Figura A1.2 Turbina Francis	A1.2
Figura A1.3 Turbina Kaplan	A1.3
Figura A1.4 Turbina Hélice	A1.3
Figura A1.5 Turbina Deriaz	A1.4
Figura A1.6 Esquema de la carga disponible para una turbina en un sistema que funciona por gravedad	A1.5
Figura A1.7 Esquema para el cálculo de la carga neta H_T en turbinas de impulso	A1.7
Figura A1.8 Esquema para el cálculo de la carga neta H_T en turbinas de reacción	A1.9
Figura A1.9 Diagrama de velocidades	A1.10
Figura A1.10	A1.13
Figura A1.11 Curvas de isoeficiencia y curvas $Q_u=f(N_u)$, Turbina Francis, $N_s=260$, (Mataix, 1982)	A1.20
Figura A1.12 Formas diversas de las curvas de igual eficiencia	A1.21
Figura A1.13 Curva de demanda	A1.24

ANEXO 2

Figura A2.1 Rectas de las ecuaciones (A2.5)	A2.3
Figura A2.2 a) Representación de la desigualdad $5x_1 + 2x_2 \leq 10$	A2.3
Figura A2.2 b) Representación de la desigualdad $3x_1 + 5x_2 \leq 15$	A2.4
Figura A2.2 c) Representación de las restricciones $x_1 \geq 0, x_2 \geq 0$	A2.4
Figura A2.3 Región que satisface simultáneamente a las restricciones dadas en las expresiones (A2.3)	A2.5
Figura A2.4 Gráfica de la ecuación (A2.7)	A2.6
Figura A2.5 Familia de rectas paralelas, obtenida para distintos valores de Z	A2.6
Figura A2.6 Representación esquemática del punto óptimo del ejemplo analizado	A2.7
Figura A2.7 Volumen necesario para incrementar la carga. Presas en serie	A2.20

	Página
Figura A2.8 Configuración hipotética del sistema y representación por el vector de estado r_i	A2.25
Figura A2.9 Configuración del sistema al que se le agregó tecnología	A2.25
Figura A2.10. Reconfiguración hipotética del estado por el proceso de transporte (Método RT) para un sistema de siete tasas y cinco pozos. a) Configuración inicial y vector de estado b) Configuración final y vector de estado	A2.27
Figura A2.11 Reacomodo aleatorio de la configuración del sistema limitado a una frontera de $l=\pm 1$ niveles (Método EL)	A2.28
Figura A2.12 Un perceptrón multicapas	A2.32
Figura A2.13 Detalles de una neurona	A2.32
Figura A2.14 Un algoritmo genético simple	A2.35
Figura A2.15 Red de cuantificación de vector de aprendizaje (LVQ)	A2.36
Figura A2.16 a) Una red GMDH entrenada. Nota: Cada neurona GMDH es una N-Adaline, la cual es un elemento adaptativo lineal con un preprocesador no lineal b) Detalles de una Neurona GMDH	A2.37

ANEXO 5

Figura A5.1 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo a(**)	A5.1
Figura A5.2 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo a(**)	A5.1
Figura A5.3 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (2)	A5.2
Figura A5.4 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (2)	A5.2
Figura A5.5 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (3)	A5.3
Figura A5.6 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Malpaso. Ensayo (3)	A5.3
Figura A5.7 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (6)	A5.4
Figura A5.8 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (6)	A5.4
Figura A5.9 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (a **)	A5.5
Figura A5.10 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (a**)	A5.5
Figura A5.11 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (2)	A5.6
Figura A5.12 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (2)	A5.6
Figura A5.13 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (3)	A5.7
Figura A5.14 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (3)	A5.7
Figura A5.15 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (6)	A5.8
Figura A5.16 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso . Ensayo (6)	A5.8
Figura A5.17 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (8)	A5.11
Figura A5.18 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (8)	A5.11

	Página
Figura A5.19 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (11)	A5.12
Figura A5.20 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (11)	A5.12
Figura A5.21 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (8)	A5.13
Figura A5.22 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (8)	A5.13
Figura A5.23 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (11)	A5.14
Figura A5.24 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (11)	A5.14

RESUMEN

RESUMEN

Se aplicó la teoría de la programación dinámica estocástica para la obtención de políticas de operación óptima de un sistema de presas que operan en serie; dichas políticas toman en cuenta las condiciones reales de operación del sistema y permiten maximizar la energía eléctrica generada así como una reducción significativa en los derrames, con la finalidad de evitar las pérdidas humanas y daños materiales por inundaciones aguas abajo de las presas en las poblaciones cercanas al sistema. De manera adicional se generaron series mensuales sintéticas y se aplicaron en la simulación del funcionamiento de vaso utilizando estas políticas, con la finalidad de obtener un pronóstico del funcionamiento del sistema en el largo plazo. Se utilizó un algoritmo genético simple como técnica de optimación y se hicieron comparaciones entre la política de operación históricamente utilizada por el organismo operador, la política obtenida vía programación dinámica estocástica y la política obtenida utilizando el algoritmo genético simple; la programación dinámica estocástica probó ser una técnica de optimación viable en el problema de la operación del sistema de presas del río Grijalva.

ABSTRACT

ABSTRACT

Stochastic Dynamic Programming Theory was applied to get optimal operating rules in a serial dams system; those rules take in count real operating conditions besides allow to maximize generated electric energy and an important diminish in spills, in order to avoid human lost and materials damages by floods in nearby populations down the dams. Additionally monthly synthetic samples were generated and they were applied in simulation using these rules, to get a prediction of system operation in the long term. A genetic simple algorithm was applied as an optimization technique and comparison between the historic operation, the rule gotten by stochastic dynamic programming and that one gotten with simple genetic algorithm; stochastic dynamic programming proved to be an optimization technique viable in the operating system problem of Grijalva River's dams

1. GENERALIDADES

1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

Las demandas de energía eléctrica y de los recursos hidráulicos han aumentado con el crecimiento de la población, por lo que se hace necesario aplicar modelos que optimicen el manejo de los sistemas de embalses del país. El aumento en los estudios de los aspectos ambientales, ecológicos, así como la necesidad de proteger a las poblaciones de las inundaciones traen como consecuencia que se les impongan nuevas restricciones a los operadores de los sistemas de embalses, muchas de ellas no contempladas en el diseño original (Labadie (1997)). A lo anterior se agregan las restricciones que le imponen al sistema dependencias del gobierno encargadas del control del agua (tal es el caso de la Comisión Nacional del Agua en nuestro país) o simplemente decisiones políticas que los operadores deben acatar.

En muchas ocasiones se recurre a la herramienta tradicional que es la simulación, conocida como modelo descriptivo, la cual es una herramienta que permite contestar preguntas del tipo ¿qué sucede si ?. Esta técnica permite representar la operación del sistema, con un alto grado de precisión; incluso permite identificar lo que sucedería en el largo plazo con el sistema con ciertas políticas de operación, pero desafortunadamente no puede reportar cuáles son las estrategias óptimas cuando existen restricciones en la operación del sistema. Los métodos de optimización, llamados métodos prescriptivos, ofrecen una extensa capacidad para obtener sistemáticamente soluciones óptimas, o familias de soluciones, con ciertas funciones objetivo y restricciones. Normalmente después de la aplicación de una técnica de optimización se emplea la simulación para corroborar la factibilidad de las políticas de operación y ver con más detalle sus consecuencias.

Son diversos los modelos de optimización que se utilizan en teoría, pero su uso a nivel de problemas de aplicación práctica real no se ha generalizado. Diversos estudios han comprobado que el uso conjunto de modelos de optimización y simulación puede traer beneficios considerables en problemas prácticos.

En México existen varios complejos hidroeléctricos que operan en cascada, dentro de los que destacan el Sistema del río Grijalva y el del Balsas que en conjunto representan más del 50 % de la capacidad hidroeléctrica total en operación del país.

En esta investigación se analizó la operación del Sistema de presas del río Grijalva, formado por las presas La Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas. La operación de este sistema es compleja porque debe cumplir los siguientes objetivos :

- Maximizar la energía media anual producida
- Reducir la probabilidad de los derrames por el vertedor que pueden causar, inundaciones en la ciudad de Villahermosa, Tabasco
- Garantizar la entrega de una energía mínima al sistema
- Dar preferencia a la energía de pico

Además, los volúmenes de ingreso al sistema son aleatorios y tienen un cierto grado de autocorrelación y de correlación cruzada.

Algunos de estos objetivos se contraponen entre sí, además de que, por otro lado, no se pueden traducir a unidades monetarias, de tal forma que tradicionalmente el problema se ha resuelto en forma empírica con base en la experiencia subjetiva de los operadores.

Esta forma de proceder (operar con base en la experiencia subjetiva de los operadores) tiene varias desventajas, entre las que se encuentra el que no se hacen explícitas las consecuencias de dar preferencia a uno u otro objetivo y, lo que es más importante, que las reacciones ante situaciones nuevas son erráticas y el aprendizaje derivado de ellas es muy lento.

Para aclarar lo expresado en el párrafo anterior se presentan enseguida algunos ejemplos.

- Si para maximizar la energía se trabaja con cargas altas, se incrementa la probabilidad de derramar por el vertedor
- Para dar preferencia a la energía de pico y garantizar la entrega de una energía mínima en estiaje, se requiere el uso cotidiano de una mayor capacidad de regulación y, por lo tanto, trabajar con cargas bajas algunos meses del año.

En contraparte, el uso de los resultados de técnicas analíticas de optimación no ha sido bien recibida por los operadores (Labadie, 1997) probablemente por dos razones principales:

- a) Se acostumbra adecuar el problema a las técnicas analíticas que maneja el investigador y no lo contrario

-
- b) Se pretende que los operadores crean, a ciegas, en los resultados que proporcionan los investigadores (dado que, se supone, tienen grandes conocimientos) y no se hace el esfuerzo por mostrarles, en un lenguaje "adecuado", por qué se piensa que el resultado de las investigaciones conduce a una mejor política.

Este trabajo pretende contribuir a subsanar la problemática descrita. Por un lado, mediante el esfuerzo por incorporar al planteamiento analítico del problema, las restricciones y preferencias de los operadores y por otra parte, con la interacción investigador-operador ; presentándoles los resultados con un formato adecuado.

Los operadores de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) llevan a cabo una política (quincenal) de predespacho, mayormente empírica, limitada subjetivamente por la Comisión Nacional del Agua (CNA), la cual establece niveles máximos para cada época del año. Esta política es resultado de imponer fuertes restricciones para evitar la ocurrencia de derrames, lo cual se traduce en un sacrificio en generación de energía eléctrica, que representa alrededor de \$200 millones de pesos anuales que la CFE deja de percibir.

A través de reuniones con personal de la CFE, se logró profundizar en la problemática de la operación, recabando la información técnica de operación del sistema, así como las experiencias de los operadores, entendida como una componente un tanto subjetiva y empírica, con el fin de hacer una traducción del lenguaje común del operador al lenguaje matemático de las funciones objetivos y de las restricciones del sistema.

Se aplicó una herramienta de optimación adecuada a la complejidad del problema, se variaron los parámetros involucrados en el mismo y obtuvieron distintas alternativas de políticas de operación; posteriormente se efectuó la simulación tomando a dichas políticas como dato de entrada y se seleccionó aquella que se consideró cumple de manera satisfactoria con los requerimientos del operador. Adicionalmente se obtuvieron muestras sintéticas de mayor longitud que los datos del registro histórico, las cuales también se simularon con la política seleccionada, para tener un panorama más amplio de las posibles respuestas del sistema en el largo plazo, particularmente ante situaciones poco frecuentes ocasionadas por periodos de escurrimientos extremos.

Al analizar los resultados de la simulación se logra un planteamiento objetivo que puede ser discutido y comprendido por los operadores de CFE y los funcionarios de la CNA.

1.2 Descripción de los capítulos

Para abordar la problemática descrita, en el Capítulo 1 de este documento se presentan los objetivos generales que se plantearon en esta investigación; una

revisión bibliográfica de los estudios relativos al tema que se han efectuado en México y en otros países; además se hace una descripción de los elementos que forman un aprovechamiento hidroeléctrico, se aborda el tema de las limitaciones de las políticas empíricas de operación; se hace un análisis de las consecuencias de una generación con y sin restricciones. Finalmente, se destacan las aportaciones académicas y prácticas de este trabajo.

En el Capítulo 2 se hace un resumen de métodos de optimación; se incluye la programación lineal, la no lineal, programación multiobjetivos, programación utilizando algoritmos genéticos; recocido simulado, redes neuronales y, finalmente, los conceptos relativos a la programación dinámica estocástica utilizada en este trabajo. En el Capítulo 3 se hace mención de distintos métodos de generación de muestras sintéticas de series anuales y periódicas, en particular se destaca el método Svanidze Modificado, aplicado a series mensuales para dos presas que operan en cascada. En el Capítulo 4 se proporcionan las características generales del sistema de presas analizado así como los datos particulares que se utilizaron. En el Capítulo 5 se analizan distintas políticas de operación, obtenidas vía programación dinámica estocástica y con apoyo de la simulación de presas que operan en cascada; en el Capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos al simular la operación del sistema de presas en estudio para distintas políticas de operación; considerando la autocorrelación existente entre los volúmenes de ingreso a los embalses; también en este capítulo y con objeto de comparar el efecto de distintas políticas en situaciones de escurrimientos extremos, se generaron registros sintéticos de escurrimientos mensuales con el método de generación sintética de Svanidze Modificado. En el Capítulo 7 se presenta la obtención de políticas de operación del sistema usando como herramienta de optimación un algoritmo genético simple, para hacer una comparación con los resultados dados por la programación dinámica estocástica; finalmente, en el Capítulo 8 se dan las conclusiones y recomendaciones derivadas de los resultados de este estudio.

De manera adicional se incluye un CD que contiene los Anexos 1 al 5 en los que se incluyen algunos aspectos teóricos, tablas y figuras que complementan a los capítulos mencionados.

1.3 Objetivos generales

En forma resumida, los objetivos de este trabajo son aplicar la teoría de la programación dinámica estocástica en la obtención de políticas de operación óptima de un sistema de presas que operan en serie, las cuales tomen en cuenta las condiciones reales de operación del sistema, con la finalidad de lograr las condiciones de máxima energía eléctrica generada y una reducción significativa de la probabilidad de derrames, evitando así las pérdidas humanas y daños materiales por inundaciones aguas abajo de las presas y, por otro lado, utilizar en la simulación muestras sintéticas con la finalidad de obtener un pronóstico del funcionamiento del sistema en el largo plazo.

1.4 Revisión bibliográfica

La bibliografía relativa a métodos de optimación y de simulación utilizados en la planeación y el manejo de recursos hidráulicos es extensa; sin embargo, no existe un uso generalizado de estos métodos en aplicaciones prácticas, sobre todo en sistemas de embalses que se utilizan para diferentes propósitos, debido a las numerosas operaciones que implican tiempos grandes de ejecución de los programas, a que las condiciones reales operación no siempre se pueden introducir como una ecuación sencilla en los modelos, a la falta de datos hidrológicos de entrada para alimentar a los programas, a la carencia misma de software disponible o adaptable a los problemas particulares, a que hay una resistencia a modernizarse en el uso de estas nuevas técnicas y los que toman las decisiones prefieren hacer consideraciones de acuerdo con su experiencia práctica.

Autores como Yakowitz (1982) Yeh (1985) y Wurbs (1993) efectuaron una revisión de modelos de optimación utilizados en la planeación y el manejo de recursos hidráulicos, aplicados en generación de energía eléctrica, abastecimiento de agua, usos recreativos, control de avenidas, etc.

Diversos autores, como Ko et al (1992), Labadie (1997, 2000), Nicklow (2000), Lee (1995), Valdes y Marco (1995) han realizado amplias investigaciones en lo que se refiere a la enorme utilidad de estos métodos ante las crecientes demandas de recursos hidráulicos que se presentan con el crecimiento de la población.

En el caso de los métodos de optimación, se pueden identificar aquellos que involucran a la programación lineal, representada por el método Simplex debido a George Dantzing, que tuvo sus inicios después de la segunda guerra mundial, de manera simultánea con el desarrollo en las computadoras y la optimación matemática con ayuda de algoritmos; posteriormente aparecen avances en los algoritmos de optimación incluyendo la programación dinámica de Bellman (1957); formas especiales de programación dinámica de Dantzing (1963) y redes de flujo como los analizados por Ford y Fulkerson (1962). El desarrollo de estas técnicas se complementó con los avances tecnológicos de las computadoras.

Turgeon et al, 1998 proponen un método para determinar el almacenamiento diario de varios depósitos en serie, para no exceder en un año la probabilidad de una avenida de un sitio aguas abajo, resolviendo un problema de programación lineal tomando en cuenta restricciones tales como los almacenamientos combinados de dos o más embalses, P. Abel, 1993 presenta las decisiones en modelos de programación estocástica lineal cuando se tiene información parcial, Belaineh G et al, 1999 presentan modelos de optimación y simulación que integran políticas de operación lineales, simulaciones detalladas del sistema corriente embalse, el uso en conjunto de agua superficial y subterránea y la entrega del caudal por medio de canales a los usuarios, Lafond Louis et al (1998) presentan un método combinado de programación dinámica de retroceso y programación

lineal paramétrica para la planeación estocástica a largo plazo de la generación de una hidroeléctrica en Quebec, Canadá, que incluye el manejo de variaciones de la carga de agua. ReVelle, Charles (1999) plantea modelos determinísticos para la operación y diseño de un embalse y posteriormente de un sistema de embalses en paralelo; toma en cuenta modelos de programación lineal; también plantea un modelo de simulación y las políticas de operación de un embalse que se aplican en la simulación.

Cuando el modelo por optimar involucra ecuaciones no lineales, se requieren métodos de optimación no lineal. Ejemplos de estos métodos son el GRG2 de Lasdon y Waren (1989), programación dinámica diferencial de Jacobson y Mayne(1970), sistemas de apoyo de decisiones (DSS) para la operación de embalses, empleados en el estudio de la operación de embalses a largo plazo, tales como el utilizado en Taiwán y obtenido por Huang Wen-Chen y Yang Fu Ti (1999); el cual consta de tres componentes, un modelo hidrológico, un modelo de optimación y un modelo de decisión; se plantea un sistema de apoyo de decisiones que proporciona opciones racionales para alcanzar metas específicas, los autores hacen referencia a estudios previos como los de Arnold y Simmons (1988), Palmer y Holmes (1988); Savic y Simonovic (1991), Srinivasan y Engel (1994); Ford y Killen (1995), Huang (1996), Liang et al (1996), Shrestha et al (1996). Otro sistema de apoyo de decisiones usado en el Río Ware por el TVA (Tennessee Valley Authority) está documentado por Eschenbach E.A. et al (2001); permite simular y optimar el manejo de los sistemas de embalses de usos múltiples para operaciones diarias. Watkins D.W et al (1997) proponen un modelo de programación estocástica de etapas múltiples basado en los escenarios, para el abastecimiento del agua de los lagos Highland; dicho modelo tiene dos objetivos que son maximizar la ganancia esperada de la venta del agua sin interrupción manteniendo un abastecimiento firme de agua potable y maximizar los beneficios del uso recreativo; este método combina procedimientos lineales y no lineales.

Las técnicas de optimación lineales y no lineales consideran que la función objetivo se conoce en forma analítica y que si es un problema de minimización, suponen que la función tiene un solo mínimo. Hay muchos problemas que no pueden describirse de manera analítica y hay funciones objetivos que tienen más de un punto crítico; en estos casos se trata de un problema de extremos múltiples (optimación global), para el que no son aplicables las técnicas anteriores (Solamantine(1998)). Uno de estos problemas es la calibración automática del modelo o identificación de parámetros. Una aproximación a la solución de problemas de optimación global son las técnicas de evolución que son prometedoras en la solución de problemas del agua a gran escala; estas incluyen a los algoritmos genéticos iniciados por Holland (1975) y el recocido simulado, que se describen en el Capítulo 2 de este trabajo .

Otros métodos de optimación se apoyan en modelos basados en redes neuronales, (IEEE Neural Networks Council (1992)) así como sistemas de información geográfica GIS (Tkach y Simonovic (1997)).

1.4.1 Estudios realizados en México

Dentro de los métodos de programación lineal en la operación de presas se encuentra el de Villalobos, Rivera y Collado (2000), el cual toma en cuenta al fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENOS) y la función objetivo del modelo maximiza la extracción anual a una presa penalizando los derrames.

En la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México se encuentran registrados los trabajos de Rebolledo S, R.T. (1990) que analiza la operación óptima de un sistema hidráulico formado por dos presas en paralelo; Contreras C., Claudia(1999) con la operación óptima de sistemas de presas en cascada, aplicada al río Grijalva; Vega L. C.E (1989), relativo a la operación óptima de un sistema de presas de agua potable, con el enfoque de la investigación de operaciones; Avilés H., R.(1994) con la optimación en línea de pesas hidroeléctricas, con el enfoque de la ingeniería eléctrica. Bautista G., L (1986), que analiza las políticas de operación para el sistema Angostura y Malpaso; Larios, M., R. (1985) el cual plantea un modelo de programación dinámica estocástica para optimar la operación de presas; Correa A., Raúl (1977) con una política de operación de las presas La Juliana y Los Arcos, del Estado de México. También están documentadas las aplicaciones de la programación dinámica a la operación de presas por Quintanar F., F. (1981) de la Universidad de Sonora.

En 1993 se analizaron dos principales aspectos hidrológicos relacionados con el funcionamiento del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva (Dominguez et al (1993)); el primero se refirió al aprovechamiento del volumen útil de las presas para generar energía eléctrica y el segundo al uso del conjunto vertedor-volumen disponible para la regulación de avenidas.

En el estudio de 1993 se planteó el problema de determinar políticas de operación mensual del sistema de presas que hicieran máxima a una función objetivo que tomara en cuenta la generación de energía a largo plazo y que procurara evitar los derrames y el déficit.

Continuando con la búsqueda de políticas de operación óptimas en el largo plazo, en 1998 se complementó el estudio anterior definiendo políticas de extracción trabajando el sistema de presas en conjunto, es decir políticas que definen la extracción mensual por las presas La Angostura y Malpaso, en función del almacenamiento al final del mes previo, en ambas presas (Dominguez et al, 1998).De nueva cuenta se utilizó el método de programación dinámica estocástica.

En 1999 ocurrieron avenidas extraordinarias en la cuenca del río Grijalva que obligaron a almacenar, tanto en La Angostura como en Malpaso, volúmenes por arriba de los niveles máximos de operación. Los volúmenes almacenados superaron al máximo previsto en unos 3000 millones de m³ para Malpaso y 350 millones de m³ en La Angostura.

Está documentada la realización de simulaciones de lo que hubiera ocurrido en el caso de aplicarse las políticas obtenidas por el Instituto de Ingeniería de la UNAM; los resultados mostraron sobrealmacenamientos considerablemente menores; pero la búsqueda de políticas de operación óptima continuó, (Domínguez et al (2000)).

Tomando en cuenta que las políticas de operación se caracterizan por tener un carácter secuencial y dependencia de decisiones, el método de programación dinámica estocástica puede ajustarse favorablemente a estas condiciones; aunque puede observarse, como desventaja del mismo, la enorme cantidad de cálculos que deben realizarse; dicha limitante ha quedado superada ante el avance y velocidad de los modernos equipos de cómputo.

1.5 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico

Para tener mejor concepción del problema en estudio, es conveniente conocer los conceptos que están involucrados en un aprovechamiento hidráulico utilizado para la generación de energía eléctrica. En este subcapítulo se presentan algunos de estos aspectos. (Sánchez B., J.L.(1983))

Un aprovechamiento hidroeléctrico cuenta con los elementos siguientes:

1. Vaso. Es el que se forma al cerrar el cauce natural, con la finalidad de obtener energía potencial del agua y regular los escurrimientos.
2. Cortina. Es la estructura que contiene al volumen de agua del vaso o embalse.
3. Obra de toma. Es una conducción que capta y conduce el agua desde el embalse hasta el túnel de desfogue; inicia con unas rejillas que evitan la entrada de cuerpos extraños así como una compuerta de admisión y sus guías que sirven para aislar al sistema en caso de que se necesite hacer reparaciones. Cuenta con ductos de aireación que evitan la cavitación aguas abajo de las compuertas. Después de las rejillas continúa el conducto a presión, el cual lleva el agua hasta la proximidad de la turbina; dicho conducto comúnmente termina en una válvula de mariposa, para aislar la turbina en caso de reparación. La obra de toma continúa en la galería de desfogue, si la turbina es Francis o Kaplan, este conducto trabaja a presión; si la turbina es Pelton, esta tubería es corta y trabaja a superficie libre. Al inicio de esta galería normalmente hay una compuerta para aislar la turbina.
4. Son elementos del aprovechamiento el caracol, el antedistribuidor y el tubo de succión si la turbina es Francis o Kaplan; si la turbina es Pelton, son elementos los chiflones y las válvulas de aguja. También son parte del aprovechamiento el rodete y el generador acoplado a la turbina.
5. Casa de máquinas. Alberga una o más turbinas, cada una con un generador y equipo auxiliar para su operación. Contiene además sistemas de apoyo como grúas y sistemas de ventilación y, en especial, un puesto de control que permite

supervisar el comportamiento de cada grupo turbina-generator y adaptar el funcionamiento de la central hidroeléctrica a los requerimientos de potencia de los sitios de consumo.

6. Pozo de oscilación. Su finalidad es reducir el efecto del golpe de ariete producido por el cierre rápido de la turbina. Se coloca aguas arriba del rodete si la tubería de presión es larga o bien aguas abajo si se usa una rueda Francis o Kaplan y el túnel de desfogue es de gran longitud.

En las Figuras 1.1 y 1.2 se esquematizan los elementos mencionados.

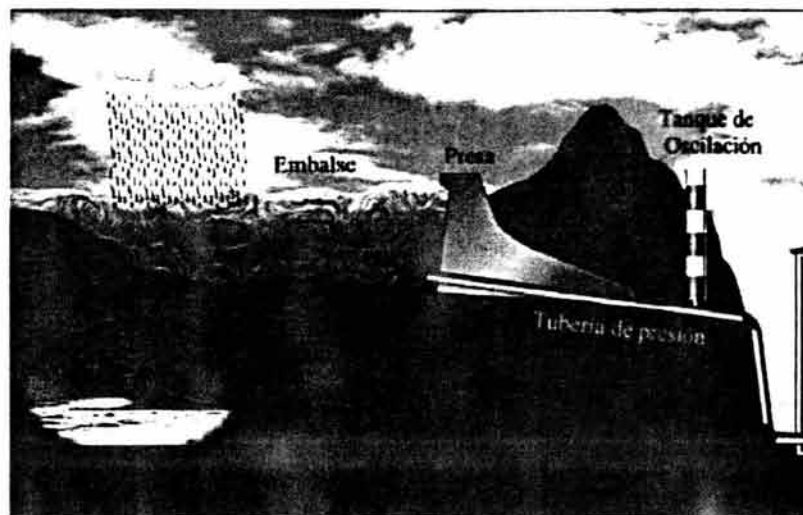


Figura 1.1 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico: Embalse, cortina, obra de toma

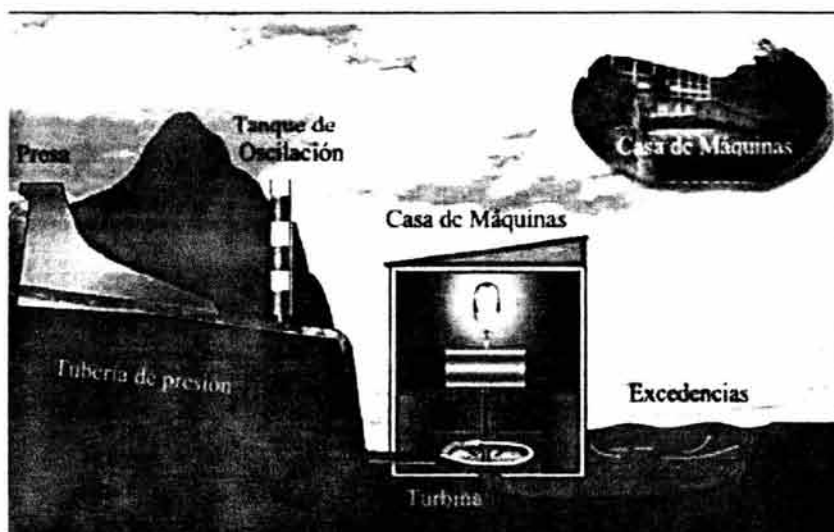


Figura 1.2 Elementos de un aprovechamiento hidroeléctrico: casa de máquinas, turbina, pozo de oscilación

1.5.1 Turbinas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos

Las turbinas son máquinas que producen trabajo mecánico aprovechando la transformación de la energía potencial del agua en energía cinética de rotación.

Las turbinas se pueden clasificar en turbinas de acción (impulso) y de reacción; las primeras son de flujo tangencial y las segundas son de flujo axial, oblicuo (semiaxial) y radial.

Las turbinas Pelton son tangenciales, es decir de impulso; deben su nombre a su inventor, el estadounidense Lester A. Pelton, (1829-1908) y trabajan a presión atmosférica. Las turbinas Kaplan, de álabes móviles, son de flujo axial; este tipo de turbinas es de origen checo y fueron diseñadas por Víctor Kaplan en 1914; otro ejemplo de turbinas de flujo axial son las turbinas Hélice, las cuales tienen álabes fijos. Turbinas de flujo mixto, son las Francis, de origen inglés, presentadas en 1847 por James B. Francis (1829-1908), inspiradas en la turbina de Fourneyron (1827); también son de flujo mixto las turbinas Deriaz. Las turbinas Kaplan, Hélice, Francis y Deriaz son de reacción y trabajan sometidas a presiones mayores que la atmosférica. Una descripción más detallada acerca de los distintos tipos de turbinas y conceptos relacionados con los aprovechamientos hidroeléctricos se incluye en el Anexo 1.

1.6 Limitaciones de los métodos empíricos de operación

En este apartado se hace notar, mediante la comparación de lo que ocurrió en 1999 y lo que ha ocurrido desde ese año hasta la fecha, la ayuda que puede prestar la programación dinámica, para justificar la aplicación de esta técnica de optimización.

Con información proporcionada por la Gerencia Regional de la CNA de Chiapas, se completaron los datos de los registros de los volúmenes de ingreso por cuenca propia de las presas La Angostura y Malpaso hasta el año 2001; se consideró la política de operación que se obtiene con los datos siguientes, cuya descripción se detalla en capítulos posteriores :

Coeficiente de penalización por déficit : 10

Coeficiente de reducción (en la función objetivo) : 0.1

Almacenamiento inicial (10^6 m^3): 10000 y 7500

Número de iteraciones: 500 . Incremento en el volumen (10^6 m^3): 600

Extracción mínima igual a 1 en las 6 etapas en que se dividió al año

En la Figura 1.3 se representa gráficamente la variación del porcentaje de la energía generada y del derrame, a medida que se tienen diferentes valores del coeficiente de penalización.

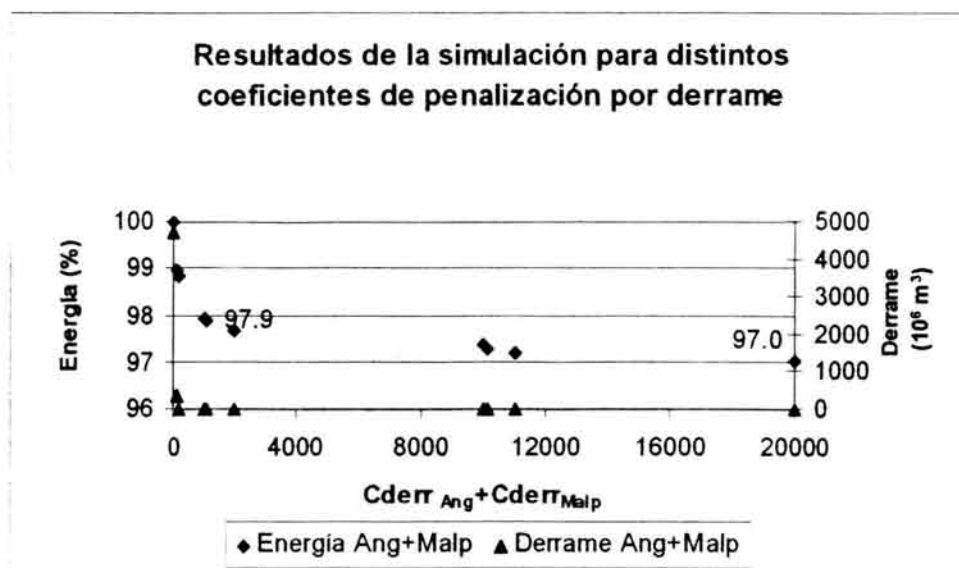


Figura 1.3 Resultados de la simulación histórica

En la Figura 1.3 se observa que cuando no se imponen penalizaciones por derrame, la energía toma el valor máximo y el derrame también, mientras que si se penaliza un poco (por ejemplo con 100 unidades en cada presa), o mucho (por ejemplo 10000 unidades en cada presa), la energía baja en sólo uno o dos por ciento, mientras que el derrame ya es prácticamente cero en los dos casos, es decir la energía no es tan sensible a la penalización como lo es el derrame.

De acuerdo con esos resultados, se tomó como base de comparación la política correspondiente a coeficientes de penalización por derrame de 100 unidades en cada presa. Se construyeron graficas elevación-tiempo (Figuras 1.4 y 1.5), de los datos simulados e históricos en el periodo de 1998 a 2001 en el que se abarcó un año muy húmedo como fue 1999 y un año seco como fue 2001, con estas gráficas se pudo hacer una comparación del patrón de comportamiento de estas variables.

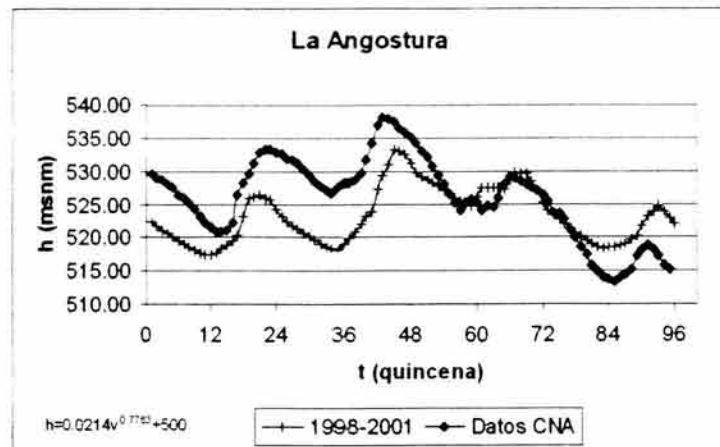


Figura 1.4 Curva Elevación-tiempo Presa La Angostura Cderr=100 ambas presas

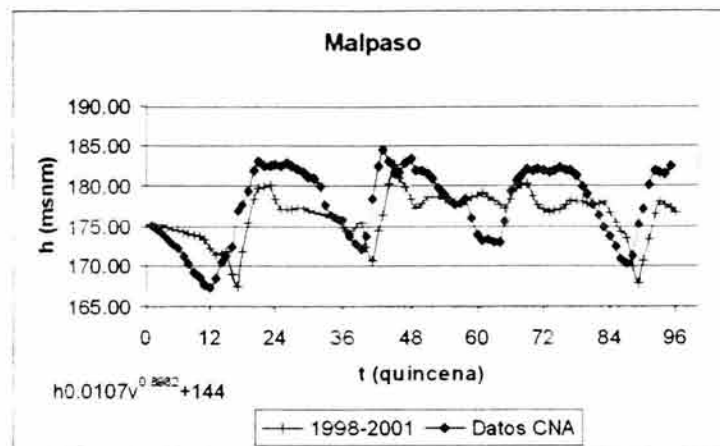


Figura 1.5 Curva Elevación-tiempo Presa Malpaso Cderr=100 ambas presas

Los resultados obtenidos muestran que se obtuvo una política mejor que la utilizada históricamente por los operadores de CFE, en el sentido de que, en años húmedos, como fue el caso de 1999, con la política simulada no se alcanzan niveles cercanos al NAME, como les ocurrió a los operadores (con el correspondiente riesgo en las obras) y en los años secos (como el caso del 2001), no se tienen valores tan bajos en las elevaciones.

A estas ventajas del método propuesto debe añadirse la de contar con una política completa, en el sentido de que no sólo establece limitaciones, sino que define

objetivamente cuál debe ser el volumen turbinado en cada quincena del año, para cualquier estado de las presas al inicio de las quincenas.

Por esta razón puede concluirse que queda plenamente justificada la aplicación de la programación dinámica estocástica, junto con la simulación, al sistema en estudio.

1.7 Comparación entre una generación con restricciones para evitar inundaciones y la inversión en obras de protección contra inundaciones, generando sin restricciones

Se solicitó información a la CFE de Querétaro, relativa a valores monetarios de la energía generada y a los costos de las obras de protección contra inundaciones, para resaltar la importancia práctica de este estudio.

Utilizando, para fines de comparación, un valor de \$1.00/kWh (ver Tabla 1.1) considerando una generación de 12,000 GWh/año; se tiene que el valor de energía en un año resulta de 12 mil millones de pesos por año, si este valor se toma como el 100%, resulta que un incremento del 1% en la energía generada significa 120 millones de pesos al año

Tabla 1.1 Costo de la energía

Mes	Costo del kW-h		
	Horas Punta	Horas Interm.	Horas Base
Noviembre	1.2700	0.3305	0.2877
Diciembre	1.4255	0.3710	0.3230
Enero	1.4891	0.3875	0.3374
Febrero	1.5823	0.4118	0.3585
Marzo	1.4244	0.3707	0.3227
Abril	1.3750	0.3578	0.3115
Mayo	1.3949	0.3630	0.3160
Junio	1.3796	0.3590	0.3125
Julio	1.3212	0.3438	0.2993
Agosto	1.2686	0.3301	0.2874
Septiembre	1.2598	0.3278	0.2854
Octubre	1.2486	0.3249	0.2829

Tarifa de la región: SUR horario región: SUR
Tipo de tarifa : H S sin interrupciones
Fuente: www.cfe.gob.mx Ing. Carolina Carmona P.

Adicionalmente, de la Figura 1.3 se observa que cuando se aumenta la restricción en el derrame (por ejemplo, para disminuir el riesgo de inundaciones), se tiene una reducción en la energía del 1 al 3 %, lo cual significa de 120 a 360 millones de pesos menos al año.

Por otra parte, en la Tabla 1.2. se cuenta con información de costos por obras de protección contra inundaciones; si se seleccionan las obras más importantes desde el punto de vista de su función, en este caso las obras Mp1, Mp3 a Mp5, se tiene un costo total para estas obras de aproximadamente \$1402.00. El cociente de esta cantidad entre los 120 millones de pesos es igual a 11.7 años, es decir que un incremento del 1% en la generación, pagaría esas obras en menos de 12 años.

Tabla 1.2 Costo de las obras del proyecto integral de protección contra inundaciones de la cuenca baja de los ríos Grijalva y Usumacinta

OBRA	OBRA	NODO ANALIZADO	SISTEMA	TIPO	COSTO (millones de \$)
Cc2	Bordos Terminación del dren Victoria		C-M	BORDO	\$68.00
Cc2	Terminación del Dren Victoria		C-M	CANAL	\$96.18
Cp1	Rectificación del río Medellín Jolochoero		C-M	CANAL	\$70.30
Mp1	Estructura del Río Carrizal		M-S	E. CONTROL	\$58.56
Mp2	Bordo Macayo	SAM02	M-S	BORDO	\$20.49
Mp2	Bordo Carrizal MD	MEZ01	M-S	BORDO	\$10.79
Mp3	Bordo del Cauce de alivio Samaria-Golfo	SAM05b (EH Sam.)	M-S	BORDO	\$592.45
Mp3	Bordo del Cauce de alivio Samaria-Golfo (Sobreelev.)	SAM05b (EH Sam.)	M-S	BORDO	\$20.00
Mp3	Cruces del C. de alivio Samaria-Golfo (2ª Etapa)		M-S	PUENTES	\$10.00
Mp3	Modif. de puentes Vía Corta, El Mango y S. Cipriano		M-S	PUENTES	\$20.00
Mp3	Cauce piloto Samaria-Golfo (1ª Etapa)		M-S	CANAL	\$60.01
Mp3	Cauce piloto Samaria-Golfo (2ª Etapa)		M-S	CANAL	\$127.08
Mp4	Drenes Samaria-Golfo (1ª Etapa) MD		M-S	CANAL	\$92.29
Mp4	Drenes Samaria-Golfo (2ª Etapa) MD y MI		M-S	CANAL	\$116.13
Mp5	Derivación del río González		C-M	CANAL	\$305.50
Sp1	Bordo Aeropuerto	L17A	R-S	BORDO	\$41.42
Sp1	Bordo Gaviotas	L17A	R-S	BORDO	\$70.44
Sp1	Bordo Parrilla	L7	R-S	BORDO	\$104.76
Sp2	Estructura del Río Pichucalco	PIC470a	R-S	E CONTROL	\$16.42
Sp3	Estructura del Río La Sierra	SIE424a	R-S	E CONTROL	\$30.81
Sp6	Bordo Astapa-Pueblo Nuevo	L10b	R-S	BORDO	\$13.71
Sp6	Bordo Playas del Rosario-Pueblo Nuevo	L10a	R-S	BORDO	\$7.93
Sp6	Bordo Jalapa-Astapa	SIE143	R-S	BORDO	\$5.66
Sp6	Bordo Camino a San Isidro	L18a	R-S	BORDO	\$63.35
Sp6	Bordo Playas del Rosario-Huasteca	L10a	R-S	BORDO	\$2.85
Sp6	Bordo Rosario MD	L3b	R-S	BORDO	\$76.20
Sp6	Bordo Rosario MI	PIC366	R-S	BORDO	\$77.42
Sp6	Estructura Lag. Playas del Rosario	L2b	R-S	E CONTROL	\$0.80
Sp8	Bordo MI río Grijalva	GRI09	R-S	BORDO	\$129.25
					\$2,308.81

Fuente: Ing. Carolina Carmona. CFE

En conclusión se puede decir que, si no se construyen obras de control de avenidas, ello obliga a generar con restricciones que, de acuerdo con la Figura 1.3, implican disminuir la generación en un rango del 1 al 3%, con lo que se pierden entre 120 y 360 millones de pesos al año.

Si se hacen las obras, se invertirían 1402 millones de pesos, los cuales podrían pagarse en un poco más de 12 años (por los intereses generados por la inversión inicial de 1402 millones de pesos) con el incremento en la generación.

1.8 Problemática actual

La Comisión Federal de Electricidad pidió que se incorporaran las condiciones que actualmente se presentan en el sistema nacional, que involucran dos aspectos: el primero se refiere a poner las limitantes de energía mínima que deben generar las presas en los distintos meses del año, en función de la capacidad instalada del sistema nacional, y el segundo se refiere a incluir el valor relativo que la CFE da a la energía “de pico” respecto a la energía “de base”.

La incorporación al modelo del primer aspecto significa disminuir, en el algoritmo de optimización, las opciones que tienen que ser analizadas introduciendo para cada etapa, un valor k_{\min} de la energía programada.

Para tomar en cuenta el segundo aspecto se hizo el planteamiento de que entre menor sea la extracción programada u óptima (k^*) en relación con la máxima posible, será más sencillo para los operadores acomodar la energía producida en las horas y días de máxima demanda. Por ello, el modelo que se tenía originalmente, en el cual se daba el mismo beneficio por cada GWh sin distinguir entre energía de pico y de base (Figura 1.6), se sustituyó por un beneficio calculado como el indicado en la Figura 1.7, que toma en cuenta una variación en el valor de la energía que consideran los requerimientos de CFE.

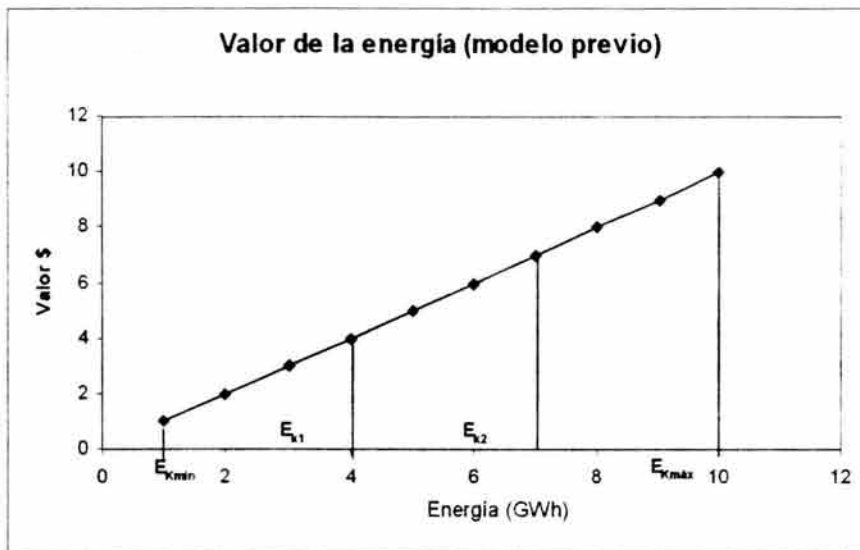


Figura 1.6 Gráfica Valor –Energía (modelo original, de estudios previos)

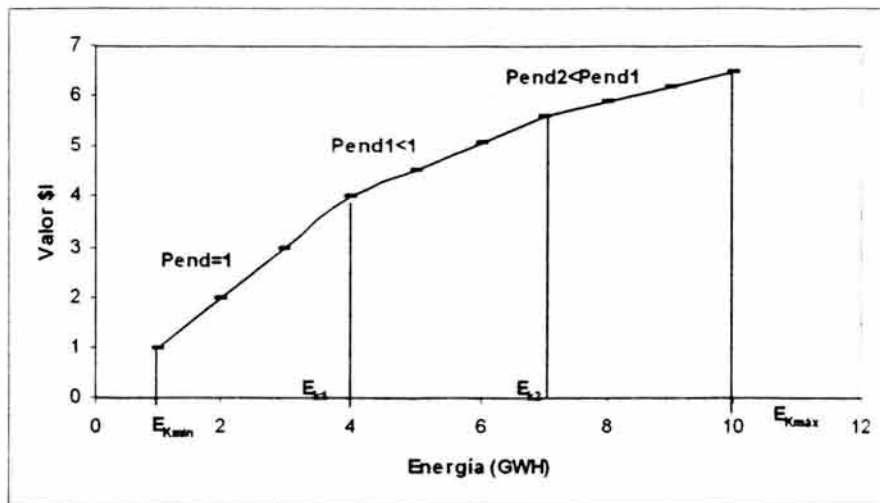


Figura 1.7 Gráfica Valor-Energía (para cubrir los requerimientos de CFE)

1.9 Aportaciones académicas y prácticas de la investigación

Se considera que la investigación efectuada tiene las aportaciones académicas y prácticas que se detallan en los siguientes puntos.

- I. Aplicación del método de programación dinámica estocástica en un problema de aprovechamientos hidráulicos. En México no hay mucha literatura al respecto y en este caso se pretende que los resultados sean aceptados por los organismos operadores.
- II. No es común llevar a la aplicación real el problema de la operación de un sistema de presas en serie, normalmente son estudios teóricos, de ejemplo de clase; en este caso se pretende que los resultados sean utilizados por la Comisión Federal de Electricidad, tratando de reducir el manejo empírico por parte de los operadores del sistema; apoyándose en métodos con justificación matemática y probabilística.
- III. Además de la aplicación de la ecuación de continuidad, el problema de la optimización involucra a la función objetivo y las restricciones del sistema. Ambos, (función objetivo y restricciones) se plantearon traduciendo el lenguaje común del operador a expresiones matemáticas, que no han sido utilizadas en estudios anteriores. Además, de esta forma será posible mostrarles a los operadores (mediante simulaciones) las consecuencias de cada una de las restricciones que se impongan al sistema.

-
- IV. La generación sintética se realiza utilizando el método de Svanidze modificado, que es un método con bases probabilísticas y que, hasta donde se ha investigado, no se ha aplicado en nuestro país; las modificaciones que se proponen permiten aplicarlo a dos presas en serie con escurrimientos correlacionados.
 - V. Las muestras generadas sintéticamente se llevan al proceso de simulación de funcionamiento de los vasos, con el fin de obtener pronósticos del comportamiento del sistema en el largo plazo. A través de la simulación se muestra a los operadores de la CFE la utilidad de los resultados.
 - VI. Se desarrolló un procedimiento que permite tomar en cuenta las autocorrelaciones de los volúmenes de ingreso a las presas, sin tenerlas que incorporar al algoritmo de optimación.
 - VII. Se implementó un algoritmo genético para obtener las políticas de operación del sistema de presas analizados, como una alternativa a la optimación vía programación dinámica estocástica.

1.10 Referencias

1. Avilés Herrera Roberto. Optimización en Línea de Presas Hidroeléctricas. Tesis de Licenciatura. UNAM. 1994.
2. Bautista González León. Políticas de Operación para el Sistema de Presas Angostura-Malpasos. Tesis de Licenciatura. 1986.
3. Bellman. R., Dynamic Programming. Princeton University Press. Princeton, New Jersey, USA, 1957.
4. Contreras Cruz, Claudia. Operación Óptima de Sistemas de Presas en Cascada. Aplicaciones al Sistema del Río Grijalva. Tesis de Maestría. UNAM. 1999.
5. Correa Arenas, Raúl. Política de Operación de las Presas Las Julianas y Los Arcos, Edo. De México. Tesis de Licenciatura. UNAM, 1977.
6. Dantzing G.B., Linear Programming and Extension. Princeton University Press, New Jersey. USA, 1963.
7. Domínguez M.,R., Mendoza R., R., "Operación Integral del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva", elaborado para la CFE por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 1993.
8. Domínguez, M.R., Mendoza R. R., Contreras, C.C., Estudios hidrológicos de la segunda etapa del análisis Integral de la zona baja del río Grijalva. Política de

operación del sistema de presas. Informe Preliminar, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 1998.

9. Domínguez M., R., Mendoza R.,R., "Funcionamiento de las Presa Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas sobre el Río Grijalva, elaborado para la CNA por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.

10. Duan, Q., Gupta, V., Sorooshian,S. Shuffled complex evolution approach for effective and efficient global minimization. *Journal of Optimization Theory Appl.*, 76(3), pp.501-521.USA, 1993.

11. Esat, V, may, M.J. "Water Resources System Optimization Using Genetic Algorithms". *Hydroinformatics*. Rotterdam pp. 225-231. The Netherlands; Balkema,1994.

12. Eschenbach, E. et al. "Goal programming Decision Support System for Multiobjective Operation of Reservoir Systems". *Journal of Water Resources Planning and Management*, Vol 127, No. 2 pp. 108-120, Abril 2001.

13. Fahmy, H.S., King, J.P, Wentzel, M.W., Seton, J.a., "Economic Optimization of River Managment Using Genetic Algorithms". Paper No. 943034. ASAE. International Summer Meeting. American Society of Agricultural Engineers, Michigan. USA, 1994.

14. Ford, L.R., Fulkerson, D.R., *Flows in Networks*. Princeton University Press, USA, 1962.

15. Gardea Villegas, Humberto. *Aprovechamientos hidroeléctricos y de bombeo*. Trillas-Facultad de Ingeniería. Junio de 1992.

16. Goldberg, D.E, Kuo C.H."Genetic Algorithms in Pipeline Optimization". *Journal Comp. In Civil Engineering*, ASCE, 1,No.2; pp. 128-141. 1987.

17. Goldberg, *Genetic algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison Wesley. USA, 1989.

18. Huang, Wen-Cheng, Yang, F.T. "A Handy Decision Support System for Reservoir Operation in Taiwan". *Journal of the American Water Resources Association*, Vol. 35, No. 5, 1999.(JAWRA Paper No.98149)

19. IEEE Neural Networks Council. *Combinations of Genetic Algorithms and Neural Networks COGANN-92*. IEE Computer Society Press. USA, Junio 1992.

20. Jacobson, D.H, Mayne, D.Q. *Differential Dynamic Programming*. Elsevier Science, New York, New York, USA, 1970.

-
21. Kirkpatrick, S.D, Gelatt, S.D., Vecchi, M.P. "Optimization by Simmulated Annealing". Science 220. pp. 671-680. 1983.
 22. Ko, S. K, Fontane, D.G., Labadie, J.W. "Multiobjective Optimization of Reservoir System Operation". Water Resources Bulletin. AWRA., Vol. 28, No. 1 February, 1992.
 23. Kuczera, G., "Efficient subspace probabilistic parameter optimization for catchment models". Water Resources Research, 33(1) January. Pp. 177-185. 1997.
 24. Kumar, D.N., Kumar A., Raju, K.S. Application of Genetica Algorithms for Optimal Reservoir Operation. Indian Institute of Technology. India, 1999.
 25. Kuo, C.H., Michel A.N., Gray W.G., "Design of Optimal Pump- and-Treat Strategies for Contaminated Groundwater Remediation Using the Simulated Annealing Algorithm". Advances in Water Resources AWRE 15, No. 2 .pp 95-105, USA, 1992.
 26. Labadie, J. W., "Reservoir System Optimization Models". Colorado State University, Water Resources Update, University Council of Water Resources, 108. Summer, 1997.
 27. Labadie, J. W., "Computer-Aided Water Management and Control", Notas de clase. USA, 2000.
 28. Larios Malanche, Raúl. Modelo de Programación Dinámica Estocástica para Optimizar la Operación de Presas. Tesis Licenciatura. UNAM, 1985.
 29. Lasdon, L.S., Waren, A.D., GRG2 User's Guide. Department of General Business, University of Texas, Austin Texas, USA, 1982.
 30. Lee Donna J., Review of Integrated Approaches to River Basin Planning, Development and Management;USA , 1995.
 31. Mataix, Claudio. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas. Harper and Row Publishers Inc. y Ediciones del Castillo. Madrid, 1970.
 32. Nicklow, John W. "Discrete-Time Optimal Control for Water Resources Engineering and Management. International Water Resources Association. Water International. Vol. 25 No. 1, Pages 89-95, March 2000.
 33. Oliveira, R., Loucks, D.P., "Operation Rules for Multireservoirs Systems". Water Resources Research 33, No. 4 .pp 839-852. USA, 1997.

-
34. Oliveira, R. "Derivation of Operating Policies for Multi-Reservoir Systems. Cornell University, www.englib.cornell.edu/thesesabstracts/Augusto94/deoliveira.html. 1994.
 35. Otero, J., Labadie J., Haurert D., "Optimization of Managed Runoff to the St. Lucie Stuary. " Proceedings o the First International Conference. Water Resources Engineering Division, ASCE, San Antonio, Texas, USA, 1995.
 36. Quintanar Fimbres, Francisco. Aplicaciones de la Programación Dinámica a la Operación de Presas. Tesis. Universidad de Sonora, 1981.
 37. Rebolledo Silvera, Roberto Tadeo. Operación Óptima de un Sistema Hidráulico Formado por dos presas en Paralelo. Tesis Maestría. UNAM, 1990.
 38. Reed, P., Minsker B., Valocchi A., "Cost-Effective Long Term Monitoring Design for Intrinsic Bioremediation". "Proceedings of the 26 th Annual Water Resources Planning and Management Conference, ASCE, Tempe, Arizona, USA, 1999.
 39. Sánchez B., J.L. Manual de Diseño de Obras Civiles. CFE. Hidrotecnia. A.2.1 Consideraciones Generales. México, 1983.
 40. Solomantine, D.P. Experience with nine automatic calibration algorithms: Global optimization with GLOBE system. International Institutute for Infrastructural, Hydraulic and Environmental Eginering. www.lhe.nl/hi/sol/sol.htm.
 41. Tkach Robert J Simonovic Slobodan P. A New Approach to Multi-criteria Decision Making in Water Resources. Journal of Geographic Information and Decision Analysis. Vol.1, no.1, pp. 25-43, 1997.
 42. Valdes, J.B., Marco J.B. "Managing Reservoirs for Flood Control". U.S. -Italy Research Workshop on the Hydrometeorology, impacts, and Management of Extreme Floods., Perugia , Italy, November, 1995.
 43. Vega Larios Carlos E. Operación Óptima de un Sistema de Presas de Agua Potable: Un Caso Aplicación del Método de Sucesiones de Aproximación a la Programación Dinámica hacia delante. Tesis Maestría. UNAM, 1989.
 44. Villalobos A., Rivera J. Y Collado J., "Políticas de Operación de Presas Basadas en el Niño-Oscilación del Sur", Artículo : ANEI-S60004. X Congreso Nacional de Irrigación. Simposio 6; México, agosto de 2000.
 45. Watkins, D.W.Jr, et al. "A Scenario-Based Stochastic Programming Model for Water Supplies from the Highland Lakes". The University of Texas At Austin, Texas. November, 1997. www.bus.utexas.edu/faculty/msis/lasdonl/highlakes_files/highlakes.htm

-
46. Wurbs, R. A. "Reservoir-System Simulation and Optimization Models". Journal of Water Resources Planning and Management. ASCE, 116, No. 1, pp 52-70. 1993.
 47. Yakowitz, S.J., "Dynamic Programming Applications in Water Resources", Water Resources Research, Vol. 18, pp 673-696, 1982.
 48. Yeh, W W-G. "System Analysis in Groundwater Planning and Management.". Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 118, No. 3. pp 224-237. 1992.

2.REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE OPTIMACIÓN

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE OPTIMACIÓN

2.1 Introducción

En este capítulo se describen distintos métodos de optimación, desde las técnicas tradicionales como la programación lineal, hasta métodos más modernos como la optimación global, algoritmos genéticos, redes neuronales y recocido simulado así como aplicaciones de algunas de estas técnicas en la operación de embalses.

2.2 Esquema general de la programación lineal

Un problema de programación lineal se puede expresar en su forma estándar como:

$$\begin{aligned} & \min(c\bar{X}) && (2.1) \\ \text{Sujeto a:} & && \\ & A\bar{X} = \bar{b} && \\ & \bar{X} \geq \bar{0} && \end{aligned}$$

donde:

\bar{X} es el vector de variables incógnitas
 A es la matriz de coeficientes
 c es un vector de coeficientes
 \bar{b} es el vector de términos independientes

La expresión $c\bar{X}$ se conoce como la función objetivo y las ecuaciones $A\bar{X} = \bar{b}$, $\bar{X} \geq \bar{0}$ se denominan restricciones.

Todas las variables deben tener dimensiones consistentes. La matriz A generalmente no es cuadrada, por lo que no se puede resolver un problema de programación lineal calculando la inversa de A . Por lo regular A tiene más columnas que renglones y $A\bar{X} = \bar{b}$ es por lo tanto un sistema indeterminado, por lo que hay muchos valores de \bar{X} que cumplen con la expresión.

La palabra "Programación", se utiliza con el significado de "Planeación"; su relación existente con el cálculo programado es pura coincidencia con este nombre. Por ello, la frase programa de programación lineal (LP program) para referirse a un software no es una redundancia, algunos autores prefieren usar el término código en lugar de programa para evitar la ambigüedad.

Aunque todos los problemas de este tipo pueden expresarse en la forma estándar, en la práctica esto no es necesario. Por ejemplo, aunque la forma estándar requiere que todas las variables sean positivas, los mejores paquetes de programación lineal permiten intervalos $\bar{l} \leq \bar{X} \leq \bar{u}$, donde \bar{l} y \bar{u} son vectores de límites superiores e inferiores de intervalos conocidos. Los elementos individuales de estos intervalos pueden incluso ser infinito o menos infinito. Esto permite a una variable estar sin un límite inferior o superior explícito, aunque por supuesto, las restricciones de la matriz A necesitarán poner los límites implicados en la variable o de lo contrario el problema puede carecer de solución finita. De manera similar buenos paquetes permiten $\bar{b}_1 \leq A\bar{X} \leq \bar{b}_2$ para valores arbitrarios de \bar{b}_1, \bar{b}_2 ; el usuario no necesita de restricciones que sean desigualdades al incluir variables de holgura, ni escribir $A\bar{X} \geq b1$ y $A\bar{X} \leq b2$ como dos restricciones separadas. También paquetes de programación lineal pueden manejar problemas de maximización como si fuera de minimización (en efecto, el vector c es multiplicado por -1). La importancia de la programación lineal radica en parte de sus múltiples aplicaciones y en parte de la existencia de buenas técnicas para encontrar soluciones óptimas. Estas técnicas toman como datos de entrada solamente un problema de programación lineal expresado en la forma estándar antes mencionada y determina una solución sin hacer referencia a ninguna información que tenga que ver con los orígenes de la programación lineal o su estructura especial. Las técnicas son rápidas y confiables en un amplio conjunto de problemas y aplicaciones.

Una descripción detallada del método gráfico y del método simplex se incluye en el Anexo 2 de este trabajo.

2.2.1 Programación lineal en las políticas de operación de presas en serie

Las presas en serie pueden tener distintos usos como son abastecimiento de agua, control de inundaciones, almacenamiento de energía, producción de energía eléctrica, recreación; o tener una combinación de ellas. En el Anexo 2 se resumen algunas reglas de operación obtenidas por Lund et al (1999), utilizando programación lineal.

2.2.2 Programación lineal con probabilidades restringidas. Aplicación a la determinación de políticas de operación a largo plazo

De acuerdo con Domínguez (1989), es usual establecer políticas de operación determinísticas del almacenamiento de una presa, como la mostrada en la Figura 2.1.

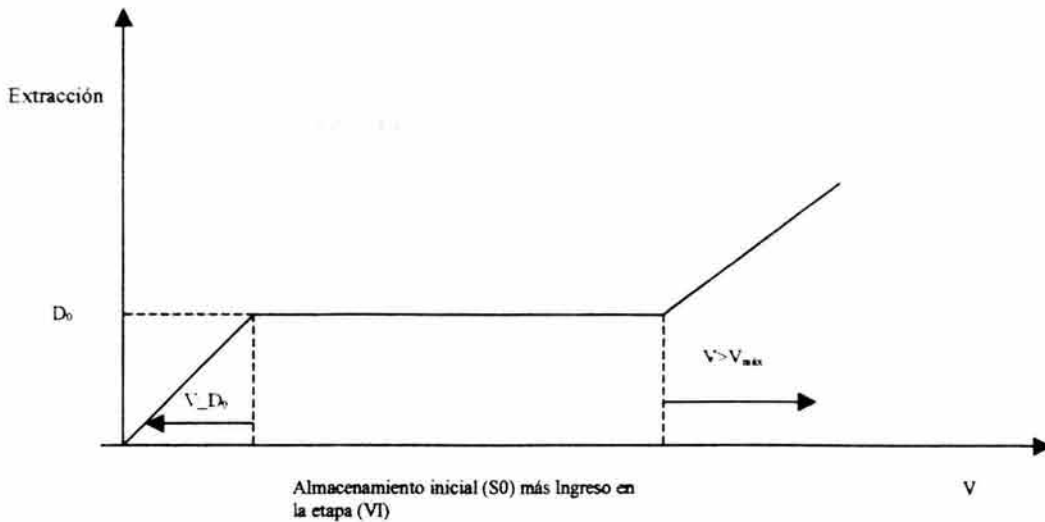


Figura 2.1 Política de operación determinística

La suposición que hace este tipo de política consiste en que, para cada etapa, se presenta una demanda D_0 que debe satisfacerse siempre que sea posible; las extracciones son mayores sólo cuando se rebasa el nivel máximo de operación (NAMO) y menores sólo cuando no hay disponibilidad.

Al establecer de esta manera la política, no se toma en cuenta la elasticidad real de la demanda, que resulta de las posibilidades de utilizar fuentes alternativas (termoeléctricas, agua subterránea, etc.) o bien de aceptar un déficit en alguna etapa con el fin de evitar condiciones peores en las siguientes. De manera adicional, la entrega de excedentes, respecto a la demanda planeada, puede reportar beneficios marginales que este planteamiento determinístico no considera.

Las limitantes de esta política pueden reducirse usando la técnica de programación lineal con probabilidades restringidas, la cual consiste en añadir a la política de operación, restricciones a las probabilidades de situaciones indeseables en el sistema. Este método se detalla con el ejemplo siguiente.

Suponer que se establece una política de operación que especifica la extracción $VS(j)$, para cada mes j del año, como una función lineal del almacenamiento $S(j-1)$ al final de la etapa previa, por medio de la ecuación:

$$VS(j) = S(j-1) - b(j) \quad (2.2)$$

sustituyendo la ecuación de continuidad:

$$S(j) = S(j-1) + VI(j) - VS(j) \quad (2.3)$$

donde:

$VI(j)$ es el volumen de ingreso en el mes j , en $[L^3]$

$VS(j)$ es el volumen de extracción en el mes j

$S(j)$ es el almacenamiento en el mes j

$S(j-1)$ es el almacenamiento en el mes $j-1$

$b(j)$ coeficiente que se debe optimar

Se determina que:

$$S(j) = VI(j) + b(j) \quad (2.4)$$

y

$$VS(j) = VI(j-1) + b(j-1) - b(j) \quad (2.5)$$

Si, por otra parte, se imponen restricciones a las probabilidades de situaciones indeseables (tales como déficit, derrame, etc.), se puede formular un problema de programación lineal.

Por ejemplo, para restringir la probabilidad $PD(j)$ de que la demanda $D(j)$ del mes j no sea satisfecha, se emplea la ecuación:

$$prob\{VS(j) \leq D(j)\} \leq PD(j) \quad (2.6)$$

Sustituyendo 2.5 en 2.6:

$$prob\{VI(j-1) + b(j-1) - b(j) \leq D(j)\} \leq PD(j) \quad (2.7)$$

o bien:

$$prob\{VI(j-1) \leq D(j) + b(j) - b(j-1)\} \leq PD(j) \quad (2.8)$$

Como se muestra en la Figura 2.2, $F^{-1}_{VI(j-1)}[PD(j)]$ es la inversa de la función de distribución de los volúmenes de ingreso en el mes $j-1$, valuada en $PD(j)$.

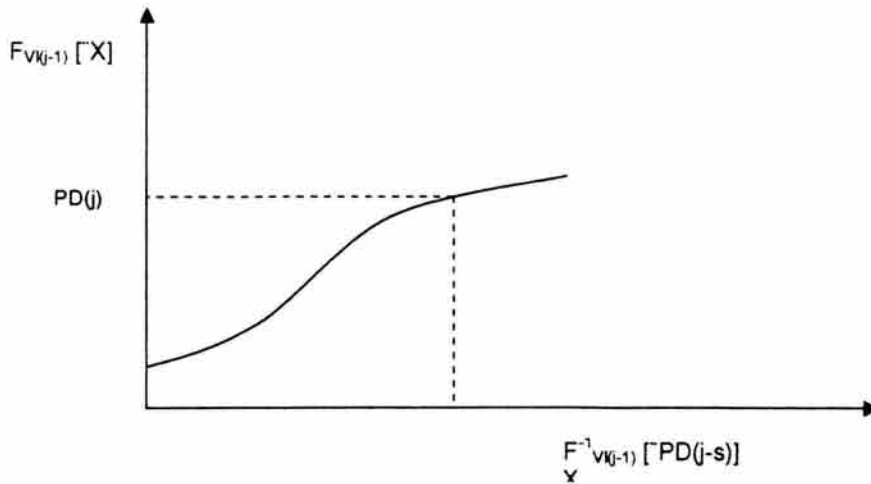


Figura 2.2 Función de distribución de los volúmenes de ingreso en el mes j-1

De acuerdo con la definición de función de distribución de probabilidad, se obtiene:

$$\text{prob}\{VI(j-1) \leq F_{v(j-1)}^{-1}[PD(j)]\} = PD(j) \quad (2.9)$$

Por lo que, para que se cumpla con la restricción 2.6, se requiere que:

$$D(j) + b(j) - b(j-1) \leq F_{v(j-1)}^{-1}[PD(j-1)] \quad (2.10)$$

De esta manera, se logra convertir una restricción, dada originalmente en forma probabilística, en una equivalente, establecida de manera determinística, la cual se puede incorporar a un problema estándar de programación lineal.

De manera similar pueden establecerse otras restricciones que procuren evitar situaciones no deseables, como es la especificación de un bordo libre (definido como la diferencia entre la capacidad total de la presa, C , y el volumen almacenado) con una probabilidad mayor que $PV(j)$, mediante la ecuación:

$$\text{prob}\{C - S(j) \geq LB(j)\} \geq PV(j) \quad (2.11)$$

La restricción anterior se puede expresar de manera determinística como:

$$C - b(j) \geq F_{v(j)}^{-1}[PV(j)] + LB(j) \quad (2.12)$$

Otro ejemplo de restricción consiste en establecer que el almacenamiento al final de cada periodo debe superar un mínimo $m(j)$, con una probabilidad $PM(j)$:

$$prob[S(j) \geq m(j)] \geq PM(j) \quad (2.13)$$

Cuya expresión determinística es:

$$m(j) - b(j) \leq F_{IT(j)}^{-1}[1 - (PM(j))] \quad (2.14)$$

2.3 Programación no lineal

La diferencia esencial entre un problema de programación lineal y uno no lineal radica en que en estos últimos las ecuaciones involucradas incluyen funciones no lineales.

La forma general de expresar un problema de optimización no lineal es, según Prawda (1987):

$$opt f(x)$$

Sujeto a:

(2.15)

$$\begin{aligned} h_j(x) &= 0 & j &= 1, \dots, m \\ g_j(x) &\geq 0 & j &= m+1, \dots, p \\ x &\in E^n \end{aligned}$$

donde:

opt puede representar maximización o minimización

$f(x)$ es una función continua, que representa a la función objetivo

$h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)$ funciones continuas de restricción

$\bar{X} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$ vector columna en el espacio Euclidiano de n dimensiones E^n

Se pueden tener problemas de programación no lineal del siguiente tipo:

- a) Restringidos, con ecuaciones de restricción lineales o no lineales
- b) No restringidos, no hay restricciones y sólo se optimiza la función objetivo no lineal
- c) Continuos, en los que todas las variables y funciones son continuas
- d) Discretos, alguna de las variables y/o funciones es discreta

-
- e) Diferenciables, todas las funciones del problema son doblemente diferenciables
 - f) Con restricciones de igualdad y/o desigualdad
 - g) Convexos, cuadráticos, separables
 - h) Con un sola variable independiente o con varias variables independientes

Los problemas de optimación no lineal son más complicados de resolver debido a que en algunos casos la solución óptima no se encuentra en un punto extremo de la región de factibilidad, sino que puede encontrarse en los bordes de ésta, en el interior de la región de factibilidad o bien puede ocurrir que sólo se encuentre un óptimo local relativo y no el óptimo global absoluto (como el que encuentran los problemas lineales); para poderlo detectar normalmente se usan procesos de ensayo y error. Otro problema que tienen es en ocasiones pueden generarse regiones de factibilidad que no son convexas (los problemas de programación lineal siempre generan regiones convexas), lo cual puede traer consigo la existencia de más de un óptimo local.

2.4 Análisis de embalses tomando en cuenta aspectos probabilísticos

Si se toma en cuenta un embalse, cuya capacidad útil se conoce, es común que se requiera conocer la función de distribución de probabilidad de que la presa se encuentre en un estado i , que puede ir desde $i=0$ (estado de déficit) hasta $i=n+1$, estado de derrame (Domínguez (2001)). Para hacer tales determinaciones se requieren introducir los conceptos de cadenas de Markov, matriz de transición y vector de estado.

2.4.1 Cadenas de Markov

Un proceso estocástico $\{S_t, t>0\}$ es markoviano, de primer orden, cuando para diferentes valores del tiempo, que corresponden a las etapas $i=1,2,\dots,m$ del proceso, la función de distribución de probabilidades del estado S_{t+1} sólo depende del estado anterior S_t ; si la variable involucrada es discreta y entera, se dice que el proceso es una cadena de Markov de primer orden y a los valores posibles de S se les llama estados del proceso.

2.4.2 Matriz de transición

Si el número de estados de una cadena de Markov es finito, se puede definir la probabilidad de pasar de un estado cualquiera i en el tiempo t , a un estado cualquiera j en el instante $t+1$. Si las probabilidades se arreglan en una matriz T cuyos elementos a_{ij} son las probabilidades de pasar del estado i al j , en un intervalo de tiempo (es decir de $T=t$ a $T=t+1$) a la matriz T se le llama matriz de transición.

Una matriz de transición de una cadena de Markov se le llama estocástica cuando cumple con las propiedades siguientes:

- a. Sus elementos a_{ij} están comprendidos entre 0 y 1; es decir $0 \leq a_{ij} \leq 1$
 b. La suma de los elementos de un renglón es igual a 1 $\sum_j a_{ij}$

2.4.3 Vector de estado

Se conoce como vector de estado asociado a una etapa cualquiera k , y se denota \bar{P}^k , a aquél cuyos elementos definen las probabilidades de que el proceso se encuentre en cada uno de los estados en la etapa k .

Una cadena de Markov queda totalmente determinada si se conoce la matriz de transición y el vector de estado para la etapa inicial, con ellos puede conocerse el vector de estado en etapas posteriores.

Se tiene que :

$$\begin{aligned}
 \bar{P}^1 &= \bar{P}^0 T \\
 \bar{P}^2 &= \bar{P}^1 T = \bar{P}^0 T^2 \\
 \bar{P}^3 &= \bar{P}^2 T = \bar{P}^0 T^3 \\
 &\vdots \\
 \bar{P}^{n+1} &= \bar{P}^n T = \bar{P}^0 T^n
 \end{aligned}
 \tag{2.16}$$

2.4.4 Matriz de equilibrio

Si un proceso está determinado por un vector de estado inicial y una matriz de transición y se lleva a cabo durante un periodo grande de tiempo, se cumple que en el largo plazo las probabilidades asociadas a cada estado tienden a un valor constante. Esto se debe a que cuando una matriz de transición es estocástica, sucede que, independientemente del estado inicial, el vector de estado para una etapa n suficientemente grande tiende a un valor fijo; es decir:

$$\bar{P}^n = \bar{P}^{n+1} = \bar{P}E
 \tag{2.17}$$

Al considerar la ecuación 2.16 :

$$\bar{P}^{n+1} = \bar{P}^n T = \bar{P}^0 T^{n+1}
 \tag{2.18}$$

La ecuación anterior muestra que para una n suficientemente grande existe también una matriz de equilibrio π , tal que

$$T^n = T^{n+1} = \pi \quad (2.19)$$

Dos características identifican a la matriz de equilibrio:

- a) Es una matriz estocástica (definida en el apartado 2.4.2)
- b) Los valores de los elementos de cualquier columna j son idénticos entre sí e iguales a la probabilidad a largo plazo (n grande) asociada al estado j

2.4.5 Determinación del vector de estado de equilibrio

Un camino para esta determinación es utilizar la ecuación 2.18, pero lleva a multiplicar a la matriz T muchas veces por sí misma, lo cual no es muy práctico; otra posibilidad es tomar en cuenta a las ecuaciones 2.18 y 2.19, en el equilibrio:

$$\overline{PE} = \overline{PE} \cdot T \quad (2.20)$$

La ecuación 2.20 forma un sistema de ecuaciones compatible, indeterminado, admite múltiples soluciones; para evitar este problema, se elimina una ecuación del sistema anterior y se añade la ecuación que resulta de la primera propiedad de la matriz de equilibrio:

$$\sum_i P_i = 1 \quad (2.21)$$

El nuevo sistema formado se resuelve y se obtienen los elementos del vector de equilibrio.

Para aplicar el procedimiento anterior debe conocerse la matriz de transición en un instante dado.

2.4.6 Método de Morán

Considera que el estado de una presa en un instante dado está definido por el volumen almacenado en la misma y que dichos volúmenes pueden clasificarse en intervalos. Con estas suposiciones, si los volúmenes de ingreso a la presa no están autocorrelacionados, el volumen almacenado tiene el comportamiento de una cadena de Markov y cumple con las propiedades antes citadas.

El método consiste en dividir la capacidad útil de la presa C en N intervalos de tamaño C/N . (Figura 2.3)

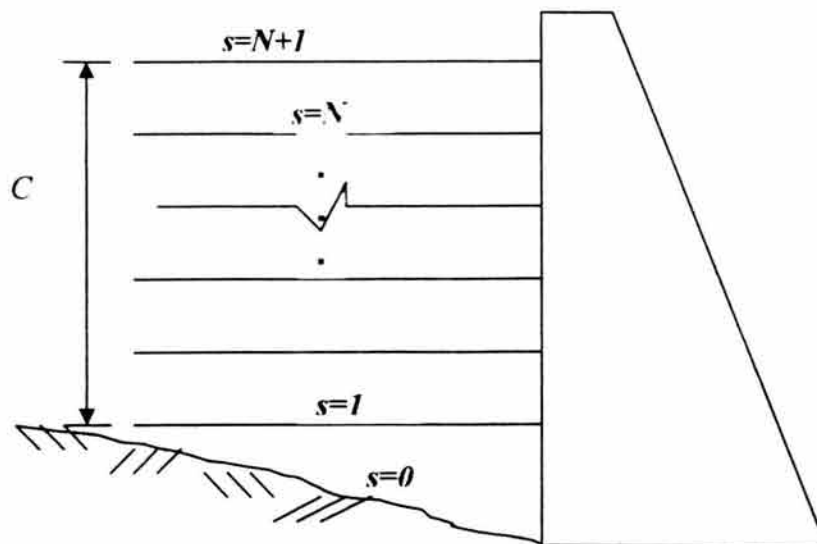


Figura 2.3 Representación esquemática de los estados de una presa

También se toma en cuenta el estado 0 que corresponde a los volúmenes almacenados menores que el mínimo (NAMINO) y el estado $N+1$ asociado a volúmenes mayores que el máximo (NAMO); alcanzar el estado 0 indica que se tiene un déficit y llegar al estado $N+1$ indica que se produce un derrame.

Trabajar con valores discretos implica asignar a cada estado un intervalo, lo que plantea el método para calcular las probabilidades de transición es asignar un valor fijo al almacenamiento correspondiente al inicio de la etapa. Para los estados intermedios ($S=1$ a $S=N$) este valor se define como el promedio entre los límites del intervalo; para el estado $S=0$ (déficit) se iguala al límite superior y para el valor $S=N+1$ se iguala al límite inferior.

En la Tabla 2.1 se consignan los límites asociados a cada intervalo y el valor representativo correspondiente, para un vaso con capacidad útil C , dividido en N intervalos.

Tabla 2.1 Estados considerados, intervalos y valor representativo

Estado	Límite inferior (LI)	Límite superior (LS)	Valor representativo (VR)
0	$-\infty$	0	0
1	0	C/N	$C/N - (1/2)C/N$
2	C/N	$2C/N$	$2C/N - (1/2)C/N$
3	$2C/N$	$3C/N$	$3C/N - (1/2)C/N$
.	.	.	.
i	$(i-1)C/N$	$(i) C/N$	$(i) C/N - (1/2)C/N$
.	.	.	.
N	$(N-1)C/N$	C	$C - (1/2)C/N$
$N+1$	C	∞	C

Para determinar las probabilidades de transición, se considera que, para una presa, la ecuación de almacenamiento es de la forma:

$$V(t+1) = V(t) + I(t)\Delta t - O(t)\Delta t \quad (2.22)$$

donde :

$V(t)$ es el volumen almacenado en un instante t

$I(t)$ es el gasto de ingreso en un instante t , variable de disturbio

$O(t)$ es el gasto de extracción en un instante t , variable de decisión

Si se expresa a la ecuación anterior de manera simplificada como:

$$S^{t+1} = S^t + X - O \quad (2.23)$$

donde

S^t y S^{t+1} representan respectivamente el volumen almacenado en la presa al inicio y al final del intervalo (generalmente de un año para que se cumplan las suposiciones que simplifican el problema)

O es el volumen demandado en el intervalo analizado

X es el volumen de ingreso que tiene asociada una función de distribución de probabilidad $F(x)$

Al despejar x de la ecuación 2.23 se obtiene:

$$X = S^{k+1} + O - S^k \quad (2.24)$$

Denominando respectivamente $LI(l)$, $LS(l)$ y $VR(l)$ al límite inferior, superior y valor representativo, de un estado l cualquiera; la probabilidad de transición de un estado i a otro estado j se obtiene con la ecuación:

$$p(i, j) = \text{prob}\{LI(j) + O - VR(i) \leq x \leq LS(j) + O - VR(i)\} \quad (2.25)$$

y si se supone que los ingresos se distribuyen de acuerdo con una función de distribución de probabilidad $F(x)$, se obtiene que :

$$p(i, j) = F\{LS(j) + O - VR(i)\} - F\{LI(j) + O - VR(i)\} \quad (2.26)$$

Una vez que se define la matriz de transición T , se puede calcular el vector de probabilidades de estado a largo plazo como se vio en el apartado previo y esto permite calificar si fue adecuada o no una política de operación seleccionada.

Las suposiciones que plantea este método en general son válidas para presas grandes de regulación interanual, en las que para intervalos de un año, las variaciones en el almacenamiento provocadas por las diferencias entre el régimen de ingresos y el de extracciones no son muy importantes.

En nuestro país son pocos los vasos que cumplen esta condición, tal es el caso de las presas Chapala, Itzantún y Angostura; por esta razón es necesaria la búsqueda de métodos aplicables a presas de menor capacidad, que permitan utilizar intervalos menores de un año; de acuerdo con Domínguez (2001), uno de estos métodos es el de Lloyd.

2.4.7 Método de Lloyd

Este método propone dividir el año en épocas, por ejemplo semestres, trimestres, bimestres o meses) así como definir para cada una de ellas la demanda y la función de distribución de los ingresos. Con los datos anteriores y la capacidad útil de la presa, se obtiene una matriz de transición para cada época, la cual se repite cada año.

En estas condiciones y de acuerdo con la ecuación 2.18, si se suponen intervalos de un mes para el análisis, el proceso quedará definido si se conocen las probabilidades de estado inicial (asociado al principio de un mes cualquiera) y las doce matrices de transición. Por mencionar un ejemplo, si se conocen las

probabilidades de estado al principio de enero, las probabilidades de estado al inicio del mes de abril serán:

$$\bar{P}^{[A]} = \bar{P}^{[M]}T^M = \bar{P}^F T^{[F]}T^{[M]} = \bar{P}^{[E]}T^{[E]}T^{[F]}T^{[M]} \quad (2.27)$$

donde:

$\bar{P}^{[E]}, \bar{P}^{[F]}, \bar{P}^{[M]}, \bar{P}^{[A]}$ son las probabilidades de estado al principio de los meses enero, febrero, marzo y abril

$T^{[E]}, T^{[F]}, T^{[M]}$ son las matrices de transición de enero, febrero y marzo

La matriz de transición anual, para un año que inicie a principio de enero se obtiene como:

$$T^{anual} = T^{[E]}T^{[F]}T^{[M]}..T^{[N]}T^{[D]} \quad (2.28)$$

esta ecuación permite calcular la matriz de transición anual, pero, a diferencia del método de Morán, considera las diferencias entre el régimen de ingresos y las extracciones; con esta matriz puede obtenerse la matriz de equilibrio (elevando esta matriz anual a la n) y con ella se pueden determinar las probabilidades a largo plazo de para el principio de enero.

Cuando se aplica el método de Lloyd debe tenerse cuidado en la selección del intervalo de tiempo, debido a que si bien permite hacer una análisis en etapas muy pequeñas dentro del año, no permite considerar la correlación entre etapas sucesivas. Dicha correlación es despreciable en problemas reales que manejan etapas de un año, pero su valor aumenta al disminuir el intervalo de tiempo.

De manera que para aplicar el método de Lloyd debe tenerse cuidado de elegir intervalos de tiempo suficientemente pequeños, para que dentro del intervalo puedan considerarse demandas e ingresos constantes, pero por otra parte, dicho intervalo deberá de ser lo suficientemente grande para que la correlación entre dos etapas sucesivas no sea grande; una posibilidad es seleccionar dos etapas correspondientes a la época de avenidas y de estiaje.

En la práctica es útil hacer el funcionamiento de vaso de algunos años para tomar la decisión con respecto al intervalo de tiempo seleccionado y observar en una gráfica niveles contra tiempo, qué tan importante son las variaciones asociadas a distintos intervalos, en relación con la capacidad útil de la presa.

2.5 Optimización multiobjetivo de la operación de sistemas de embalses

De acuerdo con Ko et al. (1992) es común que los sistemas embalses de gran escala se utilicen para muchos usos, como son el abastecimiento de agua, generación hidroeléctrica, control de avenidas , entre otros. Existen numerosas técnicas de optimización y simulación para el análisis de estos sistemas, pero muchas de ellas no consideran a los objetivos múltiples de manera simultánea, debido a su naturaleza contradictoria y no medible. Algunos objetivos se establecen como metas basadas en consideraciones económicas, sociales o políticas y posteriormente se establecen como restricciones fijas en los planes de operación del sistema. No obstante, las relaciones de entregas óptimas deben desarrollarse para satisfacer los diversos propósitos de manera que estén lo más de acuerdo posible tanto con las percepciones de los operadores del sistema de embalses como con la importancia de esos objetivos.

En diversos campos, incluyendo el de la planeación y manejo de los recursos hidráulicos, se han desarrollado una amplia variedad de técnicas multiobjetivo; la aplicación de estas técnicas para sistemas de embalses de usos múltiples presentan una serie de retos debidos a la gran cantidad de variables involucradas al trabajar con sistemas de embalses múltiples interconectados. La no linealidad y lo no convexo inherente del sistema complica la aplicación de los métodos matemáticos de programación, de manera particular, en los sistemas hidroeléctricos se puede citar el carácter dinámico o de etapas múltiples de los problemas de operación del sistema de embalses y el impacto de las entradas de gasto, de índole estocástica.

Es citado por Ko et al. (1992), que Cohon y Marks (1975) y Goicoechea et al (1982) han clasificado a las técnicas multiobjetivo en tres grupos , basados en sus posibilidades de utilización para ayudar al proceso de decisión, que son: a) técnicas para generación del conjunto de soluciones no dominadas; b) métodos continuos con una articulación o preferencias previas; c) métodos discretos con una articulación o preferencias progresivas. Dichas técnicas sirven para identificar la solución más consistente con las preferencias del que toma las decisiones, que en este caso es el operador del sistema de embalses. Una solución sin dominio se define como una solución multiobjetivo que no puede mejorar un objetivo sin que afecte de manera adversa a otro o a otros objetivos. Una vez que se han generado estas soluciones sin dominio, hay una gran variedad de técnicas de investigación disponibles para la convergencia hacia las soluciones preferidas por el que toma las decisiones.

2.5.1 Formulación del problema de la operación de un sistema de embalses

El problema de optimización multiobjetivo para las operaciones de un sistema de embalses se plantea de la manera siguiente (Ko et al. (1992)):

Función objetivo

$$\text{máx}[F_1 \quad F_2 \quad \dots \quad F_m] \quad (2.29)$$

sujeta a

$$V_{t+1} = V_t + I_t + SQ_t - D_t - E_t(V_t, V_{t+1}) \quad (2.30)$$

$$V_{t-1, \text{mín}} \leq V_{t+1} \leq V_{t+1, \text{máx}} \quad (2.31)$$

$$Q_{t, \text{mín}} \leq Q_t \leq Q_{t, \text{máx}} \quad (2.32)$$

para $(t=1, 2, \dots, T)$

donde:

$F_i, i=1, \dots, m$ son funciones objetivo individuales correspondientes a varios usos de proyecto

V_t es el vector de los niveles de almacenamiento del sistema al inicio del periodo t (de dimensiones N)

I_t es el vector de ingresos a cada depósito de gastos locales, no regulados, durante el periodo de tiempo t

Q_t es el vector de los volúmenes de descarga total durante el periodo t , incluyendo gasto de turbinas y derrames por vertedores

D_t representa el vector de los déficits directos, conocidos, del abastecimiento de agua de cada embalse.

E_t es el vector de evaporación y otras pérdidas, los cuales son considerados como funciones no lineales del almacenamiento del embalse

S es la matriz de configuración del sistema (cuadrada, de orden N) que describe las interconexiones del sistema de embalses.

N es el número total de embalses

T es el número total de subintervalos de tiempo en el horizonte de operación.

Las variables del sistema tienen condiciones de frontera que dependen de valores máximos y mínimos de operación, debido a varias restricciones físicas y a

capacidades; las funciones objetivo individuales pueden ser no lineales y reflejar diferentes características dinámicas. Los objetivos del control de flujo se incorporan al establecer límites superiores de frontera sobre el almacenamiento $V_{i,máx}$.

En un problema de operación de un sistema de embalses de múltiples usos, el analista es responsable de auxiliar al operador del sistema de embalses (que toma las decisiones) en la identificación las soluciones deseadas (Ko et al.(1992)). Como es el operador el que conoce el funcionamiento del sistema, es necesario que el analista le proporcione una serie de soluciones alternativas expresando sus relaciones explícitas con los diversos objetivos, o iniciar un proceso interactivo con el operador. El tipo y nivel de interacción está fuertemente influenciado por la complejidad matemática que maneje el operador y su preferencia por tomar un papel activo o pasivo en tal proceso. Las técnicas de investigación son un compromiso previo o progresivo por parte del operador. Las técnicas generadoras de soluciones requieren también que el operador seleccione la opción que más le convenga de una serie de soluciones generadas.

a. Generación eficiente de soluciones no dominadas o no inferiores

Los métodos más populares para la generación de soluciones no dominadas incluyen el método de los factores de peso, el método de la restricción ϵ y la programación lineal multiobjetivo (Ko et al. (1992)).

El método de los factores de peso, propuesto originalmente por Zadeh (1963) asigna un factor de peso, según su importancia relativa, a cada función objetivo en una estructura aditiva que transforma el problema multiobjetivo original en un problema de un solo objetivo:

$$\max w_1 F_1 + w_2 F_2 + \dots + w_m F_m \quad (2.33)$$

donde:

w_1, \dots, w_m son factores de peso asignados a los objetivos individuales.

Las soluciones sin dominio se generan al variar paramétricamente a los factores de peso y resolviendo los problemas de un objetivo que resultan. ; este método se pueda aplicar en problemas dinámicos y funciones objetivo no lineales; se recomienda para problemas que tengan cuando mucho tres objetivos.

El método de la restricción ϵ selecciona una función objetivo como el objetivo primario y a los objetivos restantes se les incluye en el conjunto de restricciones que tienen sus niveles por alcanzar de tipo variable (Marglin(1967)):

$$\max F_k \quad (2.34)$$

sujeta a

$$F_i \geq \varepsilon_i \quad (i = 1, \dots, m; i \neq k) \quad (2.35)$$

y sujeta a las restricciones dadas por las ecuaciones 2.30 a 2.32. Las soluciones no dominadas se identifican por la variación paramétrica de los niveles por alcanzar ε_i . Los intervalos factibles de estos parámetros se determinan al resolver las funciones objetivo individuales antes de la generación del conjunto de soluciones sin dominio.

El número de cálculos requeridos está determinado por los intervalos factibles y tamaños de los incrementos de los límites ε . Este método se puede aplicar a problemas dinámicos no lineales pero también es sensible al número de objetivos considerados.

Para problemas lineales o linealizables, se pueden aplicar algoritmos simplex especializados que pueden aplicarse al caso multiobjetivo para identificar los puntos extremos de la superficie de la solución sin dominio. Estas soluciones se generan moviéndose entre puntos extremos adyacentes. La desventaja obvia de estos métodos es el requerimiento de la linealidad, pero no son muy adecuados para problemas dinámicos y de múltiples etapas.

b. Búsqueda de la solución más conveniente para el operador

Los métodos para seleccionar la solución más conveniente para un operador incluyen a la programación de metas, programación compromiso y método del desarrollo de intercambio (Ko et al. (1992)).

La programación de metas intenta minimizar la suma ponderada de las distancias a las metas G_i establecidas por el operador del sistema para cada objetivo:

$$\min \sum_{i=1}^m W_i |G_i - F_i| \quad (2.36)$$

donde :

G_i son las metas que se pretenden alcanzar por parte del operador

$F_i, i=1, \dots, m$ son funciones objetivo individuales correspondientes a varios usos de proyecto

W_i son factores de peso positivos asignados por el operador del sistema.

La programación de metas se ha utilizado, en otros países, en problemas lineales, pero también se puede aplicar a problemas dinámicos no lineales. De acuerdo con Ko et al. (1992) autores como Loganathan y Battacharya (1990) han evaluado variantes de la programación de metas, incluyendo programación de metas mínimas, programación difusa de metas, programación de metas por intervalos. La programación ponderada de metas requiere que el operador del sistema de embalses proporcione la información sobre las metas y los factores de peso. El análisis de los resultados del operador puede requerir hacer iteraciones variando los factores de peso y las metas hasta lograr la convergencia a las soluciones más convenientes.

El método de programación compromiso identifica las soluciones no dominadas más cercanas a la solución ideal utilizando varias normas o medias ponderadas; el problema por resolver es de la forma:

$$\min \sum_{i=1}^m w_i^p \left[\frac{F_i^* - F_i}{F_i^* - F_i^{**}} \right]^p \quad (2.37)$$

donde:

w_i es el factor de peso de la función objetivo F_i

F_i^* es la solución ideal de la función objetivo F_i

F_i^{**} es el valor mínimo de la función objetivo F_i

p parámetro que de 1 a ∞

Debido a que todas las variables tienen condiciones de frontera (tomando en cuenta las ecuaciones 2.30 a 2.32, no es difícil determinar a F_i^{**} con métodos de optimización sencillos. En la práctica se calculan tres puntos del conjunto de la solución compromiso, correspondientes a valores de $p=1, 2, \infty$. En general valores mayores de p reflejan mayor interés para minimizar la máxima diferencia.

El método de desarrollo de intercambio, comienza con la formulación de una función objetivo sustituta y requiere el compromiso interactivo del operador para llegar a una solución satisfactoria. El procedimiento sistemático para identificar la solución más conveniente para la operación del sistema de embalses consta de cuatro pasos:

1. Un vector meta F^* y un vector de solución mínima F^{**} se determinan de acuerdo a las optimizaciones individuales efectuadas con respecto a cada función objetivo:

$$F^* = [F_1^*, \dots, F_m^*]; \quad F^{**} = [F_1^{**}, \dots, F_m^{**}] \quad (2.38)$$

Los elementos del vector F^* son las soluciones ideales obtenidas por la optimización de las funciones objetivo individuales. Los elementos del vector F^{**} son los mínimos valores objetivo de las soluciones individuales del vector ideal.

2. Una función objetivo sustituta se maximiza de acuerdo con el vector meta especificado y el vector de solución mínima:

$$\max \sum_{i=1}^m w_i G_i \quad (2.39)$$

donde:

$$G_i = \left[\frac{F_i - F_i^{**}}{F_i^* - F_i^{**}} \right] \quad (2.40)$$

sujeta a las ecuaciones 2.30 a 2.32 donde:

$G_i, i=1, \dots, m$ son las funciones de alcance de la meta, con valores entre cero y uno, que representan los radios normalizados de logro de las metas. Esto lleva a un vector solución $U1$ y a un vector $V1$ de alcance de meta:

$$U1 = [F_1, \dots, F_m]^T; \quad V1 = [G_1, \dots, G_m]^T \quad (2.41)$$

3. El operador revisa las soluciones que resultan y las compara con el vector meta. Se identifica un objetivo individual, el cual, según el punto de vista del operador, proporciona un alcance aceptable del valor objetivo. Entonces el operador especifica una frontera inferior del objetivo identificado para transformarlo en una restricción. El nuevo espacio solución se define por el método de la restricción ε :

$$F_k \geq \varepsilon_k \quad (2.42)$$

4. Ir al paso (2) y formular la función objetivo sustituta excluyendo el objetivo transformado. Continuar estos pasos hasta encontrar un vector solución satisfactoria $\varepsilon = (\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_m)$.

Ko et al (1992) aplicaron los métodos anteriores al proyecto de almacenamiento de Chungju, que es una parte del sistema de embalses de usos múltiples del Río Han en Corea del Sur; el proyecto Chungju se utiliza para control de avenidas, generación hidroeléctrica y almacenamiento. Los resultados obtenidos llevaron a la conclusión de que el método de la restricción ε resultó superior al de factores de peso para la generación de soluciones sin dominio y que el método de desarrollo de intercambio es la mejor técnica de búsqueda de las soluciones más convenientes.

2.5.2 Algoritmos genéticos

Son técnicas de optimación que se desarrollaron como parte de los algoritmos de inteligencia artificial, como son las redes neuronales; atribuidos a John Holland por el año 1970, están inspirados en la teoría de la evolución de las especies, que se resume en el hecho de que dada una población de cromosomas, la selección de dos cromosomas (padre y madre) produce individuos nuevos, los cuales pueden ser resultado de aplicar los operadores genéticos cruza o mutación; se procura conservar aquellos cromosomas que conservan las mejores características de los que le dieron origen; para lo cual se establece la función objetivo que devuelve la calidad del cromosoma (de esta forma se están aplicando los conceptos de selección natural, o la ley del más fuerte); a esos nuevos individuos se les siguen aplicando los operadores cruza y mutación; hasta considerar que las descendencias logradas cumplen de manera óptima con la función objetivo. Para lograr tales resultados se utilizan procesos aleatorios.

A continuación se plantea un ejemplo sencillo para explicar a los operadores cruza y mutación.

Consideremos el problema de una ruta que realiza un viaje de manera que debe pasar por las calles 5-1-7-8-9-4-6-2-3, pero que no importa el orden en el que pase (Rosero, (1999)). La función objetivo puede ser minimizar el costo del viaje, entendido como la suma de la distancia a recorrer entre todos los puntos de la ruta escogida.

Selección

Tomemos en forma aleatoria dos posibilidades de cubrir la ruta :

$$P_1 = [1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 8 \ 9], \quad P_2 = [4 \ 5 \ 2 \ 1 \ 8 \ 7 \ 6 \ 9 \ 3]$$

Cruza

Se seleccionan en forma aleatoria algunos puntos de cada muestra, con la finalidad de hacer un intercambio en la información, estos valores se colocan en la posición que tenían pero en nuevos individuos (P_3 y P_4), para posteriormente colocar los elementos que faltan, también de manera aleatoria, de tal modo que no haya repetición en la información:

$$P_3 = [4 \ 2 \ 3 \ 1 \ 8 \ 7 \ 6 \ 5 \ 9], \quad P_4 = [1 \ 8 \ 2 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 9 \ 3]$$

Mutación

Este operador puede hacer un intercambio aleatorio de elementos dentro de uno de los individuos, por ejemplo para P_i :

$P_i = [1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 8 \ 9]$ aplicando el operador de mutación:

$P_{iM} = [1 \ 2 \ 3 \ 8 \ 5 \ 6 \ 7 \ 4 \ 9]$

También permite hacer variaciones en el contenido genético de un individuo, por ejemplo, después de la cruce cambiar de un gen 1 a un gen 0 o viceversa, lo cual puede servir para encontrar nuevas y mejores soluciones.

Los pasos a seguir para la aplicación de un algoritmo genético básico, son:

1. Inicializar una población de cromosomas, conjunto C
2. Decodificar los cromosomas en individuos: $I=d(C)$
3. Evaluar el desempeño de los individuos, $D=f(I)$ (función objetivo)
4. Suprimir los individuos de peor desempeño $C=C-P$
5. Crear nuevos cromosomas combinando los cromosomas restantes, para ello se puede usar la cruce o recombinación: $N=recombinación(C)$ y mutación: $N=mutación(N)$
6. Actualizar el conjunto de cromosomas $C=C+N$
7. Regresar al paso 3 o bien terminar el proceso según el desempeño deseado en los nuevos individuos.

A continuación se desarrolla un ejemplo de aplicación de un algoritmo genético (Goldberg, 1989).

Supongamos que se quiere encontrar el máximo valor de $y=x^2$, definida en el intervalo de valores $0 \leq x \leq 31$

1. La función objetivo es:

$$\text{Max}(y=x^2)$$

2. Se codifica la variable independiente, transformando a base dos los números de 0 a 31, para obtener cadenas de cinco elementos, Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Variable original y su codificación

Orden	x	Codificación
1	0	00000
2	1	00001
3	2	00010
4	3	00011
5	4	00100
6	5	00101
.	.	
.	.	
.	.	
32	31	11111

3. Se selecciona una muestra inicial en el dominio, esta selección es aleatoria; en el ejemplo se plantea una muestra de cuatro cadenas (columna dos de la Tabla 2.3); se identifican a qué valores de la variable independiente corresponden (columna 3, Tabla 2.3)

4. Se evalúa la función a optimar, se calcula la suma de estos valores, se determina la media y el valor máximo (columna 4, Tabla 2.3); se normalizan los valores de la función con respecto a la suma; también se normaliza la suma, la media y el valor máximo, respecto a la suma (columna 5, Tabla 2.3). También se determina la proporción de cada valor de la función con respecto a la media y se normaliza la suma, la media y el valor máximo, respecto a la media (columna 6, Tabla 2.3).

Tabla 2.3 Aplicación del algoritmo genético

No.	Población inicial	x	$f(x)=x^2$	$f_i/\Sigma f$	f_i/media Cuenta esperada	Cuenta real De proceso aleatorio
1	0 1 1 0 1	13	169	0.14	0.58	1
2	1 1 0 0 0	24	576	0.49	1.97	2
3	0 1 0 0 0	8	64	0.06	0.22	0
4	1 0 0 1 1	19	361	0.31	1.23	1
Suma			1170	1.00	4.00	4.0
Media			293	0.25	1.00	1.0
Máximo			576	0.49	1.97	2.0

5. Se aplica el operador reproducción, para ello se seleccionan aleatoriamente las cadenas que dan los mayores valores, por ejemplo la cadena uno se selecciona

una vez, la cadena dos se selecciona dos veces , la tercera cadena ya no se selecciona (desaparece), la cadena cuatro se selecciona una vez. (columna 1, Tabla 2.4).

6. Se elige aleatoriamente con qué cadena se va a relacionar cada cadena (columna 2, Tabla 2.4), también se selecciona aleatoriamente el sitio de la cadena donde se va a aplicar el operador cruza (columna 3, Tabla 2.4)

7. Se efectúa la cruza, obteniendo la nueva población (columna 4, Tabla 2.4) se calcula el valor de la variable independiente que corresponde a cada cadena (columna 5, Tabla 2.4).

8. Se evalúa nuevamente a la función $f(x)$ para estas cantidades, se recalcula la suma, la media y el valor máximo; se observa que en esta nueva generación la media pasó de 293 a 439 y que el máximo mejoró de 576 a 729.

Tabla 2.4 Reproducción, Cruza y evaluación del desempeño de la nueva población

Conjunto después de reproducción	Emparentar con (aleatorio)	Sitio de cruza (aleatorio)	Población nueva	x	$f(x)=x^2$
0 1 1 0 1	2	4	0 1 1 0 0	12	144
1 1 0 0 0	1	4	1 1 0 0 1	25	625
1 1 0 0 0	4	2	1 1 0 1 1	27	729
1 0 0 1 1	3	2	1 0 0 0 0	16	256
Suma					1754
Media					439
Max					729

Notas:

1. La población inicial se escoge a partir de cuatro repeticiones de cinco lanzamientos de moneda donde Águila es uno y Sol es cero.
2. La reproducción se efectúa a través de código binario de dos lanzamientos de moneda (Sol-Sol =00₂=0=sitio de cruza 1, Águila-Águila= 11₂ =3=sitio de cruza 4)
3. La probabilidad de cruza se supone igual a la unidad $p_c=1.0$
4. La probabilidad de mutación se supone de 0.001, $p_m=0.001$, Mutaciones esperadas = $5 \times 4 \times 0.001=0.02$. No se esperan mutaciones durante una generación . No se simuló ninguna.

La utilización de los algoritmos genéticos en el aprovechamiento de los recursos hidráulicos es reciente; Kumar et al. (2000), citan que Mc Kinney y Lin (1994) aplicaron algoritmos genéticos en modelos para el manejo de agua subterránea, Simpson et al, (1994,1996) utilizaron algoritmos genéticos en la optimización de redes de conducción, con resultados adecuados en comparación con otros

métodos. Savic y Walters (1997) desarrollaron un modelo de computadora llamado GANET para minimizar el costo del diseño de redes de distribución de agua. Reddy(1997) obtuvo un modelo de optimación no lineal basado en algoritmos genéticos para la clasificación de suelos, Oliveira y Loucks (1997) obtuvieron reglas de operación de embalses múltiples utilizando información que se necesita para definir tanto las descargas del sistema como las metas de volumen de almacenamiento de cada embalse como funciones del almacenamiento total de los múltiples periodos a lo largo del año. Kumar et al. (2000) aplicaron, con buenos resultados, algoritmos genéticos para determinar los volúmenes destinados a generación de energía eléctrica de un embalse de usos múltiples. Simpson (2000) utilizó algoritmos genéticos para el diseño de un sistema de distribución de agua, Sánchez (2000) aplicó las técnicas del algoritmo genético y del recocido simulado en la expansión de un sistema hidráulico.

a. Algoritmo genético en la determinación de políticas de operación de un sistema de presas en cascada (sin mutación)

Un algoritmo genético simple, sin mutación aplicable a la determinación de políticas de operación óptima de un sistema de dos presas en cascada, tendría los siguientes pasos.

1. Hacer desde la etapa uno hasta la etapa n
2. Hacer desde el estado uno hasta el estado ns1
3. Hacer desde el estado uno hasta el estado ns2
4. Hacer muestra=1
5. Obtener cuatro individuos de esa primera muestra(equivalente a obtener 4 políticas de operación diferentes) ipol=1, 4
6. Seleccionar aleatoriamente las políticas ka1(ipol,etapa, ns1,ns2) y ka2i(ipol,etapa,ns1,ns2) tomando en cuenta el kmín1(etapa) y kmáx1(etapa), kmín2(etapa) y kmáx2(etapa)
7. incrementar estado presa 1
8. incrementar estado presa 2
9. incrementar etapa
10. Transformar a código binario los valores ka1 y ka2
11. Evaluar el desempeño de esta muestra (con números en base decimal) llevando estos datos al programa de simulación (o subrutina)
12. Calcular la energía total generada por cada política, la suma de esa energía total (de las cuatro políticas), la energía media (de las totales) y la energía máxima (de las totales)
13. Calcular el derrame total producido por cada política, la suma del derrame total (de las cuatro políticas), derrame medio (promedio del total de cada política), derrame máximo (del total de cada política)
14. Normalizar la energía total con respecto a la suma, (energía total resultado de una política/suma energías totales)
15. Normalizar la energía total con respecto a la media (energía total una política/media)

-
16. Normalizar el derrame con respecto a la suma, (derrame total resultado de una política/suma energías totales)
 17. Normalizar el derrame con respecto a la media (derrame total resultado de una política/media)
 18. Seleccionar aleatoriamente los individuos que dan los mayores valores, definir el número de veces que se tomará cada individuo para la nueva población y también si alguno desaparecerá en la siguiente generación
 19. Identificar a la nueva población
 20. Elegir aleatoriamente con quién se va a cruzar cada individuo
 21. Elegir aleatoriamente el sitio de la cruce
 22. Efectuar la cruce (código binario)
 23. Transformar a base diez
 24. Regresar al paso 11 hasta que no haya variación significativa entre el desempeño de la población $s+1$ y la población s
 25. Definir al individuo de la última población que dio el máximo valor buscado como la política óptima, si esta satisface los requerimientos, en caso contrario definir aleatoriamente una nueva población de cuatro individuos (muestra = muestra+1) y repetir los pasos 5 al 23 hasta que se cumpla con los requerimientos de energía deseados.

Este proceso se vislumbra complicado debido a que el problema que se plantea cuenta con seis etapas, 22 y 16 estados en cada presa, lo cual implica que en una muestra, por ejemplo de cuatro individuos, se tendrían un total de $22 \cdot 16 \cdot 6 \cdot 2 \cdot 4 = 16896$ números enteros entre un valor k_{\min} y un k_{\max} , de cada etapa, en este caso sólo tienen un carácter, y si la base de los algoritmos genéticos son los números en base dos, si pensamos cadenas de cinco caracteres estaríamos hablando de 84480 caracteres. Por otra parte se plantea la complejidad de la aplicación del operador cruce porque se tendría que elegir entre qué políticas se va a efectuar el intercambio, pero esto sería pensando en toda la matriz de valores de la extracción para cada presa, cada estado y cada etapa.

La evaluación del desempeño de cada muestra (paso 11) es compleja, porque requiere una simulación primero y hay variables en conflicto (generación contra derrames).

En el Capítulo 8 se presenta la aplicación de un algoritmo genético simple basado en el que se presenta en este apartado que incluye mutación, con el que se lograron obtener políticas de operación con este método de optimación.

2.5.3 Método del recocido simulado

El método de recocido simulado es una técnica de optimación heurística flexible y de aplicación general (Dougherty and Marryott,1991). Desde su introducción reciente por Kirkpatrick et al (1983), el recocido simulado ha llamado la atención de manera significativa para muchos problemas de optimación de gran escala, en particular en muchas aplicaciones a la ingeniería.

La idea básica detrás del recocido simulado es una analogía entre la manera que los sólidos se enfrían y se recuecen, y la optimación de una función con muchos grados de libertad. Aunque esta analogía no es perfecta, puede obtenerse una equivalencia matemática usando la teoría de las cadenas de Markov (Aarts y van Laarhoven(1985); Romeo y Sangiovanni-Vicentelli (1985)). Un sólido es recocido incrementando su temperatura de manera que sus moléculas sean altamente móviles, seguido por un enfriamiento lento para forzarlas a un estado de baja energía de una reja cristalina. A temperaturas altas, la movilidad asegura que todos los estados posibles se puedan alcanzar. A medida que la habilidad térmica es perdida lentamente, las moléculas son capaces de alinearse en una estructura cristalina completamente ordenada; esta configuración es el estado de energía mínima para el sistema. Si el enfriamiento es rápido, el sistema no alcanza el estado más altamente ordenado, pero acaba en un estado de energía más alta.

Debido a que el número de átomos en un sistema dado es muy grande, se utilizan los conceptos de modelado de la mecánica estadística para analizar estocásticamente las propiedades agregadas del material ,Kirkpatrick et al.(1983), La distribución de probabilidad de Boltzmann:

$$p(E_i) = \exp\left(\frac{-E_i}{k_B T}\right) \quad (2.43)$$

expresa la idea de que un sistema en equilibrio térmico a una temperatura T , tiene su energía distribuida probabilísticamente entre todos los estados de energía diferentes.

$E_i \in E$. E_i es el estado de energía correspondiente a la configuración del sistema r_i

T es la temperatura

k_B es la constante de Boltzmann

$p(E_i)$ es la probabilidad de que el sistema tenga una energía E_i .

Con el uso de la ecuación 2.43 es posible predecir el comportamiento termodinámico de un sistema natural idealizado a medida que este es recocido. A altas temperaturas, la probabilidad es alta para todos los estados de energía a ser

ocupados y el sistema está en cambio constante entre muchas configuraciones diferentes. A medida que el sistema se enfría, la probabilidad de cambio para estados de energía más alta llega a ser más y más pequeña. No obstante, incluso a temperaturas bajas, hay todavía una oportunidad, aunque muy pequeña, de que el sistema se transforme a un estado de energía más alta. Por lo consiguiente, siempre hay una oportunidad para que el sistema salga de un mínimo local de energía a favor de encontrar uno mejor, cercano al global.

Metropolis et al. (1953), presentaron un algoritmo simple para incorporar estas ideas en cálculos numéricos de ecuaciones de estado. En cada paso de este algoritmo se sugiere un cambio posible de la configuración del sistema simulado y se calcula el cambio de energía resultante ΔE . Si $\Delta E \leq 0$ la transformación se acepta y la nueva configuración se utiliza como el punto de inicio para el siguiente paso. Si, por el contrario, $\Delta E > 0$, la probabilidad de que la nueva configuración sea aceptada es:

$$p(\Delta E) = \exp\left(\frac{-\Delta E}{k_B T}\right) \quad (2.44)$$

Esto se calcula generando una desviación aleatoria z , uniformemente distribuida en el intervalo $[0,1]$ y comparando con $p(\Delta E)$; si $z < p(\Delta E)$ se acepta la nueva configuración, si no, la configuración original es utilizada para iniciar el siguiente paso. Al repetirse este algoritmo muchas veces y escogiendo la ecuación 2.43 se asegura que el sistema modelado alcanzará una distribución Boltzmann.

En la optimización combinatoria, el sistema puede también caer en muchas configuraciones diferentes. El costo de cada configuración puede tomarse como la analogía de la energía en el proceso de recocido descrito anteriormente. Un algoritmo ambicioso, tal como una mejora iterativa, se comporta esencialmente como un enfriamiento rápido en el proceso del recocido y típicamente llevará a un mínimo local. El recocido simulado es simplemente una mejora iterativa efectuada en una secuencia de pasos de "temperatura" con el criterio Metropolis utilizado para aceptar o rechazar el ensayo de configuraciones generadas aleatoriamente (Figura 2.4). El sistema optimado evoluciona en una serie finita de pasos de "temperaturas" que le permite enfriarse lentamente y "recocerse" en un estado más altamente ordenado y un objetivo cercano a un mínimo global. Usando el costo en lugar de la energía en el algoritmo Metropolis, es posible modelar estadísticamente la configuración más estable de un problema de optimización dado a una "temperatura" efectiva T . Esta "temperatura", que es nuestra analogía, será simplemente un parámetro de control o de iteración. Para cada "temperatura", la simulación debe hacerse lo suficientemente larga, para asegurarse de que el sistema alcanzó el "equilibrio térmico" a esta temperatura. Esto corresponde al vector de equilibrio estacionario asociado con una cadena de Markov de longitud L .

```

INITIALIZE:
T=T0;
i=i0;
C=C(i0)
DO WHILE(criterio de terminación no satisfecho);
    DO WHILE(equilibrio no satisfecho);
        PERTURB:
        j= rearrangement(i);
        ΔC=C(j)-C(i);
        IF ΔC<0 THEN
            ACCEPT:
            C=C(j);
        ELSE
            IF random(0,1)<exp(-ΔC/T) THEN
                ACCEPT:
                C=C(j);
                i=j;
        ENDIF
    ENDIF

```

Figura 2.4 Pseudocódigo del algoritmo de recocido simulado

Al representar el recocido simulado como una cadena de Markov y si se considera que ciertas restricciones se cumplen, Aarts y van Laarhoven(1985), probaron que el método del recocido simulado converge a la solución óptima de un problema combinatorio con probabilidad uno. Básicamente, demostraron que si el número de arreglos L es suficientemente largo para asegurar las condiciones de equilibrio en cada T, el sistema alcanzará el estado óptimo con una probabilidad de uno a medida que T tiende a cero. Aunque la cadena de Markov lleva hacia un equilibrio o estado estacionario en la medida en que el número de transiciones desde un estado inicial tiende a infinito, el número finito de transiciones al cual esto realmente ocurre no puede determinarse a priori. Aarts y van Laarhoven (1985) sugirieron que el número de transiciones (o longitud de la cadena de Markov) debería ser:

$$L = \max_i |r_i| \tag{2.45}$$

r_i vector de estado que representa el posible arreglo o configuración del sistema

La optimación combinatoria involucra la maximización o minimización de una función de una o más variables de decisión, donde cada variable se restringe a un conjunto de posibles valores discretos. El conjunto de todas las combinaciones posibles de valores discretos a los que cada variable de decisión se restringe se conoce como el espacio de configuración R. Cada combinación de valores define un posible arreglo o configuración del sistema por optimar, representado por un vector de estado r_i , donde $i=1,2,\dots, |R|$. De esta manera la optimación sucede en

un espacio factible de configuraciones alternativas mutuamente excluyentes o soluciones. La solución óptima deseada especifica la mejor combinación de valores definidos por una función objetivo $C(r_i)$, la cual asigna un número real a la i -ésima configuración, tal que los valores más bajos de $C(r_i)$, corresponden al óptimo global.

Mitra et al. (1985) proporcionaron un análisis para el comportamiento del tiempo finito y las propiedades de convergencia del recocido simulado con un calendario particular de recocido que proporciona la tasa de convergencia en términos de la tasa de disminución de la temperatura y la diferencia entre los menores y los siguientes menores costos (discretos) del sistema que se supone conocido.

En la práctica, estas sugerencias no se usan y no se obtienen óptimos globales debido a que L debe ser lo suficientemente pequeña para asegurar la viabilidad computacional. De esta forma se buscan soluciones óptimas cercanas.

a. Ejecución del recocido simulado

Se necesitan cinco elementos para aplicar el algoritmo de recocido simulado a un problema de optimización particular:

1. Una representación concisa de la configuración, r_i , del conjunto de variables de decisión.
2. Una función escalar de costo, $C(r_i)$
3. Una procedimiento para generar nuevos arreglos del sistema
4. Un parámetro de control T así como un calendario de recocido
5. Un criterio de terminación del algoritmo

En el Anexo 2 se describen estos elementos.

2.5.4 Redes Neuronales

Una red neuronal se define como una gráfica ordenada con las propiedades siguientes (Muller, (1995)):

1. Una variable de estado n_i está asociada con un nodo i
2. Un factor de peso real w_{ik} está asociado con cada liga (ik) entre dos nodos i y k
3. Un valor real de sesgo (diagonal) v_i está asociado con cada nodo i
4. Una función de transferencia $f[n_k, w_{ik}, v_i, (k \neq i)]$ se define, para cada nodo i , la cual determina el estado del nodo como una función de sus sesgos (diagonales), de los pesos de los eslabones siguientes y de los estados de los nodos conectados a esos eslabones.

Los nodos se llaman neuronas, los eslabones se llaman sinapsis y el sesgo se conoce como el umbral de activación. La función de transferencia usualmente

toma la forma : $f\left(\sum_k w_{ik}n_k - v_i\right)$, donde $f(x)$ es ya sea una función escalón discontinua o la generalización de su incremento suave conocida como función sigmoidea. Los nodos a los que no llegan eslabones se llaman neuronas de entrada; las neuronas de salida son aquellas que no salen a otros eslabones. Una red con alimentación hacia adelante es aquella cuya forma no admite trayectorias cerradas.

Algunas clases y modelos de redes neuronales se describen en el Anexo 2.

a. Ventajas y desventajas de las redes neuronales

Algunas ventajas que tiene el uso de redes neuronales, citadas por Soria et al. (2002), son:

1. La no linealidad existente, debido a la forma en que naturalmente opera una neurona; lo anterior permite su aplicación a problemas no lineales y caóticos.
2. La capacidad de establecer relaciones entrada-salida, ante entradas desconocidas, con ayuda de un algoritmo supervisado la red puede obtener una respuesta aproximada a la salida deseada.
3. Adaptatividad, la red se puede adaptar con el cambio en factores de peso, presencia de ruido, cambios en las entradas, etc-
4. Tolerancia a fallos; la red puede permitir el fallo de algunas neuronas, pero sin alteración significativa en la respuesta del sistema total.
5. Uniformidad de análisis y diseño; se utiliza la misma notación en todos los dominios de aplicación de las redes neuronales, además de que se tiene como base una neurona; con lo que se pueden hacer teorías conjuntas para distintos algoritmos y aplicaciones.
6. Analogía biológica. Al simular el funcionamiento del cerebro humano, se establece la relación entre el ingeniero y el biólogo.

Las principales desventajas que se les encuentra son la necesidad de contar con datos para su entrenamiento, mientras mayor sea el tamaño de la red, mayor es el número de datos que se necesitarán para entrenarla. El otro inconveniente es que se requieren tener buenos conocimientos de programación.

2.6 Principio del máximo de Pontryagin

Permite la optimación de problemas de Bolzano los cuales involucran una serie de variables de estado que pueden cambiar en un intervalo de tiempo de 0 a T(SJSU, 2001); estas variables pueden llamarse $X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)$. Se pretende maximizar a la expresión:

$$V(T) = c_1 X_1(T) + c_2 X_2(T) + \dots + c_n X_n(T) \quad (2.46)$$

con las condiciones iniciales $X_1(0), X_2(0), \dots, X_n(0)$

en este problema los coeficientes c_1, c_2, \dots, c_n se conocen y T es un tiempo definido.

Dadas las funciones de dirección, para controlar los cambios en las variables de estado:

$$\begin{aligned} \frac{dX_1}{dt} &= f_1(X_1, X_2, \dots, X_n, u_1, u_2, \dots, u_m) \\ \frac{dX_2}{dt} &= f_2(X_1, X_2, \dots, X_n, u_1, u_2, \dots, u_m) \\ &\vdots \\ \frac{dX_n}{dt} &= f_n(X_1, X_2, \dots, X_n, u_1, u_2, \dots, u_m) \end{aligned} \quad (2.47)$$

donde las variables u_1, u_2, \dots, u_m son funciones del tiempo y se les llama variables de control.

El objetivo es seleccionar las variables de control en cada instante del tiempo para llevar a las variables de estado desde sus valores iniciales $X_1(0), X_2(0), \dots, X_n(0)$ a algún punto $X_1(T), X_2(T), \dots, X_n(T)$ donde la expresión 2.46 se maximiza.

Aparentemente esta tarea es muy complicada, pero el principio de Pontryagin proporciona una solución sistemática.

Para aplicar el principio se define una función Hamiltoniana:

$$H = \phi_1 f_1 + \phi_2 f_2 + \dots + \phi_n f_n \quad (2.48)$$

donde las variables $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_n$ se distinguen por que su derivada es de la forma:

$$\frac{d\phi_i}{dt} = -\frac{\partial H}{\partial X_i} \quad (2.49)$$

además $\phi_i(T) = c_i$, para $i=1,2,\dots,n$

Los valores óptimos de las variables de control en un tiempo t son aquellos que maximizan H y lo anterior usualmente significa que el valor óptimo $u_j(t)$ cumple :

$$\frac{\partial H}{\partial u_j(t)} = 0, \quad j = 1,2,\dots,m \quad (2.50)$$

De manera condensada el principio de Pontryagin establece que para maximizar $\sum c_i X_i(T)$, donde $\frac{dX_i}{dt} = f_i(X_1,\dots,X_n,u_1,\dots,u_m)$ debe maximizarse en cada instante a $H = \sum \phi_i f_i$, donde $\frac{d\phi_i}{dt} = \sum \frac{\phi_j \partial f_j}{\partial X_i}$ y $\phi_i(T) = c_i$,

Un ejemplo del uso de este principio, se muestra a continuación.

Se supone que cuando no hay pesca el crecimiento de la población de peces en un lago está dado por la ecuación diferencial:

$$\frac{dP}{dt} = 0.08P(1 - 0.000001P) \quad (2.51)$$

donde P es el número de peces.

En la ecuación 2.51 se presenta un punto crítico en cuando $\frac{dP}{dt} = 0$; es decir cuando $0.08P(1 - 0.000001P) = 0$; $P = 1000000$

Supone que se desea escoger un nivel de consumo de peces $C(t)$ en el intervalo de tiempo de 0 a T , el cual maximizará a la utilidad:

$$U = \int_0^T e^{(-0.03t)} \ln(C(t)) dt \quad (2.52)$$

La información anterior se puede representar como un problema de Bolzano, es decir maximizar U sujeta a:

$$\frac{dU}{dt} = e^{(-0.03t)} \ln(C(t)) = f_1$$

$$\frac{dP}{dt} = 0.08P(1 - 0.000001P) - C(t) = f_2 \quad (2.53)$$

$$y \quad P(T) \geq 0$$

Esta última restricción se puede reemplazar por la condición de maximizar:

$$V(T) = U(T) + vP(T) \quad (2.54)$$

La función Hamiltoniana es, de acuerdo con 2.48:

$$H = \phi_U e^{(-0.03t)} \ln(C(t)) + \phi_P [0.08P(1 - 0.000001P) - C(t)] \quad (2.55)$$

tomando en cuenta la ecuación 2.49:

$$\begin{aligned} \frac{d\phi_U}{dt} &= 0 \\ \frac{d\phi_P}{dt} &= -\phi_P(0.08)(1 - 0.000002P) \end{aligned} \quad (2.56)$$

donde :

$$\phi_U(T) = 1, \phi_U(t) = 1, \text{ para todo } t$$

La segunda ecuación implica que:

$$\begin{aligned} \left(\frac{1}{\phi_P} \right) \frac{d\phi_P}{dt} &= -(0.08)(1 - 0.000002P) \\ \frac{d(\ln(\phi_P))}{dt} &= -(0.08)(1 - 0.000002P) \end{aligned}$$

El valor óptimo de $C(t)$ es el que maximiza $H(t)$, lo que sucede cuando:

$$\frac{\partial H}{\partial C(t)} = 0$$

$$\frac{e^{(-0.03t)}}{C(t)} - \phi_p = 0$$

es decir que para $C(t) = \frac{e^{(-0.03t)}}{\phi_p}$, $H(t)$ es máxima.

La política óptima se encuentra al resolver hacia atrás desde $t=T$ hasta $t=0$ las tres ecuaciones siguientes:

$$C(t) = \frac{e^{(-0.03t)}}{\phi_p}$$

$$\frac{dP}{dt} = 0.08P(1 - 0.000001P) - C(t), \quad P(T) = 0 \quad (2.57)$$

$$\frac{d(\ln(\phi_p))}{dt} = -0.08(1 - 0.000002P)$$

$$\phi_p(T) = v$$

Para obtener una solución aproximada pueden utilizarse diferencias finitas hacia atrás, expresando a la derivada de P con respecto a t de la manera siguiente:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{P(t) - P(t-h)}{h} \quad (2.58)$$

por lo que :

$$P(t-h) = P(t) - h\left(\frac{dP}{dt}\right) \quad (2.59)$$

Se propone un valor de v y se determina el correspondiente $P(0)$; si este valor no es igual al valor inicial de P entonces se propone un nuevo valor de v .

2.7 Programación dinámica

Se aplica en problemas de optimación que sólo se pueden resolver descomponiéndolos en una serie de etapas. Se aplica el principio de optimalidad de Bellman (1957) que establece que no importa cual sea el estado inicial o la etapa inicial de un proceso secuencial de decisiones; existe una política óptima desde ese estado y etapa al final del proceso.

En forma general se pueden identificar los siguientes pasos para efectuar la programación dinámica (Labadie, 2000):

1. Definir las etapas de decisión secuencial.
2. Separar las variables del problema en variables de estado, las cuales definen el estado del sistema antes y después de cada decisión y en variables de control o de decisión.
3. Definir una ecuación de estado del sistema que relacione las variables de estado con las de decisión.
4. Establecer una función objetivo, tal que pueda evaluarse de manera independiente la contribución de cada etapa al objetivo final; pueden ser funciones producto, máximo, mínimo, etc.
5. Imponer restricciones separables por niveles, que sean independientes al comportamiento del sistema en otras fases.

En general, el planteamiento matemático de la programación dinámica es de la manera siguiente (Merwade et al. (2001)):

Cuando los eventos son independientes y se pueden sumar, una ecuación de recurrencia típica es:

$$f_n(x_n) = \max_{d_n} [r_n(x_n, d_n) + f_{n-1}(x_{n-1})] \quad (2.60)$$

Donde:

x es una variable de estado

d es una variable de decisión

r es una función de beneficio o ganancia

n es una etapa

$x_{n-1} = t_n(x_n, d_n)$ es la ecuación de transformación de etapa a etapa

$f_0(x_0)$ está dada para todos los estados terminales.

Cuando la programación dinámica se aplica en sistemas de embalses, la variable de estado es el almacenamiento y la variable de decisión son las salidas del embalse. La etapa se representa por el periodo de tiempo i . La transformación de etapa a etapa se proporciona por la ecuación de continuidad:

$$S_{i+1} = S_i + I_i - R_i - e_i \quad (2.61)$$

sujeta a:

$$S_{\min} \leq S_{i+1} \leq S_{\max} \text{ y restricciones en } R \quad (2.62)$$

donde:

S_i es el almacenamiento al inicio de la etapa i , en [L^3]

S_{i+1} es el almacenamiento al final de la etapa i , en [L^3]

I_i es el ingreso al embalse al inicio de la etapa i , en [L^3]

R_i son las salidas (extracciones) del embalse en la etapa i , en [L^3]

E_i salidas por evaporación, infiltración en la etapa i , en [L^3]

Pongamos como ejemplo que se ha escogido una función objetivo $J(S,R)$ para ser maximizada. Cabe notar que J en general es una función que puede serlo tanto de las extracciones como del almacenamiento. Una ecuación recursiva típica de programación dinámica hacia delante se puede escribir como:

$$f_{i+1}(S_{i+1}) = \max_{R_i} [J(R_i, S_i) + f_i(S_i)] \quad (2.63)$$

Para llevar a la práctica la aplicación los modelos de programación dinámica, se acostumbra discretizar a las variables de decisión y de estado en términos de la exactitud requerida y plantear la ecuación de estado de cada nivel así como las restricciones para establecer el proceso iterativo que resuelva el problema.

Las principales ventajas de la programación dinámica son:

1. La función objetivo y las restricciones pueden ser ecuaciones no lineales o simplemente funciones definidas como tablas de valores discretos o incluso procesos de mayor complejidad.
2. La solución del problema de optimación puede ser una política óptima o bien toda una familia de políticas óptimas que dependen del estado del sistema. Esta respuesta es muy útil cuando no se conoce de manera anticipada y con exactitud el recurso del cual se dispone, situación frecuente en sistemas hidráulicos.
3. Es un método con ventajas en problemas que tienen un gran número de etapas porque el tiempo de cálculo crece linealmente con el número de

niveles de decisión; mientras que con otros métodos este crecimiento es geométrico.

2.7.1 Programación dinámica con aproximaciones sucesivas

Esta técnica propone que, en lugar de calcular el valor óptimo de la función para todas las combinaciones posibles del vector de estados, sólo se cambie una de sus componentes en cada paso con ello se disminuye "la maldición de la dimensionalidad" ,Shim et al (1999).

Cada componente del vector de estados se optimiza en un cierto tiempo, con una trayectoria inicial supuesta como un punto inicial de la forma:

$$F_i(x_{i1}^0, x_{i2}^0, \dots, x_{im}^0) \quad (2.64)$$

donde:

F_i es la función de valor óptimo de la programación dinámica

x_{im} es una variable de estado para cada etapa.

El superíndice 0 se utiliza para indicar la trayectoria inicial

Todas las componentes se ajustan a sus valores iniciales excepto la primera:

$$F_i(x_{i1}, x_{i2}^0, \dots, x_{im}^0) \quad (2.65)$$

Un problema de programación dinámica unidimensional se resuelve solamente sobre la primera componente. Es decir que $x_{i2}^0, \dots, x_{im}^0$ se mantienen constantes en la función objetivo y todas las restricciones así como x_{i1} se consideran variables. Cuando se obtiene una solución óptima para todas las etapas, se indica con el superíndice 1:

$$F_i(x_{i1}^1, x_{i2}^0, \dots, x_{im}^0) \quad (2.66)$$

El siguiente paso es mantener a la segunda componente de estado variable, mientras que las otras componentes se mantienen constantes:

$$F_i(x_{i1}^1, x_{i2}^1, \dots, x_{im}^0) \quad (2.67)$$

con ésto se encuentra una nueva solución, indicándola con el superíndice 1:

$$F_i(x_{i1}^1, x_{i2}^1, \dots, x_{im}^1) \quad (2.68)$$

El proceso se sigue aplicando hasta calcular la componente final, Posteriormente se repite todo el método comenzando con los nuevos valores encontrados como la nueva trayectoria. El procedimiento deja de aplicarse cuando ya no hay variaciones significativas entre dos aproximaciones consecutivas, es decir cuando:

$$F_i(\bar{x}_{-1}^{(k)}) \cong F_i(x_{-1}^{(k-1)}) \quad (2.69)$$

2.7.2 Método de Berezowsky- Domínguez-Fuentes para obtener una política de operación óptima de una presa

Berezowsky et al. (1983) plantean un método determinístico que se basa en la programación dinámica, herramienta de optimización diseñada especialmente para problemas en los que es necesario tomar decisiones en cada etapa, de manera secuencial; dicho método permite determinar la política de operación que logre el máximo beneficio anual por generación hidroeléctrica, conocidas las entradas al vaso en cada etapa y las restricciones debidas al principio de continuidad, la relación elevación-gasto-energía generada y los almacenamientos máximo y mínimo del embalse.

Las consideraciones que hace este método son:

1. La política de operación óptima se obtiene con el cálculo de los volúmenes de extracción en cada intervalo de tiempo, con la suposición de que las entradas durante ese intervalo se conocen a priori.
2. Los ingresos son los del año medio.
4. Los beneficios por generación, en pesos, se representan como una función lineal del valor de la energía generada, en pesos; la cual cambia de pendiente en tres intervalos.

Este procedimiento realiza los cálculos hacia delante, es decir de la etapa i a la etapa $i+1$ y una vez que se llega a la etapa N , se va en retroceso, identificando los beneficios máximos, hasta llegar a la primera etapa, con lo que se define la política de operación óptima.

El primer paso en la aplicación del método es determinar el nivel en el vaso y el volumen de extracción por la obra de toma, para cada una de las etapas en el año, dichas cantidades son necesarias para obtener la máxima energía generada posible en un año, se toman en cuenta una serie de restricciones físicas y diversas formas de pago de la energía.

Se selecciona el número de niveles (estados) del vaso, se sugieren que sean por lo menos ocho, así como tamaño del intervalo de tiempo (por ejemplo 1, 2 ó

3 meses), al tiempo asociado al inicio o al final del intervalo de tiempo se le llama etapa. Se hace el cálculo del volumen que se necesita descargar para pasar de un nivel a otro, dicho cálculo depende del volumen de ingreso.

Debido a la continuidad el incremento en el volumen almacenado en un embalse, en un intervalo de tiempo es:

$$\Delta V_i = I_i - O_i \quad (2.70)$$

donde:

I_i volumen de entradas a la presa en el intervalo de tiempo i

O_i volumen de salidas de la presa en el intervalo de tiempo i

Los niveles o estados deben seleccionarse entre el nivel de aguas máximas ordinarias (NAMO) y el nivel de aguas mínimas ordinarias (NAMINO). Los volúmenes correspondientes a cada uno de los niveles escogidos se obtienen con la curva elevaciones –volúmenes del vaso y se estiman los incrementos de volumen entre niveles consecutivos; es conveniente definir los niveles de manera que el incremento entre ellos sea aproximadamente constante, para simplificar el problema.

Se presentan restricciones para pasar de un nivel a otro; no se puede pasar de un nivel i a uno $i+1$ si el volumen de almacenamiento entre ambos es mayor que el volumen de ingreso I_i ; no se puede pasar de un nivel i a uno $i-1$ si el volumen que se requiere extraer sobrepasa la capacidad de la obra de toma.

Para cada nivel seleccionado se calculan los volúmenes que deben salir de la presa para pasar de dicho nivel al principio del intervalo a todos los posibles niveles al final del mismo.

Con el volumen de extracción por la obra de toma y la carga promedio calculada como:

$$H = \frac{H_j + H_{h-1}}{2} \quad (2.71)$$

se obtiene la energía generada, así como el beneficio obtenido de acuerdo con el pago por cada kWh producido.

El beneficio por generación, para pasar de un nivel a otro en el intervalo de estudio, cambia según la energía generada, se propone un pago distinto si se genera por arriba de la energía firme (base) y se impone una multa si no se alcanza la energía firme.

El algoritmo de la programación dinámica aplicado en este método es el siguiente.

1. Se define al beneficio en función de la energía, dicha función tiene varias reglas de correspondencia, dependiendo del valor de dicha energía.
2. La primera etapa que se toma es el inicio del intervalo de tiempo inmediatamente después del máximo volumen de ingreso del año, se supone lleno al embalse, es decir, el nivel $H(1)$ corresponde al NAMO.
3. Se calcula el volumen que debe extraerse para pasar del nivel $H(1)$ a los niveles posibles de la etapa 2.
4. Se calcula el beneficio debido a la generación lograda por la extracción del volumen obtenido en el paso 3.
5. Se determina el volumen que se requiere extraer para pasar a cada nivel posible de la siguiente etapa.
6. Se obtiene el beneficio correspondiente a cada volumen calculado en el paso 5 y se agrega a los acumulados hasta la etapa anterior.
7. Se escoge el máximo beneficio de los calculados en el paso 6 para llegar a cada nivel y se guarda para usarlo en la etapa siguiente.
8. Se repiten los pasos 5 al 7 hasta llegar a la penúltima etapa.
9. Se estiman los volúmenes de extracción necesarios para de cada nivel de la etapa $N-1$ al nivel de la condición inicial $H(1)$ en la etapa N .
10. Se obtiene el beneficio correspondiente a cada volumen obtenido en el paso 9 y se suma al acumulado correspondiente.
11. Se selecciona el máximo beneficio acumulado en el paso 10.
12. A partir del máximo beneficio encontrado en el paso 11, se retrocede de manera sucesiva al nivel determinado en la etapa anterior hasta llegar a la primera; de esta manera se obtiene, para cada etapa, el nivel y la descarga que hacen máximo el beneficio anual.

La Figura 2.5 ilustra de manera esquemática la secuencia en la aplicación del método.

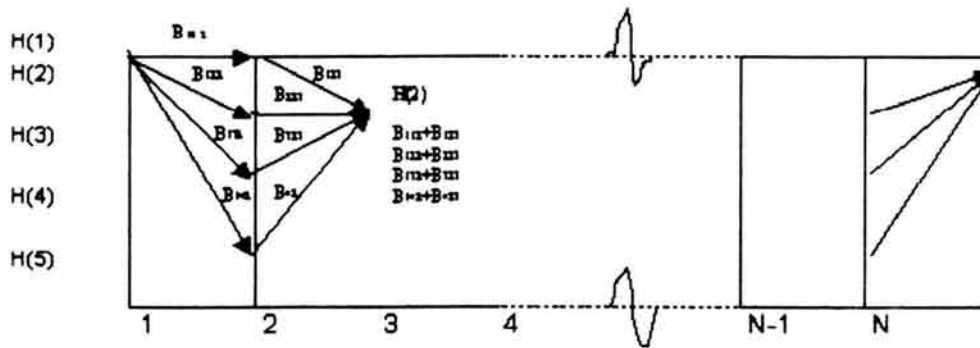


Figura 2.5 Secuencia de aplicación del método de Berezowsky-Domínguez-Fuentes, (Berezowsky et al (1983))

El criterio para calcular el beneficio por generación de energía al pasar de un nivel a otro en el intervalo de tiempo Δt consiste en calcular la energía como:

$$E = 9.81 \frac{(H_j + H_{j-1})}{2} \left(\frac{V\eta}{3600} \right) \quad (2.72)$$

donde:

E energía generada en el intervalo Δt , en kWh

V volumen turbinado en el intervalo Δt , en m³

η eficiencia del sistema

$H_j = H(I) - H_{desfogue}$; carga al inicio del intervalo Δt , en m

$H_{j+1} = H(I+1) - H_{desfogue}$; carga al final del intervalo Δt , en m

$H(I)$ nivel al inicio del intervalo Δt , en m

$H(I+1)$ nivel al final del intervalo Δt , en m

El beneficio se estima de acuerdo con las siguientes expresiones (Figura 2.6):

$$B_{I,I+1} = \begin{cases} P_1 E - M_1 & \text{si } E < F \\ P_1 E & \text{si } F < E < F(1+r) \\ P_1[F(1+r)] + P_2[E - F(1+r)] & \text{si } F(1+r) < E \end{cases} \quad (2.73)$$

donde:

$B_{I,I+1}$ beneficio por pasar del nivel $H(I)$ al $H(I+1)$, en pesos

E energía generada al pasar del nivel $H(I)$ al nivel $H(I+1)$, en kWh

M_1 Coeficiente de penalización

F generación firme en kWh (al suponer que esta energía se ofrece como mínima, generar menos se considera un déficit, lo cual se penaliza)

$F(1+r)$ energía por arriba de la cual se tiene un precio unitario P_2 menor que P_1

P_1 precio por kWh que se paga al generar entre F y $F(1+r)$

P_2 precio por kWh que se paga cuando se genera más que $F(1+r)$

Si se incluyen derrames en el modelo de optimización, se añade un coeficiente de penalización, en este caso expresado como una multa M_2 que se tendría que agregar a la ecuación del beneficio.

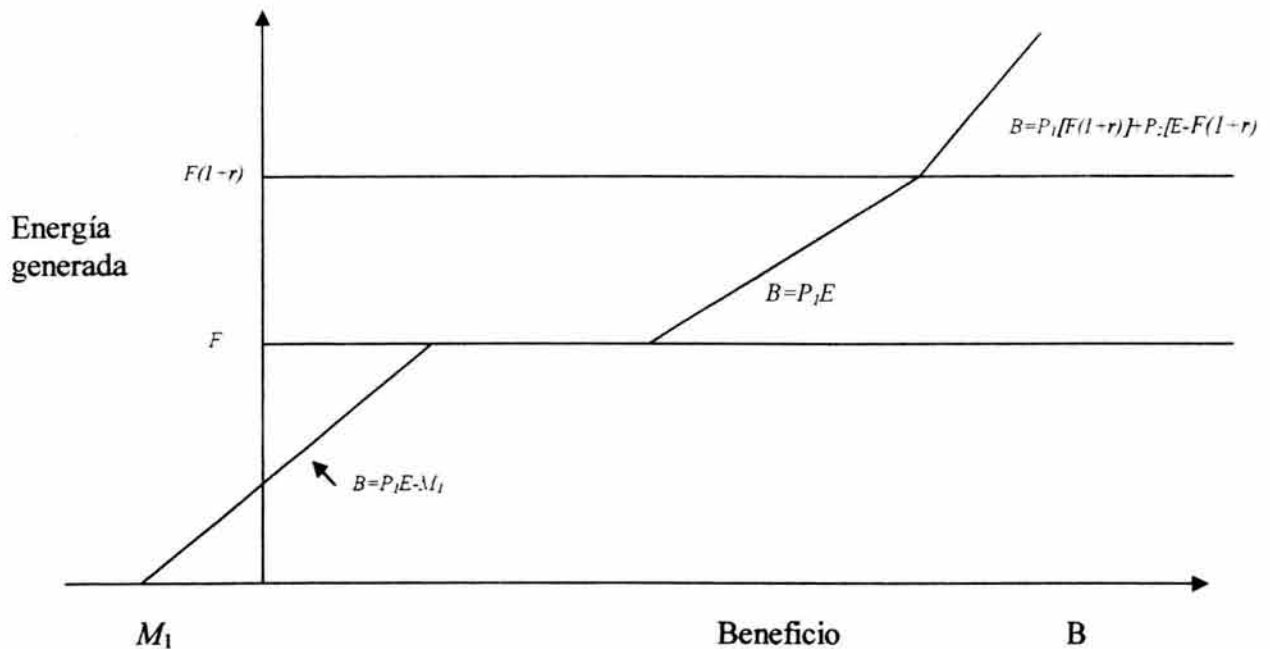


Figura 2.6 Función de beneficios para diferentes energías generadas

a. El problema de la dimensionalidad

En el caso particular del uso de la programación dinámica para obtener políticas de operación de una presa, el número de alternativas por comparar y evaluar es considerablemente menor que si se analizaran todos los casos; por ejemplo, para una presa, dividida en 20 estados, el análisis de 12 etapas, para el caso determinístico, implica evaluar y comparar:

1) Considerando todos los casos: $20 \times 20 \times 20 \dots \times 20 = 20^{12}$ alternativas

2) Con programación dinámica determinística: 20^2 alternativas en la primera etapa, otras 20^2 alternativas en la segunda..., es decir, un total de: 12×20^2

En general, con un análisis determinístico, se deben evaluar (Domínguez (1989)):

1) Al considerar todos los casos:

$$(\text{Número de estados})^{\text{Número de etapas}}$$

2) Con programación dinámica determinística:

$$(\text{Número de etapas}) * (\text{Número de estados})^2$$

El número de cálculos que se requieren para aplicar este método es considerable, si se tienen M estados y N etapas, los valores que deben almacenarse en la memoria de un dispositivo de cálculo son del orden de $N(M^2 + 3M)/2$. Esta situación lleva a la necesidad de discretizar el problema con la finalidad de reducir el número de estados

2.7.3 Programación dinámica en un sistema de presas que operan en cascada

La programación dinámica también se puede aplicar si lo que desea obtenerse es una política de operación óptima de un sistema de presas que operan en cascada (Berezowsky et al. (1983)). Suponer M presas en serie con sus correspondientes niveles (por ejemplo 5 niveles para la presa 1), se estiman los beneficios que se generan por pasar de los niveles $n_{1,1}^k, n_{2,3}^k, \dots, n_{M,5}^k$ en la etapa k , a otros niveles en la etapa $k+1$, $n_{1,3}^{k+1}, n_{n,2}^{k+1}, \dots, n_{M,3}^{k+1}$; posteriormente estos beneficios se acumula al que se tenía en los niveles de la etapa k . Se procede de manera similar al análisis para una sola presa, pero en lugar de determinar el beneficio hasta un nivel $H(l)$, se obtiene un beneficio para combinación posible de niveles en todas las presas.

Por ejemplo, para el caso de dos presas operando en cascada, la Figura 2.7 muestra parte del conjunto de combinaciones que existen para pasar a los niveles $n_{1,j}^{k+1}, n_{2,1}^{k+1}$, desde niveles diferentes en las presas en el periodo k . Posteriormente se escoge el mayor de todos los beneficios acumulados para llegar al nivel $n_{2,1}^{k+1}$ y se continúa el procedimiento para una sola presa.

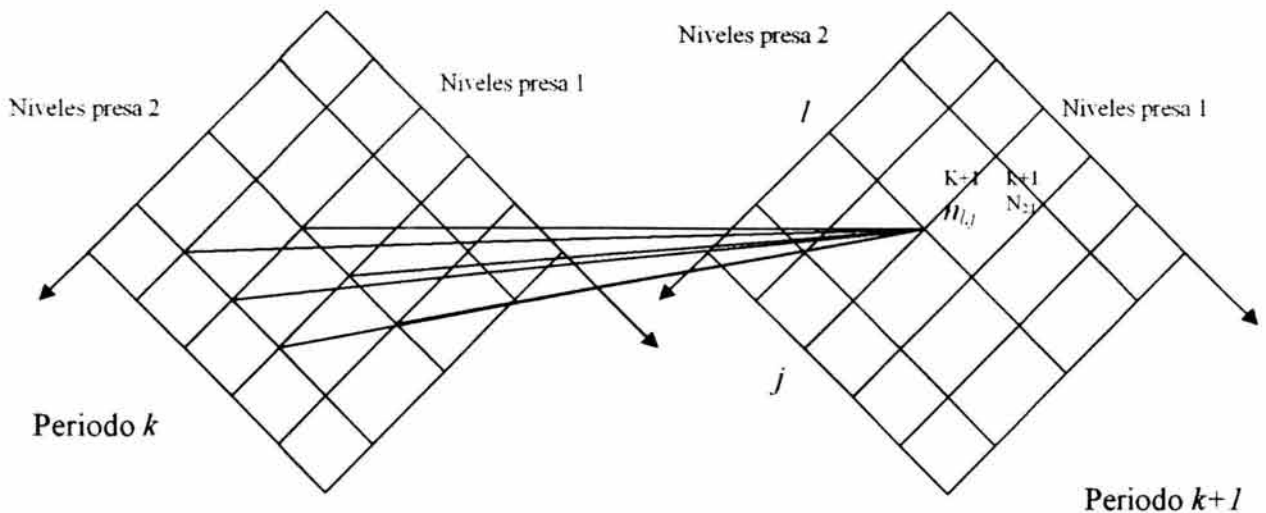


Figura 2.7 Estados para un sistema de dos presas que operan en cascada

2.8 Programación dinámica estocástica aplicada en una presa

La programación dinámica estocástica es diferente a la programación dinámica debido a que toma en cuenta el carácter aleatorio de los volúmenes de ingreso al embalse. Los volúmenes de ingreso se pueden considerar como un proceso Markoviano. En un modelo Markoviano el objetivo es generalmente maximizar el beneficio esperado (Merwade et al. (2001)). Un algoritmo de programación dinámica estocástica debe resolverse con un proceso hacia atrás.

Cuando se aplica la programación dinámica estocástica para abordar el problema de optimación de una presa, el modelo típico discretizado tiene la forma siguiente:

$$f_t(S_t, I_{t+1}) = \max_{R_t} \left\{ \sum_{I_1, I_2}^{I_{t\max}} P[I_1, I_2] B(R_t) + f_{t-1}(I_1, I_2) \right\} \quad (2.74)$$

Sujeta a :

$$S_{t-1} = S_t + I_t - R_t - e_t \quad (2.75)$$

$$f_1(S_1, I_2) = \max_{R_1} \left\{ \sum_{I_1, I_2}^{I_{1\max}} P[I_1, I_2] B(R_1) \right\}$$

donde:

$f_t(S_t, I_{t+1})$ es el beneficio esperado de la operación óptima del sistema el cual tiene t periodos de tiempo (etapas) al final del periodo de planeación.

S_t es el almacenamiento al inicio del tiempo (etapa) t

I_t es el gasto de entrada durante el periodo de tiempo (etapa) t

$B(\cdot)$ es el beneficio obtenido como consecuencia de la entrega de una cantidad de agua " R_t " durante el periodo de tiempo (etapa) t . En el caso de producción de energía eléctrica B también es función del almacenamiento.

$P[I_t | I_{t+1}]$ es la probabilidad de transición de pasar del ingreso I_t , en la etapa o periodo de tiempo i -ésimo, al ingreso I_{t+1} en la etapa o periodo de tiempo $t+1$.

e_t es la pérdida por evaporación durante el periodo de tiempo (etapa) t

La ecuación de recurrencia considera el hecho de que el volumen de ingreso durante cualquiera etapa dada se relaciona con el de la etapa siguiente por una probabilidad condicional $P[I_t | I_{t+1}]$, la cual representa la probabilidad de I_t durante la etapa presente (analizada), tal que el volumen de ingreso durante la etapa

siguiente es I_{t+1} . El lado derecho de la ecuación de recurrencia establece que para un almacenamiento inicial dado S_t al inicio de la etapa en curso y un volumen de ingreso dado I_{t+1} durante la etapa anterior $t+1$, uno puede encontrar una extracción "R" tal que el valor esperado de la suma del beneficio inmediato y beneficio futuro es máximo. El valor esperado se toma sobre todos los valores posibles de volumen de ingreso ($I_t=0$ a $I_t=I_{t\text{máx}}$) durante la etapa en curso t , con probabilidad condicional $P[I_t, I_{t+1}]$. Debido a que la extracción durante la etapa es función de S_t y de I_{t+1} , es posible, con valores dados de S_t y de I_{t+1} , investigar todos los valores posibles de R y escoger aquél que maximiza el beneficio esperado

2.8.1 Programación dinámica estocástica para embalses múltiples

Un modelo de programación dinámica estocástica de embalses múltiples y de periodos múltiples se formula al considerar los periodos múltiples de optimación en etapas, cada etapa corresponde a un periodo. Las decisiones en la extracción se realizan para maximizar los beneficios en curso más los beneficios esperados de la operación futura, los cuales son representados por la función de costo a alcanzar calculada de manera recursiva. La solución de un modelo de programación dinámica estocástica de un sistema de embalses múltiples establece que la función de costo a alcanzar y las decisiones de extracción en cada etapa son función de las variables de estado, las cuales describen la situación del sistema y otra información disponible para un operador. En estudios de embalses, las variables de estado típicamente incluyen el volumen de agua en los embalses y algunas veces una descripción de las condiciones hidrológicas actuales o pronosticadas.

Así, como un ejemplo, considerar un sistema de embalses múltiples formado por N presas en serie. Sean $d_1^t, d_2^t, \dots, d_N^t$ las decisiones de extracción de las presas $1, 2, \dots, N$, en un periodo de tiempo (etapa) t . Sean $x_1^t, x_2^t, \dots, x_N^t$ los volúmenes de ingreso en el periodo de tiempo (etapa) t y $s_1^{t-1}, s_2^{t-1}, \dots, s_N^{t-1}$, los almacenamientos en las presas al inicio del periodo de tiempo (etapa) t .

La ecuación de recurrencia que resuelve este proceso de decisión periódico de Markov está dada por:

$$F^t(s_1^{t-1}, \dots, s_N^{t-1}) = \max_{d \in D^t} E \{ c^t d_N^t + F^{t+1}(s_1^t, \dots, s_N^t) \} \quad t = T, T-1, \dots, 1 \quad (2.76)$$

sujeto a:

$$s_i^t = s_i^{t-1} + x_i^t + d_{i-1}^t - d_i^t, i = 1, \dots, N; \quad t = T, T-1, \dots, 1$$

$$0 \leq s_i^t \leq s_i^{\max}, i = 1, \dots, N \quad t = T, T-1, \dots, 1$$
(2.77)

donde:

$F(\cdot)$ es el beneficio esperado para un estado del sistema dado, calculado en $T-t+1$ etapas en un ciclo del proceso

d^t es el conjunto de políticas factibles. La ecuación de recurrencia se resuelve usando un método iterativo.

$E(\cdot)$ representa el operador esperanza donde la esperanza es con respecto a la unión de la distribución de los gastos $x_1^t, x_2^t, \dots, x_N^t$. La solución de las ecuaciones antes indicadas proporciona el conjunto de políticas $d_1(s_1^{t-1}, \dots, s_N^{t-1}), \dots, d_N(s_1^{t-1}, \dots, s_N^{t-1})$, los cuales forma una política óptima iterativa cerrada.

a. El problema de la dimensionalidad

Debido al incremento en la dimensionalidad del problema este método sufre de la "maldición de la dimensionalidad" y por ello es difícil utilizar la programación dinámica estocástica en embalses múltiples.

Para ejemplificar se cita el ejemplo propuesto por Domínguez (1989), si se plantea el problema de dos presas en cascada, en las que la extracción en cada presa debe ser función del almacenamiento inicial en ambas, suponiendo que la capacidad útil de cada presa se divide en 10 partes, el número de estados resulta de 100 y considerando 12 etapas; para este caso el análisis implicaría evaluar:

a.1 Considerando todas las alternativas: $100^{12} = 10^{24}$ alternativas

a.2 Con programación dinámica $12 \times 100^2 = 120000$ alternativas

a.3 Con programación dinámica estocástica: $12(100)^3 = 12$ millones de alternativas

En el caso general con programación dinámica estocástica se tienen :

$$(\text{Número de estados})^3 (\text{Número de etapas})$$

Es decir, la programación dinámica reduce de manera dramática los requerimientos de cálculo respecto al considerar todas las alternativas y también respecto a la programación dinámica estocástica; pero, debido a que los ingresos a los embalses son aleatorios, la situación real implica el uso de la programación

dinámica estocástica, cuyo uso para más de una presa implica simplificaciones en los cálculos cuyos resultados deben analizarse y complementarse con otros métodos, como la simulación.

Para disminuir este problema se han desarrollado algunos métodos como el de agregación descomposición, el que utiliza la ecuación de momento, etc. (Merwade et al. (2001)).

2.8.2 La programación dinámica estocástica aplicada a la operación de dos presas de almacenamiento que trabajan en conjunto

El funcionamiento de una presa está gobernado por la ecuación de continuidad, que aplicada a un intervalo de tiempo Δt (etapa que puede ser un año, un mes, una quincena, un día, etc.) se expresa como, (Domínguez et al. (2000)) :

$$S_j = S_i + VI_j - VS_j \quad (2.78)$$

Donde:

S_j almacenamiento al final del intervalo o etapa Δt , [L^3]

S_i almacenamiento al inicio del intervalo o etapa Δt , [L^3]

VI_j volumen de ingreso durante el intervalo Δt , [L^3]

VS_j volumen extraído durante el intervalo Δt , [L^3]

En la ecuación anterior la variable aleatoria es generalmente el volumen de ingreso VI y puede representarse con una función de distribución de probabilidad que depende principalmente de la época del año a la que pertenece el intervalo de tiempo; se trata de la componente estocástica y no controlable del sistema; en el estudio se definió construyendo histogramas de probabilidades mensuales de ingreso a cada una de las presas.

S_i define la condición inicial y determina el estado del sistema.

VS_j es la variable controlable o de decisión en el sistema (tomando en cuenta únicamente las extracciones y descargas controladas, no se toma en cuenta la lámina de evaporación o posibles filtraciones).

Los almacenamientos y las extracciones del sistema están sujetos a las restricciones siguientes:

$$VS_{\min} \leq VS \leq VS_{\max} \quad (2.79)$$

$$S_{\min} \leq S_j \leq S_{\max}$$

El volumen útil de la presa se divide en NS intervalos de magnitud ΔV (Figura 2.8), de manera que si ese mismo intervalo se usa para discretizar todas las variables que intervienen en la ecuación de continuidad, se definen los parámetros discretizados siguientes:

$i= 1,2,3,\dots,NS$ representa el volumen almacenado (por unidad ΔV) al inicio del intervalo Δt

$j= 1,2,3,\dots, NS$ representa el volumen almacenado (por unidad ΔV) al final del intervalo Δt

$x=1,2,\dots, NX$ representa el volumen de ingreso (por unidad) durante el intervalo Δt

$k=0,1,2,\dots,NK$ representa el volumen de extracción (por unidad) durante el intervalo Δt

Para intervalos discretos ΔV , la ecuación de continuidad se expresa:

$$j = i + x - k \quad (2.80)$$

Sujeta a las restricciones:

$$1 \leq j \leq NS \quad (2.81)$$

$$0 \leq k \leq NK$$

$$1 \leq x \leq NX$$

Por otra parte, tomando en cuenta valores discretos, el beneficio correspondiente a una etapa n cualquiera depende del volumen extraído k y de los almacenamientos i y j , al inicio y al final de la etapa; es decir los beneficios se pueden expresar como $b_{n,k}(i,j)$.

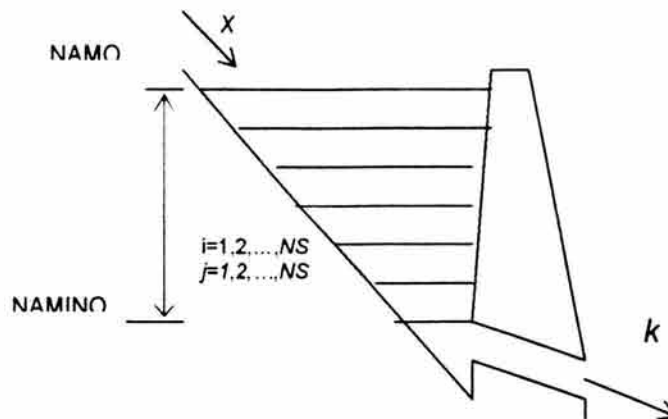


Figura 2.8 Parámetros discretizados

Cuando el sistema que se va a optimar consta de dos presas el problema es encontrar la política de extracciones $K_{l,n}(i_1, i_2)$ que indique la extracción que debe efectuarse en el vaso l , durante la etapa n , tomando en cuenta los estados iniciales en cada vaso (i_1, i_2) para hacer máximo el beneficio acumulado a lo largo de las N etapas de operación de las presas.

El método de programación dinámica resuelve el problema utilizando la ecuación de recurrencia:

$$B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2) = [b_{n, K_1}(i_1, j_1) + b_{n, K_1, K_2}(i_1, j_1, i_2, j_2)] + B_{n+1}^*(j_1, j_2) \quad (2.82)$$

donde:

$B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2)$ es el beneficio en la etapa n , dadas las políticas de operación K_1, K_2 , correspondientes a los vasos 1 y 2, tomando en cuenta los estados iniciales (i_1, i_2) .

$b_{n, K_1}(i_1, j_1)$ beneficio en la etapa n , dada la política de operación K_1 , tomando en cuenta los estados inicial y final (i_1, j_1) del vaso 1; queda definido con la función objetivo FO que se describirá más adelante.

$b_{n, K_1, K_2}(i_1, j_1, i_2, j_2)$ es el beneficio en la etapa n , dadas las políticas de operación K_1, K_2 , correspondientes a los vasos 1 y 2, tomando en cuenta los estados inicial y final de los vasos 1 y 2.

$B_{n+1}^*(j_1, j_2)$ Beneficio óptimo de la etapa $n+1$, correspondiente a los estados finales de los vasos 1 y 2; es el máximo de los beneficios en dicha etapa, es decir que en la etapa n :

$B_n^*(i_1, i_2) = \max_k [B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2)]$ y $K_{n,l}^*(i_1, i_2)$ son las extracciones correspondientes al máximo beneficio, es decir para las cuales $B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2) = B_n^*(i_1, i_2)$.

Las expresiones anteriores deberán satisfacer las condiciones siguientes:

1) La ecuación de continuidad:

1.1) En la presa 1 : $j_1 = i_1 + x_1 - k_1$

1.2) En la presa 2: $j_2 = i_2 + x_2 - k_2$

Donde:

$x_2 = x_2' + (k_1 + derr_1) \Rightarrow$ derrame en la presa 1

$x_2 = x_2' + (k_1 - def_1) \Rightarrow$ déficit en la presa 1

$x_2 = x_2' + k_1 \Rightarrow$ no derrame, no déficit en la presa 1

x_2' es el ingreso por cuenca propia

2) Las restricciones en cada presa $1 \leq j_l \leq NS_l$ y $0 \leq k_l \leq NK_l$

Al tomar en cuenta el carácter aleatorio de los ingresos, definiéndolos por medio de funciones de densidad de probabilidad, $f_n(x)$ y al considerar que el sistema consta de dos vasos cuyo funcionamiento es dependiente, la política de extracciones debe conducir a obtener el beneficio esperado máximo, modificándose la ecuación 2.82:

$$B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2) = \sum_{j_1=1}^{NS_1} \sum_{j_2=1}^{NS_2} q_{n, K_1}(i_1, j_1) q_{n, K_2}(i_2, j_2) \{ b_{n, K_1}(i_1, j_1) + b_{n, K_1, K_2}(i_1, j_1, i_2, j_2) \} + B_{n+1}^*(j_1, j_2) \quad (2.83)$$

donde:

$B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2)$ es el beneficio en la etapa n , dadas las políticas de operación K_1, K_2 , correspondientes a los vasos 1 y 2, tomando en cuenta los estados iniciales (i_1, i_2) .

$q_{n, K_l}(i_l, j_l)$ es la probabilidad en cada presa, de pasar del estado i al j , durante la etapa n dada la extracción K . Se le conoce como probabilidad de transición; tomando en cuenta la ecuación de continuidad $j_l = i_l + x_l - k_l$; dicha probabilidad depende sólo de la etapa n y del ingreso $x_l = j_l - i_l + k_l$, es decir :
 $q_{n, K_l}(i_l, j_l) = f_n(x_l)$.

$B_{n+1}^*(j_1, j_2)$ Beneficio esperado óptimo de la etapa $n+1$, correspondiente a los estados finales de los vasos 1 y 2; es el máximo de los beneficios en dicha etapa, es decir que en la etapa n :

$B_n^*(i_1, i_2) = \max_k [B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2)]$ y $K_{n,l}^*(i_1, i_2)$ son las extracciones correspondientes al máximo beneficio, es decir para las cuales $B_n^{K_1, K_2}(i_1, i_2) = B_n^*(i_1, i_2)$.

Para la determinación del beneficio esperado máximo, en un horizonte de planeación de N etapas, debe definirse la condición inicial del sistema y aplicar un algoritmo con el que se logre la convergencia a una política óptima de extracciones, para cada etapa m en que se divide el año y cada estado i .

El algoritmo utilizado por Domínguez et al (2000), consistió en reorganizar la ecuación 2.83 de la manera siguiente:

$$B_n^{K_1, K_2} = \phi_{n, K_1, K_2}(i_1, i_2) + \sum_{j_1=1}^{NS_1} \sum_{j_2=1}^{NS_2} q_{n, K_1}(i_1, j_1) q_{n, K_2}(i_2, j_2) B_{n+1}^*(j_1, j_2) \quad (2.84)$$

donde:

$$\phi_{n, K_1, K_2}(i_1, i_2) = \sum_{j_1=1}^{NS_1} q_{n, K_1}(i_1, j_1) b_{n, K_1}(i_1, j_1) + \sum_{j_2=1}^{NS_2} q_{n, K_2}(i_2, j_2) b_{n, K_1, K_2}(i_1, j_1, i_2, j_2) \quad (2.85)$$

es el valor esperado del beneficio inmediato en la etapa n , dadas las condiciones iniciales i_1, i_2 y las extracciones K_1, K_2 debido a que estos valores dependen de la época del año, para evitar repetir cálculos se calculan sólo para las m etapas en que se divide éste; usando estos valores constantes en los demás años de cálculo.

Los términos restantes de la ecuación de recurrencia 2.84 deben calcularse para las n etapas de la vida útil, usando el siguiente procedimiento:

- Se supone un número N muy grande del total de etapas de la vida útil.
- Se inicia el proceso en orden cronológico descendente (es decir desde $n=N$ hasta $n=1$), suponiendo que $B_{n+1}^*(j_1, j_2) = 0 \quad \forall K_l, i_l, l=1,2$.
- Se utiliza la ecuación de recurrencia 2.84 iniciando en la última etapa del año, por ejemplo a final de diciembre. A partir de los valores supuestos se calcula el valor esperado de los beneficios correspondientes a inicios de diciembre o finales de noviembre, octubre, hasta terminar el año completo; estos cálculos deben repetirse para años anteriores hasta que el incremento en los beneficios obtenidos para cada valor i_1, i_2 se repita de un ciclo anual al otro. Al cumplirse con esta condición el cálculo termina y la política óptima estará dada por los valores $K_{n,l}^*(i_1, i_2)$ correspondientes al último ciclo calculado.

La expresión 2.83 es la función objetivo a maximizar; dicha función permite comparar distintas políticas de operación y decidir cuál es la mejor.

2.9 Referencias

1. Aarts, E.H.L., van Laarhoven, P.J.M. "Statistical cooling: A general approach to combinatorial optimization problem". Philips Journal Research, 40(4), pp. 193-226. 1985.
2. Ahlfeld, D.P., Mulvey, J.M., Pinder, G.F. "Combining physical containment with optimal withdrawal for contaminated groundwater remediation, Adv. Water Resources, 9(2), pp 77-84, 1986.
3. Berezowsky V., Moisés, Domínguez M. Ramón., Fuentes M. Oscar, Franco, V. Manual de Diseño de Obras Civiles. CFE. Hidrotecnia. A.2.8 Planeación de Sistemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico. México, 1983.
4. Cohon, J.L., Marks, D.H., "A Review and Evaluation of Multiobjective Programming Techniques. Water Resources Research 11(2). Pp.208-220. 1975.
5. Davis, L., (Ed.), Genetic Algorithms and Simulated Annealing, Morgan Kaufmann (Pitman). London, 1987.
6. Domínguez, M.R. Metodología de Selección de una Política de Operación Conjunta de una Presa y su Vertedor. Tesis Doctoral, UNAM, 1989.
7. Domínguez M. R, Aprovechamientos Hidráulicos. Apuntes de clase. Instituto de Ingeniería. 2001.
8. Dougherty, D.E., Marryott R.A. Optimal Groundwater Management 1. Simulated Annealing. Water Resources Research, Vol. 27, No. 10, págs 2493-2508. October 1991.
9. Goicochea, A., Duckeinstein, L., Fogel, M.M. Multiobjective Decision Analysis with Engineering and Business Application. John Wiley and Sons, N.Y., USA, 1982.
10. Goldberg, Genetic algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison Wesley. USA, 1989.
11. Gorelick, S.M., Voss, C.I., Gill, P.E., Murray, W., Saunders, M.A., Wright, M.H., "Aquifer reclamation design: The use of contaminant transport simulation combined with nonlinear programming", Water Resources Research. 20(4), pp 415-427, 1984.
12. Hsu, N.S., Yeh, W.W.-G, "Optimum experimental design for parameter identification in groundwater hydrology". Water Resources Research, 24(5), pp 1025-1040, 1989.

-
13. Huang, M.D., F. Romeo, Sangiovanni-Vicentelli, A., "An efficient general cooling schedule for simulated annealing, IEEE Transf. Comput. Aided Design, CAD-5(1), pp 391-384, 1986.
 14. Kirkpatrick, S.D, Gelatt, S.D., Vecchi, M.P. "Optimization by Simmulated Annealing". Science 220. pp. 671-680. 1983.
 15. Kirkpatrick, S., "Optimization by simulated annealing: Quantitative studies, J.Stat. Phys., 34(5/6), pp 975-986. 1984.
 16. Ko, S.K., Fontane, D.G, Labadie, J.W. "Multiobjective Optimization of Reservoir System Operation". Water Resources Bulletin. AWRA., Vol. 28, No. 1 February, 1992.
 17. Kumar, D.N., Kumar A., Raju, K.S. Application of Genetica Algorithms for Optimal Reservoir Operation. Indian Institute of Technology. India, 1999.
 18. Labadie, J. W., "Reservoir System Optimization Models". Colorado State University, Water Resources Update, University Council of Water Resources, 108. Summer, 1997.
 19. Labadie, J. W., "Computer-Aided Water Management and Control", Notas de clase. USA, 2000.
 20. Lin, S., "Computer solutions of the traveling-salesman problem", Bell Syst.Tech. J., 44, pp 2245-2269, 1965.
 21. Lund, Jay R., Guzman, J. "Derived Operating Rules for Reservoirs in Series or in Parallel. Journal of Water Resources Planning and Management, May-Jun 1999.
 22. Marglin S.A., Public Investment Criteria. The M.I.T. Press, Cambridge, Massachusetts, USA, 1967.
 23. Merwade, V., McKinney, D., Stochastic Optimization in Reservoir Planning and Design-A literature Review. Course Notes, CE 385D, Spring, 2001.
 24. Metropolis, N.a., Rosenbluth A.W., Rosenbluth M.N., Teller A.H., Teller, E., Equation of state calculations by fast computing machines. Journal Chemistry Physis. 21(6), pp. 1087-1092, 1953.
 25. Muller, B.. Reinhardt, J. Neural Networks An Introduction. Springer. Germany, 1995.
 26. Prawda W., Juan. Métodos y Modelos de Investigación de Operaciones. Limusa. México, 1987.

-
27. Romeo, F., Sangiovanni-Vicentelli, A., probabilistic hill climbing algorithms: Properties and applications. Proceedings of the 1985 Chapel Hill Conference on VLSI., pp. 393-417. Chapel Hill, N. C., 1985.
 28. Rosero Narvaez Andrés. "Optimización de Rutas de Entrega de Correspondencia mediante Algoritmos Genéticos". F.I. Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Ecuador, 1999. www.geocities.com/jarosero_ag/
 29. Sánchez, C. E., "Optimización de la Expansión de un Sistema de Recursos Hídricos Utilizando las Metodologías del Algoritmo Genético y el Recocido Simulado". Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Valencia. España. Enero de 2000.
 30. Sechen, C., VLSI Placement and Global Routing Using Simulated Annealing, Kluwer Academic, Boston, Mass, USA, 1989.
 31. Shim, K.C., "Optimal Predictive Flood Control for River-Reservoir Operation System". Water Resources Planning and Management in Civil Engineering at Colorado State University, USA 1999. www.iahr.org/membersonly/grazproceedings99/doc/000/000/435.htm
 32. Simpson, A.R., "Optimization of design of water distribution system using genetic algorithms". Slovenian Society of Hydraulic Research, Seminar Seires, Vol. 1, Slovenia, 2000.
 33. SJSU, Pontryagin's Maximum Principle. Notas San José State University . www-sjsu.edu/faculty/watkins/pontryag.htm. Julio de 2001.
 34. Soria O.E., Serrano, L.A.J. Programa de Emesis. Redes Neuronales, una breve introducción. XX Curso TIV y NA. www.uv.es/~soriaer/charla.pdf
 35. Van Laarhoven, P.J. M, Aarts, E.H.L., Simulated Annealing: Theory and Applications, Kluwer Academic Boston, Mass., USA, 1987.
 36. Wagner, B. J., Gorelick, S.M., "Optimal groundwater quality management under parameter uncertainty", Water Resources Research., 23(7), pp 1162-1174, 1987.
 37. Wagner , B. J, Gorelick, S.M., "Reliable aquifer remediation in the presence of spatially variable hydraulic conductivity: From data to design, "Water Resources Research, 25(10), pp 2211-2225, 1989.
 38. Zadeh, L.A. Optimality and Non-Scalar-Valued Performance Criteria. IEEE Transactions on Automatic Control AC8(1), pp 59-60. 1963.

3.MÉTODOS DE GENERACIÓN DE MUESTRAS SINTÉTICAS

3. MÉTODOS DE GENERACIÓN DE MUESTRAS SINTÉTICAS

3.1 Necesidad de la generación sintética

En la República Mexicana los registros históricos son de pocos años (generalmente no superan los 50 años). En la planeación, diseño y operación de obras hidráulicas de importancia es necesario contar con registros más grandes que los históricos para estimar efectos de eventos extremos no incluidos en la serie histórica o con periodos de retorno mayor que el del registro, basándose en la distribución empírica para ajustarle una teórica. Este problema se resuelve con ayuda de la generación sintética.

3.2 Series de tiempo anuales y periódicas

Las series de tiempo en hidrología pueden clasificarse en anuales, que se caracterizan por la escasa correlación entre los datos de la año i al año $i+1$ y en periódicas (por ejemplo series mensuales, trimestrales, bimestrales, estiaje y avenidas, registros diarios), la cuales se identifican por la correlación presente del periodo j al $j+1$; los métodos de generación de muestras sintéticas son distintos debido a estas diferencias en el aspecto de la correlación entre los datos, dependiendo de si la serie es anual o periódica.

3.2.1 Componentes de una serie de tiempo

Tendencia

La tendencia indica la propensión, si existe, de la serie a crecer o decrecer conforme avanza el tiempo. En los escurrimientos, esta componente se manifiesta sólo en cuencas en las que existe un proceso continuo de modificación (por ejemplo, cuando se urbaniza o se desforesta parte de la cuenca). En caso contrario, es decir, cuando no existe esta propensión, la tendencia será igual a la media de los valores registrados; de tal forma que la componente cíclica de las variables hidrológicas tienen periodos de un día o de un año (Domínguez, 2001).

Componente cíclica

El comportamiento cíclico de las series asociadas a variables hidrológicas depende del clima asociado a la zona; pero el clima sufre variaciones repetitivas, debido fundamentalmente a la rotación de la tierra alrededor de su eje y a su traslación alrededor del sol.

Componente autorregresiva

El proceso de conversión de la lluvia en escurrimiento depende del estado de la cuenca al inicio del proceso (grado de saturación del suelo, almacenamiento de acuíferos, etc.) lo que determina que el escurrimiento en un instante "t" dependa de la historia del proceso. Se dice entonces que el proceso tiene memoria, y por lo tanto, lo que ocurre en un momento dado depende en cierto grado de lo que ocurrió en los instantes previos. Este mecanismo, al que se debe la existencia de la persistencia o componente autorregresiva es evidente en el proceso del escurrimiento, sin embargo aunque en menor grado se presenta también con la precipitación y la evaporación (Jiménez et al. (1996)).

Componente aleatoria

Finalmente, aunque se pudiera conocer con precisión la tendencia, las variaciones cíclicas y la dependencia del proceso con su historia, quedarían algunas variaciones sin poderse explicar, en términos de relación causa-efecto. Estas variaciones se atribuyen a fenómenos completamente casuales y se agregan a la serie de tiempo por medio de la componente aleatoria.

3.3 Métodos de generación de series de tiempo anuales

En este apartado se describe cómo se aplican diversos métodos para generar registros sintéticos de series anuales además de indicar las suposiciones que hacen los métodos para que sea válida su aplicación.

3.3.1 Modelos autorregresivos AR(p)

Estos modelos suponen que el valor de la variable x en un instante t depende linealmente de los que tomó en instantes anteriores y de una variable aleatoria. Suponen que los procesos son estacionarios en la covariancia, es decir que la covariancia entre $x(t)$ y $x(t-\tau)$ depende de τ pero no de t .

Estos procesos se representan con la ecuación:

$$x_t = \phi_{p,1}x_{t-1} + \phi_{p,2}x_{t-2} + \dots + \phi_{p,p}x_{t-p} + \eta_t \quad (3.1)$$

donde :

η_t es una variable aleatoria independiente del tiempo, por lo tanto se cumple que el valor esperado $E(\eta_t, \eta_{t-k}) = 0$ para $k \neq 0$. De manera similar $E(\eta_t, x_{t-l}) = 0$ para todo $l \neq 0$.

Al suponer removida la tendencia, se considera adicionalmente que $E(x_t) = \bar{x} = 0$; $E(\eta_t) = 0$.

Si se cuenta con una muestra representativa del proceso, los parámetros $\phi_{p,i}$ se determinan de manera que se reproducen las correlaciones r_1, r_2, \dots, r_p calculadas con los datos. En el Anexo 3 se indica el procedimiento para obtener estos parámetros.

3.3.2 Modelos de promedios móviles MA(q)

El modelo de promedios móviles MA(a) supone que la variable estocástica x_t se puede expresar como una suma de números aleatorios multiplicados por un factor de peso; la representación general de un modelo de promedios móviles de orden q es:

$$x_t = \eta_t - \theta_{q,1}\eta_{t-1} - \theta_{q,2}\eta_{t-2} - \dots - \theta_{q,q}\eta_{t-q} \quad (3.2)$$

expresión en la que η_t es una variable aleatoria independiente por lo que se cumple que $E(\eta_t \eta_{t-k}) = 0$, si $k \neq 0$.

Los parámetros del modelo se obtienen en forma análoga a los de los modelos AR(p); relacionando los coeficientes de autocorrelación teóricos asociados al modelo con los calculados con los datos registrados. En el Anexo 3 se describe este proceso.

Los modelos MA(q) casi no tiene utilidad práctica en problemas de hidrología; es común emplearlos como una parte de los modelos ARMA(p,q).

3.3.3 Modelos autorregresivos de promedios móviles ARMA(p,q)

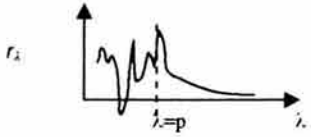
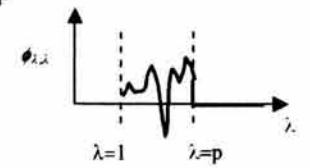
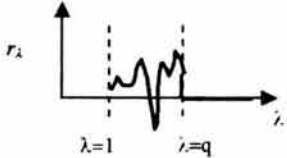
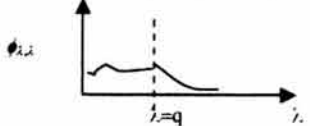
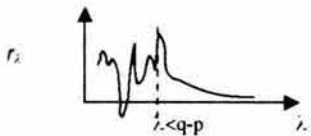
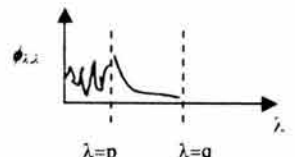
Estos modelos son una combinación de los AR(p) y de los MA(q); el valor de p corresponde al número de parámetros asociados a la parte autorregresiva y el q es el número de parámetros a la componente de promedios móviles.

La representación general de los modelos ARMA(p,q) es:

$$x_t = \phi_{p,1}x_{t-1} + \phi_{p,2}x_{t-2} + \dots + \phi_{p,p}x_{t-p} + \eta_t - \theta_{q,1}\eta_{t-1} - \theta_{q,2}\eta_{t-2} - \dots - \theta_{q,q}\eta_{t-q} \quad (3.3)$$

Para seleccionar el orden p y q del modelo ARMA es conveniente tomar en cuenta las propiedades que se resumen en la Tabla 3.1. Para ampliar el concepto de correlograma parcial ver Domínguez (2001).

Tabla 3.1 Propiedades para identificar un proceso AR, MA y ARMA*

Proceso	Diagrama de autocorrelación	Diagrama de autocorrelación parcial
AR(p)	<p>Extensión infinita, con picos hasta $\lambda=p$, se atenúan exponencialmente</p> 	<p>Picos para $\lambda=1$ hasta $\lambda=p$, se reducen bruscamente para $\lambda>p$</p> 
MA(q)	<p>Picos para $\lambda=1$ a $\lambda=q$, se reducen bruscamente para $\lambda>q$</p> 	<p>Extensión infinita con decaimiento para $\lambda>q$.</p> 
ARMA(p,q)	<p>Infinito, picos irregulares para $\lambda<q-p$, atenuación exponencial para $\lambda>q-p$</p> 	<p>Infinito, picos irregulares para $\lambda \leq p-q$, atenuación exponencial para $\lambda > p-q$</p> 

* De acuerdo con Domínguez, 2001

Para obtener las ecuaciones con que se calculan los parámetros del modelo ARMA(p,q) se realiza un proceso similar a los utilizados en los modelos antes vistos. En el Anexo 3 se detalla dicho procedimiento.

3.3.4 Método de Fiering anual

Es un modelo autorregresivo de orden uno, conocido comúnmente como un modelo de Markov: supone que los datos tienen distribución normal, con media μ y variancia σ_x^2 ; la diferencia con el modelo AR(1) es que el modelo genera directamente valores sintéticos con distribución normal, que preservan la media, variancia y el coeficiente de autocorrelación de primer orden de la serie histórica; el modelo de generación es de la forma:

$$x_i = \mu + r_1(x_{i-1} - \mu) + t_i \sigma_x \sqrt{1-r_1^2} \quad (3.4)$$

donde:

x_i valor estimado en el instante i

μ media de la serie histórica

r_1 coeficiente de autocorrelación de orden uno

t_i número aleatorio con distribución normal estándar (media cero y desviación estándar uno)

Debido a que la distribución normal estándar puede proporcionar valores t_i negativos, en ocasiones se generan gastos negativos; dichos gastos se utilizan para la generación de los gastos siguientes, pero si se realiza un proceso de simulación no se deben considerar estos valores negativos.

Este método se puede utilizar para generar series de tiempo anuales que no sean normales, por ejemplo transformando la variable a una distribución normal y posteriormente realizar el proceso inverso; debido a que el tipo de transformaciones que se pueden utilizar (cálculo del logaritmos, transformaciones de Box-Cox) no son lineales, los resultados que se obtienen son aproximados.

En el caso de que el coeficiente de asimetría no es cercano a cero, caso común en las series hidrológicas, se puede utilizar el método de Fiering, que efectúa una corrección por asimetría (Ver Domínguez (2001)). El modelo que resulta es de la forma:

$$x_i = \mu + r_1(x_{i-1} - \mu) + t_{i,\gamma} \sigma_x \sqrt{1-r_1^2} \quad (3.5)$$

donde:

$$t_{i,\gamma} = \frac{1}{\gamma_\eta} \left(1 - \frac{\gamma_\eta^2}{36} + t \frac{\gamma_\eta}{6} \right)^3 - \frac{2}{\gamma_\eta} \quad (3.6)$$

$t_{i,\gamma}$ número aleatorio con distribución gamma con parámetros α, β y δ

$$\gamma_\eta = \frac{\gamma_\zeta (1 - r_1^3)}{(1 - r_1^2)^{3/2}} \quad (3.7)$$

γ_η coeficiente de asimetría que depende del coeficiente de asimetría de la variable aleatoria con distribución diferente a la normal y r_1 es el coeficiente de autocorrelación de orden uno.

t número aleatorio con media cero y desviación estándar uno

3.4 Métodos de generación de series periódicas (estacionales)

Los modelos vistos anteriormente suponen que la distribución anual de gastos no presenta grandes variaciones a lo largo del año. La hipótesis anterior es válida en el caso de embalses grandes (por ejemplo de más de 9 000 millones de m³), en los que las variaciones del gasto en periodos de tiempo menores a un año, no afectan de manera importante al volumen del embalse.

En el caso de embalses de volumen mediano (por ejemplo volúmenes entre 500 y 9000 millones de m³ y pequeño (menores que 500 millones de m³); si es relevante la variación de los escurrimientos en distintas épocas del año, por lo que se requiere utilizar métodos estacionales, los cuales toman en cuenta la variación en los estadísticos en cada periodo.

3.4.1 Método de Fiering mensual

Sea n el número de años de registro y sea m el número de periodos analizados en el año, pueden ser meses o periodos submúltiplos del año; sea $i=1,2,\dots,n$ y $j=1,2,\dots,m$. El modelo estacional de Fiering (Domínguez (2001)), es de la forma:

$$x_{i,j} = \mu_j + \frac{r(j)\sigma_j}{\sigma_{j-1}} (x_{i,j-1} - \mu_{j-1}) + t_{i,j} \sigma_j \sqrt{(1 - r(j))^2} \quad (3.8)$$

donde:

$x_{i,j}$ es la variable generada en el año i en el periodo j

μ_j es la media de la serie en la etapa j

$x_{i,j-1}$ variable en el año i , en el periodo $j-1$ (si j corresponde al primer periodo, $j-1$ corresponde al último periodo del año anterior)

μ_{j-1} media de la serie en la etapa $j-1$

$r(j) \frac{\sigma_j}{\sigma_{j-1}}$ coeficiente de regresión, formado por el coeficiente de correlación del periodo j , y la relación entre la desviación estándar del periodo j y la del periodo $j-1$

$t_{i,j}$ variable aleatoria con distribución normal con media cero y desviación estándar uno; al multiplicarse por el error estándar $\sigma_j \sqrt{(1-r(j))^2}$, la serie generada adquiere las variancias deseadas.

Si la variable generada resulta negativa, se utiliza para generar el valor siguiente, pero, para efectos de cálculo, se reemplazan por cero.

En el caso de que la serie original tenga asimetría, se puede realizar una corrección del modelo estacional, en forma similar a la que se hace con el modelo anual; para cada estación j se define un coeficiente de asimetría, dado por:

$$G_j = \frac{(\gamma_j - r(j)^3 \gamma_{j-1})}{[1 - r(j)^2]^5} \quad (3.9)$$

Las variables aleatorias $t_{i,\gamma,j}$ calculadas a partir de variaciones normales $t_{i,j}$ se calculan con la ecuación:

$$t_{i,\gamma,j} = \frac{2}{G_j} \left(1 + \frac{G_j t_{i,j}}{6} - \frac{G_j^2}{36} \right)^3 - \frac{2}{G_j} \quad (3.10)$$

Si se sustituye $t_{i,j}$ por $t_{i,\gamma,j}$ en la ecuación 3.8 se obtiene el modelo estacional de Fiering para generar series con distribución gamma:

$$x_{i,j} = \mu_j + \frac{r(j)\sigma_j}{\sigma_{j-1}} (x_{i,j-1} - \mu_{j-1}) + t_{i,\gamma,j} \sqrt{(1-r(j))^2} \quad (3.11)$$

3.4.2 Modelo de González V–Domínguez M

Este modelo estacional reproduce las funciones de distribución de datos mensuales así como las correlaciones entre datos de meses consecutivos (Domínguez (1971)). Se recomienda utilizar en muestras muy asimétricas, las cuales se presentan con frecuencia en las cuencas del noroeste de la República Mexicana.

El modelo supone que los datos mensuales puede representarse con una variable que tiene distribución Gama de tres parámetros; así para una variable x en el mes i , la función de densidad en dicho mes será:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\Gamma(A_i)\beta_i^{A_i}}(x - \delta_i)A_i e^{-(x-\delta_i)/\beta_i} & \text{si } x \geq \delta_i \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad (3.12)$$

$$A_i, \beta_i \geq 0$$

Donde $\Gamma(A)$ es la función Gamma:

$$\Gamma(A) = \int_0^{\infty} x^{A-1} e^{-x} dx$$

$f(x)$ es la función de densidad de probabilidad de x en el mes i

La obtención de la media y la variancia de los datos, así como el proceso de generación se detalla en el Anexo 3.

3.4.3 Método de mezclado de hidrogramas o método de Grinevich

Supongamos que se requiere obtener la capacidad de almacenamiento necesario de un embalse, a partir de conocer m años de registros históricos. A través de cálculos de simulación de funcionamiento de vaso o bien comparando curvas de distribución del gasto y demanda es fácil encontrar tal capacidad. Sin embargo, esta es sólo una aproximación y no se sabe qué nivel de confianza tiene el resultado. Si se pudiera extender el registro a un número de años n grande (1000, 10000 años) entonces con los cálculos del funcionamiento de vaso se podría construir una función de distribución empírica para la capacidad de almacenamiento y encontrar la solución del problema; es decir estableciendo la capacidad del depósito con un nivel de confianza dado.

Un método alternativo para obtener la respuesta al problema consiste en dividir las series observadas en hidrogramas anuales, (con descargas medias mensuales) y asignarles los números de orden $1, 2, \dots, m$. Seleccionando aleatoriamente hidrogramas a partir de el registro anterior se puede generar una serie hidrológica larga de longitud n . En la Figura 3.1 se presenta un esquema ilustrativo del uso de este método (Esvanidze (1980)).

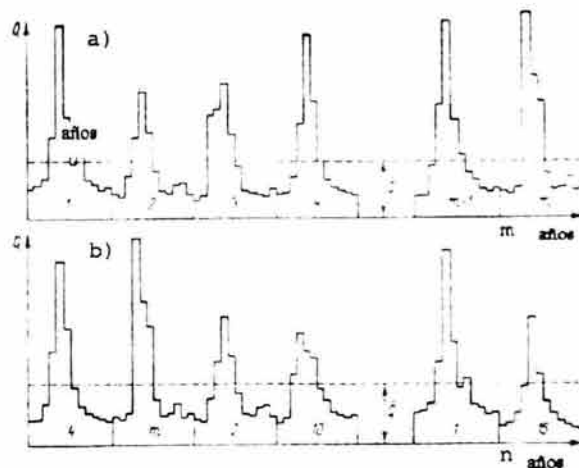


Figura 3.1 Diagrama para construir una serie larga mezclando hidrogramas:
a) una serie histórica de m años b) La serie de n años construida con el método.

Si n es suficientemente grande, entonces para cálculos sucesivos los resultados serán enteramente estables para una tolerancia previamente establecida.

Las ventajas de este método son que es muy simple; no requiere hacer suposiciones acerca de las funciones de distribución univariadas o multivariadas para la descarga media anual o media mensual y se usa por completo la información de la distribución del gasto a lo largo del año. Como se obtiene una gran variedad de grupos de años para distintos valores del gasto total anual, las etapas de la serie pueden ser arbitrarias, por ejemplo descargas diarias o descargas instantáneas, etc).

Las desventajas de este método son que: no considera la estructura de correlación entre los volúmenes de gasto anual lo que disminuye la capacidad del embalse requerida; agrupaciones de años de sequías y humedad no quedan sujetas a la regulación del río y se obtienen arbitrariamente; la forma del hidrograma está limitada solamente por aquellas alternativas de hidrogramas anuales históricos (m años); para cálculos de gasto mínimos o de una estación del año el método proporciona resultados poco confiables; cuando los hidrogramas se unen se observan discontinuidades que no corresponden a las series de entrada.

La desventaja significativa de que el método no agrega la correlación existente entre los volúmenes anuales se puede eliminar de la manera siguiente.

El coeficiente de correlación serial r_1 entre los miembros adyacentes d de una serie se puede determinar para diferentes fechas iniciales del año hidrológico y la división del hidrograma de toda la serie en hidrogramas anuales se puede hacer donde la dependencia es la más baja ($r_1 = \text{mín}$).

Para varios ríos esta división puede ajustar periodos de bajo gasto y esto es bueno; no obstante, las uniones del hidrograma después de hacer la mezcla tendrá discontinuidades significativas si la división cae en periodos de avenidas. Dos avenidas pueden coincidir mientras que en otros periodos no estarían presentes. No obstante, para una serie con periodo de registro suficientemente largo se puede obtener la capacidad de almacenamiento anual necesaria para un nivel de confianza dado.

La correlación entre hidrogramas anuales contiguos, respecto a un proceso de cadena de Markow simple, puede tomarse en cuenta de la siguiente manera. Después de dibujar las series de gastos medidos como hidrogramas anuales con el coeficiente de correlación serial r_1 , correspondiente a la fecha considerada, los hidrogramas se ordenan y numeran de manera creciente o decreciente de acuerdo al volumen total de escurrimiento. Posteriormente como un problema de urna con reemplazo, se puede generar una muestra de número aleatorios correlacionados de la forma:

$$\begin{aligned} \gamma_i &= \zeta_i \\ \gamma_{i+1} &= r_1 \gamma_i + \zeta_{i+1} \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \tag{3.13}$$

donde ζ_i, ζ_{i+1} son números aleatorios independientes y con distribución uniforme .

La serie de n años obtenida contará con una correlación entre los miembros adyacentes de la serie con valor cercano a r_1 .

3.4.4 Método de fragmentos de Svanidze

Svanidze propuso este método en 1961; la esencia de este método se basa en el doble muestreo, el primero es el gasto de descarga promedio anual Q_i , similar a como lo hace Grinevich y el segundo son los fragmentos $q_i(t)$; es decir los modelos o formas de la distribución del gasto a lo largo del año que han sido observados en el pasado. Al multiplicar la descarga media anual Q_i por las ordenadas mensuales (semanales, diarias, etc.) de los fragmentos, se obtiene un nuevo hidrograma formado de intervalos mensuales promedio. La secuencia de dichos hidrogramas anuales con una dependencia dada, produce una serie hidrológica simulada (con $n=1000, \dots, 10000, \dots$), o de ser necesario una serie corta para ciertos periodos (por ejemplo de 5 a 50 años).

La Figura 3.2 presenta un esquema del modelado de la serie hidrológica usando este procedimiento; el cual asegura que se obtendrán una gran variedad de hidrogramas a pesar del hecho de que en la simulación no se exceden los valores extremos de las fluctuaciones históricas. Aunque se construyen series de longitud n , por medio de la mezcla de m hidrogramas, en esas series generadas se obtienen dentro de la media de n/m hidrogramas idénticos. No obstante, al aplicar el método de los fragmentos se obtienen n hidrogramas diferentes y la probabilidad de repetir hidrogramas idénticos es muy pequeña del orden de $1/mn$. Por ejemplo para una serie de 1000 años y 50 fragmentos, la probabilidad de repetir hidrogramas idénticos es de $1/50000$, mientras que al mezclar hidrogramas la probabilidad es de $1/50$.

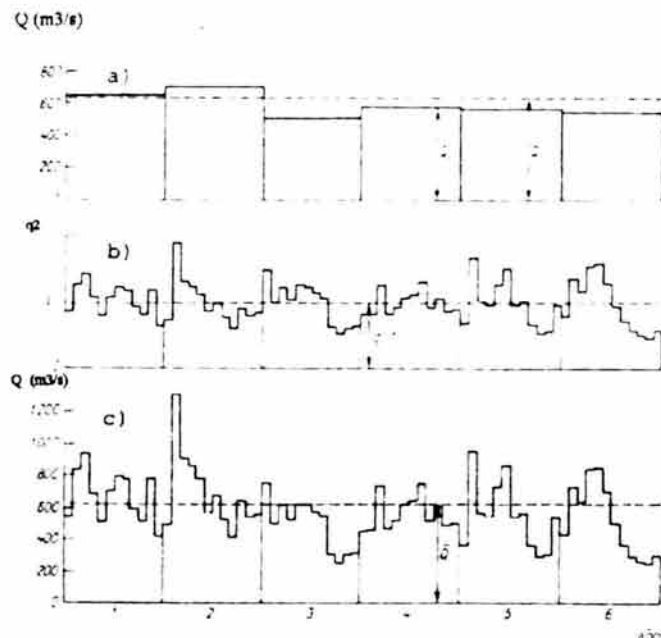


Figura 3.2 Hidrograma de la secuencia para la simulación de series hidrológicas por el método de fragmentos (Svanidze, 1980) a) Serie media anual , b) Fragmentos de hidrogramas registrados, c) Serie hidrológica sintética

3.4.5 Método de Svanidze modificado

La modificación al método de Svanidze consiste en utilizar la suma de los volúmenes totales anuales de dos series periódicas, determinando el porcentaje de volumen de cada serie con respecto a la suma de ambas (Domínguez et al. (2001)). De la muestra histórica, se seleccionan en forma aleatoria (con reemplazo) m años, de los cuales se toma en cuenta tanto el porcentaje de volumen de cada serie con respecto al total, así como las fracciones del volumen de cada mes. Otra modificación es que se generan en forma aleatoria valores sintéticos del volumen total, tomando en cuenta a la función de distribución de probabilidad a la que mejor se ajusta el volumen total histórico. El volumen total se multiplica por el porcentaje correspondiente a cada serie, determinándose así el volumen de cada una; con dicho volumen y con las fracciones de volumen mensual de cada mes de los años seleccionados aleatoriamente, se construyen las series sintéticas de m años de registro.

A continuación se presenta el ejemplo desarrollado para los datos de volúmenes mensuales de las presas La Angostura y Malpaso.

Para lograr la generación de muestras sintéticas, se parte de considerar los registros históricos de volumen total mensual correspondientes a las dos presas, los cuales se representan por medio de los hidrogramas mostrados en las Figuras 3.3 y 3.4

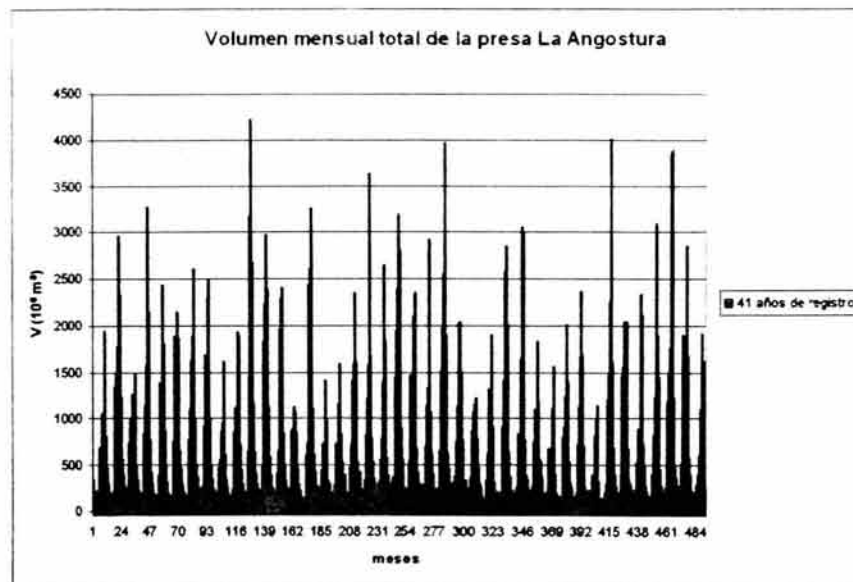


Figura 3.3 Serie periódica mensual histórica presa La Angostura

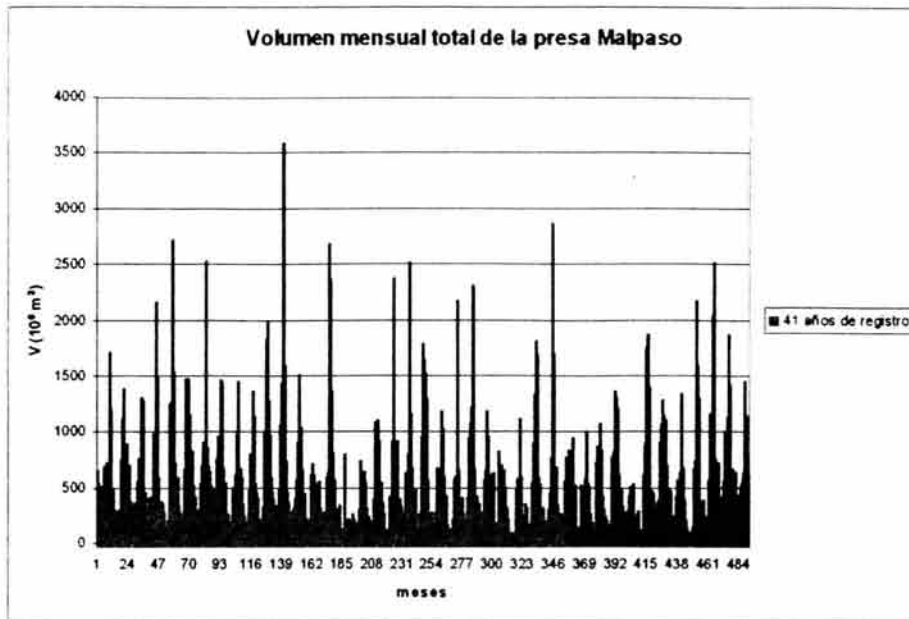


Figura 3.4 Serie periódica mensual histórica presa Malpaso

Para disminuir el problema de la baja correlación que da el método entre los meses de diciembre de un año a enero del año siguiente, se trabaja con años hidrológicos de mayo a abril, meses en los que la correlación es escasa debido a que se pasa de la época de estiaje a la de avenidas (Figuras 3.5 y 3.6).

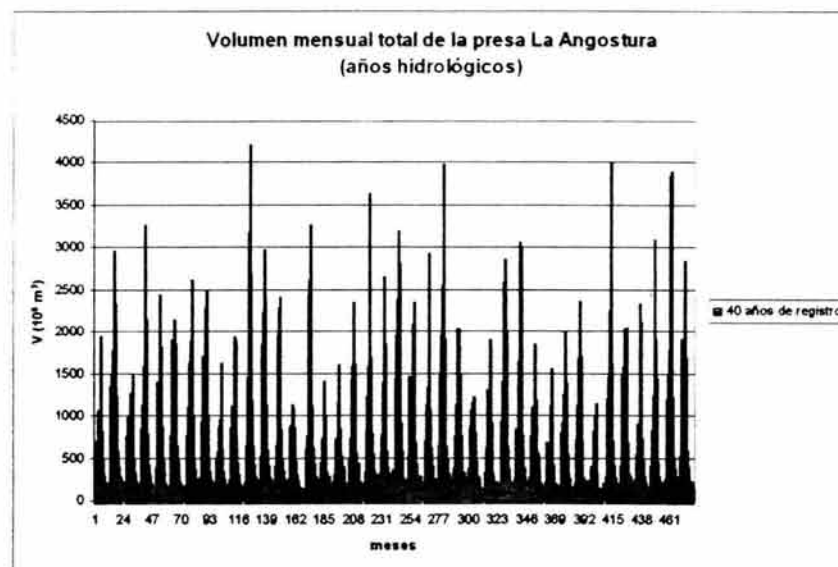


Figura 3.5 Serie periódica mensual histórica presa La Angostura, años hidrológicos (mayo a abril)

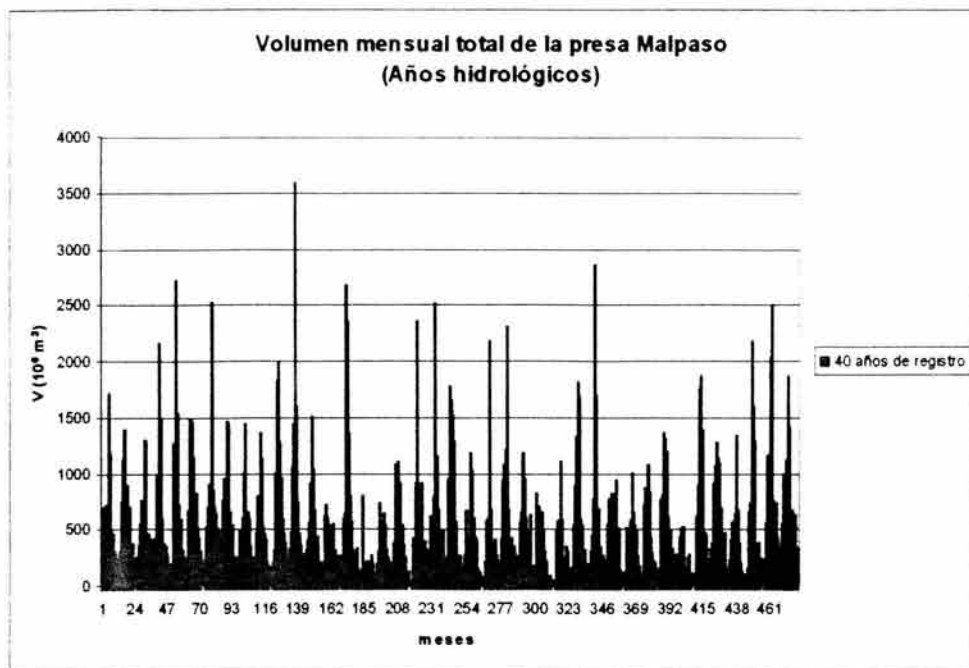


Figura 3.6 Serie periódica mensual histórica presa Malpaso, años hidrológicos (mayo a abril)

A partir de los registros anteriores se hace el cálculo del volumen total anual y las correspondientes fracciones de volumen que le corresponden a las presas; la ilustración gráfica de estos volúmenes se muestran en la Figura 3.7.

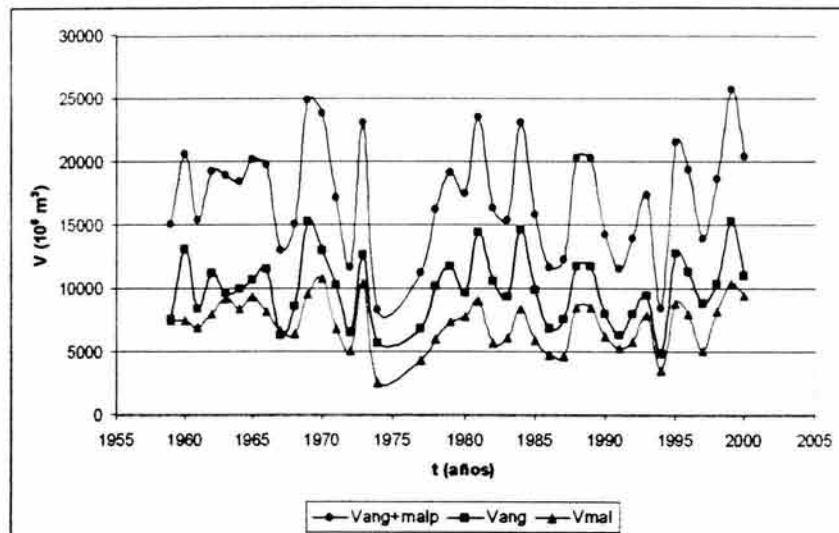


Figura 3.7 Volumen anual para cada presa y volumen de la suma de ambas

En la Figura 3.8 se ilustra el porcentaje del volumen total correspondiente a cada presa.

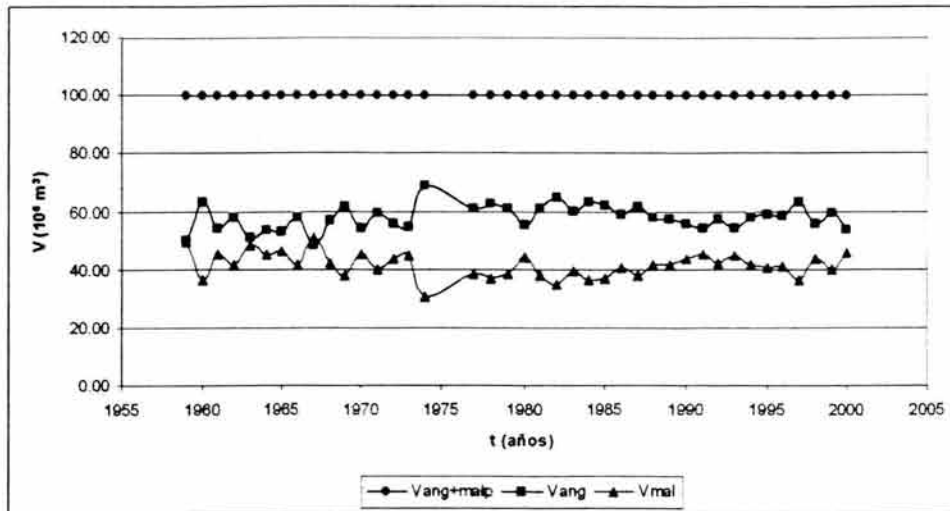


Figura 3.8 Porcentaje del volumen total anual para las presas La Angostura y Malpaso

También se requiere conocer los hidrogramas de cada serie histórica expresada como una fracción, en este caso para cada mes, con respecto al total; tales hidrogramas se muestran en las Figuras 3.9 y 3.10.

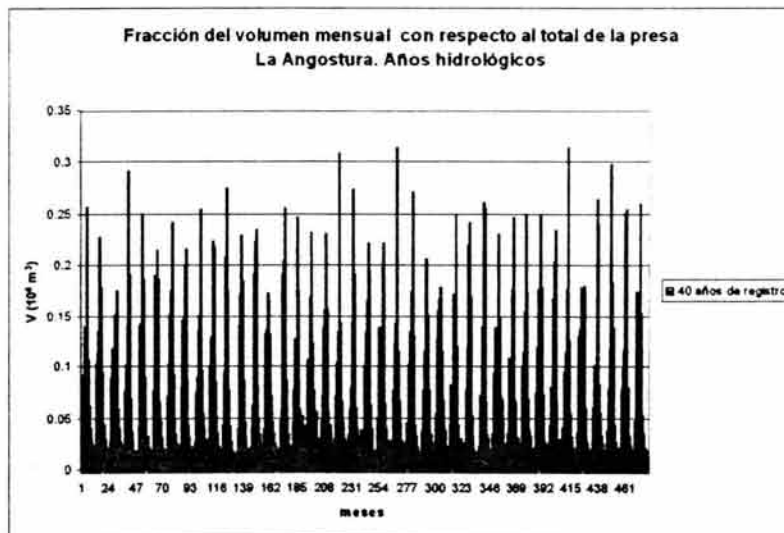


Figura 3.9 Fracciones de volumen mensual de la presa La Angostura

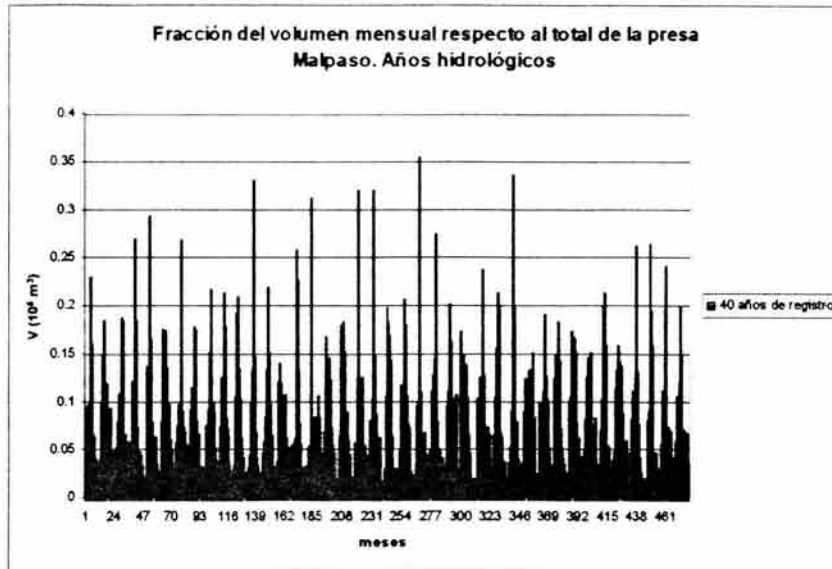


Figura 3.10 Fracciones de volumen mensual de la presa Malpaso

A continuación se presentan los pasos a seguir para la generación de 500 años de registro sintético de volúmenes mensuales por cuenca propia de las presas La Angostura y Malpaso.

a) Organización de la información

1.- Contar con los registros históricos de volúmenes mensuales, en millones de m^3 , de las presas La Angostura y Malpaso; para el estudio se tomaron en cuenta 41 años de registro, correspondientes al periodo de 1959 a 2001, faltando los años 1975 y 1976. Dichos valores se consignan en las Tablas A3.1 y A3.2 del Anexo 3.

2.- Se ordenan los registros históricos originales, para tomar en cuenta años hidrológicos con inicio en mayo y término en abril del año siguiente; en el ejemplo se decidió usar 40 años (de 1959 a 2000 sin 1975 y 1976) porque no se conocen los datos de enero a abril del 2002. (Tablas A3.3 y A3.4 del Anexo 3)

3.- Se determina el volumen total anual de cada año hidrológico de cada presa. (Tablas A3.3 y A3.4 del Anexo 3)

4.- Se calculan los estadísticos media, varianza, desviación estándar, coeficiente de asimetría, para cada mes y para los volúmenes anuales. (Al final de las Tablas A3.3 y A3.4 del Anexo 3)

5.- Se suman el volumen total anual de La Angostura más el volumen total anual de Malpaso. (Tabla A3.5 del Anexo 3) ; se verificó que no había autocorrelación

entre los volúmenes totales anuales porque los coeficientes r_k resultaron cercanos a cero.

6.- Se define el porcentaje del volumen que corresponde a La Angostura (respecto al volumen total anual) y el porcentaje de volumen correspondiente a Malpaso. (Tabla A3.5 del Anexo 3)

b) Generación de los volúmenes totales anuales

1.- Al volumen total anual se le hace un análisis estadístico (por ejemplo con el uso del programa AX de Jiménez, M. Para el CENAPRED), con el que se determina la función de distribución que proporciona el menor error estándar de ajuste; en el caso en estudio resultó la distribución Normal. (Tabla 3.2 y Figura 3.11)

Tabla 3.2 Resultados del ajuste a funciones de distribución del volumen total anual (años hidrológicos)

Resumen de errores cuadráticos				
Función	Momentos		Máxima verosimilitud	
	2p	3p	2p	3p
Normal	539.4			
Lognormal	993.3	2425.3	994.3	11743.5
Gumbel	1142.4		10012.5	
Exponencial	13584.3		11427.9	
Gamma	767.1	923.5	738.5	963.9
Doble Gumbel	1176.564			

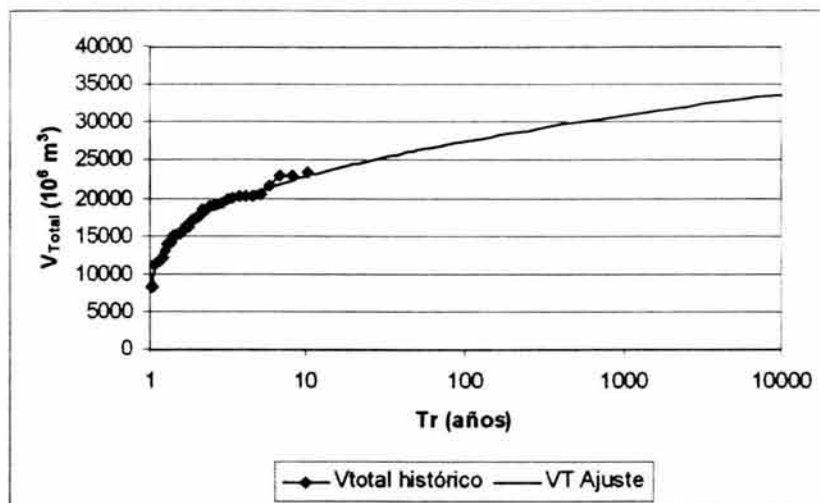


Figura 3.11 Resultados de la extrapolarción probabilística Distribución Normal

2.- Para generar en forma aleatoria los n valores de volumen total anual, se determinan números aleatorios con distribución uniforme, en el estudio se utilizó la función ALEATORIO() de EXCEL®; posteriormente se usaron las ecuaciones de Box-Muller (Ver Domínguez (2001)), las cuales generan números aleatorios con distribución normal estándar.

Tomando en cuenta que:

$$\zeta = \frac{V_t - \bar{V}_t}{s} \quad (3.14)$$

donde:

V_t es el volumen total anual en millones de m^3

\bar{V}_t es el volumen total anual promedio

s es la desviación estándar de los volúmenes anuales,

ζ es un número aleatorio con distribución Normal estándar

Se obtiene que el volumen total anual medio está dado por:

$$V_t = \zeta * s + \bar{V}_t \quad (3.15)$$

Se calculan los n valores del volumen total anual medio; en el estudio, se calcularon 500 valores.

c) Generación aleatoria de la distribución mensual para La Angostura y Malpaso

1.- Para la generación de la distribución se toma en cuenta que cada año hidrológico tiene la misma probabilidad de ser seleccionado por lo que tiene una distribución uniforme, de manera que la gráfica de la función de distribución acumulada corresponde a una línea recta

2.- Para efectuar un muestreo aleatorio con reemplazo (método de Monte Carlo), se generaron 500 números aleatorios con distribución uniforme.

3.- Para obtener un número entero con distribución uniforme comprendido en el intervalo entre 1 y 40 (el total de años hidrológicos considerados), se utilizaron las ecuaciones:

$$y = 40u + 0.9999$$
$$y_{entera} = TRUNCAR(y,0) \quad (3.16)$$

donde :

u es un número aleatorio con distribución uniforme en el intervalo $[0,1]$

y_{entera} es el número de orden correspondiente a un año hidrológico de registro.

4.- Para el estudio se elaboró el programa **añhi.bas**, el cual coloca a los años en forma aleatoria, así como el correspondiente porcentaje de volumen de cada presa; estos resultados los escribe en el archivo arch.res. El listado del programa **añhi.bas** se proporciona en el Anexo 4 de este documento.

5.- Se hace el producto del volumen total aleatorio calculado por el porcentaje de volumen aleatorio, con lo que se determina el volumen total anual sintético para cada presa.

6.- El programa **añhi.bas** normaliza los registros de los años hidrológicos dividiendo el volumen mensual entre el volumen total anual; posteriormente los coloca en la forma aleatoria obtenida en el paso 4 de este apartado y genera los archivos an.res y mn.res en los cuales se presentan los porcentajes de volumen para las presas La Angostura y Malpaso , respectivamente, para los años seleccionados aleatoriamente que están contenidos en el archivo arch.res.

7.- Finalmente las n muestras sintéticas se obtienen al multiplicar el registro normalizado aleatorio del paso anterior, por el volumen total anual sintético generado en el paso 2 del inciso b); esto se hace para cada presa. En el caso analizado, se generaron 500 años de registro sintético para cada presa a partir de 40 años hidrológicos de registro.

Análisis de los resultados

Con la finalidad de analizar el comportamiento del método, se calcularon los estadísticos por mes y del total anual de las muestras sintéticas, para compararlas con los estadísticos históricos; en general se observó que éstos se preservaron; teniendo la asimetría ligeras variaciones en la etapa del estiaje (Tablas 3.3 y 3.4). Estos estadísticos tienen su representación gráfica en las Figuras 3.12 a 3.17.

Tabla 3.3 Comparación de los estadísticos históricos con los sintéticos, La Angostura

Estadísticos históricos La Angostura (años hidrológicos)

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media	273.68	834.95	1127.61	1498.95	2363.03	1878.13	761.35	427.10	306.82	217.46	198.54	188.81
varianza	13219.52	125160.23	174571.20	393861.53	805384.66	477113.31	82051.50	12895.60	4609.78	2039.06	1865.91	2537.37
desvest	114.98	353.78	417.82	627.58	897.43	690.73	286.45	113.56	67.90	45.16	43.20	50.37
g	1.56	1.20	0.29	0.57	0.22	0.65	0.80	-0.43	-0.08	-0.24	-0.27	1.32

Estadísticos sintéticos La Angostura

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media	288.94	850.20	1150.15	1464.07	2357.55	1830.46	745.81	437.65	319.96	222.68	202.92	197.67
varianza	25006.59	158837.69	203122.22	302728.69	728337.26	441788.19	79438.81	23019.74	15382.24	5342.70	5328.36	8061.59
desvest	158.13	398.54	450.69	550.21	853.43	664.67	281.85	151.72	124.03	73.09	73.00	89.79
g	1.08	0.96	0.51	0.76	0.56	0.73	1.44	0.61	1.25	0.55	0.80	1.60

Diferencias La Angostura

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media	-15.27	-15.25	-22.54	34.88	5.48	47.67	15.54	-10.55	-13.15	-5.22	-4.38	-8.87
varianza	-11787.07	-33677.47	-28551.02	91132.84	77047.40	35325.11	2612.69	-10124.14	-10772.46	-3303.64	-3462.45	-5524.22
desvest	-43.16	-44.76	-32.87	77.38	44.01	26.06	4.60	-38.16	-56.13	-27.94	-29.80	-39.41
g	0.48	0.24	-0.21	-0.19	-0.35	-0.08	-0.64	-1.04	-1.33	-0.79	-1.07	-0.29

Tabla 3.4 Comparación de los estadísticos históricos con los sintéticos, Malpaso

Estadísticos históricos Malpaso (años hidrológicos)

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media	221.97	524.81	750.11	916.81	1479.53	1147.80	610.16	479.92	392.29	312.31	220.90	196.49
varianza	21979.86	49304.54	111845.48	226753.09	602089.10	268180.42	72691.03	34318.51	23218.87	13170.20	7748.43	8856.58
desvest	148.26	222.05	334.43	476.19	775.94	517.86	269.61	185.25	152.38	114.76	88.03	94.11
g	2.04	0.24	0.89	1.62	0.57	0.58	0.72	0.39	0.28	0.54	0.77	0.82

Estadísticos sintéticos Malpaso

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media=	239.20	537.88	744.90	883.39	1474.95	1121.04	616.85	499.97	393.07	324.70	226.88	190.82
varianza=	56300.87	81339.99	112153.57	162813.14	532320.26	278675.93	94138.95	69078.12	36932.39	24481.43	11340.41	10328.47
desvest=	237.28	285.20	334.89	403.50	729.60	527.90	306.82	262.83	192.18	156.47	106.49	101.63
g=	4.02	0.76	0.75	1.39	0.87	1.07	1.53	1.29	0.78	0.89	1.12	1.50

Diferencias Malpaso

	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril
media	-17.23	-13.07	5.22	33.42	4.58	26.76	-6.69	-20.05	-0.77	-12.38	-5.98	5.67
varianza	-34321.01	-32035.45	-308.09	63939.95	69768.84	-10495.52	-21447.92	-34759.61	-13713.52	-11311.22	-3591.98	-1471.90
desvest	-89.02	-63.16	-0.46	72.68	46.34	-10.04	-37.21	-77.57	-39.80	-41.70	-18.47	-7.52
g	-1.98	-0.52	0.13	0.22	-0.30	-0.49	-0.82	-0.90	-0.51	-0.35	-0.35	-0.68

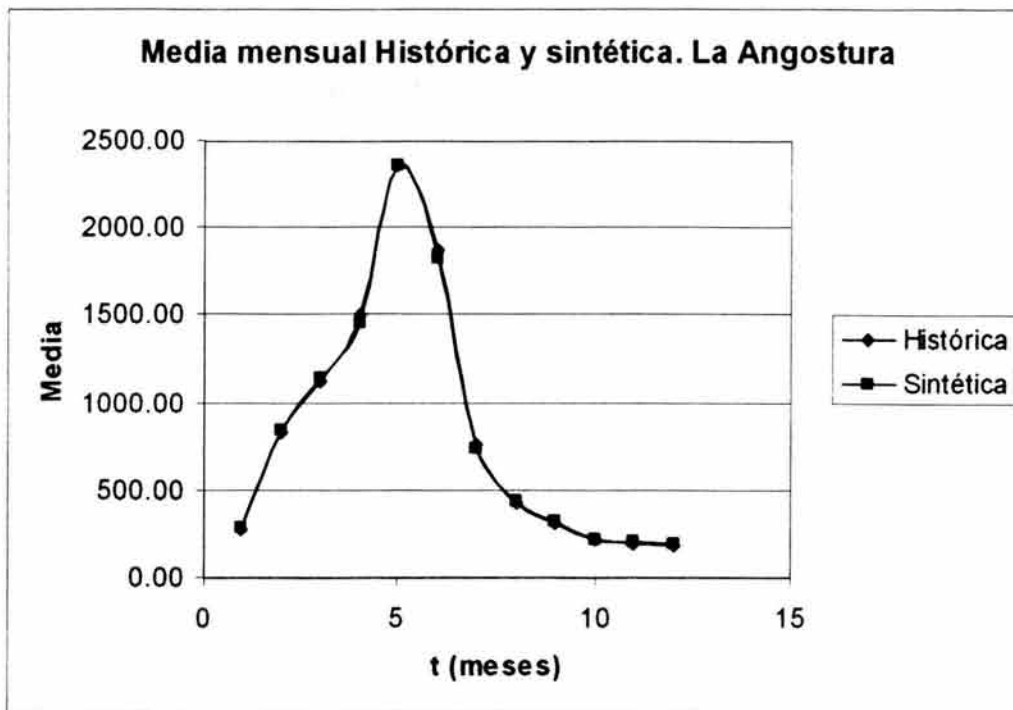


Figura 3.12 Comparación entre la media mensual histórica y sintética. La Angostura

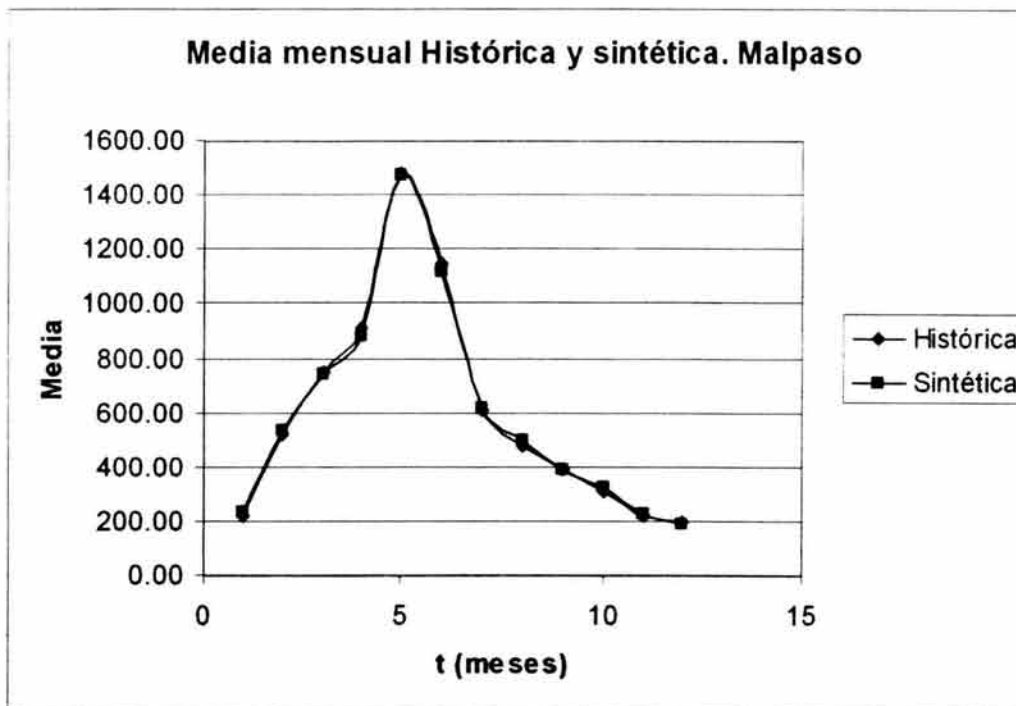


Figura 3.13 Comparación entre la media mensual histórica y sintética. Malpaso

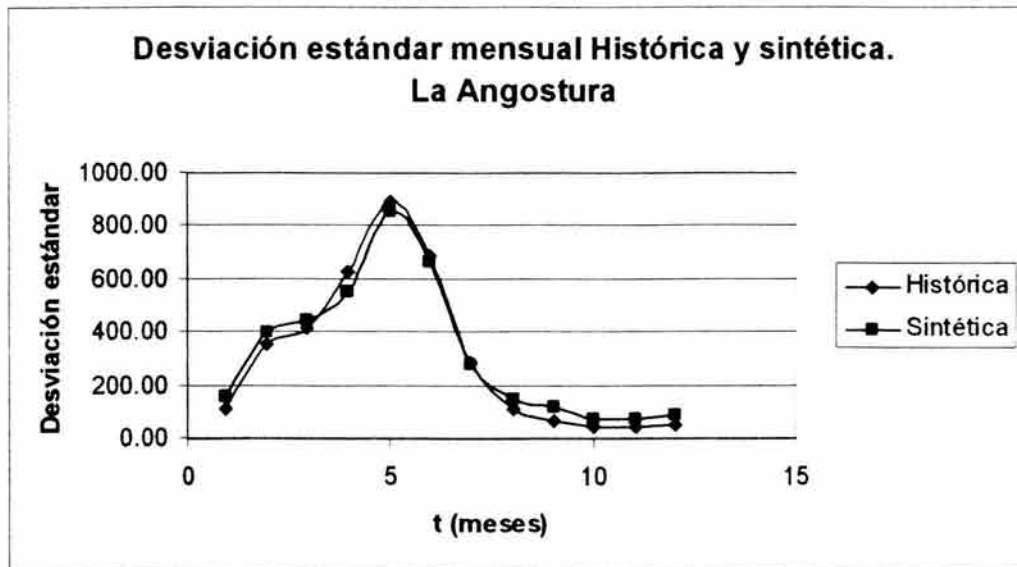


Figura 3.14 Comparación entre la desviación estándar mensual histórica y sintética. La Angostura

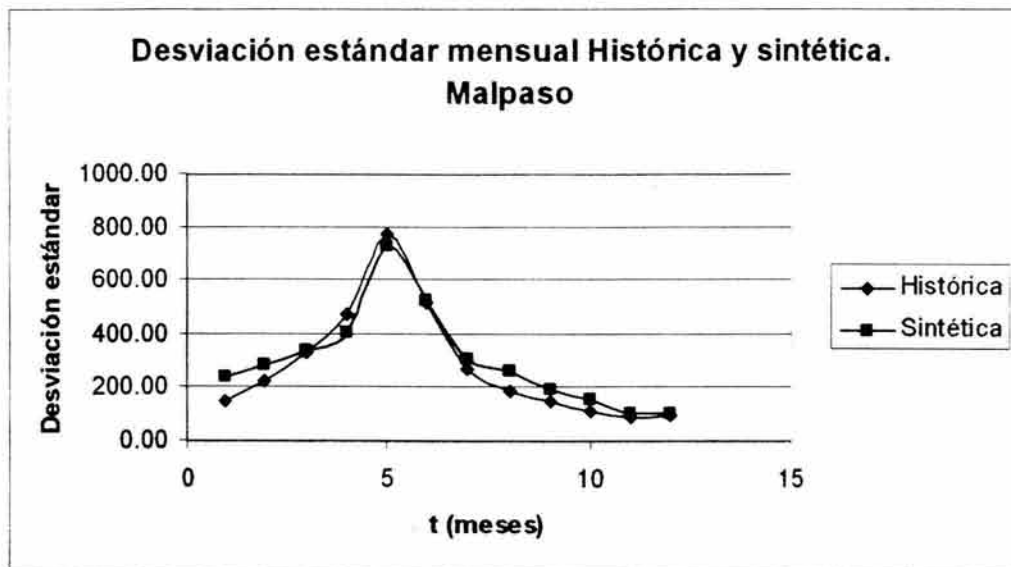


Figura 3.15 Comparación entre la desviación estándar mensual histórica y sintética. Malpaso

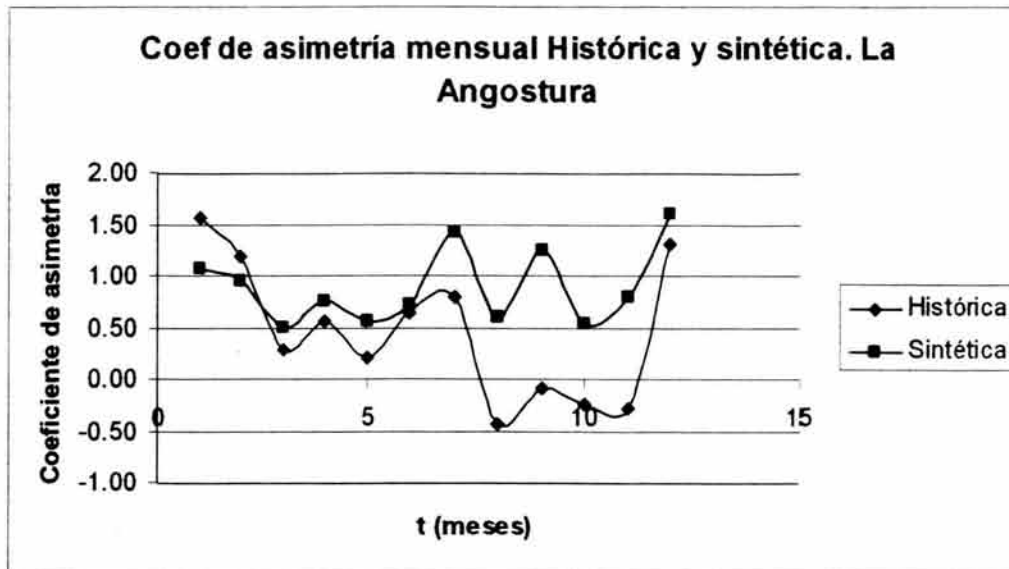


Figura 3.16 Comparación entre la asimetría mensual histórica y sintética. La Angostura

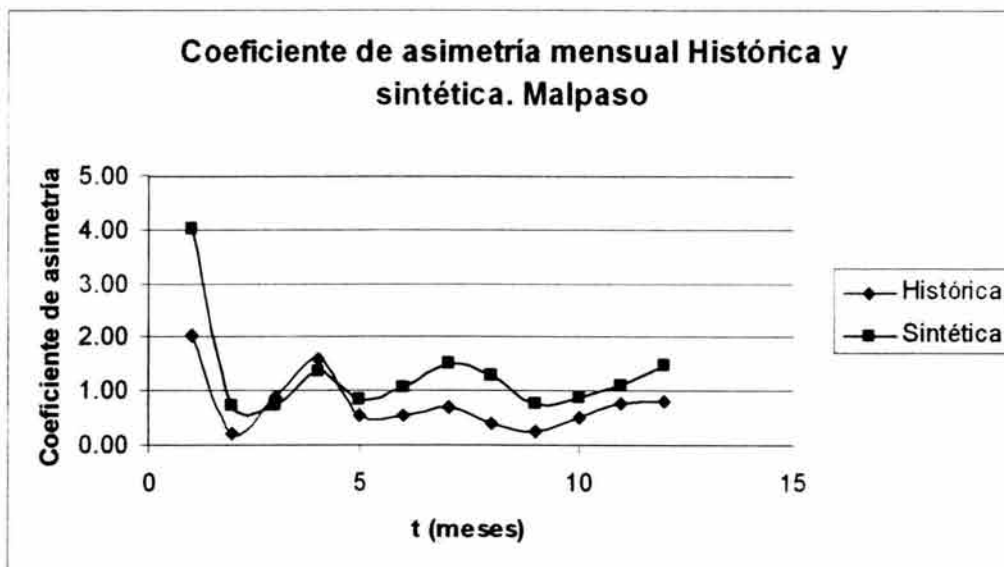


Figura 3.17 Comparación entre la asimetría mensual histórica y sintética. Malpaso

Se calcularon los coeficientes de correlación r_{xx} entre meses, para cada presa, tanto de la muestra histórica como de la sintética (es decir mayo-junio, junio-julio, julio-agosto,...,noviembre-diciembre, diciembre-enero, enero-febrero,..., marzo-abril, abril-mayo); así como las diferencias entre ellos; los resultados se muestran en la Tabla 3.5 y de manera gráfica en las Figuras 3.18 y 3.19.

Tabla 3.5 Coeficiente de correlación entre meses para cada presa

	Coeficiente r_{xx}					
	La Angostura			Malpaso		
	Histórica	Sintética	Diferencia	Histórica	Sintética	Diferencia
may-jun	0.79	0.87	-0.08	0.74	0.80	-0.06
jun-jul	0.64	0.74	-0.10	0.62	0.001	-0.11
jul-ago	0.73	0.71	0.02	0.58	0.52	0.07
ago-sep	0.84	0.79	0.05	0.65	0.47	0.18
sep-oct	0.73	0.68	0.06	0.63	0.55	0.08
oct-nov	0.78	0.77	0.01	0.73	0.78	-0.04
nov-dic	0.84	0.85	-0.01	0.46	0.71	-0.24
dic-ene	0.84	0.90	-0.06	0.55	0.72	-0.17
ene-feb	0.79	0.90	-0.11	0.48	0.70	-0.22
feb-mar	0.81	0.90	-0.08	0.70	0.78	-0.08
mar-abr	0.67	0.87	-0.21	0.83	0.84	-0.01
abr-may	0.53	0.27	0.26	0.61	0.07	0.53

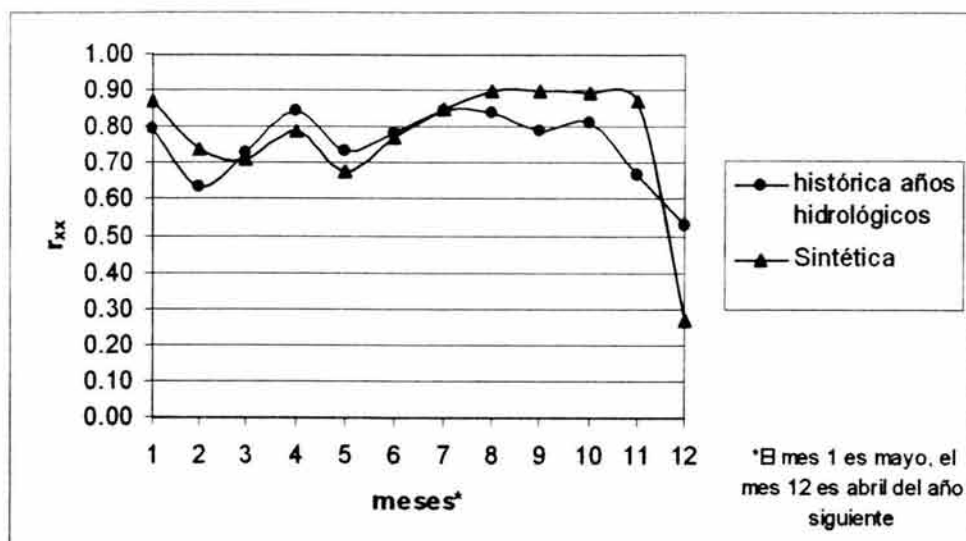


Figura 3.18 Coeficiente de correlación r_{xx} La Angostura 500 años de registro sintético

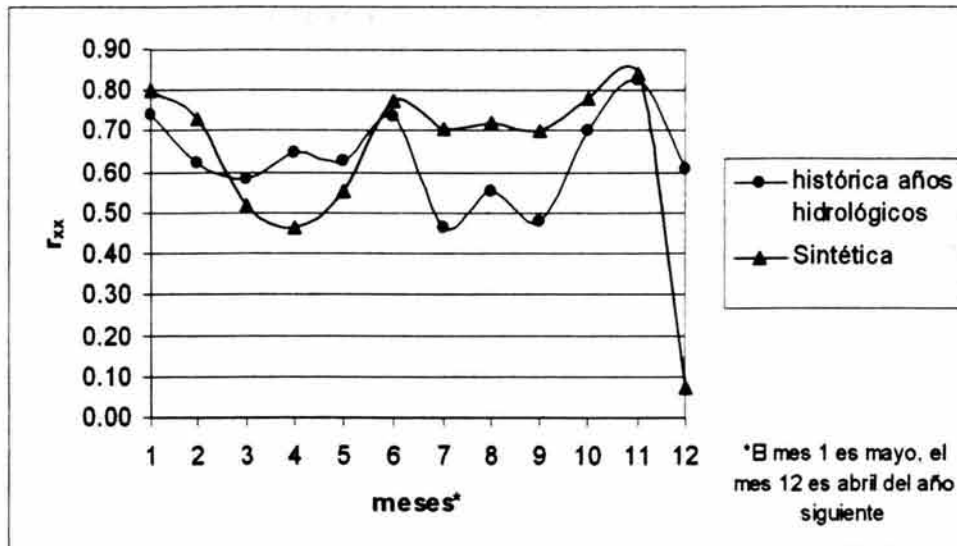


Figura 3.19 Coeficiente de correlación r_{xx} Malpaso 500 años de registro sintético

Se calcularon los coeficientes de correlación cruzada r_{xy} , entre cada mes para las dos presas, es decir $\text{mayo}_{\text{angos}}-\text{mayo}_{\text{malp}}$, $\text{junio}_{\text{angos}}-\text{junio}_{\text{malp}}$, ..., $\text{diciembre}_{\text{angos}}-\text{diciembre}_{\text{malp}}$, ..., $\text{abril}_{\text{angos}}-\text{abril}_{\text{malp}}$, $\text{anual}_{\text{angos}}-\text{anual}_{\text{malp}}$; así como sus diferencias tanto para el registro histórico como para el sintético. Los resultados, consignados en la Tabla 3.6 y en la Figura 3.20; muestran que, en general, hay buena concordancia entre los datos históricos y los sintéticos.

Tabla 3.6 Coeficientes de correlacion cruzada

	Coeficiente r_{xy}		
	La Angostura-Malpaso		
	Historica	Sintetica	Diferencia
may-may	0.63	0.72	-0.09
jun-jun	0.82	0.86	-0.04
jul-jul	0.91	0.87	0.03
ago-ago	0.90	0.86	0.05
sep-sep	0.86	0.81	0.05
oct-oct	0.85	0.84	0.01
nov-nov	0.88	0.90	-0.01
dic-dic	0.71	0.85	-0.14
ene-ene	0.46	0.65	-0.19
feb-feb	0.47	0.74	-0.28
mar-mar	0.54	0.76	-0.22
abr-abr	0.00	0.48	-0.48
anual-anual	0.90	0.90	0.00

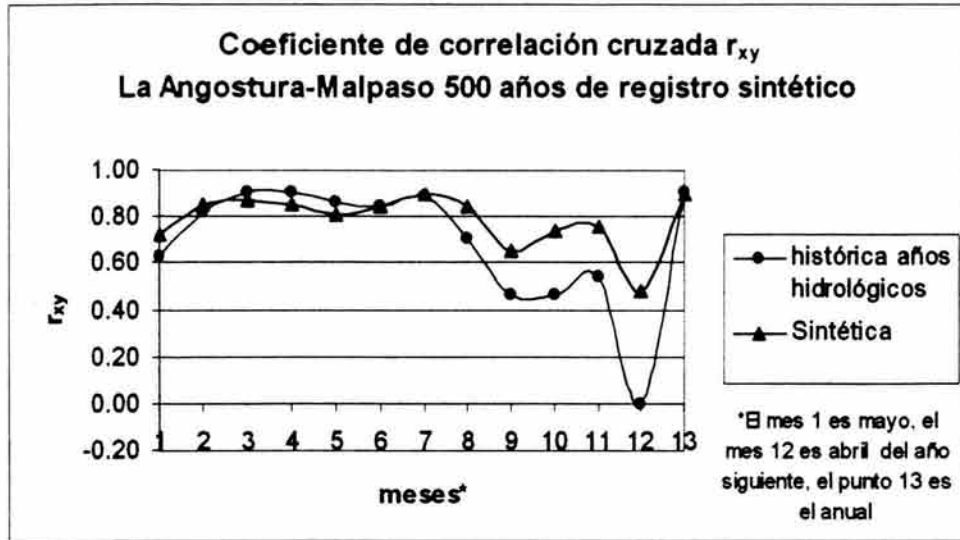


Figura 3.20 Coeficiente de correlación cruzada r_{xy}
La Angostura-Malpasso 500 años de registro sintético

Se realizó el ajuste para del volumen total de los 500 años sintéticos generados, el resumen de errores se consigna en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Resultados del ajuste a funciones de distribución del volumen total anual (500 años sintéticos)

Resumen de errores cuadráticos				
Función	Momentos		Máxima verosimilitud	
	2p	3p	2p	3p
Normal	297.484		297.484	
Lognormal	686.318	1218.325	969.414	3985.097
Gumbel	933.688			
Exponencial	1802.936		12723.993	
Gamma	456.073	525.69		
Doble Gumbel	994.919			

En este caso la función que presentó el menor error estándar de ajuste fue la distribución normal (error de 297.484).

En la Figura 3.21 se presentan la curva de ajuste a la distribución normal, así como los valores del volumen total histórico y del volumen total sintético generado.

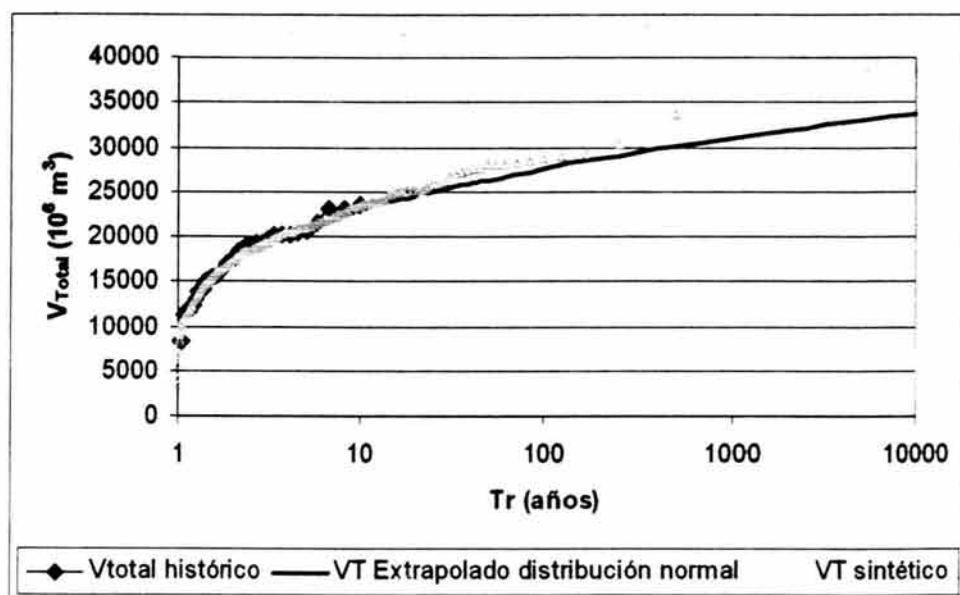


Figura 3.21 Comparación de los volúmenes totales históricos, sintéticos y extrapolados

En la Figura 3.21 se observa la semejanza entre los valores históricos y sintéticos.

De acuerdo con el análisis realizado se puede observar que el método expuesto permite generar muestras sintéticas periódicas que son estadísticamente similares a los registros originales, salvo ligeras variaciones en la asimetría durante el estiaje; pero en general se observó una buena concordancia entre los datos históricos y los sintéticos, no obstante la variabilidad en la correlación entre las series.

3.5 Referencias

1. Domínguez, M.R. Un Método de Generación de Muestras Sintéticas de Volúmenes Mensuales en un río. Tesis de Licenciatura, UNAM, 1971.
2. Domínguez M. R, Aprovechamientos Hidráulicos. Apuntes de clase. Instituto de Ingeniería. 2001.
3. Domínguez M, R., Fuentes M. G., Arganis J. M. L. Procedimiento Para Generar Muestras Sintéticas de Series Periódicas Mensuales a través del Método de Svanidze Modificado Aplicado a los Datos de las Presas La Angostura y Malpaso. Series Instituto de Ingeniería C1-19 . Agosto de 2001.

4. Jiménez, E.M., Eslava, M. H., Domínguez, M. R., Análisis de Series de Tiempo. Centro Nacional de Prevención de Desastres. Instituto de Ingeniería, UNAM, Enero de 1996.

5. Svanidze G.G., Mathematical Modeling of Hidrologic Series. Water Resources Publications. USA, 1980.

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO

4.1 Introducción

El Río Grijalva nace en los Altos Cuchumatanes, en Guatemala; en Chiapas (Figura 4.1) el cauce sigue una dirección sureste-noroeste, con sentido hacia el noroeste, a lo largo de la Depresión Central del mismo estado. Posteriormente atraviesa la Meseta Central por el Cañón del Sumidero, recorre las sierras del norte y desciende en la llanura tabasqueña (Figura 4.2) hasta unirse al río Usumacinta, desembocando juntos en el Golfo de México. La Cuenca del río Grijalva se localiza entre los meridianos $91^{\circ}30'$ y $94^{\circ}30'$ de longitud Oeste y los paralelos $14^{\circ}30'$ y 19° de latitud Norte.

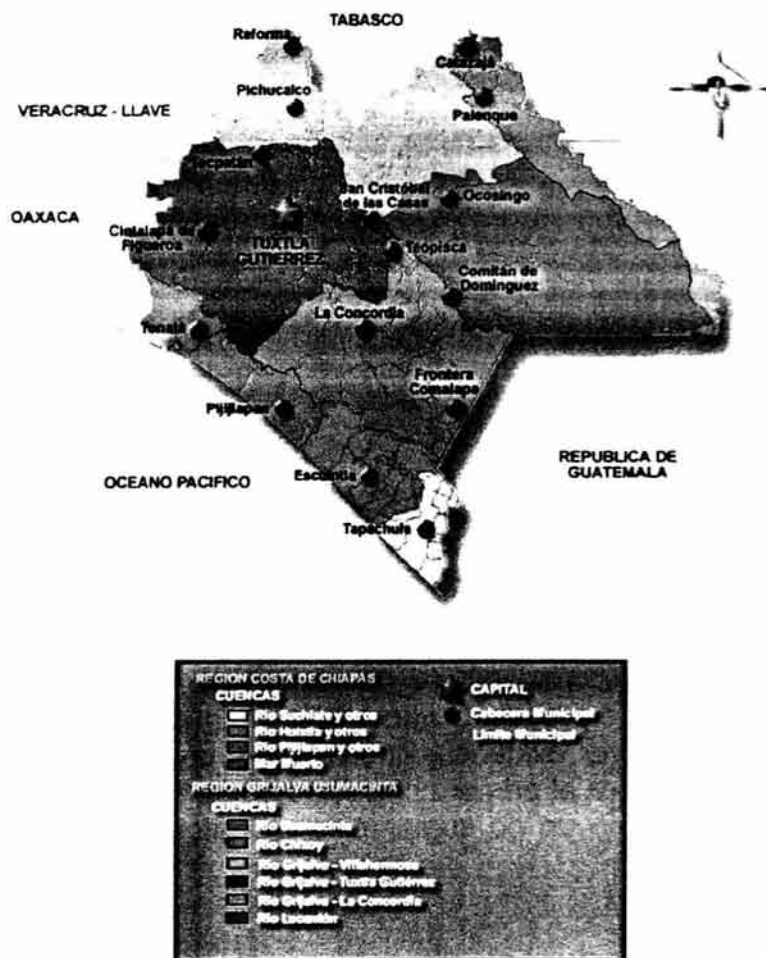


Figura 4.1 Cuencas del Estado de Chiapas, México

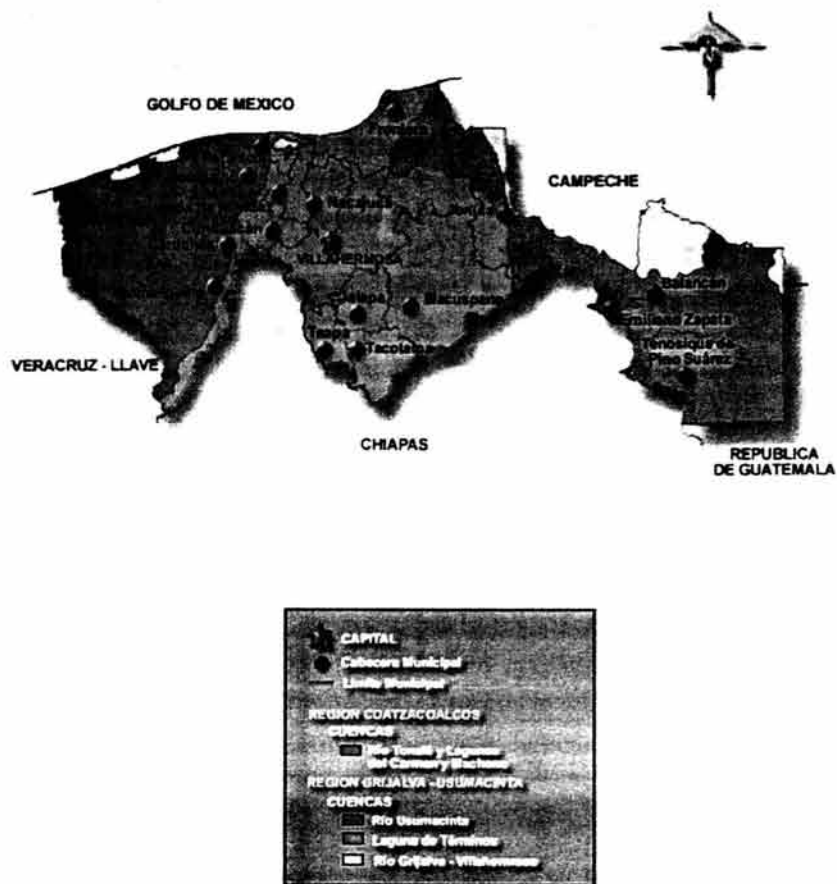


Figura 4.2 Cuencas del Estado de Tabasco, México

El Río Grijalva era extremadamente caudaloso, se desbordaba continuamente antes de la existencia de presas. Durante miles de años provocaba erosión en los lugares que pasaba, una evidencia geológica es el Cañón del Sumidero; esta corriente debe su nombre al primer conquistador que lo exploró, Juan de Grijalva; el cual lo describió como un río sumamente caudaloso y con algunas porciones intransitables.

Desde 1958 la Comisión Federal de Electricidad inició estudios para determinar el potencial hidroeléctrico de la cuenca del Río Grijalva y con ello aprovechar integralmente sus recursos; los resultados de dichos estudios junto con los de la Secretaría de Recursos Hidráulicos (hoy Comisión Nacional del Agua) permitieron la formulación del "Plan Integral del Río Grijalva" por parte de ambas dependencias.

Este sistema de presas que operan en cascada o en serie está formado por La Angostura (Belisario Domínguez), construida en el periodo de 1969 a 1975, Chicoasén (M. Moreno Torres), construida en el periodo de 1977 a 1983, Malpaso (Netzahualcoyotl), realizada de 1959 a 1964 y Peñitas (Angel Albino Corzo) cuya construcción finalizó en 1987 ; las primeras tres presas cambiaron de manera drástica el régimen del río, inundaron grandes áreas formando lagos artificiales, hicieron al río menos caudaloso y de mayor tirante; el beneficio obtenido estriba en que este sistema de presas es el más importante del país desde el punto de vista del aprovechamiento eléctrico; la Figura 4.3 a) y b) ilustra el perfil así como un croquis en planta del sistema hidroeléctrico del Grijalva.

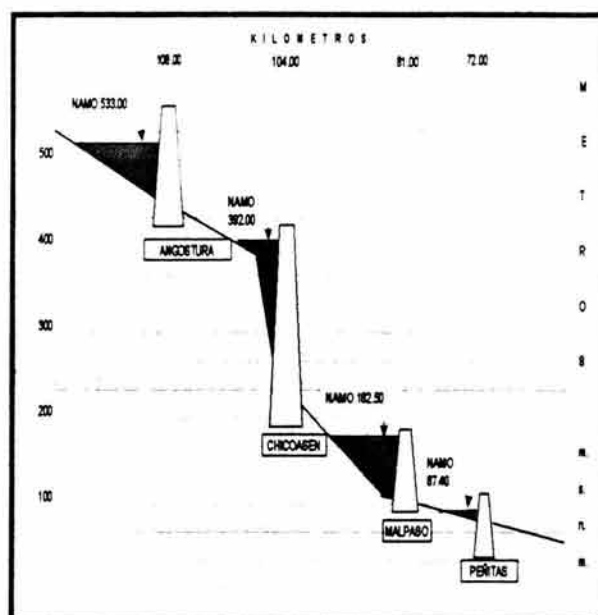


Figura 4.3 a) Perfil (croquis) del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva (Boletín de Presas, Hernández B.H.)



**Figura 4.3 b) Planta del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva.
(Gerencia Regional Frontera Sur, CNA)**

4.1.1 Datos generales de la presa La Angostura

Localización

Se ubica en la cuenca del río Grijalva, Chis., a 55 km de la población de Tuxtla Gutiérrez.

Hidrología

El Área de la cuenca es aproximadamente de 18099 km², el gasto medio anual de escurrimiento es de 318 m³/s, correspondientes a un volumen medio anual de 10028 millones de m³. El Gasto máximo registrado, hasta 1975, es de 3820 m³/s. La Precipitación promedio anual es de 1379 mm; La evaporación media anual neta en el vaso es de 55 millones de m³, con el agua a la elevación 523 msnm. La

temperatura en la estación Arco de Piedra (cercana a La Angostura) es de 28.8°C la máxima y de 20.6°C la mínima.

Embalse

Su embalse tiene una capacidad total aproximada de 18500 millones de m³, siendo el mayor del país; cuenta con una capacidad útil de 13169 millones de m³, nivel de aguas máximas ordinario (NAMO) 533 msnm, nivel de aguas mínimo de operación (NAMINO) 500 msnm.

Cortina

Se ubica a 55 km al sureste de la Ciudad de Tuxtla Gutiérrez, capital del Estado de Chiapas. Tiene una altura de 146.70 m de altura sobre el punto más bajo de la cimentación, la elevación de la corona es de 543 msnm, ancho de la corona 10 m, longitud de la corona 323.50 m, bordo libre 3.50 m, construida con enrocamientos obtenidos de las excavaciones de canales vertedores y de las obras a cielo abierto y subterráneas así como de grava y arena obtenidas de los aluviones del propio río, aguas abajo de la obra. El núcleo central impermeable está formado por arcilla compactada. El volumen total de la cortina es de 4.2 millones de m³.

Obra de toma

Cuenta con dos obras de toma, cada unidad dispone de una estructura de rejillas de 12 x 27 m, donde se capta el agua del embalse y se conduce a una turbina hidráulica por medio de un túnel de 8.7 m de diámetro y 320 m de longitud, en promedio. El flujo de cada túnel se controla con dos compuertas rodantes de acero, de diseño especial, que pueden cerrarse en 20 s en caso necesario. Aguas abajo de las compuertas se localiza el conducto a presión de 6.5 m de diámetro, cuyo revestimiento es de placa de acero de espesor variable, entre 29 y 44 mm.

Casa de máquinas

El aprovechamiento cuenta con dos casas de máquinas subterráneas, excavadas en la margen derecha del cañón. La casa de máquinas de la primera etapa tiene una longitud de 114 m y la de la segunda, 90 m. Ambas tienen 19 m de ancho y 46 m de altura. Cada conducto a presión alimenta a una turbina hidráulica tipo Francis, con potencia de 184 mil kW, la cual está acoplada al generador eléctrico de 191 mil KVA. El sistema cuenta en total con 5 turbinas de igual capacidad.

Cada generador está conectado a un transformador trifásico, alojado en un extremo de la casa de máquinas, el cual eleva la tensión de 13800 V a 400000 V.

La energía es conducida a la subestación por cables aislados a 400 kV, que se alojan en una lumbrera vertical de 125 m. En la subestación al aire libre, localizados arriba de las casas de máquinas, se encuentran los interruptores, transformadores, equipo de protección, medición y control necesarios. En la

subestación se originan cuatro líneas de transmisión, dos principales de 400 mil V y 50 km de longitud cada una, que conectan a la presa La Angostura con el Sistema Interconectado Nacional a través de Malpaso y de Chicoasén, y dos líneas de tensión de 115 mil V las cuales alimentan las zonas de Tuxtla Gutiérrez y Tapachula, Chis.

Vertedor de demasías

Para descargar los volúmenes excedentes de los escurrimientos extraordinarios, el aprovechamiento dispone de dos vertedores de demasías, en la margen izquierda; está formado por un canal abierto con estructura de control con longitud total promedio de 1.16 m y 25 m de ancho, revestido de concreto reforzado hasta el punto donde el chorro de agua descarga al aire con una velocidad superior a 37.5 m/s.

4.1.2 Datos generales de la presa Chicoasén

Localización

Se localiza aguas abajo de la presa La Angostura, a una distancia horizontal, entre ejes de cortina, de 104 km.

Embalse

Tiene una capacidad útil de 250.6 millones de m³ y un volumen para regular avenidas de 143.7 millones de m³, su nivel de aguas máximo de operación (NAMO) es de 394 msnm y su elevación al NAME es de 395 msnm.

Cortina

La cortina es de materiales graduados, tiene una altura máxima de 262 m a partir del punto más bajo de su cimentación. Los taludes fueron de 2:1 aguas abajo y de 2.1:1 aguas arriba. El núcleo central es simétrico y tiene aproximadamente 110 m de ancho en la base y 15 m en la corona, con un bordo libre de 10 m.

Obra de toma

Se encuentra 182 m aguas arriba de la casa de máquinas y a 112 m del eje de la cortina; cuenta con un canal de acceso y ocho tomas independientes. Los ocho conductos están diseñados en dos tramos, el primer tramo tiene una sección de transición de 14.83 m de longitud, que inicia en una sección de 6.7x 6.7 m y termina en una sección circular de 6.2 m de diámetro; el segundo tramo está constituido por un tubo de acero, el cual se inicia con 6.2 m de diámetro interior y termina con 4.78 m a la entrada del caracol de la turbina. El tubo de acero se instaló en un túnel excavado de mayor diámetro para confinar las inyecciones de concreto.

Casa de máquinas

Es subterránea, tiene la clave de su bóveda a una profundidad de 181 m, abajo del nivel del terreno natural. El eje de los grupos generadores se localiza a 70 m aguas abajo del eje de la cortina. La caverna tiene 199 m de longitud, 20.5 m de ancho y 43 m de altura. La obra civil se construyó para poder alojar hasta ocho grupos turbina generador. La obra electromecánica se construyó en dos etapas, en la primera se instalaron cinco grupos, formados por una turbina tipo Francis, eje vertical, 416 000 CV (W) con 173 m de carga y potencia de 445 000 CV con 185 m de carga. La turbina está acoplada a un generador de 345000 KVA a 80°C. Cuenta con ventilación y acondicionamiento de aire en la sala de tableros. Para su acceso se cuenta con un túnel de 800 m de longitud aproximadamente, de sección portal de 8.45 x 9.40 m. La galería de transformadores es paralela a la casa de máquinas, con su eje a 40 m aguas abajo del de las unidades. Tiene sección portal de 202 m de longitud, 11.5 m de ancho y 13.90 m de altura. En esta galería se alojan cinco bancos de transformadores de 350000 kVA cada uno, 20400 KV, conectados a alternadores a través de cinco túneles de 20 m de longitud, por medio de barras aisladas de 20 kV; la conexión con la subestación se hace por medio de cables aislados a 400 kV, en aceite, que salen por cinco lumbreras de 1.80 m de diámetro y 180 m de altura.

Cámaras de oscilación

Su eje se localiza a 42 m aguas abajo del de la cortina y a 69.45 m del eje de la casa de máquinas. Se construyeron dos pozos de oscilación, una para cinco turbinas y otra para tres. La primera cámara es de orificio restringido de 16.5 m de ancho por 108 m de longitud, con un orificio equivalente a 360 m². La segunda es de 16.5 m de ancho por 64 m de longitud, con un orificio equivalente a 200 m².

4.1.3 Datos generales de la presa Malpaso

Localización

Se ubica en el municipio de Tecpactán del Estado de Chiapas, en un estrechamiento del río Grijalva llamado raudales de Malpaso, a 2.5 km aguas abajo de la confluencia de los ríos La Venta y Grijalva; la distancia horizontal entre ejes de la cortina de Chicoasén y de Malpaso es aproximadamente 81 km; Malpaso se localiza aproximadamente a 125 km al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tab.

Embalse

Tiene un área aproximada de 230 millones de m² a la elevación 163.69 msnm, correspondiente a la cresta del vertedor. Tiene una capacidad útil de 9600 millones de m³, con una carga al NAMO de 98 m. El escurrimiento medio anual que se tiene hasta la presa Malpaso es aproximadamente e 546.51 m³/s.

Cortina

La cortina está formada por cinco zonas, el corazón impermeable , un filtro de arena y grava, material de transición de arena y grava, respaldo permeable, de fragmentos de roca y roca selecta para protección contra el oleaje y la erosión. La altura máxima de la cortina sobre el desplante es de 138 m; la longitud por la corona es de 478 m, ancho de corona de 10 m y ancho de la base de 485 m. Tiene un bordo libre de 5.40 m.

Obra de toma

Está ubicada en la margen derecha, está formada por seis tuberías a presión de 7 m de diámetro y fuerte pendiente en túneles perforados en la ladera de dicha margen, las cuales alimentan la planta hidroeléctrica constituida por turbogeneradores alojados en la casa de máquinas subterránea. Lo obra de toma cuenta con rejillas de protección así como compuertas de emergencia e inspección. Para la ventilación de la casa de máquinas se construyeron seis lumbreras aguas arriba de ésta.

Casa de máquinas

Es subterránea, tiene varios pisos de concreto reforzado, está alojada en una caverna, excavada en roca, de 20 m de ancho por 161 m de largo y 30 m de alto, está revestida en concreto. Se construyó para albergar seis unidades turbo generadores de 180000 kW cada una, con una capacidad total instalada de 1080000 kW.

Pozos de oscilación

Están localizados aguas debajo de la casa de máquinas, uno sobre cada túnel de desfogue, con sección transversal elíptica de 10 x 14 m y altura de 30 m, excavados en roca y revestidos de concreto. Una galería de 14 m de ancho y 7.50 m de alto comunica la parte superior de los pozos.

Vertedores de servicio y de emergencia

El vertedor de servicio se localiza entre el empotramiento izquierdo de la cortina y el vertedor de emergencia. Es una estructura de concreto, formada por un cimacio vertedor, con tres compuertas radiales de 15 x 15 m, que cuando están cerradas se apoyan sobre el cimacio y quedan alojadas entre pilas y muros extremos desplantados sobre el mismo. Descarga a una rápida de sección trapecial, con eje recto, la cual termina en un tanque amortiguador. Sobre las pilas y muros se apoyan los puentes de operación y de acceso. La longitud de la cresta es de 45 m, tiene una capacidad máxima de descarga de 11100 m³/s. Esta estructura fue diseñada para regularizar la avenida máxima ordinaria, estimada en 8500 m³/s , a un gasto de 3500 m³/s.

El vertedor de emergencia se aloja en la ladera izquierda, inmediato al vertedor de servicio. Es una estructura de concreto formada por un cimacio vertedor en que están desplantados pilas y muros que alojan en sus vanos cuatro compuertas radiales de 15 m de ancho por 18.70 m de alto, para el control de extracciones. El vertedor descarga en un canal de sección trapecial, cuya vista en planta es curva y que termina en un deflector el cual arroja el agua al cauce del río. En la estructura se tienen puentes de operación y acceso que se apoyan en sus pilas y muros. Este vertedor sólo funciona cuando se presenten avenidas superiores a la máxima ordinaria, fue diseñado para trabajar en combinación con el vertedor de servicio con una avenida máxima de 20000 m³/s. La longitud de cresta es de 10 m, la capacidad máxima de descarga es de 10650 m³/s,

4.1.4 Datos generales de la presa Peñitas

Se localiza aguas debajo de la presa Malpaso, aproximadamente la distancia entre ejes de cortina es de 72 km.

La capacidad útil de la presa Peñitas es de 130 millones de m³; el nivel de aguas máximo de operación NAMO está a los 87.4 msnm, el nivel mínimo de operación NAMINO está a los 85 msnm y su nivel medio desfogue está a 53 msnm, el nivel de aguas máximo extraordinario NAME se ubica a los 99 msnm. El máximo volumen mensual turbinable es de 3784 millones de m³. Tiene una capacidad instalada de 500 MW.

En la Tabla 4.1 se consigna un resumen de los datos generales (actuales) de las presas del Grijalva.

Tabla 4.1 Datos generales de las presas del río Grijalva

Dato	unidad	Presa			
		La Angostura	Chicoasén	Malpaso	Peñitas
Hidrología					
Area de la cuenca	km ²	18099	7940	33740	35701
Gasto medio anual	m ³ /s	318.24	376.8	546.51	114.59
Gasto máximo registrado	m ³ /s	3820	6 214	7200	5650
Precipitación media anual (Chiapas)	mm	1923*			
Evaporación	10 ⁶ m ³	10.27	0.27	1.17	0.28
Embalse					
		media diaria 1999	*media diaria 1997		
Elev al NAMINO	msnm	500	380	144	85
Elev al NAMO	msnm	533	394	182.5	87.4
Elev al NAME	msnm	539.5	395	188	93.5
Volumen al NAMINO	10 ⁶ m ³	2379.53	1169.19	3055.7	960.99
Volumen al NAMO (Cap útil)	10 ⁶ m ³	13169.63	250.61	9317.39	1091.07
Volumen al NAME	10 ⁶ m ³	17356.9	273.9	11000.59	1484.5
Capacidad total	10 ⁶ m ³	19736	1443	14058	1485
Elev al nivel med de desfogue	msnm	421.5	203	84.5	53
Planta hidroeléctrica					
No. Turbinas		5	5	6	2
Carga de diseño	m	94	191	95	34.4
Máximo volumen mensual turbinable	10 ⁶ m ³	3074.76	2452.42	3784	3784
Gasto de diseño(del total de turbinas)	m ³ /s	1170	933	1440	1440
Cortina					
Altura máxima	m	146.70	245	137.50	45
Elevación de la corona	msnm	543	405	192	98
Ancho de la corona	m	10	25	10	8
Longitud de la corona	m	324	584	478	750
Bordo libre	m	3.50	10.00	4.00	4.50
Volumen total de la cortina	10 ⁶ m ³	4.19	14.51	5.08	1.99
Impermeable (arcilla)	10 ⁶ m ³	0.56	2.07	0.68	0.34
Transición	x10 ⁶ m ³	grava-arena 1.73	roca-grava-arena 71	rezaga 0.33	grava-arena 0.45
Enrocamiento	x10 ⁶ m ³		grava-arena 0.73	arena 0.12	0.17
Filtro	10 ⁶ m ³	1.9	9.00	3.95	0.12
Vertedor					
Longitud total de la cresta	m	50	76		116
Elevación de la cresta	msnm	519.60	373		76.50
Avenida de diseño	m ³ /s	23 000	17 400		22 877
Capacidad máxima de descarga	m ³ /s	6 900	15 000		18 700

* Arellano Monterrosas, J.L.. CNA. Simposio 4 Manejo Integral de Cuencas Hidrológica. IX CONGRESO NACIONAL DE IRRIGACIÓN

**media anual 1999

***media anual 1997

4.2 La necesidad de la optimación y de la simulación en la búsqueda de políticas de operación del Sistema del río Grijalva

Actualmente se sabe que de este sistema las presas con mayor capacidad de regulación son La Angostura y Malpaso, que cuentan con una capacidad útil de 13169 y 9600 millones de m³ respectivamente; en los años 1993, 1998, 2000 y 2001 se realizaron estudios en la búsqueda de políticas de operación óptima [Domínguez et al, 2000, 2001]. Dichas políticas son las que permiten la generación de mayor energía eléctrica y el menor volumen de derrames por el vertedor, debido a que si sobrepasan la capacidad del cauce aguas abajo ocurrirían graves inundaciones en la planicie del estado de Tabasco.

Una política de operación (o de extracción) se entiende como la regla que indica los volúmenes de agua que deben extraerse en un futuro próximo (un mes, quince días, etc.) tomando en cuenta el estado presente del sistema, el cual se define en términos de variables medibles, principalmente el volumen almacenado en la presa y la época del año.

Este es un problema donde deben aplicarse técnicas de investigación de operaciones o técnicas de optimación; un método que se adapta a las características del problema es la programación dinámica estocástica, cuyo precursor es Richard E. Bellman (1957), con la programación dinámica. El principio de optimación de Bellman establece que no importa cual sea el estado inicial o la etapa inicial de un proceso secuencial de decisiones, las decisiones restantes deben corresponder a una política óptima con respecto al estado que resulta de la primera decisión.

Otra de las técnicas de investigación de operaciones que ayuda en la solución del problema es la simulación; este procedimiento intenta representar las operaciones de los procesos y sistemas reales de manera numérica para su análisis y estudio, a diferencia de la optimación, en la se hacen simplificaciones al problema; por ejemplo, no toma en cuenta la evaporación en la ecuación de continuidad; en la simulación en cambio se pueden añadir todas las variables que participan en el proceso.

Si además se generan muestras sintéticas que conserven las características estadísticas del registro histórico, para posteriormente utilizarlas en la simulación, se pueden hacer predicciones del comportamiento del sistema en el largo plazo.

4.3 Estudios previos

En 1993 se analizaron dos de los principales aspectos hidrológicos relacionados con el funcionamiento del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva (Domínguez y Mendoza (1993)); el primero se refirió al aprovechamiento del volumen útil de las presas para generar energía eléctrica y el segundo correspondió al uso del conjunto vertedor-volumen disponible para la regulación de avenidas, para garantizar la seguridad de las presas, evitando alcanzar el nivel de aguas máximo extraordinario (NAME) y disminuir los gastos máximos de descarga aguas abajo.

Se procuró hacer un análisis integral del sistema de presas tomando en cuenta estudios previos, información actualizada y modelos de investigación recientes.

En el estudio de 1993 se planteó el problema de determinar políticas de operación mensual del sistema de presas que hicieran máxima una función objetivo que tomara en cuenta la generación de energía a largo plazo y que procurara evitar los derrames y los déficits.

La función objetivo tiene la forma:

$$B = b - C_{def} * DEF - C_{derr} * DERR \quad (4.1)$$

donde:

B es el beneficio en un mes cualquiera

$b = 100 + \alpha \left[\frac{E_{gen}}{E_{dem}} - 1 \right]$ si la energía generada (E_{gen}) es menor que la energía demandada (E_{dem}); en caso contrario, se hace $b = 100 + \beta \left[\frac{E_{gen}}{E_{dem}} - 1 \right]$

$\alpha=20$, $\beta=150$, constantes consideradas para las presas del río Grijalva

C_{def} y C_{derr} son coeficientes constantes que se consideran para reducir (o penalizar) el beneficio B debido a la ocurrencia de un déficit o de un derrame.

DEF magnitud del déficit

$DERR$ magnitud del derrame

Consideraciones para el análisis:

1. El modelo de optimación sólo se aplicó a las presas La Angostura y Malpaso, debido a que el volumen útil de Chicoasén y Peñitas es muy pequeño comparado con las primeras además de que el intervalo de análisis para la operación a largo plazo (un mes) implica el manejo de volúmenes de ingreso a las presas y de extracción por las turbinas significativamente mayores que su volumen útil. Para fines prácticos Angostura actúa como almacenamiento para Chicoasén y Malpaso para Peñitas, de manera que la política de operación de las dos presas pequeñas queda sujeta a tratar de turbinar los volúmenes de ingreso sin modificar el nivel del agua en el vaso y tomar en cuenta el manejo de las compuertas del vertedor.
2. Primero se definió una política de operación para la presa La Angostura, tomando en cuenta el volumen de almacenamiento disponible en cada presa y su ubicación en el sistema. Posteriormente los ingresos a Malpaso se determinaron sumando las aportaciones por cuenca propia y las descargas obtenidas al simular la operación de Angostura. Es decir se analizaron por separado, pero tomando en cuenta los efectos aguas abajo debido a la presencia de una presa aguas arriba.

Para definir la política de operación mensual óptima para la presa La Angostura se realizó lo siguiente:

1. Se identificaron sus características generales: elevación inicial en el vaso, volumen de almacenamiento inicial, potencia instalada, gasto de diseño, carga bruta de diseño, máximo volumen mensual turbinable, constante k de la expresión $P=kQH$; elevaciones capacidades para distintos valores del NAMO Y NAMINO, lámina de evaporación neta, elevación media de desfogue, de enero a diciembre; curva elevaciones-volúmenes almacenados, curva elevaciones-áreas.
2. Teniendo como dato los volúmenes de ingreso, que en este caso representan a la variable aleatoria, se agruparon algunos meses del año para formar grupos homogéneos respecto a la media y a la desviación estándar (del mismo orden de magnitud).
3. Se estableció un incremento de volumen constante ΔV , tomando en cuenta la magnitud de los escurrimientos históricos para cada grupo de meses y el volumen útil de la presa; definiéndose el número de intervalos desde 1 hasta NS .
4. Se construyeron histogramas de frecuencias relativas para cada grupo de meses.
5. Se utilizó el programa de optimación ANU (cuya descripción se detalla en Domínguez y Mendoza (1993)), con el que se define el volumen de agua que debe extraerse cada mes del año, en función del almacenamiento que se tenga

al inicio del mes, de manera que se obtenga el máximo beneficio a largo plazo, cumpliendo con las restricciones de capacidad de la presa y del gasto máximo turbinable. Para el cálculo del beneficio mensual definido en la ecuación (4.1) se consideró una demanda mensual de energía de 190 GWh y un valor de 1000 para los coeficientes de déficit y de derrame (C_{def} y C_{derr}).

Para el caso de la presa Malpaso, los pasos que se realizaron fueron:

1. Definir características generales: elevación inicial en el vaso, volumen almacenado inicial, potencia instalada, gasto de diseño, carga bruta de diseño, máximo volumen mensual turbinable, valor de k en la ecuación $P=kQH$; elevaciones capacidades para diferentes valores del NAMO y del NAMINO, demanda propuesta, lámina de evaporación neta, elevación media de desfogue e ingresos por cuenca propia, datos de enero a diciembre; curva elevaciones-volumenes de almacenamiento, curva elevaciones-áreas.
2. Se estimaron los ingresos totales como la suma de los ingresos por cuenca propia más el volumen descargado por La Angostura. Los ingresos por cuenca propia se calcularon restándole a las entradas al sitio de Malpaso, las salidas de la presa La Angostura o, cuando ésta no operaba, los escurrimientos correspondientes a la estación La Angostura. Las descargas mensuales que tendría La Angostura se determinaron a partir de la simulación de la política óptima antes calculada.
3. Se formaron grupos homogéneos de meses del año, con medias y desviaciones estándar similares
4. Tomando en cuenta la magnitud de los escurrimientos por grupo y el volumen útil de la presa, se estableció un incremento constante en el volumen ΔV .
5. Se construyeron histogramas de frecuencias relativas para cada grupo de meses.
6. Tomando en cuenta el número de intervalos de volumen desde 1 hasta NS se corrió el programa de optimación para buscar la política que, satisfaciendo las restricciones de capacidad de la presa y el gasto máximo de descarga por las turbinas, permitiera satisfacer una función objetivo con las siguientes características:
 - 6.1. Se procura entregar 300 GWh/mes.
 - 6.2. Si se entrega dicha energía se considera un beneficio $b = 100$ en el mes correspondiente.
 - 6.3. Si son más de 300 GWh generados, el beneficio se calcula como $b = 100(1 + 0.2 \frac{\Delta E}{300})$, donde ΔE es la energía generada por arriba de 300 GWh.

-
- 6.4. Si, se generan menos de 300 GWh se aplica un castigo, calculando el beneficio como: $b = 100(1 - 1.5 \frac{\Delta E}{300})$, donde ΔE es la energía generada por abajo de 300 GWh.
- 6.5. Se establece un castigo C_{derr} por cada unidad de volumen derramada y otro C_{def} por cada unidad de volumen prometida y no entregada (esto último puede ocurrir cuando el nivel del agua baja hasta el NAMINO).

En diversas reuniones entre personal de la Gerencia Estatal de Tabasco, Comisión Nacional del Agua y de investigadores del Instituto de Ingeniería de la UNAM, se comentó la posibilidad de limitar las descargas en la presa Peñitas (y por lo tanto de Malpaso), debido a que durante el estiaje se descargaban gastos mayores que los que se acostumbraban antes de la construcción de estas presas. Por lo anterior y con objeto de analizar los efectos de una operación restringida, se realizaron nuevas corridas tanto del programa de optimación como de simulación.

Los cálculos del programa de optimación del estudio de 1993, proporcionaron como resultado el gasto de extracción recomendado en cada mes, en función del nivel en el vaso el primer día del mes en cuestión, los gastos recomendados como mínimos (para la presa vacía) y máximo (para la presa llena). Dichos resultados son una primera aproximación de la forma en que las restricciones planteadas limitan realmente las posibilidades de generación de energía.

Posteriormente, en dicho estudio de 1993, se realizaron simulaciones de los 31 años de registro disponible suponiendo que se aplicaran las políticas recomendadas en cada caso; los resultados mostraron que restricciones excesivas en los gastos medios mensuales permisibles repercuten en una disminución considerable de la energía generada y además al restringirse las descargas por la obra de toma implica mayores derrames por el vertedor lo cual se refleja en inundaciones de mayor magnitud.

En el estudio de 1993 también se hicieron pruebas midiendo las elevaciones en el nivel del agua en el río Grijalva aguas debajo de Peñitas, para distintos gasto de descarga por las turbinas. Las conclusiones obtenidas de estas pruebas fueron de que inclusive para descargas máximas de las turbinas, los daños ocasionados aguas abajo no se deben atribuir a las descargas por la obra de toma, pero sí es conveniente, particularmente en descargas mayores de 1000 m³/s, programarlas dando aviso oportuno a la Comisión Nacional del Agua.

Dentro de esta búsqueda de políticas de operación óptimas, también se estudió la posibilidad de que la presa La Angostura apoyara a Malpaso, en el sentido de disminuir sus descargas cuando el nivel del agua en Malpaso fuera relativamente alto o aumentándolas en caso contrario.

Se realizó una simulación adicional considerando los siguientes aspectos:

1. Se identificaron los volúmenes útiles en Malpaso por arriba de la media y por debajo de la media (disponibles al inicio de cada mes).
2. Empleo de la política de operación de Malpaso sin restricciones.
3. Modificación de la política de operación de La Angostura de manera que si el volumen almacenado en Malpaso al inicio de algún mes supera al valor correspondiente por arriba de la media, las extracciones desde La Angostura se multiplican por un factor de 0.77; si el volumen almacenado en Malpaso es menor que la media, las descargas de La Angostura se afectan por un factor de 1.3.

Los resultados obtenidos con esta última simulación determinaron que durante el periodo simulado se incrementó en 35 cm el nivel promedio de la superficie del agua en Malpaso, se notó una reducción de 20 cm en el nivel promedio de La Angostura y se presentó una reducción en los derrames en Malpaso de 4474 millones de m³ a 772 millones de m³; mientras que de no tenerse derrames en La Angostura con la política original, en esta simulación se tuvieron derrames de 239 millones de m³.

Continuando con la búsqueda de políticas de operación óptimas en el largo plazo, en 1998 se complementó el estudio anterior definiendo políticas de extracción trabajando el sistema de presas en conjunto, es decir políticas que definen la extracción mensual por las presas La Angostura y Malpaso, en función del almacenamiento al final del mes previo en ambas presas (Domínguez y Mendoza, 1998). De nueva cuenta se utilizó el método de programación dinámica estocástica.

En 1999 ocurrieron avenidas extraordinarias en la cuenca del río Grijalva que obligaron a almacenar, tanto en La Angostura como en Malpaso, volúmenes por arriba de los niveles máximos de operación, ocurriendo almacenamientos que superaron al máximo previsto; cifras del orden de 3050 millones de m³ para Malpaso y de 356 millones de m³ en La Angostura.

Está documentada la realización de simulaciones de lo que hubiera ocurrido en el caso de aplicarse las políticas obtenidas por el Instituto de Ingeniería de la UNAM; los resultados mostraron sobrealmacenamientos considerablemente menores; pero la búsqueda de políticas de operación óptima continuó, (Domínguez y Mendoza (2000)).

Tomando en cuenta que las políticas de operación se caracterizan por tener un carácter secuencial y dependencia de decisiones, el método de programación dinámica estocástica puede ajustarse favorablemente a estas condiciones; aunque puede observarse como desventaja del mismo la enorme cantidad de cálculos que deben realizarse; dicha limitante queda superada ante el avance y velocidad de los modernos equipos de cómputo.

4.3.1 La programación dinámica estocástica aplicada a la operación del sistema analizado

Al utilizar los conceptos de programación dinámica que se trataron en el Capítulo 2, para definir la función objetivo en el problema de estudio, primero se analizaron las presas del Sistema Hidrológico del Río Grijalva, cuyas características básicas se muestran en la Tabla 4.1 (apartado 4.1). Al observar que las de mayor capacidad de regulación son La Angostura y Malpaso, se decidió tratar el sistema como un conjunto formado por dos presas, incluyendo el efecto de las presas restantes en la función objetivo propuesta para cada vaso.

Para obtener la ecuación de elevaciones contra volúmenes para cada presa, se utilizaron los datos de las curvas elevaciones-capacidades-áreas de cada presa; para los datos mayores o iguales que la elevación o la capacidad correspondiente al NAMINO se le restó este valor; a las funciones elevaciones-capacidades que resultaron para cada presa, se les determinó la mejor ecuación de ajuste, de la forma (Domínguez y Mendoza, (2000)):

$$h = c_1(\Delta V_i)^{c_2} \quad (4.2)$$

donde:

$c_1=0.0214$ y $c_2=0.7763$ para La Angostura

$c_1=0.0107$ y $c_2=0.8982$ para Malpaso

Tomando en cuenta la contribución de las presas Chicoasén y Peñitas (Figura 4.4), las expresiones resultan:

Para La Angostura:

$$H_{Angostura} = 0.0214 \left[\Delta V \left(\frac{I_2 - I_1}{2} \right) \right]^{0.776} + (H_{NAMINO} - H_{nmd})_{Angostura} + (H_{NAMO} - H_{nmd})_{Chicoasén} \quad (4.3)$$

para Malpaso:

$$H_{Malpaso} = 0.0107 \left[\Delta V \left(\frac{I_2 - I_1}{2} \right) \right]^{0.898} + (H_{NAMINO} - H_{nmd})_{Malpaso} + (H_{NAMO} - H_{nmd})_{Peñitas} \quad (4.4)$$

donde:

$H_{Angostura}$ carga total en La Angostura (m)

$H_{Malpaso}$ carga total en Malpaso (m)

H_{NAMINO} carga al namino de la presa correspondiente (m)

H_{nmd} carga al nivel medio de desfogue de la presa correspondiente (m)

ΔV incremento de volumen constante seleccionado (Mm^3)

i_1 estado inicial en La Angostura

j_1 estado final en La Angostura

i_2 estado inicial en Malpaso

j_2 estado final en Malpaso

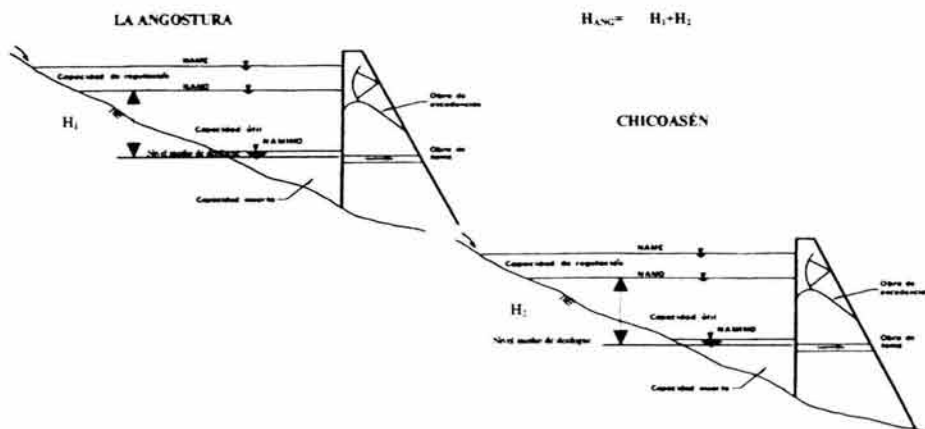


Figura 4.4 Consideraciones para la carga total

Para la definición de la función objetivo de cada presa se consideró además que, de acuerdo con la ecuación de continuidad y considerando que los ingresos x_i son aleatorios, para una combinación de estado inicial i_i y de extracción k_i es posible llegar a un estado final j_i que implique un derrame ($j_i > NS_i$) o un déficit ($j_i < 1$). Cuando se presentan estos dos casos se consideran costos o penalizaciones, los cuales se reflejan en la obtención de menores beneficios; al agregar estas dos variables, se tienen las siguientes funciones objetivo:

Para La Angostura:

$$FO_{Angostura} = fac \cdot k \cdot \Delta V \cdot [H_{Angostura}]_{efic} - (def_{Angostura} \cdot kdef_{Angostura}) - (der_{Angostura} \cdot kder_{Angostura}) \quad (4.5)$$

Para Malpaso:

$$FO_{Malpaso} = fac \cdot k \cdot \Delta V \cdot [H_{Malpaso}]_{efic} - (def_{Malpaso} \cdot kdef_{Malpaso}) - (der_{Malpaso} \cdot kder_{Malpaso}) \quad (4.6)$$

donde:

FO es la función objetivo que corresponde al beneficio $b_{n,K_i}(i_i, j_i)$

fac factor de conversión de unidades igual a 9.81/3600

k valor discretizado de la extracción

ΔV incremento de volumen constante seleccionado (Mm^3)

$efic$ eficiencia (fracción)

$def_{Angostura}$, $def_{Malpaso}$ valores discretizados del déficit en La Angostura y Malpaso ($def_i = 1 - j_i$)

$kdef_{Angostura}$, $kdef_{Malpaso}$ coeficientes de penalización por déficit en La Angostura y Malpaso

$der_{Angostura}$, $der_{Malpaso}$ valores discretizados del derrame en La Angostura y Malpaso ($der_i = NS_i - j_i$)

$kder_{Angostura}$, $kder_{Malpaso}$ coeficientes de penalización por derrame en la Angostura y Malpaso

Una vez encontrada las políticas de operación óptima, se realizan simulaciones de la energía generada; la expresión utilizada de acuerdo con Domínguez et al. (2000) está dada por la ecuación:

$$E_{gen_{presa}} = fac \cdot vt \cdot [CT_{presa}]_{efic} \quad (4.7)$$

en la cual:

$$CT = \left[\frac{e_{ai} + e_{af}}{2} \right] - nmd_{presa} + c \arg a_{op} \quad (4.8)$$

donde:

$E_{gen_{presa}}$ energía generada en la presa Angostura o Malpaso (GWh)

vt volumen turbinado (Mm^3)

nmd nivel medio de desfogue (msnm)

e_{ai} elevación correspondiente al almacenamiento inicial de la presa analizada

e_{af} elevación correspondiente al almacenamiento final de la presa analizada

carga diferencia de elevaciones entre el NAMO y el nivel medio de desfogue de la presa considerada

op si el subíndice $presa$ es Angostura, op es Chicoasén, en caso contrario es Peñitas

En la búsqueda de políticas que logran disminuir el sobrealmacenamiento (contabilizado en el modelo como derrame, al no permitir superar el NAMO), se probaron diez combinaciones de valores para los costos de penalización por derrame (Domínguez y Mendoza, (2000)), determinándose en cada caso la política de extracción mensual, simulando posteriormente su efecto en el comportamiento de las dos presas consideradas; tomando en cuenta como el periodo de registro histórico de 1949 a 1999, pero sin tener los datos de 1975 y 1976. En cada simulación que se realizó fue contabilizado el volumen total derramado y la generación promedio de energía eléctrica suponiendo una eficiencia de 0.9 en todo el periodo simulado. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resumen de resultados de diez simulaciones del funcionamiento de vaso de las presas La Angostura y Malpaso (Domínguez y Mendoza, 2000)

Costo por derrame		Derrame total ($10^6 m^3$)		Energía generada (GWh/mes)	
La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
10	10	3646.3	3219.1	614.1	451
1000	1000	2188.2	1057.1	609.6	439.4
1000	3000	2173.7	1042.6	609.6	438.2
1000	10000	2152.1	966.6	608.9	437.0
3000	1000	2188.2	1305.3	608.7	439.1
3000	3000	1971.9	840.8	608.1	437.9
3000	10000	1716.7	782.2	607.9	437.0
10000	1000	1850.1	1087.3	607.5	439.5
10000	3000	1993.6	862.5	607.1	438.5
10000	10000	840.6	403.6	606.3	437.4

La tabla anterior mostró que a partir de cierto valor del costo por derrame, ya no hay una gran disminución en los derrames.

Haciendo un análisis de las razones por las cuales el modelo no puede anular los derrames, se planteó que muy probablemente se deba a que la función de las distribuciones de probabilidades de ingreso mensual no toma en cuenta la autocorrelación entre un mes y el anterior, ni las correlaciones cruzadas de los ingresos en La Angostura y Malpaso.

Para evitar hacer más complejo el modelo y tardado el tiempo de cálculo, se plantearon dos alternativas:

- a) Para tomar en cuenta que al presentarse un escurrimiento grande en un mes cualquiera, la probabilidad de que se presenten caudales grandes en el mes siguiente se incrementa, lo cual provoca que la distribución de probabilidades de ingresos de dicho mes, condicionada a ingresos grandes en el mes previo, se desplaza hacia la derecha (en comparación con la no condicionada), se alimentó al modelo de optimización con histogramas de probabilidades desplazados hacia la derecha, añadiendo una probabilidad igual a cero en el primer incremento de volumen ΔV , en los meses de avenidas: agosto, septiembre, octubre y noviembre-diciembre.
- b) Otro problema observado al realizar las simulaciones es que, en algunos casos, al iniciar el mes se tenía un almacenamiento relativamente bajo y por lo tanto la política obtenida propone extracciones relativamente pequeñas; sin embargo, al avanzar en el mes, si se incrementan los ingresos hasta ser muy

grandes, rápidamente se pasa a una condición de almacenamientos altos, debido a que la política se mantiene todo el mes. El problema anterior se redujo de manera notable reduciendo el intervalo de tiempo de un mes a quince días en la simulación, de manera que al inicio de los días primero y dieciséis se verifica el almacenamiento en las presas y se toma la decisión que corresponda para la siguiente quincena. De esta manera se aprovecha la propiedad de autoajuste del modelo de programación dinámica y se atacan los efectos de la autocorrelación.

El estudio del año 2000 se realizaron trece corridas, tomando en cuenta los ajustes indicados; los resultados se presentan en la Tabla 4.3.

En las primeras diez corridas se utilizó el registro completo (1959 a 1999, sin datos de 1975 y 1976); al no tenerse información detallada de los años 1959 a 1976 se dividieron los valores mensuales entre dos y se le asignó el resultado a cada quincena.

La corrida once es similar a la diez, sólo que el periodo utilizado en la simulación es de 1977 a 1999, se realizó con fines comparativos con las corridas restantes.

En las corridas doce y trece, en lugar de tomar como dato quincenal el mensual entre dos, se usaron datos quincenales obtenidos de registros históricos diarios. La principal diferencia entre estas dos corridas es el efecto del corrimiento hacia la derecha de los histogramas de probabilidades de ingreso para los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre-diciembre (efectuado en la corrida trece).

De las primeras diez corridas se observa que a medida que se incrementa el costo por derrame en La Angostura, dicha presa funciona con menos almacenamientos mínimos y como consecuencia se presenta una reducción en el derrame, que, en todos los casos ocurre en la segunda quincena de octubre de 1999 (Lo cual hace pensar que pueden ser almacenados por arriba del nivel máximo de operación sin correr riesgos debido a que de inmediato se termina la época de avenidas).

En las corridas doce y trece se observa una operación muy conservadora de ambas presas, por esta razón disminuye sensiblemente el valor del almacenamiento mínimo registrado; pese a ello, la energía media generada no experimenta variación significativa con respecto a los resultados mostrados en las otras corridas.

Tabla 4.3 Resultados obtenidos con los ajustes considerados

Costo por derrame		Almacenamiento mínimo (10 ⁶ m ³)		Energía generada (GWh/quincena)		Elevación media mínima (msnm)		Derrame (10 ⁶ m ³)	
La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
10	10	8183.7	6183.9	306.8	225.9	525.4	174.8	1296.7	1990.6
1000	1000	5459.3	4399.8	304.8	220	520	168	548.7 ⁽¹⁾	29.8 ⁽²⁾
1000	3000	5225.2	4331.2	305	219.2	519.7	169.3	507.6 ⁽¹⁾	29.8 ⁽²⁾
1000	10000	5009.1	4197.4	304.9	218.3	519.4	166.4	441.6 ⁽¹⁾	0.0
3000	1000	509.1	4197.4	304.3	219.9	519.2	167.9	441.2 ⁽¹⁾	54.4 ⁽²⁾
3000	3000	4961.3	4197.4	304.2	219	518.7	167	375 ⁽¹⁾	29.8 ⁽¹⁾
3000	10000	4878.3	4197.4	304.5	218.4	519	166.5	74.4 ⁽¹⁾	29.8 ⁽¹⁾
10000	1000	4803.3	4197.4	303.8	220	518.6	168	344.2 ⁽¹⁾	143.8 ⁽²⁾
10000	3000	4645.2	4197.4	303.8	219.3	518.2	167.3	316.9 ⁽¹⁾	54.4 ⁽²⁾
10000	10000	4382.4	4197.4	303.9	218.6	517.9	166.5	5.0 ⁽¹⁾	29.8 ⁽²⁾
Periodo 1977-1999 volumen mensual entre 2 (Sin cero en agosto, septiembre, octubre y nov-dic)									
10000	10000	4382.4	4197.4	305.8	213.6	518.1	166.3	5.0 ⁽¹⁾	0.0
Periodo 1977-1999 Datos históricos quincenales reales (sin cero en agosto, septiembre, octubre y nov-dic)									
10000	10000	4401.6	4216.3	305.9	213.6	518.1	166.3	0.0	0.0
Periodo 1977-1999 Datos históricos quincenales reales (con cero en agosto, septiembre, octubre y nov-dic)									
10000	10000	2505.0	3014.2	304.7	210.9	512.4	162	0.0	0.0

(1) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre

(2) El derrame se presenta en enero de 1959 debido a las condiciones iniciales de la simulación

El análisis realizado por Domínguez y Mendoza (2000) permitió concluir que en la medida en que se incrementa el costo por derrame, se reduce la probabilidad de derrame. En la tabla 4.3 se presentó el caso extremo de una penalización muy baja (10 unidades para cada presa), lo cual se reflejó en derrames significativos en el periodo histórico simulado; al incrementarse a 1000 el costo, el derrame se redujo menos de la mitad en la presa La Angostura y deja de presentarse en Malpaso. Este cambio importante se logra con una reducción de tan sólo el 1.5% en la energía generada. Al incrementar a 3000 el costo no se observan variaciones tan significativas en el derrame; pero al llegar a costos de 10000 unidades se evita el derrame en ambas presas, con una reducción en la generación de energía eléctrica de únicamente el 0.5%.

La propiedad autocorrectiva de la política de operación óptima permite aplicarla en lapsos de tiempo menores a los que se acostumbra para fine prácticos; de esta manera se reducen los efectos desfavorables para el caso de eventos poco frecuentes, como los sucedidos en la cuenca del río Grijalva en 1999.

Si desean añadirse restricciones a las políticas de operación, la estructura del método de programación dinámica permite la incorporación de éstas en el programa de cómputo.

La propuesta que se dio en el estudio de Domínguez et al. (2000) fue utilizar la política obtenida tomando en cuenta coeficientes de penalización por derrame iguales a 10000 unidades, con la finalidad de evitar condiciones de riesgo como las que ocurrieron en 1999, sin reducir considerablemente la generación de energía eléctrica.

4.4 Problemática actual

La Comisión Federal de Electricidad sugirió que se incorporaran las condiciones que actualmente se presentan en el sistema nacional, que involucran dos aspectos, el primero se refiere a poner las limitantes de energía mínima que deben generar las presas en los distintos meses del año, en función de la capacidad instalada del sistema nacional, y el segundo se refiere a incluir el valor relativo que la CFE da a la energía “de pico” respecto a la energía “de base”.

Lo anterior llevó a la necesidad de adaptar el modelo de optimación de políticas de extracciones para las condiciones antes citadas así como la modificación del modelo de simulación para que consideraran estos cambios.

Para tal efecto, con la información resultado de las pláticas de los operadores de CFE se definieron las restricciones de energía mínima por generar para cada presa y cada mes del año. El valor relativo de la energía generada para distintas horas del día se incorporaron a la función objetivo con lo que se establece un valor de la energía para el número de horas del día consideradas como “de pico” o valores marginales menores para las horas adicionales, hasta llegar a 24 h.

En la simulación se tomó en cuenta la eficiencia de generación específica de cada presa, de acuerdo con la carga media en la quincena simulada.

Una forma de hacer comparaciones fue buscando reproducir las condiciones históricas de operación.

Adicionalmente, se tomaron en cuenta las correlaciones existentes en los volúmenes de ingreso a cada presa, para obtener políticas de operación que consideren extraer más si en el mes anterior se tuvieron volúmenes de ingreso considerables o extraer menos en caso contrario.

También se generaron muestras sintéticas y posteriormente se hizo la simulación del funcionamiento de vaso con ellas; con dichos resultados se pudieron obtener condiciones no registradas históricamente.

En los capítulos siguientes se detallan todos estos procedimientos.

4.5 Referencias

1. Arellano M. J.L.. CNA. Simposio 4 Manejo Integral de Cuencas HidrológicaS. IX Congreso Nacional de Irrigación. Culiacán, Sinaloa, México. 27-29 de octubre de 1999.
2. Arzate, R.S., Localizado en la cuenca del Grijalva el mayor número de centrales hidroeléctricas.El Nacional en Intenet. www.unam.mx/serv_hem/nacional/1997/ene97//29ene97//29ec292.html.
3. Bellman. R., Dynamic Programming. Princeton University Press. Princeton, New Jersey, USA, 1957.
4. CNA., SEMARNAP. Presas de México, 1982-1994, Volumen II. México, 1997.
5. Domínguez, M.R., Mendoza R. R., "Operación Integral del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva", elaborado para la CFE por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 1993.
6. Domínguez, M.R., Mendoza R. R., Contreras, C.C., Estudios hidrológicos de la segunda etapa del análisis Integral de la zona baja del río Grijalva. Política de operación del sistema de presas. Informe Preliminar, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 1998.
7. Domínguez M., R., Mendoza R.,R., "Funcionamiento de las Presa Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas sobre el Río Grijalva, elaborado para la CNA por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.
8. Domínguez, M. R., Mendoza, R.R., Arganis, J.M.L. Revisión de las políticas de operación de las presas Angostura y Malpaso, en el Río Grijalva. Para CFE. Informe Final. Noviembre 2001.

5. ANÁLISIS DE DISTINTAS POLÍTICAS DE OPERACIÓN

5. ANÁLISIS DE DISTINTAS POLÍTICAS DE OPERACIÓN

5.1 Introducción

En este capítulo se describen los ensayos de optimación y de simulación efectuados en forma conjunta en las presas La Angostura y Malpaso, vía programación dinámica estocástica, con la finalidad de ver los efectos de proponer variaciones entre el valor de la energía de pico y la de base, así como de restricciones en la extracción mínima. Las variaciones en los parámetros se hicieron tomando en cuenta las necesidades del personal de la Comisión Federal de Electricidad, con los que se tuvieron reuniones mensuales.

5.2 Modificaciones a los programas de optimación originales

Se tomaron como base los programas de optimación OPTIDIN.FOR y CALFITB.FOR, así como el programa de simulación SIMULQF.FOR; los cuales se desarrollaron en el año 2000 en el Instituto de Ingeniería (Domínguez y Mendoza,2000). Los programas de optimación se modificaron para que pudieran leer valores de extracción máxima y mínima (en los originales sólo se daba el máximo y el mínimo siempre comenzaba en uno); otra modificación importante fue la de incluir términos que permitieran darle distintos valores al beneficio por extracción, comparando la extracción óptima con respecto a la máxima, tal como se mencionó en el Capítulo 1. También se elaboró el programa MAPO.FOR que proporciona la matriz de políticas de extracción quincenal para cada estado en que se encuentren las presas y para cada etapa del año.

5.3 Obtención de un máximo maximorum ; ensayo para La Angostura

Con la finalidad de obtener un valor máximo de energía generada posible, se definió una política de operación "ideal", tomando como base aspectos determinísticos y semiempíricos. Esta política fue ideada para poder obtener el máximo valor de energía generada, sin que se presenten derrames en el sistema.

Para ello se construyó la curva de volúmenes de ingreso quincenal acumulada y también se consideró la recta de capacidad de generación (Figura 5.1)

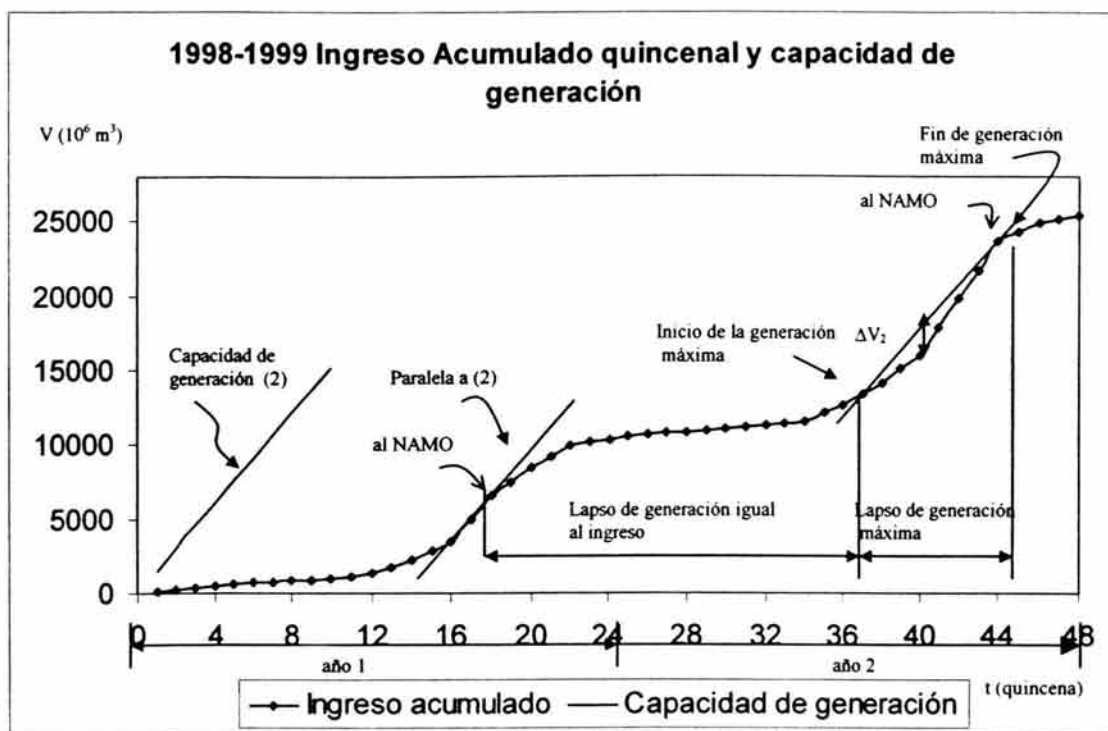


Figura 5.1 Curva de volúmenes de ingreso quincenales acumulados y capacidad de generación. Política determinística para determinar el máximo maximorum

Suponiendo que se conoce la curva de ingresos quincenales al vaso (curva azul en la Figura 5.1) y que, por otra parte, la recta indicada en negro es la capacidad de generación, se puede comentar lo siguiente.

Mientras que la pendiente de la curva de ingresos sea menor que la capacidad de generación se puede generar, con la presa al NAMO, considerando la extracción igual al ingreso; pero sucederá que, si se pretende conservar la presa al NAMO, habrá tramos en que la pendiente del ingreso supere a la de la capacidad de extracción y entonces la presa comenzará a subir su nivel y hay posibilidad de derrame.

Para evitar esa posibilidad de derrame, lo que se hace es identificar el punto a partir del cual se puede generar con la capacidad máxima; este punto se localiza tomando en cuenta una paralela a la curva de generación máxima, ubicando el punto en que dicha recta sea tangente a la curva y posteriormente se prolonga la recta hasta su intersección con otro punto de la curva de ingreso quincenal (es decir, la recta se vuelve secante a la curva); en ese tramo se generará a capacidad máxima. Mientras que la pendiente de la curva de ingreso sea menor

que la de la recta, el nivel de la presa descenderá hasta que se tenga la diferencia máxima entre la recta y la curva; en el punto a partir del cual la pendiente de la curva de ingreso es mayor que la de la recta de capacidad de extracción, la presa comenzará a recuperar su nivel hasta alcanzar nuevamente el NAMO; posteriormente seguirá otro periodo de extracciones igual a los ingresos, con la presa al NAMO hasta hallar otra zona en que se identifique que la recta de extracción máxima se hace secante .

Para ello se hicieron figuras similares a la Figura 5.1, para cada dos años consecutivos, en el periodo 1990-2001, de interés para la CFE. Se calculó el ingreso quincenal acumulado, desde la quincena uno (enero del año 1 hasta la quincena cuarenta y ocho (diciembre del año 2). Se dibujó el ingreso acumulado (en millones de m^3), con respecto al tiempo (en quincenas), también se dibujó la recta correspondiente a la extracción máxima acumulada, esta recta se calculó al tomar en cuenta que para La Angostura quincenalmente pueden extraerse como máximo $1170 m^3/s$, que corresponde a un volumen quincenal de 1516.32 millones de m^3 , el cual, al acumularse genera la recta de ecuación $V=1516.3t$

En las Figuras 5.2 y 5.3 se ejemplifican las gráficas efectuadas para parejas de años consecutivos, en particular las de 1994-1995 y 1999-2000.

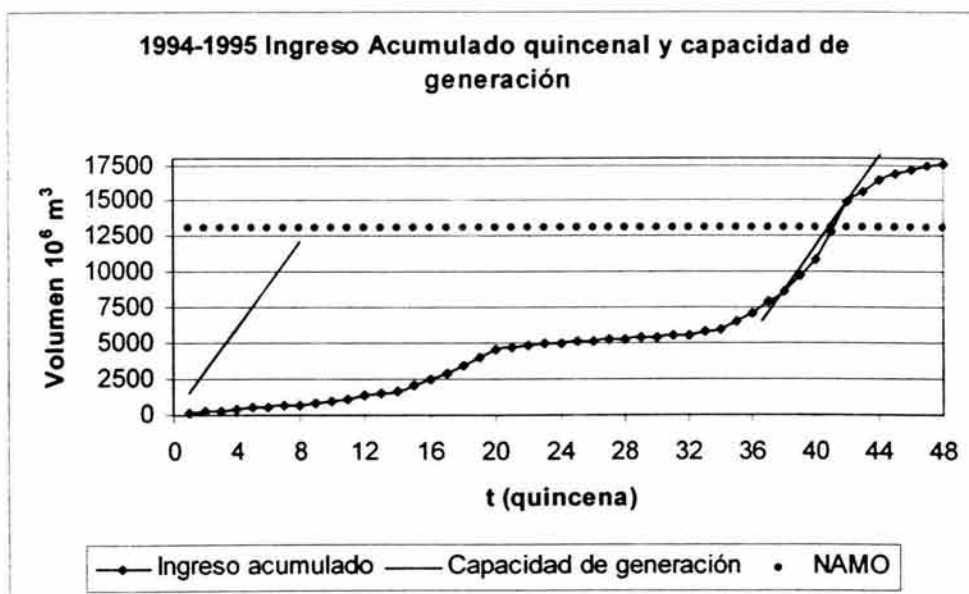


Figura 5.2 1994-1995. La Angostura

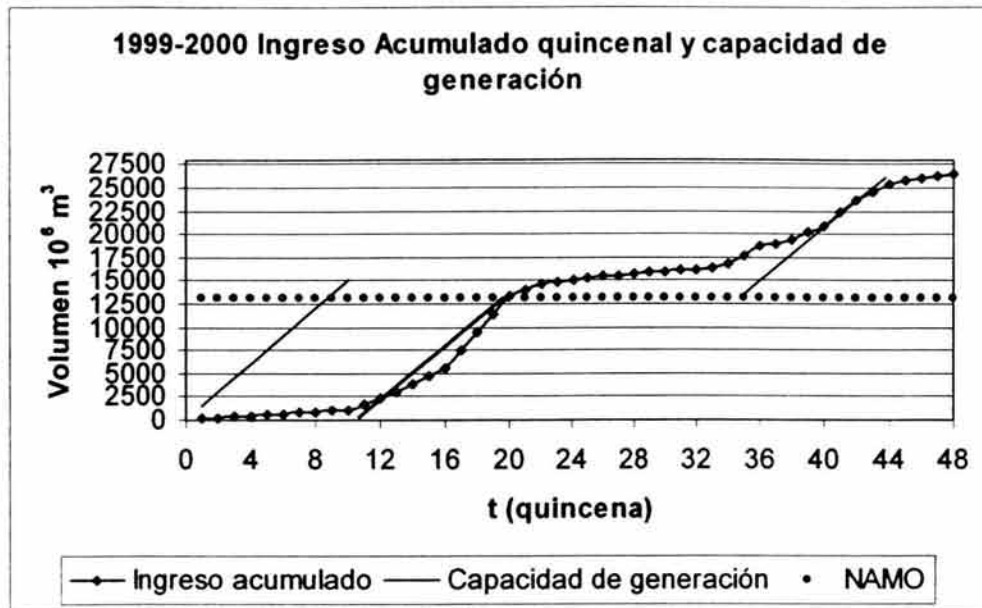


Figura 5.3 1999-2000. La Angostura

Al analizar los años dibujados, se encontró que desde el año 1990 hasta la quincena 14 del año 1995, puede generarse considerando la extracción igual al ingreso, comenzando en el NAMO y manteniendo ese nivel en todo ese lapso; de acuerdo con la Figura 5.2, a partir de la quincena 14 y hasta la quincena 18 de 1995 (en la figura se indica de la quincena 38 a la 42), se propone la política de generar a la capacidad máxima, empezando en el NAMO de la presa, lo cual provocará una ligera disminución en el volumen almacenado (mientras que la extracción sea mayor que el ingreso) en el momento en que el ingreso es mayor, aumenta el volumen almacenado hasta alcanzar el NAMO nuevamente, aproximadamente en la quincena 18. A partir de esta quincena 18 de 1995, se puede considerar la extracción igual al ingreso, hasta aproximadamente la quincena 13 de 1999 (Figura 5.3), en la que se vuelve a observar la intersección de la recta paralela a la curva de generación máxima. A partir de esta quincena 13 de 1999, estando la presa al NAMO, se propone de nuevo la política de extraer a la capacidad máxima, hasta aproximadamente la quincena 20 de 1999 (Figura 5.3) y a partir de allí, considerar nuevamente la extracción igual al ingreso, hasta la última quincena del año.

Con esta política se determinó la energía total anual generada considerando una eficiencia en la generación de 0.9 que corresponde al máximo maximorum para la presa La Angostura; los resultados aparecen en la Tabla 5.1

Tabla 5.1 Generación máximo maximorum en La Angostura, en Gwh

Año	Energía (GWh)
1990	5988.84
1991	4843.74
1992	5970.44
1993	7000.17
1994	3759.33
1995	11967.59
1996	8416.42
1997	6603.63
1998	7664.75
1999	11752.10
2000	8441.46
2001	5533.11
suma	87941.57

5.4 Análisis de sensibilidad

Para analizar la sensibilidad de los modelos utilizados se efectuaron 9 ensayos con los programas de optimación y simulación tomando en cuenta los registros desde enero de 1959 a diciembre de 2001 (excepto los años 1974 y 1975).

Se consideraron los escenarios:

1. Extraer sin darle un valor diferente a la energía de pico y de base, con y sin restricciones en la extracción mínima
2. Extraer dando un valor diferente a la energía de pico y de base, con y sin restricciones en la extracción mínima

Los ensayos efectuados se resumen en la Tabla 5.2 y corresponden al periodo de 1959 a 2001.

El primer ensayo indicado como (*), corresponde a los resultados de la política de operación obtenida en un estudio del Instituto de Ingeniería (Domínguez et al., 2001) para el periodo 1959 a 1999, la cual se tomó como base para la selección de los coeficientes de penalización por derrame y por déficit, así como los máximos valores de las extracciones mínimas en ambas presas.

El ensayo indicado como a(**), se efectuó para obtener valores máximos al considerar las mínimas restricciones, es decir con una extracción $k_{mín}$ igual a cero y los valores de la variación del beneficio con respecto a la extracción y de los coeficientes de derrame iguales a uno, por lo que es una política que no penaliza el derrame, no garantiza una energía mínima y no hace acomodos de la energía en el pico de la demanda (diaria).

Los ensayos restantes ya penalizan el derrame, con coeficientes de derrame iguales a 10 y 100, que se seleccionaron tomando como el estudio previo de Domínguez et al, 2001.

El ensayo (1) corresponde al análisis sin restricciones en la extracción mínima en las dos presas, que incluso puede ser cero y sin cambiar el valor de la energía, sin tratar de colocar la energía en los picos de la demanda (pendientes uno en cada presa). Es decir, este ensayo es diferente al a(**) porque sí penaliza el derrame.

El ensayo (2) tiene la restricción de que la extracción mínima puede tomar de una unidad (de volumen a nivel quincenal), en ambas presas, pero no hace acomodos en el pico de la demanda (diaria).

El ensayo (3) plantea como restricciones que la extracción mínima en Angostura, puede tomar valores desde uno, pero restringiendo la $k_{mín}$ en Malpaso y sin cambiar el valor de la energía (pendientes uno en cada presa).

El ensayo (4) garantiza un valor de energía mínima; la extracción mínima en Angostura y en Malpaso (la $k_{mín}$ toma valores variables, según la etapa) , Pero no hace los acomodos de la energía en el pico de la demanda , es decir las pendientes son iguales a uno.

El ensayo (5) plantea la posibilidad de extraer un mínimo diferente de cero en las dos presas ($k_{mín}$ puede tomar valores desde uno) y permite hacer acomodos en el pico de la demanda diaria, es decir se le da un valor diferente a la energía, con lo que el beneficio es menor a medida que se obtengan valores cercanos a la extracción máxima.

El ensayo (6) corresponde al análisis sin grandes restricciones en la extracción mínima en Angostura ($k_{mín}$ puede tomar valores desde uno), pero restringiendo la $k_{mín}$ en Malpaso y tratando de colocar la energía en los picos de la demanda (pendientes diferentes de uno en cada presa).

El ensayo (7) corresponde al análisis con restricciones en la extracción mínima en Angostura y en Malpaso; tratando de colocar la energía en los picos de la demanda (pendientes diferentes de uno en cada presa).

Tabla 5.2 Resultados obtenidos con distintas políticas de operación

Ensayo	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
a(**)	1	1	305.29	226.94	8079.08	6783.48	7328.81 ⁽²⁾	10145.84 ⁽³⁾	525.04	176.91
1 ^(*)	1	1	303.67	224.35	5920.77	5073.05	323.97 ⁽¹⁾	0	520.46	170.89
2 ^(b)	1	1	303.67	223.75	5911.1	5040.41	371.83 ⁽¹⁾	0	520.68	170.75
3 ^(b)	1	1	303.45	223.04	4676.44	4322.42	286.01 ⁽¹⁾	0	520.34	170.35
4 ^(b)	1	1	303.17	223.33	3535.05	5084.08	287.5 ⁽¹⁾	0	519.5	170.88
5 ^(b)	0.8	0.7	303.32	222.81	3509.4	4802	0	0	518.27	170.19
6 ^(b)	0.8	0.7	303.25	222.37	2926.24	4557	0	0	518.04	170.02
7 ^(b)	0.8	0.7	302.26	222.26	2041.65	4985.23	115 ⁽¹⁾	0	517.32	170.61

Política propuesta por el I.I. 2001, periodo 1959-1999

(*) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999

(2) Derrames en 1969 2aQ sep, 1a y 2aQ oct, 1970 1a y 2aQ oct, 1973 2aQ oct., 1981 2aQ sep, 1a y 2aQ oct
1984 1a y 2aQ sep, 1a y 2aQ oct, 1989 2aQ oct, 1995 2aQ sep, 1999 1a y 2aQ oct

(3) Derrames en 1965 2aQ oct, 1969 2aQ sep, 1a y 2aQ oct, 1970 2aQ sep, 1a y 2aQ oct, 1973 2aQ oct
1981 2aQ jul, 2aQ sep, 1a y 2aQ oct, 1984 2aQ sep, 1989 2aQ oct, 1997 1a y 2aQ feb, 1999 1a y 2aQ oct

NAN= 14 años Volumen Inicial

La Angostura 10000 10⁶m³
Malpaso 7500 10⁶m³

Factor 1 0.4

Factor 2 0.7

a(**) C_{derr}=1 en ambas presas

1 a 7 C_{derr}=10 en Ang y 100 en Malp

C_{derr}=10 ambas presas

Datos a 1999		Etapas		Meses		Angostura		Malpaso	
k _{min}	6	ene-may	4	5					
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	2					
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	2					
Datos al 2001		Etapas		Meses		Angostura		Malpaso	
k _{min}	6	ene-may	0	0					
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	0	0					
	2,3 y 4	oct, sep y ago	0	0					
b _{min}	6	ene-may	1	1					
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	1					
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	1					
a _{min}	6	ene-may	1	5					
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	2					
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	2					
m _{min}	6	ene-may	4	5					
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	2					
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	2					

Los resultados del ensayo a(**), Tabla 5.2, muestran que, al no restringir a la extracción mínima (k_{min} puede ser cero), no hacer acomodados en los picos de la demanda y no penalizar los derrames (coeficientes de penalización por derrame iguales a uno) se logran los mayores valores de la energía generada y del almacenamiento; pero se tienen grandes derrames en el sistema, con sus implicaciones en la población aguas abajo.

En cuanto al ensayo 1, cuando no se restringe la extracción mínima (k_{min} puede ser cero), no se hacen acomodados en los picos de la demanda, pero sí se penalizan los derrames (coeficientes de penalización por derrame de 10 y 100) se obtienen valores de energía generada y del almacenamiento, que son menores que los del ensayo anterior, pero prácticamente se evitan los derrames, sin muchos sacrificios en la generación.

Para el ensayo 2, cuando la extracción mínima se restringe de manera que k_{min} puede tomar valores desde uno, la energía generada en la Angostura da el mismo resultado que respecto al ensayo 1, mientras que la energía de Malpaso se reduce ligeramente; el almacenamiento en ambas presas disminuye

ligeramente, el derrame aumenta en la presa la Angostura (ocurre en la segunda quincena de octubre de 1999).

Se observa que al ponerle restricciones en la extracción a la presa Malpaso, sin tomar en cuenta si es energía de base o de pico, también se tienen valores altos en la energía (ensayo 3) , con una disminución considerable en el almacenamiento mínimo pero sin disminuir tanto la elevación media mínima y reduciendo ligeramente el derrame de octubre.

Al poner restricciones en la extracción en ambas presas, sin cambiar el valor de la energía (ensayo 4) , se observa que se logran valores de la energía que disminuyen ligeramente para La Angostura y aumentan en Malpaso, lo cual también sucede con el almacenamiento mínimo y el derrame aumenta ligeramente respecto al segundo ensayo.

Al no poner restricciones en la extracción de las presas (ensayo 5), pero tratando de hacer acomodados en los picos de la demanda (dándole distintos valores a la pendiente de la curva del beneficio contra extracción, en este caso de uno cuando la extracción está entre la mínima y un valor k_1 , 0.8 cuando se está entre el tramo de k_1 y k_2 y 0.7 cuando la extracción resulta un valor entre k_2 y $k_{m\acute{a}x}$, donde k_1 y k_2 se estiman a partir de factores que dividen al intervalo entre k_1 y k_2), se observa que la generación en La Angostura disminuye ligeramente con respecto al ensayo 2 y un poco más en Malpaso; el almacenamiento mínimo baja mucho en La Angostura y un poco en Malpaso (con respecto al ensayo 2) y ya no se presentan derrames en las presas, ni siquiera en la segunda quincena de octubre.

Cuando se ponen restricciones en Malpaso, tratando de hacer acomodados en el pico de la demanda (ensayo 6), se nota que los resultados empeoran con respecto al ensayo 3 para La Angostura, en lo que se refiere a generación , almacenamiento y elevaciones medias mínimas, pero ya no hay derrames, mientras que para Malpaso, se observa que para efectos de energía y elevación media mínima son mejores los resultados que da el ensayo 2, pero en cuanto al almacenamiento mínimo el resultado es mejor.

Cuando se ponen restricciones en la extracción mínima de las dos presas , además de intentar hacer acomodados en los picos de la demanda (ensayo 7) en general el resultado para efectos de energía no es tan diferente al ensayo 4 en la presa La Angostura, pero baja considerablemente el almacenamiento mínimo y se tiene un derrame ligeramente menor que el del ensayo 3. En Malpaso la situación en cuanto a energía, almacenamiento mínimo y elevación mejora respecto al ensayo 3 y ya no ocurren derrames. Esta política cumple con muchos de los requerimientos de los operadores de CFE, sin que se tengan grandes sacrificios en la generación y prácticamente eliminando lo derrames

Los resultados obtenidos también dejan ver que las dos restricciones que requieren los operadores de CFE hacen que disminuya la energía total

generada; la restricción para permitir acomodos en el pico es la que da más baja generación y el imponer restricciones en la extracción mínima en la presa la Angostura trae como consecuencia que el almacenamiento y la elevación mínimas en esa presa bajen notoriamente poniéndola en riesgo de déficit; de hecho, cuando se restringió más la extracción mínima (respecto a los ensayos 4 y 7), la simulación reportó que se vaciaba alguna de las presas, por lo que no conviene restringir más que lo indicado para los ensayos 4 y 7.

Se dibujaron las curvas elevación-tiempo en el periodo (1991-2001) y energía – tiempo en el periodo (1991-2001) tanto de los datos históricos como de los simulados, para las presas La Angostura y Malpaso, con objeto de mostrar al personal de CFE una comparación de lo que reporta la simulación con respecto a lo que históricamente ha resultado con las políticas utilizadas en la práctica. Se utilizó ese periodo de años porque CFE indicó que son datos confiables.

Las curvas Elevación-tiempo para las presas La Angostura y Malpaso, con las políticas (1) , (4) , (5) y (7) se ilustran en las Figuras 5.4 a 5.11, en las que se reporta el valor de la pendiente de la curva beneficio contra extracción en los tramos de k_1 a k_2 y de k_2 a $k_{\text{máx}}$, considerando que de $k_{\text{mín}}$ a k_1 ésta vale 1, las curvas para las políticas restantes se presentan en el Anexo 5.

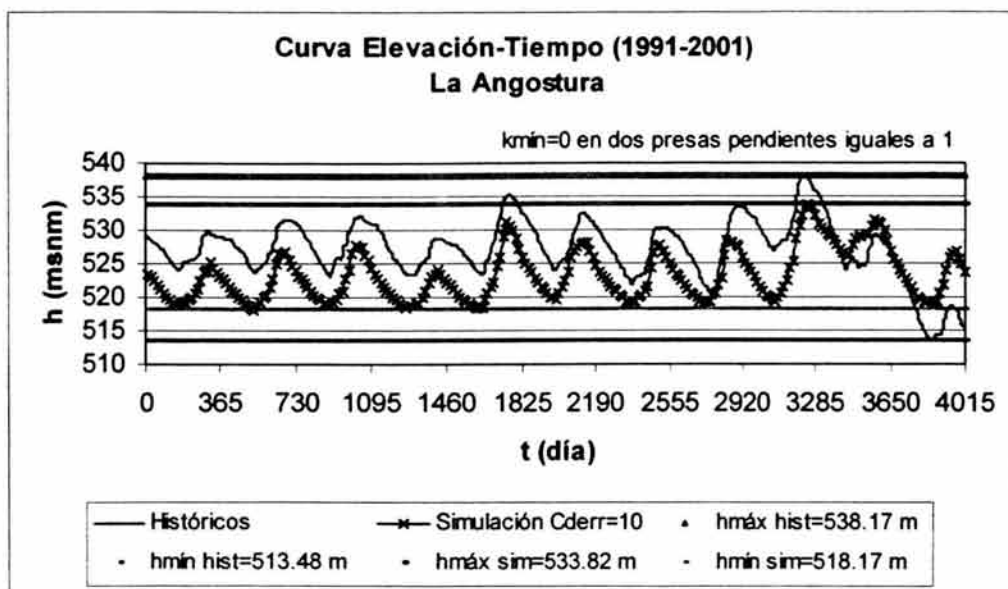


Figura 5.4 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (1)

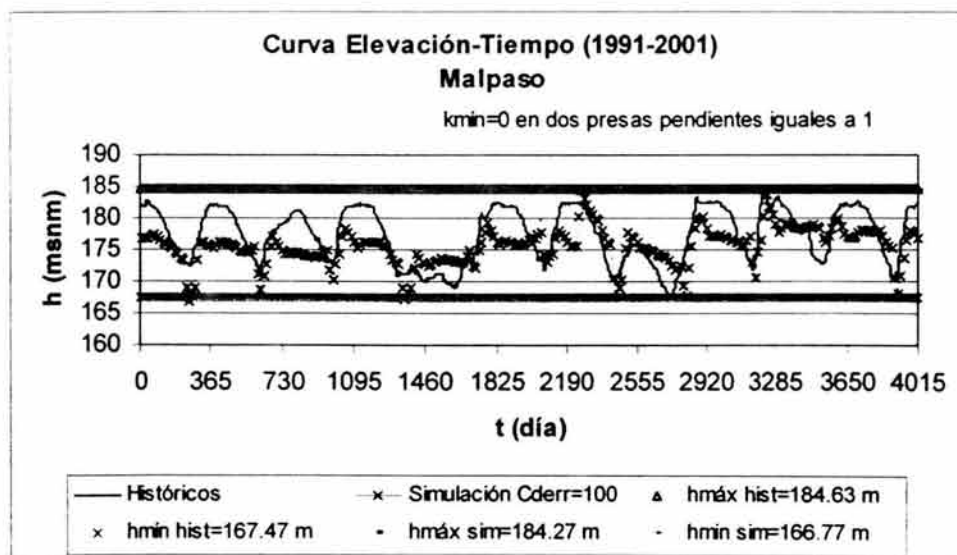


Figura 5.5 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (1)

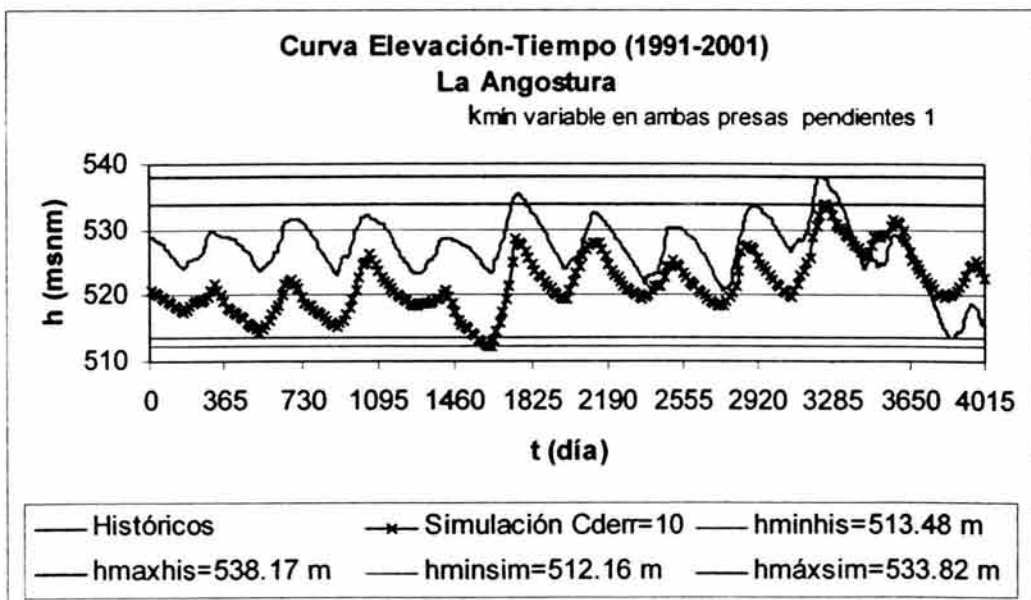


Figura 5.6 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (4)

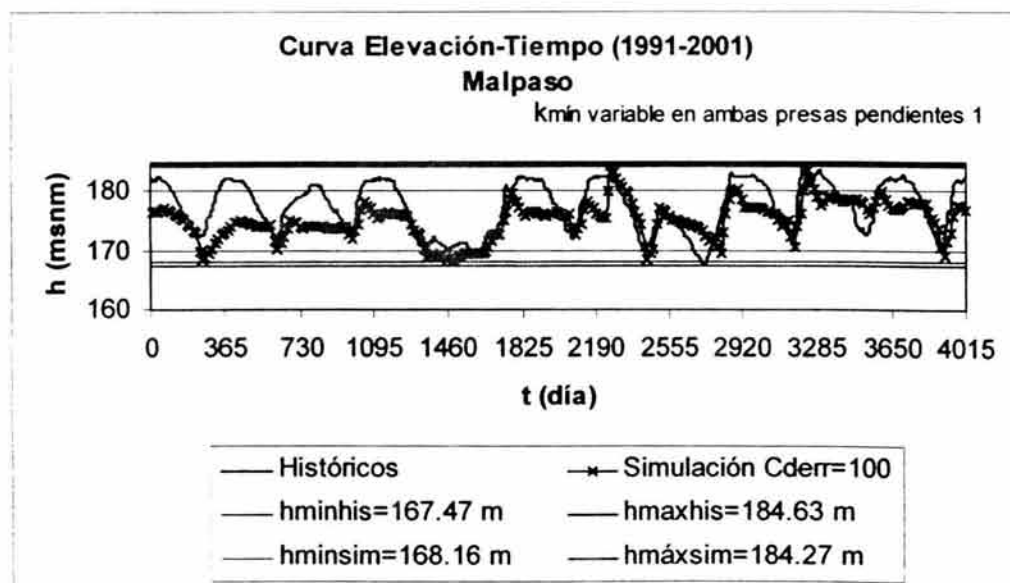


Figura 5.7 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (4)

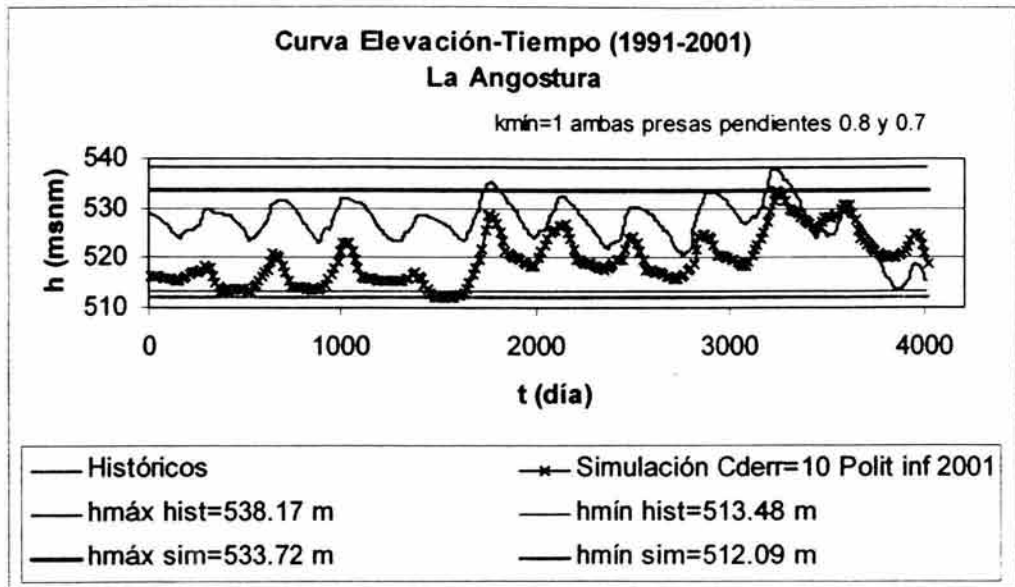


Figura 5.8 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (5)

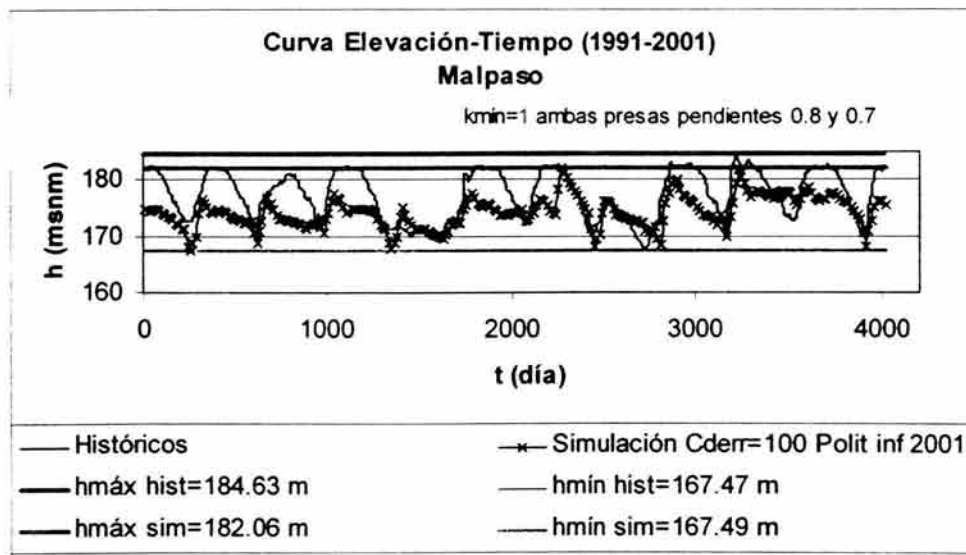


Figura 5.9 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (5)

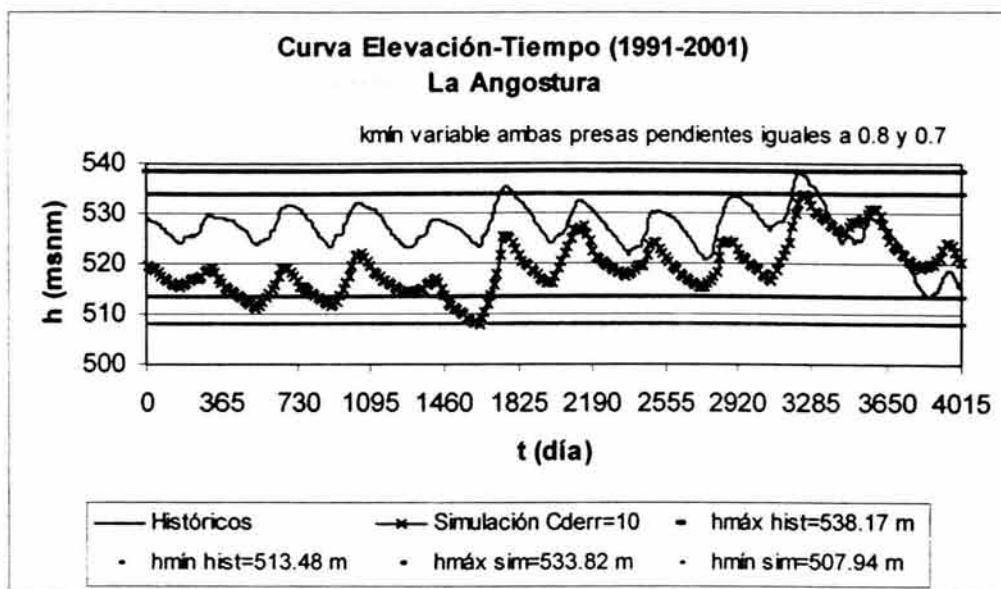


Figura 5.10 Curva Elevación-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (7)

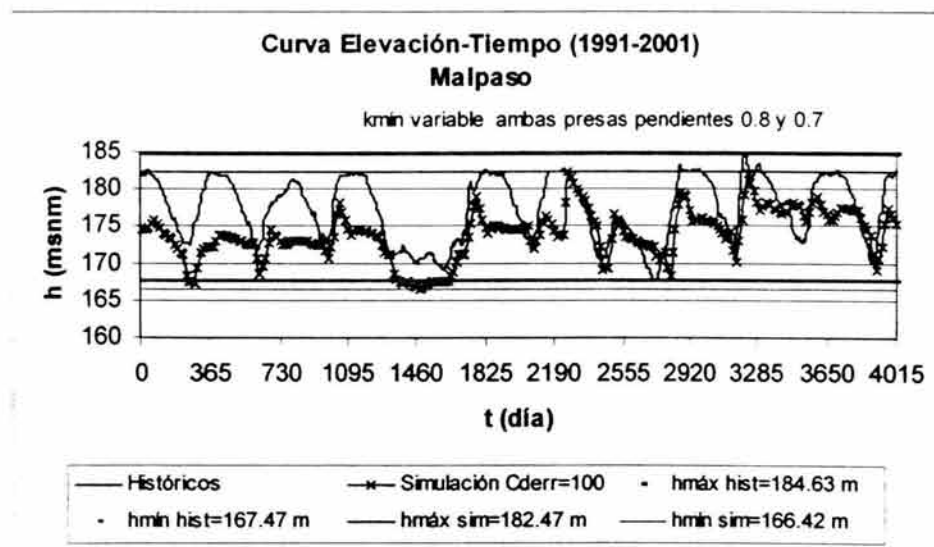


Figura 5.11 Curva Elevación-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (7)

Las curvas Energía-tiempo para las presas La Angostura y Malpaso, con las políticas (1), (4), (5) y (7) se ilustran en las Figuras 5.12 a 5.19, las correspondientes a las políticas restantes se encuentran en el Anexo 5.

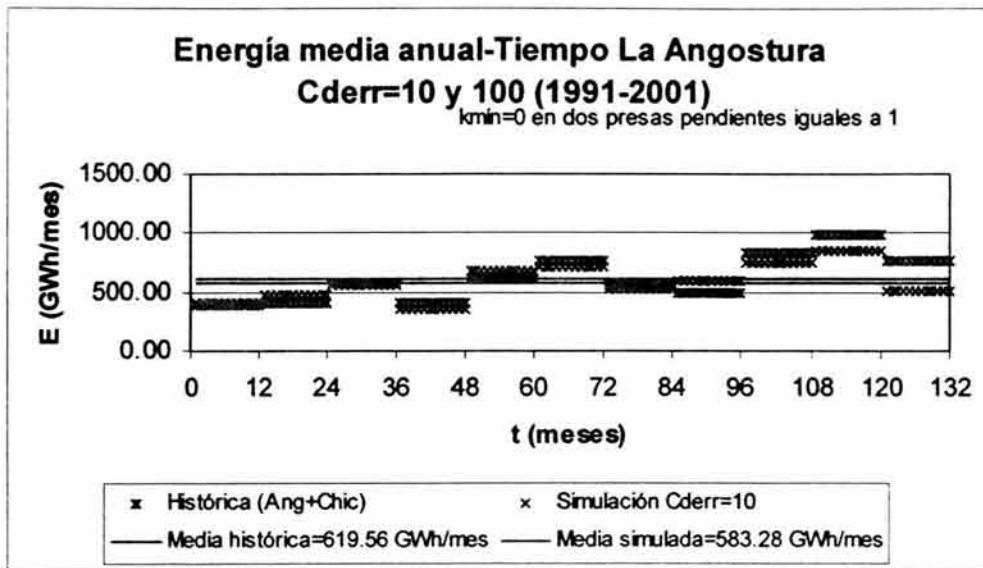


Figura 5.12 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (1)

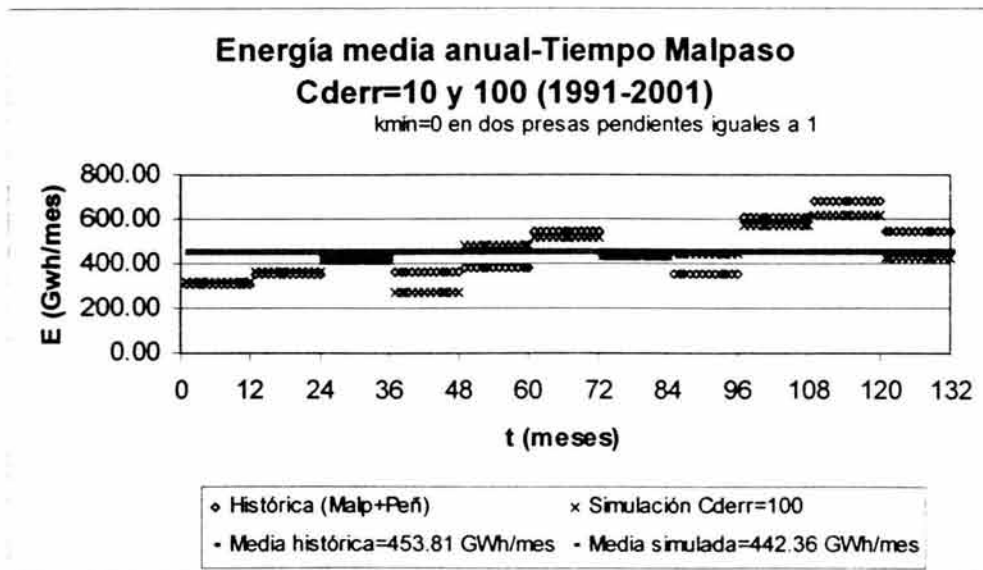


Figura 5.13 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (1)

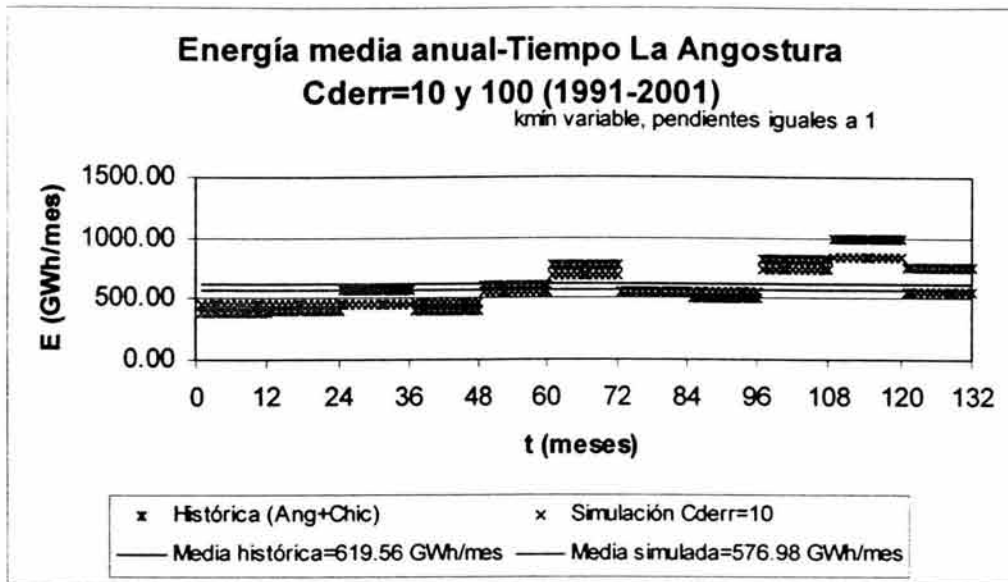


Figura 5.14. Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (4)

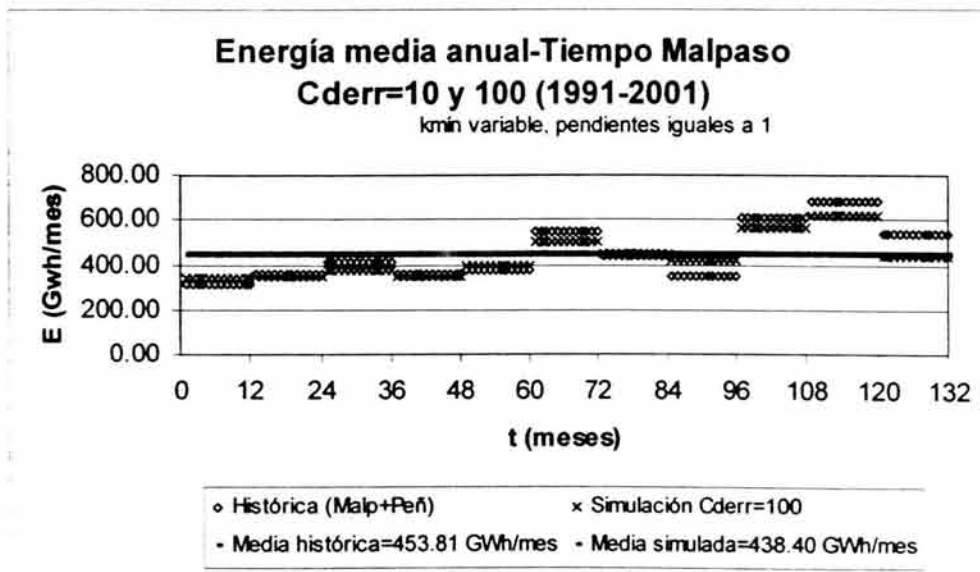


Figura 5.15 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso . Ensayo (4)

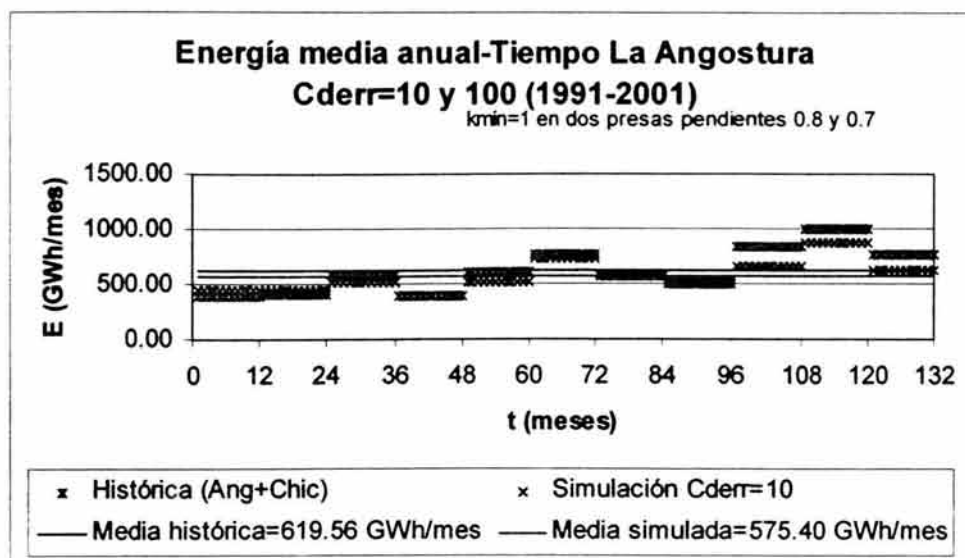


Figura 5.16 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura . Ensayo (5)

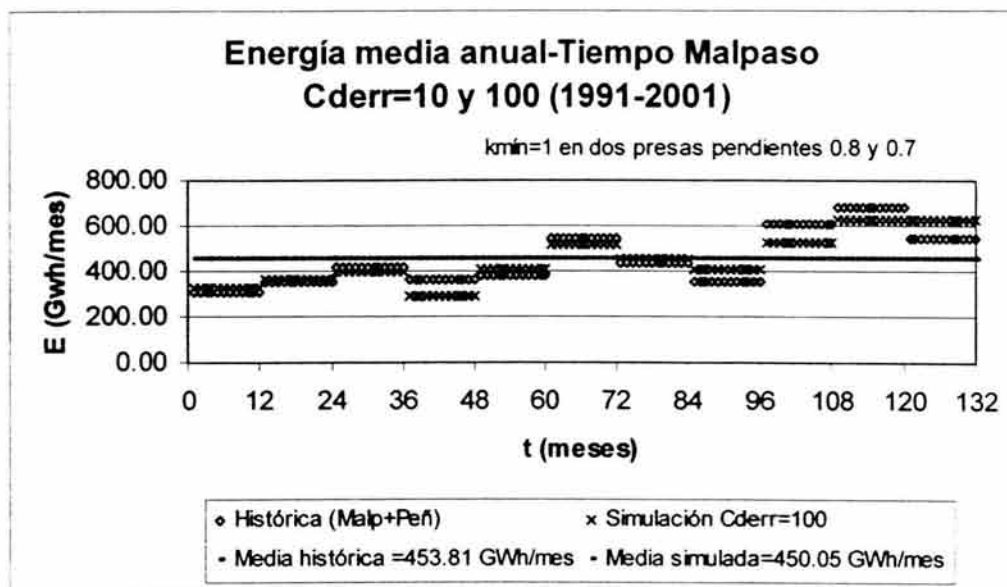


Figura 5.17 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso . Ensayo (5)

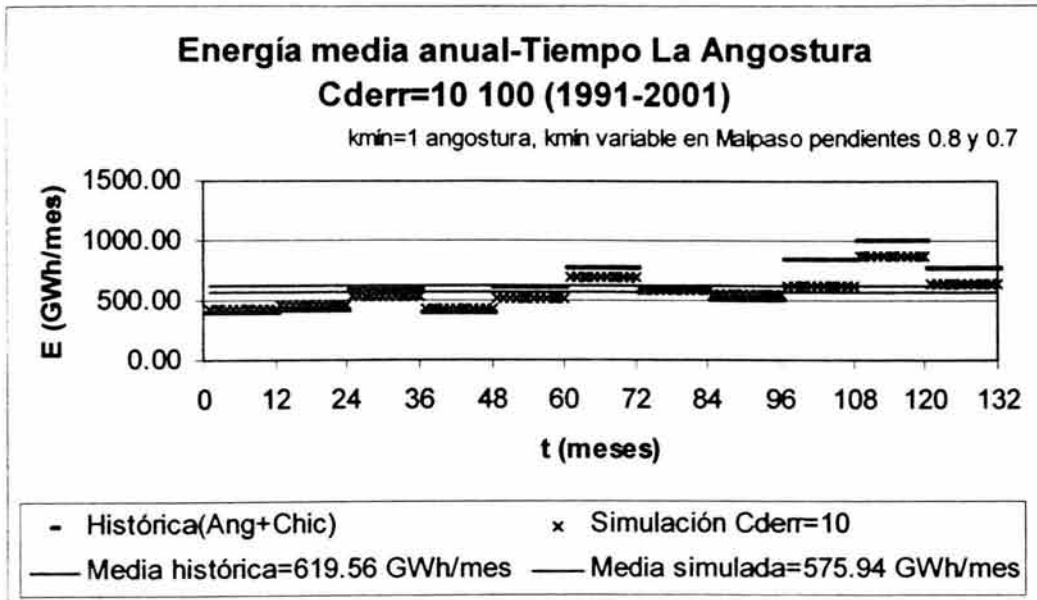


Figura 5.18 Curva Energía-Tiempo. Presa La Angostura. Ensayo (7)

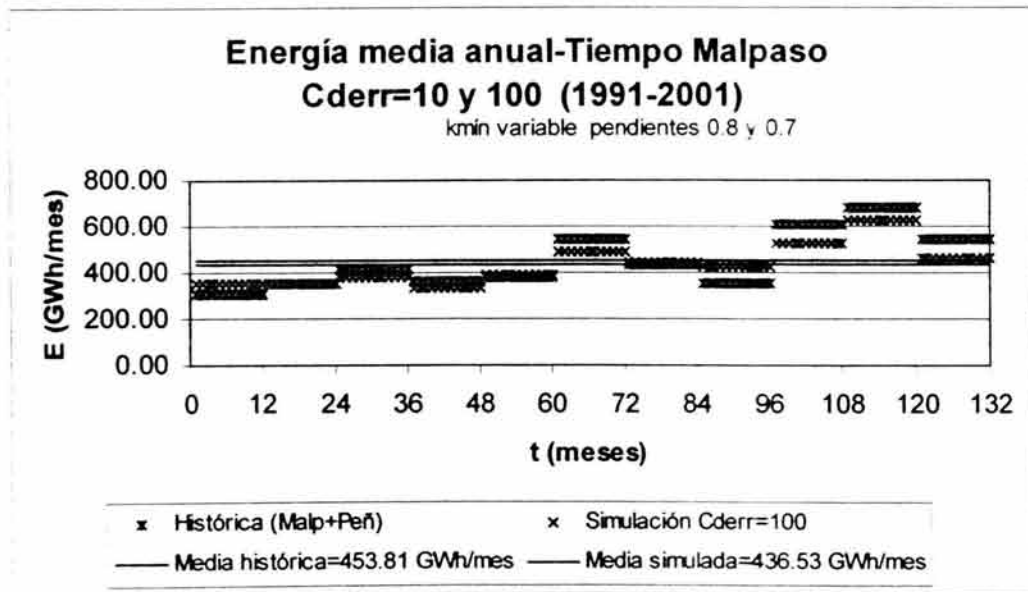


Figura 5.19 Curva Energía-Tiempo. Presa Malpaso. Ensayo (7)

De las curvas elevaciones contra tiempo, para La Angostura, se observa que el ensayo uno tiene un mejor comportamiento en años críticos, porque resultan elevaciones mínimas superiores a la histórica; mientras que los ensayos 4, 5 y 7 dan valores ligeramente menores al histórico; lo anterior es consecuencia de imponer una restricción de extracción mínima a la presa, lo cual provoca que se alcancen niveles bajos en el embalse. Cuando se presentan años muy húmedos, todos los ensayos dieron por debajo del máximo histórico registrado.

Con respecto a las Figuras que corresponden a Malpaso, lo más notable es que se alcanza el NAMO menos veces que los datos históricos pero se desciende más veces (que el histórico).

En cuanto a los valores de la energía generada, se observa, para La Angostura, que la energía media obtenida con la simulación no supera a la histórica, pero sin grandes diferencias; esto se presenta en casi todos los ensayos. En el caso de Malpaso sucede algo similar; en particular en el ensayo 5 el valor de la energía media es muy cercano al histórico.

Las Figuras 5.4 y 5.5 correspondientes a la curva elevación-tiempo para el ensayo (1), muestran que la generación histórica fue un poco mayor que la simulada, pero a costa de derrames o riesgos inaceptables porque se sobrepasó mucho el NAME en las dos presas en 1999 y se bajaron mucho los niveles en el 2001.

De los ensayos anteriores se hizo la comparación más detallada entre los resultados de las políticas:

1. Ensayo a(**) que no penaliza el derrame, no garantiza la energía mínima ni permite hacer acomodos en el pico de la demanda diaria.
2. Ensayo 1, penaliza el derrame, no garantiza la energía mínima ni permite hacer acomodos en el pico de la demanda diaria.
3. Ensayo 4, penaliza el derrame, garantiza la energía mínima y no hace acomodos en el pico de la demanda diaria.
4. Ensayo 7 la cual penaliza el derrame, garantiza la energía mínima y hace acomodos en el pico de la demanda diaria

Los parámetros de comparación para el periodo 1991-2001 (Tabla 5.3) son:

- a) Energía media/quincena
- b) Derrames
- c) Elevaciones máximas
- d) Elevaciones mínimas

Tabla 5.3 Comparación de resultados entre distintas políticas de operación (1991-2001)

La Angostura

Ensayo	Elevaciones(1991-2001)		Energía media(1991 2001) GWh/mes
	Máx	Min	
	m	m	
Histórico	538.17	513.48	619.56
a(**)	533.82	523.1	589.37
1	533.82	518.17	583.28
4	533.82	512.16	576.98
7	533.82	507.94	576.76

Malpaso

Ensayo	Elevaciones(1991-2001)		Energía media(1991 2001) GWh/mes
	Máx	Min	
	m	m	
Histórico	184.63	167.47	453.81
a(**)	184.39	166.77	446.41
1	184.27	166.77	442.36
4	184.27	168.16	438.4
7	182.47	166.42	436.53

Para efectuar una comparación de los valores totales de la energía de las políticas a(**), el ensayo 1, la política histórica reportada por CFE y la que se obtiene con las elevaciones históricas con una eficiencia de 0.9, igual a la manejada en la simulación, se consideró la energía generada de manera adicional (ΔE), presente porque para el máximo maximorum la energía se calculó considerando que la elevación inicial y la final eran iguales al NAMO, mientras que con las políticas obtenidas con la simulación, se obtuvo una elevación final menor que la inicial. Dicha energía adicional ΔE se calculó a partir de la consideración de que con un ΔV de $101.48 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, se generan aproximadamente 75.26 GWh en La Angostura. En este caso el periodo de comparación fue de 1990 a 2001. El cálculo de ΔE se resume en la Tabla 5.4

Tabla 5.4 Cálculo de ΔE (GWh)

	Vfinal (31 dic 2001) 10 ⁶ m3	Vinicial (1 ^o ene 1990) 10 ⁶ m3	$\Delta V=V_f-V_i$ 10 ⁶ m3	$\Delta E=\Delta V \cdot 75.26/101.48$
Max-maximum (1)	13169	13169	0	0
Hist cfe (2)	4489.66	10837.44	-6347.78	-4707.67
Máxima (3)	10424.12	11125.01	-700.89	-519.80
Ensayo 1 (4)	9179.38	9220.29	-40.91	-30.34
Hist efic=0.9 (5)	4489.66	10837.44	-6347.78	-4707.67

- (1) Carga Ang + Chicoasén
- (2) Se utilizó el volumen correspondiente a la elevación del 1° de enero de 1991 y del 27 de dic de 2001
- (5) Con las elevaciones de 1991 a 2001 de CFE y eficiencia de 0.9 usada en (1) a (4)

Al calcular el valor de la energía total, restando ΔE , se obtuvieron valores comparables de la energía, verificándose como máximo maximum el obtenido a partir de la política semiempírica y determinística.

También estos valores se compararon con el valor histórico de la energía generada, calculada a partir de las elevaciones histórica, con una eficiencia de generación de 0.9 , usada para La Angostura en el modelo de simulación.

Estas comparaciones se consignan en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Generación La Angostura , GWh

Año	Máximo maximorum (1)	Histórica CFE (2)	a(**) (3)	Ensayo 1 (4)	Histórica (efic= 0.9) (5)
1990	5988.84	6236.40	6260.92	6491.36	6236.40
1991	4843.74	4494.13	4903.34	4926.03	4715.62
1992	5970.44	5135.10	5777.19	5656.02	4941.89
1993	7000.17	7043.10	6846.38	6711.17	6970.03
1994	3759.33	4506.89	3905.58	4198.64	4812.29
1995	11967.59	7137.88	8679.91	8095.49	7278.95
1996	8416.42	9538.69	8503.79	8542.44	9244.10
1997	6603.63	6879.13	6398.38	6321.01	6755.05
1998	7664.75	6447.81	7320.28	7252.57	5984.20
1999	11752.10	10244.17	10923.18	8920.72	9990.70
2000	8441.46	12070.83	8893.86	10219.26	11950.01
2001	5533.11	9318.51	5644.65	6149.29	9138.74
suma	87941.57	89052.62	84057.46	83484.00	88017.97
ΔE	0.00	-4707.67	-519.80	-30.34	-4707.67
Total	87941.57	84344.96	83537.66	83453.66	83310.30

- (1) Considerando a Chicoasén, evitando el derrame presa al NAMO al inicio y al final del periodo
- (2) Históricos reportados por CFE
- (3) Cderr=1 ambas presas, kmín=0, pendientes iguales a 1
Derrame (1990-2001)= 1969.73 10⁶ m³
- (4) Cderr 10 y 100 kmín=0, pendientes iguales a 1
Derrame (1990-2001)= 323.97 10⁶ m³
- (5) Con las elevaciones de 1991 a 2001 de CFE y eficiencia de 0.9 usada en (1) a (4)
Derrame histórico 1991-2001= 4931.25 10⁶ m³
en 1990 se usó el dato de (2), por no disponer de las elevaciones

De la Tabla 5.5 se observa que el máximo maximorum, obtenido con la política semiempírica y determinística, fue de 87941.57 GWh, seguido por el ensayo a(**) , calculado con el método de optimación propuesto con una diferencia de 4403.91 GWh, pero con esta última se obtienen los mayores derrames, debido a que no los penaliza. Le siguen la política correspondiente al ensayo 1 (que penaliza el derrame), con la que se tienen diferencias de 4487.91 GWh y la política histórica, considerando una eficiencia del 90%, con la que se tiene una diferencia de 4631.27 GWh , respecto al máximo maximorum. (Cabe recordar que se desconoce con qué eficiencia fue calculada la política histórica proporcionada por CFE en la columna (2), por lo que no se consideró comparable con las restantes).

En la Tabla 5.5 se observa también cómo en el lapso de 1999 a 2001 la energía histórica aumentó, como consecuencia de la política histórica descrita a partir de

la Figura 5.6 al utilizarse agua que debió haberse derramado en 1999 y bajarse la reserva disponible en 2001; lo anterior también se aprecia en la Figura 5.12.

5.5 Bondad de una política de operación

El máximo maximorum calculado en la columna 1 de la Tabla 5.5 se puede considerar como la máxima energía generada sin que se presenten derrames. Si se hace la comparación de la energía generada por las políticas histórica así como de las obtenidas con el proceso de optimación con la política "ideal" que dio el máximo maximorum de energía, se obtiene una medida de la bondad por medio de la expresión (Calva et al. (1993), Fuentes et al. (1993)):

$$\text{Coeficiente de bondad} = \frac{\text{Energía}_{\text{política de prueba}}}{\text{Energía}_{\text{política ideal}}} \quad (5.1)$$

En la Tabla 5.6 se indican los valores del coeficiente de bondad para las políticas que se compararon en la Tabla 5.3.

Tabla 5.6 Bondad de algunas políticas de generación de energía eléctrica. Presa La Angostura

	Energía GWh	Bondad de la política
Max-maximorum	87941.57	1.00
Hist cfe	84344.96	0.96
Hist efic=0.9	83310.30	0.95
Máxima a(**)	83537.66	0.95
Ensayo 1	83453.66	0.95
Ensayo 4	82261.33	0.94
Ensayo 7	81692.09	0.93

Para la política del ensayo 7 se obtiene un coeficiente de bondad de 0.93, que es el menor, pero a cambio de tomar en cuenta la posibilidad de hacer acomodos en el pico de la demanda diaria, así como garantizar una extracción mínima.

5.6 Matriz de políticas de operación

El programa de optimación OPTIDIN.FOR, proporciona el archivo de las políticas de operación por etapa y para cada estado en que se encuentren las presas La Angostura y Malpaso; posteriormente se creó el programa MAPO1.FOR el cual proporciona el archivo de políticas de extracción, por etapa y para cada estado en que se encuentra cada presa, pero en un arreglo matricial.

En las Tablas 5.7 a 5.12 se presentan las políticas de operación correspondientes al ensayo 7.

La manera de interpretar estas tablas se explica a continuación.

En la primera columna se indican los estados en que se dividió, para fines de estudio, la presa La Angostura; en el primer renglón se indican los estados correspondientes a la presa Malpaso; en la intersección de dos estados de las presas se indican dos números enteros que representan, por unidad de volumen, la cantidad de agua por extraer, en toda la quincena, de cada presa, según el estado en que se encuentren. Así, por ejemplo, si es el mes de septiembre, en el que las presas comúnmente tienen niveles altos, consideremos que la presa La Angostura tiene un volumen almacenado correspondiente al estado 17 y que la presa Malpaso tiene un volumen que corresponde al estado 13; entonces, la política de extracción para el mes de septiembre (Tabla 5.10), indica que en esos estados, deberían extraerse $3 \times 300 = 900$ millones de m^3 de La Angostura y $4 \times 300 = 1200$ millones de m^3 de Malpaso. Otro caso es, si es el mes de febrero y los estados de La Angostura y Malpaso son, respectivamente 12 y 11; la política de extracción (Tabla 5.7) indica extraer $6 \times 60 = 360$ millones de m^3 de La Angostura y $8 \times 60 = 480$ millones de m^3 de Malpaso.

Tabla 5.7 Política de operación recomendada para la etapa enero-mayo. Cada unidad corresponde a una extracción de 68 millones de m³ por quincena

		E S T A D O S M A L P A S O																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5
2	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5
3	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5
4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5
5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
6	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
7	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
8	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
9	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
10	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
11	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
12	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
13	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
14	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
15	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
16	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
17	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
18	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
19	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
20	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
21	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5
22	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5

Tabla 5.8 Política de operación recomendada para la etapa junio-julio. Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones de m³ por quincena

		E S T A D O S M A L P A S O																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
3	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
5	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
6	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
7	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
8	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
9	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
10	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
11	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
12	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
13	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
14	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
15	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
16	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
17	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
18	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
19	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2
20	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2
21	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2
22	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2

Tabla 5.9 Política de operación recomendada para la etapa agosto . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena

	E S T A D O S M A L P A S O															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
3	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
5	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
6	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
7	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
8	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
9	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
10	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
11	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
12	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
13	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
14	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
15	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
16	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
17	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
18	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
19	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
20	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
21	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
22	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2

Tabla 5.10 Política de operación recomendada para la etapa septiembre . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena

	E S T A D O S M A L P A S O															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
3	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
5	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
6	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
7	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
8	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
9	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
10	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
11	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
12	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
13	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
14	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
15	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
16	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
17	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
18	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
19	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
20	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
21	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
22	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2

Tabla 5.11 Política de operación recomendada para la etapa octubre . Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena

	E S T A D O S M A L P A S O																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16										
1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5						
2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5				
3	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5				
4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5				
5	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5				
6	2	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5			
7	3	2	2	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5			
8	3	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5		
9	3	2	3	2	3	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5		
10	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	3	1	4	1	5		
11	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	3	1	4	1	5		
12	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2	3	2	4	1	4	1	5		
13	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	2	4	1	4	1	5		
14	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	2	4	1	4	1	5		
15	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	2	4	2	5	1	5		
16	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	2	5	1	5		
17	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	2	5	1	5		
18	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	3	5	2	5	1	5
19	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	3	5	2	5	1	5
20	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	3	5	2	5	1	5
21	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	3	5	2	5	1	5
22	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3	3	4	3	5	3	5	2	5	1	5

Tabla 5.12 Política de operación recomendada para la etapa noviembre-diciembre . Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones de m³ por quincena

	E S T A D O S M A L P A S O																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16																
1	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5	1	8	1	8	1	8						
2	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	7	4	8	4	9	4	10				
3	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10		
4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	7	4	8	4	9	4	10	4	10		
5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	7	4	8	4	9	4	10	4	10		
6	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10		
7	5	5	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10		
8	6	5	5	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10	
9	6	5	6	5	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10		
10	7	5	6	5	5	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	6	4	6	4	8	4	8	4	10	4	10	4	10	
11	7	5	6	5	6	5	5	5	5	5	5	5	5	4	5	4	5	4	6	4	7	4	8	4	9	4	10	4	10	4	10	
12	7	5	7	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	5	4	5	4	6	4	7	4	8	4	9	4	10	4	10	4	10	
13	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	6	5	5	4	5	4	6	5	8	5	9	5	10	4	10	4	10	
14	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	6	5	5	5	6	6	8	6	9	6	10	5	10	4	10	4	10	
15	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	6	5	6	6	7	6	8	7	10	6	10	5	10	4	10	4	10	
16	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	6	10	5	10	4	10	4	10
17	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10
18	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10
19	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10
20	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10
21	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10
22	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	6	7	7	7	8	7	9	7	10	7	10	6	10	5	10	4	10

5.7 Conclusiones

Se aplicó con resultados satisfactorios la programación dinámica estocástica en la obtención de políticas de operación de las presas La Angostura y Malpaso; se pudieron hacer adaptaciones al modelo de optimización para tomar en cuenta los requerimientos impuestos al sistema por el personal de CFE; dichos requerimientos hacen que se otorgue mayor beneficio cuando se extrae poco, para poder hacer los acomodos en los picos de la demanda diaria (lo que generalmente sucede cuando los niveles de la presa son menores) y disminuyendo el beneficio por generación cuando se tienen extracciones cercanas a la máxima (lo que en general ocurre cuando las presas tienen mayor nivel). Lo anterior se refleja en un ligero sacrificio en la generación y disminuciones en el almacenamiento mínimo, pero logrando evitar casi del todo los derrames y el déficit.

El beneficio por generación de la política de operación antes de incluir los requerimientos de CFE (ensayo 2) sería como el mostrado en la curva 1 de la Figura 5.20, la política del ensayo 7 plantea al beneficio por generación mostrado en la curva 2 de la misma Figura. Para hacer comparaciones más directas se tendría que pensar en una curva de beneficios por generación como la de la curva 3; en la que el valor de la pendiente en el primer tramo (entre la k_{\min} y la k_1) sería mayor que 1 ($>45^\circ$); de una manera gráfica se tendría una pendiente aproximada de 1.36. Al hacer la simulación con esa pendiente se obtiene la política del ensayo 7' que se muestra en la Tabla 5.13.

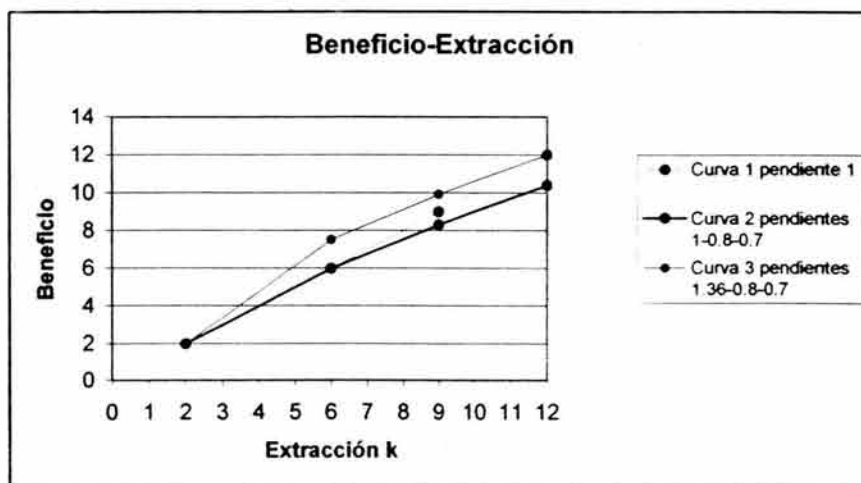


Figura 5.20 Curva Beneficio-Extracción

Tabla 5.13 Comparación de resultados de la simulación dando mayor beneficio por generación a extracciones cercanas a la mínima. 1959-2001

Ensayo	Pendientes en ambas presas			Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	kmin-k1	k1-k2	k2-kmáx	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
2	1	1	1	303.88	223.94	5827.83	5063.13	500.2 ⁽¹⁾	67.01 ⁽¹⁾	520.45	170.85
7 ⁽²⁾	1	0.8	0.7	302.26	222.87	1781.66	5090.93	34.51 ⁽¹⁾	0	517	170.83
7 ⁽³⁾	1.36	0.8	0.7	299.39	219.11	0 ⁽²⁾	2174.51	0	0	511.87	169.83

⁽¹⁾ El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999

⁽²⁾ Se presenta un déficit total de 2362.68 10⁶m³ repartido en los años 1978, 1992, 1993 y 1995

⁽³⁾ Se presenta un déficit de 934.86 10⁶m³ en el año 1995

⁽⁴⁾ Ensayos que contemplan, la corrección en el dato de feb de 1997 en Malpaso y la nueva probabilidad en la etapa 6

Datos al 2001	Etapa	Meses	Angostura	Malpaso
P ₁ kmín	6	ene-may	1	1
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	1
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	1
P ₂ kmín	6	ene-may	4	5
	1 y 5	nov-dic y jun-jul	1	2
	2,3 y 4	oct, sep y ago	1	2

En la Tabla 5.13 se observa que con la política correspondiente al ensayo 7' se presenta una disminución en la generación y en el almacenamiento mínimo (incluso se presenta un déficit en La Angostura) y la única ventaja es que se evitan del todo los derrames en ambas presas. Con lo anterior es justificable la propuesta de política dada por el ensayo 7 (con la variación en el beneficio dado por la Curva 2 de la Figura 5.20) con la que no se sacrifica tanto la generación ni las elevaciones medias mínimas (no se llega a una situación de déficit) aunque con un derrame pequeño, susceptible de ser guardado al finalizar la época de avenidas.

5.8 Referencias

1. Domínguez M., R., Mendoza R.,R., "Funcionamiento de las Presa Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas sobre el Río Grijalva, elaborado para la CNA por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.
2. Domínguez, M. R., Mendoza, R.R., Arganis, J.M.L. Revisión de las políticas de operación de las presas Angostura y Malpaso, en el Río Grijalva. Para CFE. Informe Final. Noviembre 2001.
3. Calva, Salazar A. "Bondad de una Política de Operación de una Presa de Almacenamiento". VIII Congreso Nacional de Hidráulica. Asociación Mexicana de Hidráulica, 1993.
4. Fuentes, M. O.A., Sánchez, B.J.L., "Estrategia Óptima para la Operación de una Presa Hidroeléctrica y Regulación de Avenidas". VIII Congreso Nacional de Hidráulica. Asociación Mexicana de Hidráulica, 1993

**6. ANÁLISIS DEL
COMPORTAMIENTO DE POLÍTICAS
DE OPERACIÓN SIN Y CON
AUTOCORRELACIÓN, UTILIZANDO
REGISTROS SINTÉTICOS**

6. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN SIN Y CON AUTOCORRELACIÓN, UTILIZANDO REGISTROS SINTÉTICOS

6.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al simular la operación del sistema de presas en estudio para distintas políticas de operación considerando la autocorrelación existente entre los volúmenes de ingreso a los embalses. Con objeto de comparar el efecto de distintas políticas en situaciones de escurrimientos extremos, se generaron registros sintéticos de escurrimientos mensuales para un periodo de 1000 años, utilizando el método de Svanidze modificado (Svanidze, 1980), (Domínguez, et al., 2001). Los resultados permiten observar diferencias significativas en la frecuencia y magnitud de los volúmenes que será necesario derramar, así como en las situaciones de déficit; diferencias que no se manifiestan claramente cuando se simula el comportamiento del sistema utilizando solamente el registro histórico.

6.2 Problemática

Como fue mencionado en el Capítulo 1, al estudiar las políticas de operación del sistema de presas en cascada del Río Grijalva con el empleo de la técnica de optimización de programación dinámica estocástica (Domínguez y Mendoza., 2000), se plantearon dos problemas:

El primero fue que al presentar a los operadores de los embalses los resultados de una política que maximiza la energía generada y cuida reducir al máximo posible los derrames, los operadores plantearon que dicha política les parecía adecuada en lo general, pero que sería conveniente poder garantizar una cierta generación mínima en los meses de estiaje y procurar concentrar más la generación en las horas de máxima demanda del sistema nacional.

Por otra parte, debido a que el principal problema del método de programación dinámica estocástica es que el número de operaciones necesarias crece más que geométricamente con el número de estados, no se consideró conveniente agregar a la gran complejidad del análisis estocástico de dos presas en cascada, la derivada de considerar la autocorrelación y la correlación cruzada de las series históricas de volúmenes de ingreso.

Para dar respuesta a la problemática anterior, se determinó una nueva política que toma en cuenta los planteamientos de los operadores y de manera adicional

se planteó un procedimiento de ajuste a la operación que intenta tomar en cuenta la autocorrelación de los volúmenes de ingreso.

6.3 Modificaciones en el algoritmo de simulación para considerar la autocorrelación

Al encontrar que era alta la autocorrelación entre los volúmenes de ingreso (Tabla 6.1) , se decidió buscar un procedimiento para tomarla en cuenta, pero sin incrementar el número de estados del problema porque ello implicaría un incremento muy dramático en el tiempo de cálculo (Larios, 1985) ; para ello, se obtuvieron ecuaciones de regresión entre el volumen del mes $j+1$ y el del mes j (En la Figuras 6.1 y 6.2 se ejemplifican estas gráficas para ambas presas) y en la Tabla 6.2 se hizo un resumen de los parámetros de cada ecuación de regresión

Tabla 6.1 Coeficiente de correlación entre meses para cada presa

	Coeficiente r_{xx}					
	La Angostura			Malpaso		
	Histórica	Sintética	Diferencia	Histórica	Sintética	Diferencia
may-jun	0.79	0.86	-0.07	0.74	0.79	-0.05
jun-jul	0.64	0.73	-0.09	0.62	0.001	-0.10
jul-ago	0.73	0.69	0.05	0.58	0.49	0.09
ago-sep	0.84	0.76	0.08	0.65	0.39	0.26
sep-oct	0.73	0.67	0.07	0.63	0.56	0.07
oct-nov	0.78	0.76	0.02	0.73	0.62	0.12
nov-dic	0.84	0.84	0.00	0.46	0.78	-0.32
dic-ene	0.84	0.90	-0.06	0.55	0.74	-0.18
ene-feb	0.79	0.90	-0.11	0.48	0.70	-0.21
feb-mar	0.81	0.88	-0.07	0.70	0.81	-0.11
mar-abr	0.67	0.86	-0.20	0.83	0.86	-0.03
abr-may	0.53	0.28	0.24	0.61	0.00	0.61

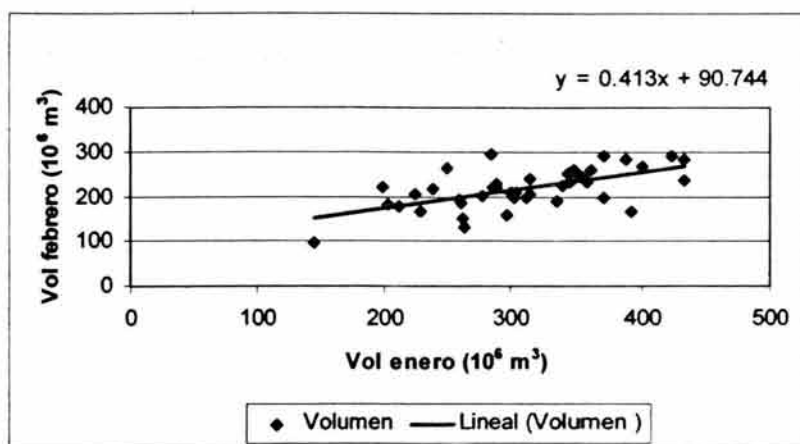


Figura 6.1 Gráfica de Volumen de ingreso mensual, febrero contra enero. La Angostura

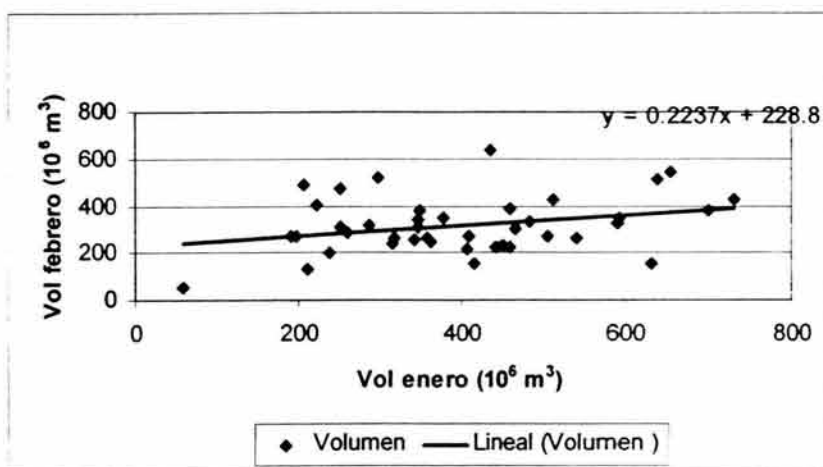


Figura 6.2 Gráfica de Volumen de ingreso mensual, febrero contra enero. Malpaso

Tabla 6.2 Parámetros de la regresión lineal aplicada en los volúmenes de ingreso mensual. Presas La Angostura y Malpaso

mes j+1	mes j	La Angostura		Malpaso	
		Pendiente	Ordenada al origen	Pendiente	Ordenada al origen
febrero	enero	0.413	90.744	0.2237	228.8
marzo	febrero	0.6329	61.057	0.4241	90.943
abril	marzo	0.5173	86.043	0.826	17.559
mayo	abril	0.6078	159.29	0.5099	122.99
junio	mayo	1.9236	296.77	0.785	346.28
julio	junio	0.5074	697.45	0.5866	437.34
agosto	julio	0.8033	593.6	0.4949	541.13
septiembre	agosto	1.0167	838.07	0.6811	859.08
octubre	septiembre	0.4166	891.95	0.2623	759.77
noviembre	octubre	0.2563	276.14	0.281	291.9
diciembre	noviembre	0.2896	204.1	0.1549	388.13
enero	diciembre	0.4239	125.79	0.253	270.89

También se determinó el volumen medio mensual para cada presa (Tabla 6.3).

Tabla 6.3 Volumen medio mensual para cada presa

Mes	Volumen medio mensual (10^6 m^3)	
	La Angostura	Malpaso
enero	153.89	199.34
febrero	108.92	158.99
marzo	99.47	112.90
abril	94.47	102.04
mayo	137.06	113.52
junio	412.04	262.25
julio	557.38	372.50
agosto	744.55	454.91
septiembre	1176.04	739.38
octubre	935.91	573.82
noviembre	377.90	307.21
diciembre	211.51	241.66

En forma adicional, a partir de los datos ordenados de mayor a menor, para cada etapa, se identificó un intervalo de valores pequeños medianos y grandes de los volúmenes de ingreso; en un principio se pretendieron establecer estos intervalos tomando en cuenta la media más o menos la desviación estándar; pero al observar la distribución de los datos la mayoría quedarían en el intervalo de valores grandes; por esta razón se optó por dividir en, aproximadamente, tres partes la cantidad de datos y de esta manera quedó la agrupación de datos en pequeños, medianos y grandes (Tabla 6.4).

Tabla 6.4 Clasificación de los volúmenes de ingreso por mes

Presa: La Angostura

	Volumen de ingreso por etapa millones de m ³					
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
Grandes >=	344.71	233.52	217.13	205.6	278.2	847.1
Chicos <=	284.5	199.3	177.3	157.19	215.51	683.2
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Grandes >=	1313	1643.6	2851.32	2040.3	781.8	482.91
Chicos <=	891.85	1160.3	1936.9	1607.5	613.67	388.41

Presa: Malpaso

	Volumen de ingreso por etapa millones de m ³					
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
Grandes >=	460.79	346.33	271.1	239.1	241.76	616.58
Chicos <=	318.78	262.8	176.7	137.7	166	420.36
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Grandes >=	875.3	910.06	1869.36	1365.98	679.8	543.1
Chicos <=	569.8	656.7	1080.5	921.6	505.3	412.3

Se identificó el volumen del mes $j+1$ dado que el volumen del mes j fue grande así como el volumen del mes $j+1$ dado que el anterior fue chico. A dichos volúmenes se les calculó la probabilidad de no excedencia con lo que se obtuvieron las probabilidades condicionales, como se muestra en las Figuras 6.3 y 6.4 para el mes de enero en las presas La Angostura y Malpaso.

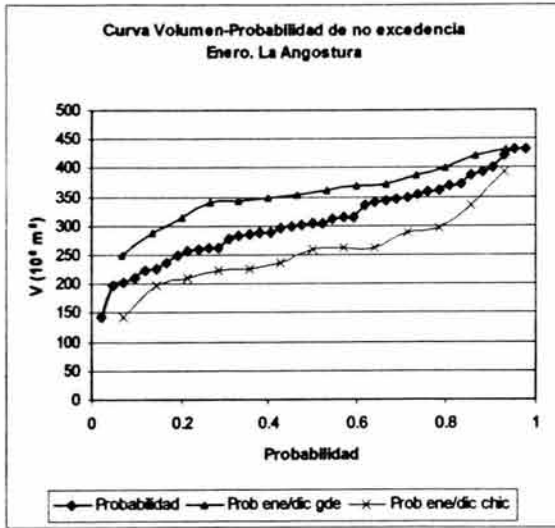


Figura 6.3 Curva Volumen-Probabilidad de no excedencia. Enero La Angostura

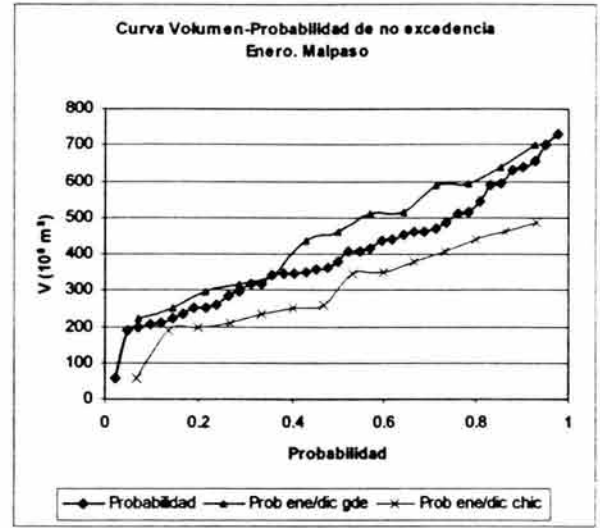


Figura 6.4 Curva Volumen-Probabilidad de no excedencia Enero. Malpaso

Los cálculos anteriores muestran que la correlación se manifiesta de dos maneras, las cuales se resumen enseguida.

Por una parte, la interpretación tradicional de la correlación entre dos variables, x, y , considera que la función de distribución de probabilidades de la variable dependiente (y) tiene una media dada por la ecuación de regresión, alrededor de la cual se manifiesta una cierta dispersión (Figura 6.5).

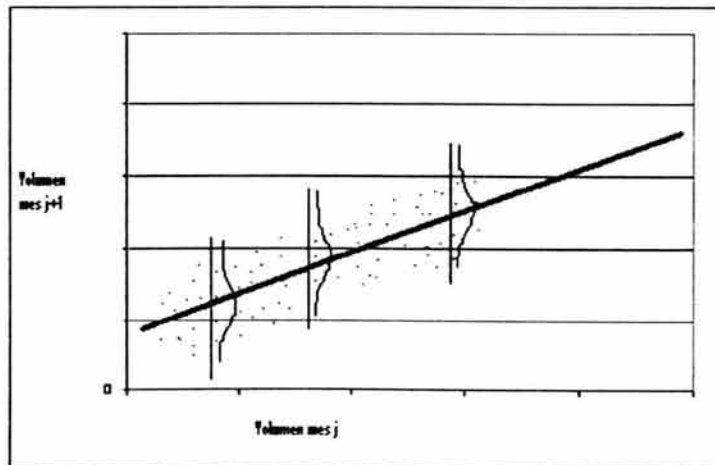


Figura 6.5 Gráfica del volumen de ingreso del mes $j+1$ contra el del mes j e interpretación

Por otra parte, la correlación provoca que las distribuciones condicionales de probabilidad de excedencia muestren un corrimiento respecto a las distribuciones no condicionales, este efecto se aprecia en las Figura 6.6.

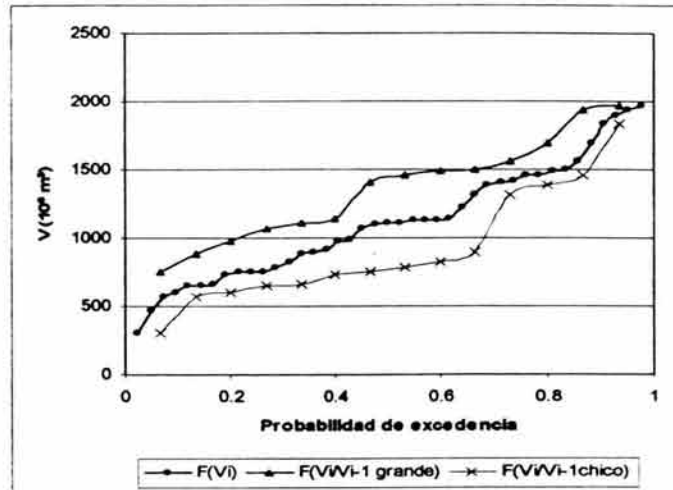


Figura 6.6 Efectos de la correlación en las distribuciones condicionales

Considerando esta interpretación se modificó el programa SIMULQF.FOR; se hicieron ensayos de simulación proponiendo que la extracción programada en cada etapa fuera igual que la obtenida a partir del proceso de optimación (que no toma en cuenta la correlación) pero añadiendo una extracción adicional DELVOL igual al producto de la pendiente de la recta de regresión con el mes inmediato anterior ($j-1$) por la diferencia entre el volumen real escurrido dicho mes menos la media correspondiente, ecuación 6.1:

$$DELVOL(presa, nmes) = PEND(presa, nmes-2) * (INGHQ(presa, año, nmes-2) - VIMED(presa, nmes-2)) \quad (6.1)$$

Donde:

PEND pendiente de la regresión lineal entre el volumen del mes $j+1$ y el mes j

INGHQ volumen de ingreso quincenal en millones de m^3

PRESA contador que toma el valor 1 si es La Angostura, 2 si es Malpaso

$nmes=1,2,\dots,24$ (quincenas)

VIMED volumen de ingreso medio quincenal (aproximado como el medio mensual entre dos), en millones de m^3

DELVOL incremento en el volumen, que tendrá signo positivo o negativo según que el ingreso sea mayor o menor que el valor medio.

Por lo anterior, el volumen por extraer, resulta:

$$GEXTQ_{presa}(nmes) = GEXTQ^*_{presa}(nmes) + DELVOL(presa, nmes) \quad (6.2)$$

Donde

$GEXTQ^*$ volumen de extracción resultado de la política óptima obtenida con programación dinámica estocástica

$GEXTQ$ volumen de extracción que toma en cuenta la correlación existente entre los volúmenes de ingreso.

•

Se verificó que el volumen dado por la ecuación 6.2 no fuera mayor que el máximo turbinable ni menor que el mínimo permisible; si esto sucede, se pone el máximo o el mínimo, según el caso.

6.3.1 Efectos en la simulación del registro histórico al considerar la correlación

Para estudiar las consecuencias de esos cambios, primero se simuló la operación del sistema para el periodo 1959-2001, con los resultados que se muestran en la Tabla 6.5, en el cual se denomina política 2 a la política obtenida antes de considerar los planteamientos de los operadores y política 7 a la obtenida después de considerarlos. Para cada una de ellas se realizaron las simulaciones sin utilizar el procedimiento de ajuste que considera la autocorrelación de los volúmenes de ingreso (sin correl, en la Tabla 6.5) y tomándola en cuenta (con correl, en la Tabla 6.5).

Tabla 6.5. Resultados de la simulación. Registro histórico 1959-2001

Política	Energía generada GWh/quincena		Energía generada Total	Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)	
	La Angostura	Malpaso	10 ³ GWh	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
2 sin correl	303.88	223.94	519.38	5827.83	5063.13	500.2 ⁽¹⁾	67.01 ⁽¹⁾
2 con correl	303.43	224.56	519.54	5995.57	5167.01	0	0
7 sin correl	302.26	222.87	516.73	1781.66	5090.93	34.51 ⁽¹⁾	0
7 con correl	301.81	224.06	517.46	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999

Cabe hacer mención de que en la Tabla 6.5 los resultados obtenidos varían ligeramente respecto a lo calculado en el Capítulo 5 debido a que se hicieron correcciones en datos de la presa Malpaso, tanto de un volumen de ingreso como en la correspondiente distribución de probabilidades.

Los resultados mostrados en la Tabla 6.5 permiten ver que las restricciones adicionales planteadas por los operadores del sistema conducen a una ligera disminución de la energía generada y a una disminución significativa del volumen de almacenamiento mínimo en la presa La Angostura, que puede ponerla en riesgo de no poder surtir la demanda (es decir, en riesgo de déficit).

Respecto al procedimiento propuesto para tomar en cuenta la correlación, solamente se observa que produce una muy ligera mejoría en la generación total y un incremento de los niveles mínimos de almacenamiento (es decir una disminución del riesgo de déficit).

Con las políticas de operación 2 y 7, sin y con correlación; se construyeron gráficas que resumen los resultados obtenidos en la energía generada y en las elevaciones medias quincenales, para el caso del registro histórico. (Figuras 6.7 y 6.8).

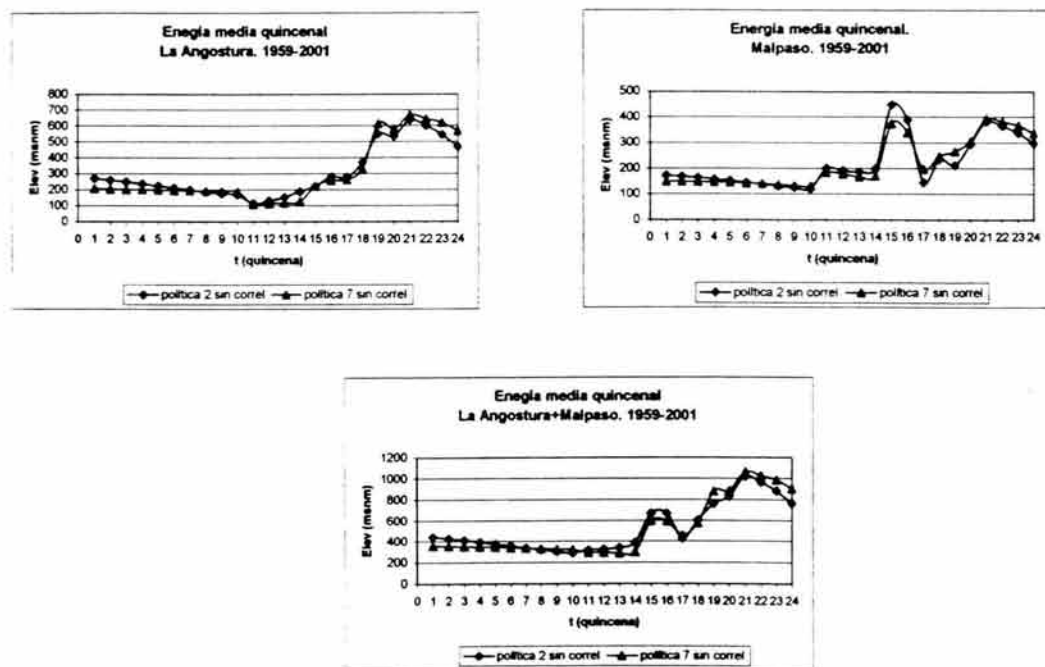


Figura 6.7 a) Energía media quincenal en cada presa y en conjunto. Registro histórico. Sin Correlación

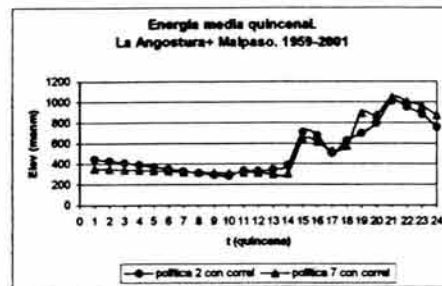
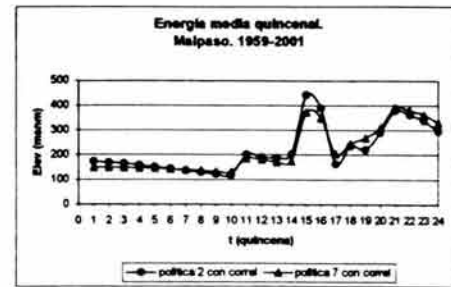
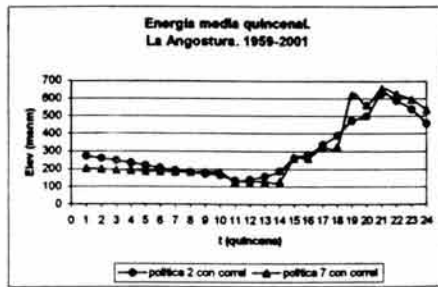


Figura 6.7 b) Energía media quincenal en cada presa y en conjunto. Registro histórico Con correlación

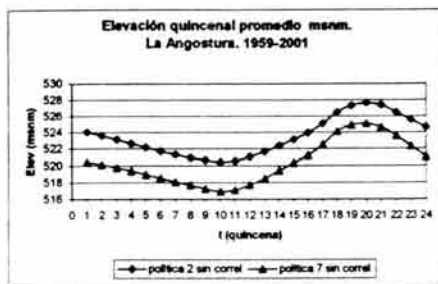


Figura 6.8 a) Elevación media quincenal en cada presa. Registro histórico. Sin correlación



Figura 6.8 b) Elevación media quincenal en cada presa. Registro histórico. Con correlación

En cuanto a las situaciones extremas, es decir, de derrame o de déficit, los resultados obtenidos al simular el funcionamiento con los ingresos históricos no aportan prácticamente ningún elemento de juicio que permita diferenciar los efectos de las distintas políticas.

Por lo anterior, se decidió estudiar qué sucedería si se simula la operación del sistema con series largas de volúmenes de ingreso generados sintéticamente, con el fin de identificar condiciones más desfavorables que las históricas.

6.4 Resultados de las simulaciones con registros sintéticos

Con el método de Svanidze modificado se obtuvieron registros sintéticos de longitud mayor que el histórico; en este caso se determinaron volúmenes mensuales para cada presa analizada.

El método aplicado produce un registro en el que se preservan las correlaciones cruzadas y las autocorrelaciones, excepto para la que liga el último y el primer mes del año. Para minimizar este problema, se optó por usar años hidrológicos (de mayo a abril) considerando la natural escasa correlación al pasar del estiaje a la época de avenidas.

Se generó una muestra sintética de 1000 años de registro así como 10 muestras sintéticas de 100 años de registro.

En las Tablas 6.6 a 6.9 se observa que la energía generada y la elevación media mínima son muy similares en el periodo histórico y en el sintético, lo que permite confirmar que el procedimiento de generación sintética funciona adecuadamente.

Adicionalmente, se construyeron gráficas de energía media contra tiempo y de elevaciones medias contra tiempo de los ensayos con y sin correlación para las políticas 2 y 7 (Figura 6.9 y 6.10).

Tabla 6.6. Resumen de la simulación de la política del ensayo 2 sin correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos

	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Política										
2 1959-2001	1	1	303.88	223.94	5827.83	5063.13	500.2 ⁽¹⁾	67.01 ⁽¹⁾	520.45	170.85
2 sint1000	1	1	305.33	224.24	4281.97	4825.27	34694.18 ⁽²⁾	17550.48 ⁽³⁾	520.58	171

- (1) El derrame se presentó en la 2aQ de octubre de 1999
 (2) El derrame total se presentó en 76 quincenas, en 40 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (3) El derrame total se presentó en 40 quincenas, en 17 ocasiones fue en la 2aQ de octubre

Nota: la elevación media mínima se obtiene como el mínimo de los 24 valores medios quincenales

Tabla 6.7. Resumen de la simulación de la política del ensayo 2 con correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos

	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Política										
2 1959-2001	1	1	303.43	224.56	5995.57	5167.01	0	0	520.34	171.37
2 sint1000	1	1	304.91	224.86	4689.56	5055.84	5610.5 ⁽¹⁾	16145.53 ⁽²⁾	520.99	171.61

- (1) El derrame total se presentó en 15 quincenas, en 12 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (2) El derrame total se presentó en 51 quincenas, en 16 ocasiones fue en la 2aQ de octubre

Nota: la elevación media mínima se obtiene como el mínimo de los 24 valores medios quincenales

Tabla 6.8. Resumen de la simulación de la política del ensayo 7 sin correlación para el periodo de registro y 1000 años sintéticos

	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
7 ₁₉₅₉₋₂₀₀₁	0.8	0.7	302.26	222.87	1781.66	5090.93	34.51 ⁽¹⁾	0	517	170.83
7 _{sim1000}	0.8	0.7	302.55	222.84	0 ⁽²⁾	3841.19	20405.98 ⁽³⁾	7846.64 ⁽⁴⁾	517.07	170.97

- (1) El derrame se presenta en la 2aQ de octubre de 1999
 (2) Se presenta un déficit de 75 41 millones de m³ en la segunda quincena de mayo del año 773
 (3) El derrame se presentó en 52 quincenas, en 34 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (4) El derrame se presentó en 22 quincenas, en 17 ocasiones en la 2aQ de octubre

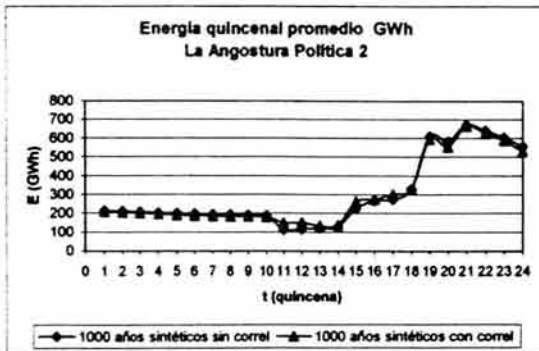
Nota: la elevación media mínima se obtiene como el mínimo de los 24 valores medios quincenales

Tabla 6.9 Resumen de la simulación de la política del ensayo 7 con correlación para el periodo de registro y 999 años sintéticos

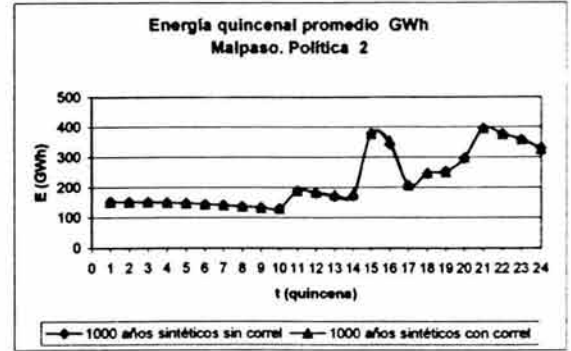
	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
7 ₁₉₅₉₋₂₀₀₁	0.8	0.7	301.81	224.06	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾	517.05	171.42
7 _{sim1000}	0.8	0.7	302.06	223.98	951.7	4585.69	796.57 ⁽²⁾	9467.47 ⁽³⁾	517.08	171.72

- (1) El derrame se presenta en la 2aQ de octubre de 1999
 (2) El derrame se presenta en 4 quincenas, en 4 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (3) El derrame se presenta en 48 quincenas, en 13 ocasiones en la 2aQ de octubre

Nota: la elevación media mínima se obtiene como el mínimo de los 24 valores medios quincenales



**a) Energía-Tiempo.
Angostura**



**b) Energía-Tiempo.
Malpaso**

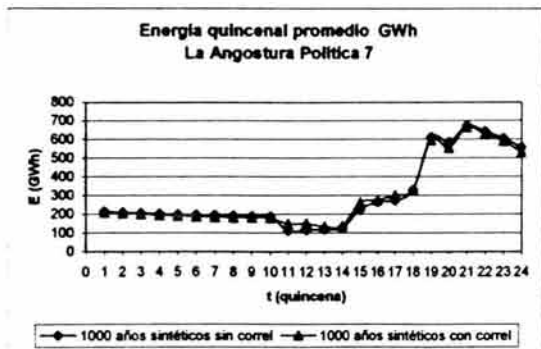


**c) Elevación-Tiempo.
Angostura**

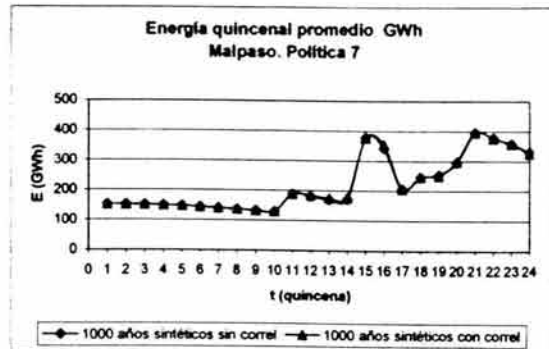


**d) Elevación-Tiempo.
Malpaso**

Figura 6.9 Curvas energía y elevación quincenal promedio contra tiempo quincenal. Política 2, 1000 años sintéticos



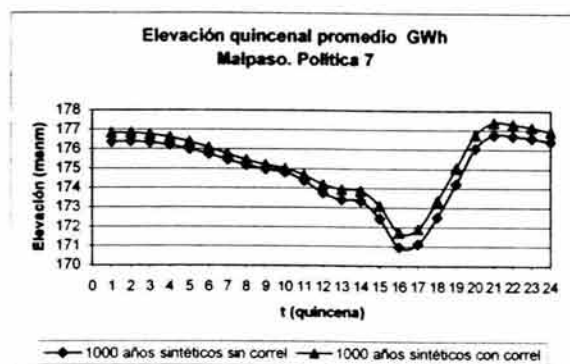
**a) Energía-Tiempo.
Angostura**



**b) Energía-Tiempo.
Malpaso**



**c) Elevación-Tiempo.
Angostura**



**d) Elevación-Tiempo.
Malpaso**

Figura 6.10 Curvas energía y elevación quincenal promedio contra tiempo quincenal. Política 7, 1000 años sintéticos

6.4.1 Análisis de los derrames y del déficit

Con objeto de analizar lo que ocurre en situaciones críticas se elaboró la Tabla 6.10 que resume los resultados de las dos políticas estudiadas sin y con correlación, para los 1000 años de registro generados.

Tabla 6.10 Resumen de la simulación de las políticas 2 y 7 en 1000 años sintéticos

Política	Pendiente en ambas presas		Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msam)	
	1-2	2-3	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
2 sin correl	1	1	305.33	224.24	4281.97	4825.27	34694.18 ⁽¹⁾	17550.48 ⁽²⁾	520.58	171
2 con correl	1	1	304.91	224.86	4689.56	5055.84	5610.5 ⁽³⁾	16145.53 ⁽⁴⁾	520.99	171.61
7 sin correl	0.8	0.7	302.55	222.84	0 ⁽⁵⁾	3841.19	20405.98 ⁽⁶⁾	7846.64 ⁽⁷⁾	517.07	170.97
7 con correl	0.8	0.7	302.06	223.98	951.7	4585.69	796.57 ⁽⁸⁾	9467.47 ⁽⁹⁾	517.08	171.72

- (1) El derrame total se presentó en 76 quincenas, en 40 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (2) El derrame total se presentó en 40 quincenas, en 17 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (3) El derrame total se presentó en 15 quincenas, en 12 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (4) El derrame total se presentó en 51 quincenas, en 16 ocasiones fue en la 2aQ de octubre
 (5) Se presenta un déficit de 75.41 millones de m³ en la segunda quincena de mayo del año 773
 (6) El derrame se presentó en 52 quincenas, en 34 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (7) El derrame se presentó en 22 quincenas, en 17 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (8) El derrame se presenta en 4 quincenas, en 4 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (9) El derrame se presenta en 48 quincenas, en 13 ocasiones en la 2aQ de octubre

Nota: la elevación media mínima se obtiene como el mínimo de los 24 valores medios quincenales

En la presa La Angostura, de acuerdo con la Tabla 6.10, con la política 2 los derrames son 6.2 veces mayores cuando no se considera la correlación que cuando sí se considera; en el caso de la política 7, los derrames son 25.6 veces mayores cuando no se considera la correlación que cuando sí se toma en cuenta.

En el caso de la presa Malpaso, con la política 2 los derrames son 8.7 % mayores si no se considera la correlación, pero con la política 7 los derrames son 17% menores cuando no se considera la correlación. Lo anterior indica que en la presa Malpaso no se observan efectos tan notorios al considerar la correlación.

Con la política 2 el almacenamiento mínimo es 9.5 % mayor en la presa La Angostura al considerar la correlación y en Malpaso es 4.8 % mayor al incluir la correlación. Con la política 7 en la presa La Angostura se tendría un déficit de 75.41 millones de m³ al no considerar la correlación, mientras que cuando sí se considera, ya no hay déficit y el almacenamiento mínimo que se alcanza es de 951.7 millones de m³ (en 1000 años). Con esta política 7 en Malpaso el almacenamiento mínimo es 19.4 % mayor al considerar la correlación y no se tendría déficit en 1000 años.

Para profundizar el análisis se trabajó con la política 7, que toma en cuenta los requerimientos de los operadores de CFE. Se generaron 10 muestras sintéticas de 100 años de registro (años hidrológicos) usando la política 7 sin correlación y con correlación; para cada presa se obtuvieron los valores del derrame total (Tablas 6.11 y 6.12) así como del déficit, el cual fue nulo en todos los casos.

Tabla 6.11. Valor del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. La Angostura

Serie	Derrame total sin correl 10^6 m^3	Derrame total con correl 10^6 m^3
Registro histórico 1959-2001	115	0
Muestra sintética 1	3038.52	0
Muestra sintética 2	1172.49	0
Muestra sintética 3	998.61	0
Muestra sintética 4	1631.69	0
Muestra sintética 5	3516.35	261.14
Muestra sintética 6	3934.77	845.19
Muestra sintética 7	0	0
Muestra sintética 8	1532.32	0
Muestra sintética 9	1622.06	0
Muestra sintética 10	12165.14	3987.02
Total (sintéticas)	29611.95	5093.35
Promedio (sintéticas)	2961.195	509.335

Tabla 6.12. Valor del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. Malpaso

Serie	Derrame total sin correl 10 ⁶ m ³	Derrame total con correl 10 ⁶ m ³
Registro histórico 1959-2001	0	7.2
Muestra sintética 1	2497.25	2031.4
Muestra sintética 2	116.23	1158.58
Muestra sintética 3	39.15	1224.32
Muestra sintética 4	0	0
Muestra sintética 5	2154.72	1797.25
Muestra sintética 6	3986.34	3778.89
Muestra sintética 7	698.62	906.73
Muestra sintética 8	772.91	1633.16
Muestra sintética 9	1169.38	186.08
Muestra sintética 10	7958.52	7210.72
Total (sintéticas)	19393.12	19927.13
Promedio (sintéticas)	1939.312	1992.713

En los Cuadros 6.11 y 6.12 se observa que, para el caso de La Angostura, al considerar la correlación de los volúmenes de escurrimiento, el derrame total resulta casi 6 veces menor que cuando no se considera; en contraparte, el derrame en Malpaso aumenta ligeramente (cerca de un 2.8%) al considerar la correlación.

En las Tablas 6.13 y 6.14 se indica el número de quincenas con derrame y el número de derrames que ocurrieron en la segunda quincena de octubre, que corresponde al fin de la temporada de lluvias, así como en otras quincenas antes y después de octubre. Esta diferenciación permite ver que un porcentaje importante de los derrames ocurriría al final de la temporada de lluvias, de tal forma que, con el apoyo de un buen sistema de pronóstico a corto plazo, en la práctica esos derrames podrían evitarse utilizando excepcionalmente el almacenamiento destinado al control de crecientes.

Tabla 6.13. Análisis del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. La Angostura

Simulación sin correlación. La Angostura					
Serie	Quincenas con derrame	Derrames			
		En la 2aQ de oct	Entre la 1aQ de nov y la 2aQ de feb	Entre la 1aQ de mar y la 2aQ de may	Entre la 1aQ de jun y la 1aQ de oct
Registro histórico 1959-2001	1	1	0	0	0
Muestra sintética 1	8	3	0	0	5
Muestra sintética 2	5	2	0	0	3
Muestra sintética 3	3	1	0	0	2
Muestra sintética 4	2	1	0	0	1
Muestra sintética 5	9	4	0	0	5
Muestra sintética 6	6	1	0	0	5
Muestra sintética 7	0	0	0	0	0
Muestra sintética 8	5	3	0	0	2
Muestra sintética 9	3	1	0	0	2
Muestra sintética 10	17	6	0	0	11
Total (sintéticas)	58	22	0	0	36
Promedio (sintéticas)	5.8	2.2	0	0	3.6

Simulación con correlación. La Angostura					
Serie	Quincenas con derrame	Derrames			
		En la 2aQ de oct	Entre la 1aQ de nov y la 2aQ de feb	Entre la 1aQ de mar y la 2aQ de may	Entre la 1aQ de jun y la 1aQ de oct
Registro histórico 1959-2001	0	0	0	0	0
Muestra sintética 1	0	0	0	0	0
Muestra sintética 2	0	0	0	0	0
Muestra sintética 3	0	0	0	0	0
Muestra sintética 4	0	0	0	0	0
Muestra sintética 5	1	1	0	0	0
Muestra sintética 6	2	1	0	0	1
Muestra sintética 7	0	0	0	0	0
Muestra sintética 8	0	0	0	0	0
Muestra sintética 9	0	0	0	0	0
Muestra sintética 10	7	2	0	0	5
Total (sintéticas)	10	4	0	0	6
Promedio (sintéticas)	1	0.4	0	0	0.6

Tabla 6.14. Análisis del derrame. Simulación conjunta sin y con correlación con la política del ensayo 7. Presa Malpaso

Simulación sin correlación. Malpaso					
Serie	Quincenas con derrame	Derrames			
		En la 2aQ de oct	Entre la 1aQ de nov y la 2aQ de feb	Entre la 1aQ de mar y la 2aQ de may	Entre la 1aQ de jun y la 1aQ de oct
Registro histórico 1959-2001	0	0	0	0	0
Muestra sintética 1	9	1	0	1	7
Muestra sintética 2	1	1	0	0	0
Muestra sintética 3	1	1	0	0	0
Muestra sintética 4	0	0	0	0	0
Muestra sintética 5	3	2	0	0	1
Muestra sintética 6	6	1	2	0	3
Muestra sintética 7	5	1	4	0	0
Muestra sintética 8	4	1	3	0	0
Muestra sintética 9	2	1	0	0	1
Muestra sintética 10	14	5	1	0	10
Total (sintéticas)	45	14	10	1	22
Promedio (sintéticas)	4.5	1.4	1	0.1	2.2

Simulación con correlación. Malpaso					
Serie	Quincenas con derrame	Derrames			
		En la 2aQ de oct	Entre la 1aQ de nov y la 2aQ de feb	Entre la 1aQ de mar y la 2aQ de may	Entre la 1aQ de jun y la 1aQ de oct
Registro histórico 1959-2001	1	1	0	0	0
Muestra sintética 1	11	0	1	1	9
Muestra sintética 2	4	1	1	0	2
Muestra sintética 3	4	0	0	0	4
Muestra sintética 4	0	0	0	0	0
Muestra sintética 5	9	3	0	0	6
Muestra sintética 6	10	1	5	0	4
Muestra sintética 7	8	1	7	0	0
Muestra sintética 8	5	0	4	0	1
Muestra sintética 9	1	1	0	0	0
Muestra sintética 10	14	2	4	0	8
Total (sintéticas)	66	9	22	1	34
Promedio (sintéticas)	6.6	0.9	2.2	0.1	3.4

En las Tablas 6.13 y 6.14 se puede observar que, en el caso de La Angostura, si no se utiliza el procedimiento para tomar en cuenta la autocorrelación, se tendrían en promedio 5.8 derrames en un lapso de 100 años, de los cuales 2.2 podrían evitarse. Si a la política de operación 7 se le añaden las extracciones *DELVOL* con las que se considera la autocorrelación, el promedio de derrames cada 100 años se reduce drásticamente a 1.0, de los que 0.4 tendrían la posibilidad de ser almacenados.

En el caso de Malpaso, al añadir las extracciones *DELVOL*, el número promedio de derrames cada 100 años se incrementa de 4.5 a 6.6, de los cuales, en ambos casos, un poco menos de la mitad tendrían la posibilidad de evitarse.

Es interesante hacer notar la riqueza de la información que proporcionan las simulaciones realizadas con los registros sintéticos, en comparación con la que se obtiene si sólo se hace la simulación con el registro histórico.

6.5 Conclusiones

Se analizaron distintas políticas de operación del sistema de presas para la generación hidroeléctrica ubicadas en el río Grijalva, obtenidas utilizando programación dinámica estocástica. La simulación del comportamiento del sistema suponiendo volúmenes de ingreso a las cuencas iguales a los del registro histórico, permite diferenciar las consecuencias relacionadas con los valores medios; esto es, la generación media en cada quincena, el régimen promedio de los almacenamientos en las presas, etc., pero no da información suficiente para diferenciar el comportamiento del sistema en condiciones extremas.

Las políticas analizadas fueron la denominada política 2, que maximiza una función igual al valor esperado de la energía generada a largo plazo por el sistema menos castigos asignados heurísticamente a las situaciones de déficit o derrame, y la política 7 que considera restricciones adicionales a las propias del sistema físico, planteadas por el personal del organismo operador. En ambos casos se analizó también la posibilidad de introducir un ajuste en las políticas de operación para tomar en cuenta la autocorrelación entre los escurrimientos mensuales.

En la Tabla 6.5 se muestra que los requerimientos del personal del organismo operador, en el sentido de garantizar una generación mínima en la época de estiaje y de procurar concentrar la generación en las horas de máxima demanda, hacen que la energía media generada se reduzca ligeramente (del orden de un 2.5%) y que el almacenamiento mínimo disminuya drásticamente y, por lo tanto, aumente el riesgo de déficit.

Análogamente, la simulación con el registro histórico muestra que al utilizar el procedimiento propuesto para tomar en cuenta la autocorrelación se obtiene una mejoría en cuanto a la generación promedio total y a los almacenamientos mínimos alcanzados.

Sin embargo, en los aspectos relacionados con el comportamiento del sistema en condiciones de escurrimientos extremos (es decir, respecto a las situaciones de derrame o de déficit) al simular con el registro histórico no se obtiene información que permita diferenciar las consecuencias de adoptar distintas políticas.

Se utilizó entonces el método de Svanidze modificado para generar series de escurrimientos de hasta 1000 años con las mismas características estadísticas que el registro histórico.

La validez del método utilizado para generar registros sintéticos se pudo comprobar al observar que, en relación con la energía promedio generada en cada quincena y con los niveles promedio del agua almacenada en las presas, el

comportamiento simulado resultó muy semejante al correspondiente al registro histórico y, por lo tanto, al comparar las distintas políticas de operación se obtienen las mismas conclusiones.

En relación con las condiciones extremas de déficit y, sobre todo, de derrame, la simulación con el registro sintético permitió diferenciar claramente las consecuencias correspondientes a las distintas políticas analizadas.

Así, respecto al déficit, se mostró que si se toman en cuenta los requerimientos de los operadores respecto a garantizar una generación mínima en la época de estiaje y concentrar la generación en las horas pico y no se considera la correlación, las presas se vacían en un lapso de 1000 años. En cambio, si se utiliza el procedimiento propuesto para considerar la correlación, las presas no se vacían aunque se siga la política 7 para tomar en cuenta los requerimientos de los operadores.

Respecto a los derrames, la simulación de 1000 años continuos permitió mostrar que los derrames derivados de utilizar la política 7 son del orden de la mitad de los que se obtienen con la política 2, y que el procedimiento propuesto para tomar en cuenta la autocorrelación logra que los derrames de la presa La Angostura se reduzcan a la sexta parte.

Con las 10 muestras sintéticas, de 100 años cada una, se encontró que, para la política 7, al considerar la autocorrelación, además de que se reduce drásticamente el volumen total derramado, se reduce también de 9 a 3 el número de simulaciones en las que se presenta algún derrame (es decir que la probabilidad de derramar al menos una vez en un periodo de 100 años se reduce de 9/10 a 3/10).

Adicionalmente, en las Tablas 6.13 y 6.14 se observa que cerca de la mitad de los derrames se presentan en la segunda quincena de octubre (que corresponde al fin de la temporada de lluvias) o, en el caso de Malpaso, entre la primera quincena de noviembre y la segunda de febrero, de tal forma que utilizando un sistema de pronóstico a corto plazo, podría evitarse la mayoría de esos derrames.

En resumen, se encontró que la generación de registros sintéticos constituye una herramienta muy importante para estudiar el comportamiento de sistemas complejos en condiciones extremas que, justamente por ello, aparecen muy pocas veces en los registros históricos y que al utilizar el procedimiento propuesto para tomar en cuenta la autocorrelación en los volúmenes de entrada se obtiene un comportamiento muy diferente al de no considerarla, en general mejor y desde luego más acorde con la realidad.

6.6 Referencias

1. Domínguez M., R., Mendoza R.,R., "Funcionamiento de las Presa Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas sobre el Río Grijalva", elaborado para la CNA por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.
2. Domínguez M. R, y Mendoza R.R., "Análisis del efecto de la autocorrelación en la determinación de políticas de operación óptima de un sistema de presas", XIX Congreso Latinoamericano de Hidráulica, Córdoba, Argentina, pág. 519 a 527, Tomo III, octubre 2000.
3. Domínguez M, R., Fuentes M. G., Arganis J. M. L. Procedimiento Para Generar Muestras Sintéticas de Series Periódicas Mensuales a través del Método de Svanidze Modificado Aplicado a los Datos de las Presas La Angostura y Malpaso. Series Instituto de Ingeniería C1-19 . Agosto de 2001.
4. Domínguez, M. R., Mendoza, R.R., Arganis, J.M.L. Revisión de las políticas de operación de las presas Angostura y Malpaso, en el Río Grijalva. Para CFE. Informe Final. Noviembre 2001.
5. Labadie, J. W., "Reservoir System Optimization Models". Colorado State University, Water Resources Update, University Council of Water Resources, 108. Summer, 1997.
6. Labadie, J. W., "Computer-Aided Water Management and Control", Notas de clase. USA, 2000.
7. Larios Malanche, Raúl. Modelo de Programación Dinámica Estocástica para Optimizar la Operación de Presas. Tesis Licenciatura. UNAM, 1985.
8. Ko, S.K., Fontane, D.G, Labadie, J.W. "Multiobjective Optimization of Reservoir System Operation". Water Resources Bulletin. AWRA., Vol. 28, No. 1 February, 1992.
9. Svanidze G.G., Mathematical Modeling of Hydrologic Series. Water Resources Publications. USA, 1980.

7. OBTENCIÓN DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

7. OBTENCIÓN DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

7.1 Introducción

En este capítulo se determinaron nuevas políticas de operación con el uso de un algoritmo genético simple como método de optimación; con ayuda de la simulación del funcionamiento de vaso se definió la función objetivo para evaluar el desempeño de los individuos (políticas) que se fueron generando de manera aleatoria.

7.2 Metodología

Ya se describió en el Capítulo 2 de este documento que los algoritmos genéticos se basan en los estudios de Mendel y de evolución de Darwin (Goldberg, 1989); utilizan tres operaciones que son el intercambio o cruce, la mutación y la selección; estas operaciones se hacen tomando en cuenta un procedimiento aleatorio para el sitio de cruce y considerando una probabilidad de que ocurra mutación: el algoritmo genético simple plantea que si se tiene una función objetivo (lineal o no) que desea optimarse (maximizar o minimizar), es posible obtener el o los valores de las variables que logran tal óptimo.

Las principales diferencias de los algoritmos genéticos con respecto a los métodos tradicionales son que los primeros ven el problema como una caja negra, mientras que los segundos resuelven problemas específicos; los algoritmos genéticos usan una codificación, no variables de decisión; buscan una población de posibles soluciones, no se basan en un solo punto, emplean operadores aleatorios y no usan reglas determinísticas.

El algoritmo genético simple consiste en definir una población inicial de n individuos (cromosoma), el cual se visualiza como un arreglo matricial en cuyos renglones se indica el número de individuo y cuyas columnas representan cada variable que se desea obtener; esta población inicial (cromosoma) se crea aleatoriamente, tomando en cuenta los límites superior e inferior que cada variable puede tomar. Cabe mencionar que si las variables son números reales, el algoritmo genético transforma este número real en su representación en binario, por lo que debe darse una precisión para la representación del número binario. También se debe elegir un número de generaciones a considerar (es similar a definir el número de iteraciones que se van a realizar); una vez definida esta primera población se evalúa el desempeño de cada individuo, sustituyéndolos en la función objetivo y determinando su valor; al contar con el valor del desempeño de cada individuo se selecciona cuántas veces aparecerá

cada uno de ellos en la siguiente generación y cuáles desaparecerán (los de menor desempeño); para ello se pueden utilizar metodologías como la de la ruleta, el muestreo estocástico universal o el de torneo; los n individuos seleccionados, representados como números binarios se someten a la operación cruce (ésta puede ser en un punto o multipunto y el punto de cruce se elige aleatoriamente) . Una vez que se efectuó la cruce, se ve si hay probabilidad de mutación (la mutación permite salir de un punto de convergencia); al obtenerse los nuevos individuos de la siguiente generación, se les evalúa el desempeño y se repite el proceso de selección, intercambio o cruce, se ve la probabilidad de mutación y se obtiene la siguiente generación y así , sucesivamente.

El algoritmo simple que se trabajó en este estudio, forma parte de las herramientas del paquete MATLAB; al programa original se le hizo la modificación del número de individuos a considerar, el número de generaciones, la precisión de la representación en binario, que se calcula como el $\text{LN}(\text{Límite superior-Límite inferior})/\text{incremento}$ en la variable. Estos límites superior e inferior se refieren a los valores máximos y mínimos que pueden tomar las variables, los cuales también se especificaron. También se definió la función objetivo.

El problema que se planteó fue obtener el valor del volumen de extracción de las presas La Angostura y Malpaso para cada estado de cada presa y de acuerdo con 6 etapas en que se dividió al año, siendo la etapa 6 de enero a mayo, la etapa 5 de junio y julio, la etapa 4 de agosto, la etapa 3 de septiembre, la etapa 2 de octubre y la etapa 1 de noviembre y diciembre; en la presa La Angostura se consideró un total de 22 estados para un ΔV de 600 millones de m^3 y en la presa Malpaso se tenía un total de 16 estados para ese mismo ΔV .

Para la etapa 6 (enero-mayo) se consideró que sería la misma política de extracción durante cinco meses del año, por lo que se tiene un total de $22 \cdot 16 = 352$ variables para la presa La Angostura y otras 352 variables para la presa Malpaso, es decir un total de 704 variables a repetirse del mes uno al mes cinco.

Para la etapa 5 (junio y julio) se consideró algo similar, en este caso 704 variables a repetirse del mes seis al mes siete.

Para las etapas 4, 3 y 2 (agosto, septiembre, octubre) se tienen 704 variables en cada mes

Para la etapa 1 (noviembre y diciembre) se tiene algo similar a la etapa 5; son 704 variables a repetirse en los meses once y doce; es decir se definió que se tenían en total : 4224 variables (2112 correspondientes a La Angostura y 2112 correspondientes a Malpaso) con su correspondiente intervalo de variación, considerado de acuerdo con la capacidad del sistema.

Es decir, se formó un cromosoma de n individuos por 4224 columnas (valores reales), representando las columnas 1 a 2112 las extracciones en La Angostura y de la 2113 a la 4224 las extracciones en Malpaso. La representación en binario de este cromosoma sí incrementó de manera considerable su número de columnas, tomando en cuenta una precisión igual a 14. (las columnas totales para la representación en binario fueron iguales al número de variables por la precisión, esto es de 59136, pero esto ya está implementado en el algoritmo genético simple de MATLAB). Al programa del algoritmo genético simple se le llamó SGAPRESASM.M

Para evaluar el desempeño de cada individuo (políticas de extracción) se construyó el programa de la función objetivo denominado RESTRIC1.M.

El programa de la función objetivo construye, para cada individuo (renglón del cromosoma), el archivo de políticas archpol con el formato similar al que se generaba vía programación dinámica estocástica; una vez que se crea este archivo, el programa llama al programa de simulación SIMULQF.FOR el cual realiza la simulación conjunta del sistema; a este programa se le agregaron instrucciones para que guardara en distintos archivos de texto los valores de la energía total generada por cada presa así como los derrames totales para cada presa y el déficit total en cada presa.

La función objetivo que se planteó fue :

$$FO = CR(ObjV1 - ObjV2 - ObjV3) \quad (7.1)$$

Donde:

CR coeficiente de reducción de la función objetivo, se propuso de 0.1

$$ObjV1 = \text{Energía total}_{Ang} + \text{Energía total}_{Malp}$$

$$ObjV2 = p3 * Derr_{Ang} + p4 * Derr_{Malp}$$

$$ObjV3 = p5 * Déf_{Ang} + p6 * Déf_{Malp}$$

$p3$: Coeficiente de derrame en La Angostura

$p4$ Coeficiente de derrame en Malpaso

$p5$ Coeficiente de déficit en La Angostura

$p6$ Coeficiente de déficit en Malpaso

Debido a que el algoritmo genético simple en MATLAB sólo minimiza y el problema era maximizar a FO , entonces , $máx(FO) = mín(-FO)$; por lo que la función a optimar resulta:

$$FO_{mod} = CR(-ObjV1 + ObjV2 + ObjV3) \quad (7.2)$$

7.3 Resultados

Primero se hicieron cuatro ensayos fijando los coeficientes de derrame en 10 y 100, así como los de déficit en 10 y 10; con distinto número de individuos, de generaciones y con una probabilidad de mutación de 0.7/lindiv; se hizo la comparación con la operación histórica en el periodo de 1959 a 2001 así como con una política de operación obtenida vía programación dinámica estocástica (referida como el ensayo 7, simulación con correlación).

El resumen de resultados se presenta en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 pm=0.7/lindiv

Ensayo	Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Ensayo 7	301.81	224.06	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾	517.05	171.42
AG(I)	290.96	205.76	0 ⁽²⁾	963.64	0	2412.57 ⁽³⁾	501.85	156.25
AG(II)	290.84	206.26	0 ⁽⁴⁾	674.08	0	833.83 ⁽⁵⁾	502.04	158.21
AG(III)	290.56	207.42	0 ⁽⁶⁾	1309.97	0	78.60 ⁽⁷⁾	501.64	157.18
AG(IV)	289.83	208.23	0 ⁽⁸⁾	990.32	0	3318.23 ⁽⁹⁾	501.32	159.27

- (1) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999
 (2) Se presenta un déficit de 1918.08 10⁶m³ que se presenta en 34 quincenas, en 12 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (3) El derrame ocurre en 8 quincenas, una vez en la 2aQ de octubre
 (4) Se presenta un déficit total de 430.54 10⁶m³ en 7 quincenas, 3 veces en la 2aQ de mayo
 (5) El derrame ocurren en 4 quincenas, una de ellas en la 2aQ de octubre
 (6) Se presenta un déficit total de 1213.41 10⁶m³ en 15 quincenas, en 3 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (7) El derrame se presenta en la 2aQ de noviembre de 1959
 (8) Se presenta un déficit de 7227.4 10⁶m³ en 59 quincenas, en 16 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (9) El derrame se presenta en 3 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre

AG	Individuos	Generaciones	CderrAng	CderrMalp	CdéfAng	CdéfMalp
(I)	10	30	10	100	10	10
(II)	10	40	10	100	10	10
(III)	20	30	10	100	10	10
(IV)	20	40	10	100	10	10

Se ejemplifican las gráficas elevación contra tiempo y energía contra tiempo correspondientes al periodo de 1991 a 2001, del algoritmo genético AG(III), el cual presentó la mejor combinación de energía generada, menor déficit y menor derrame. (Figuras 7.1 a 7.4).

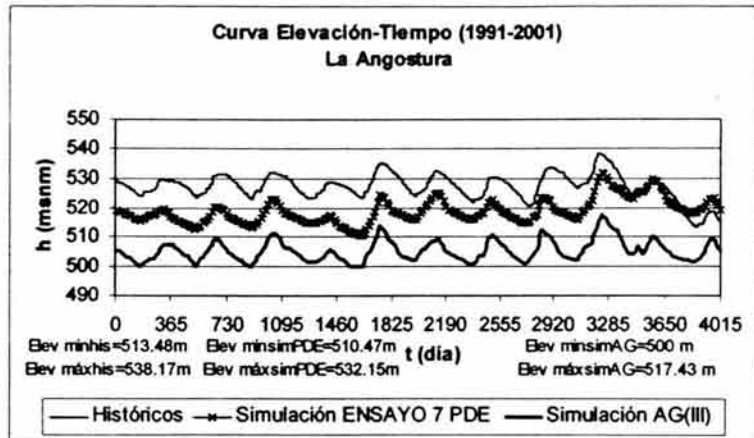


Figura 7.1 Curva Elevación-Tiempo. La Angostura. AG(III)

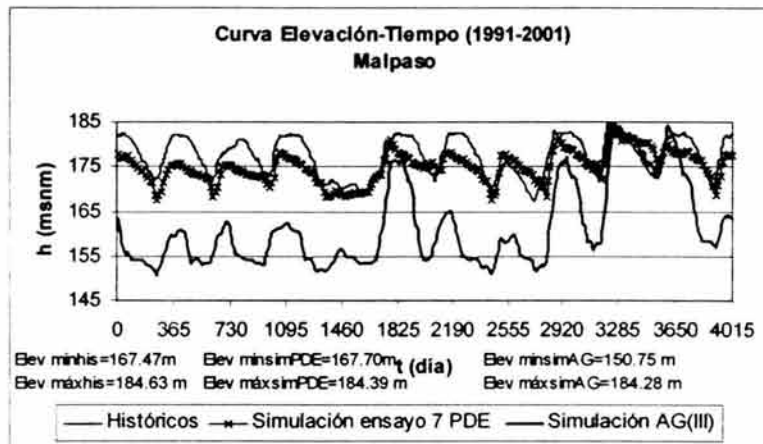


Figura 7.2 Curva Elevación-Tiempo. Malpaso. AG(III)

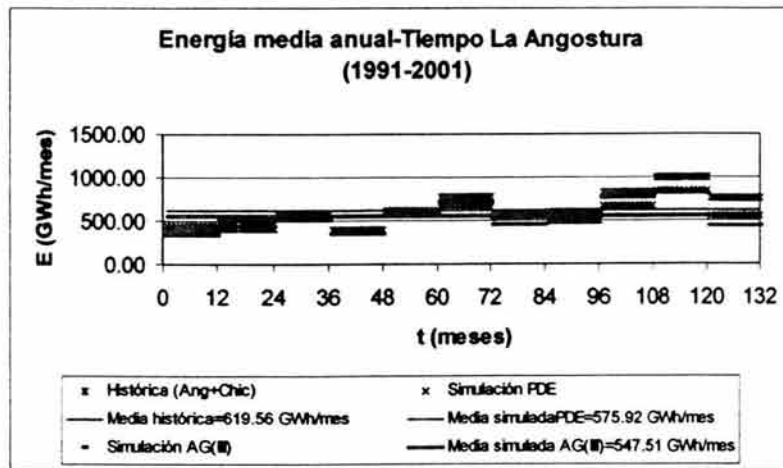


Figura 7.3 Curva Energía media anual-Tiempo. La Angostura. AG(III)

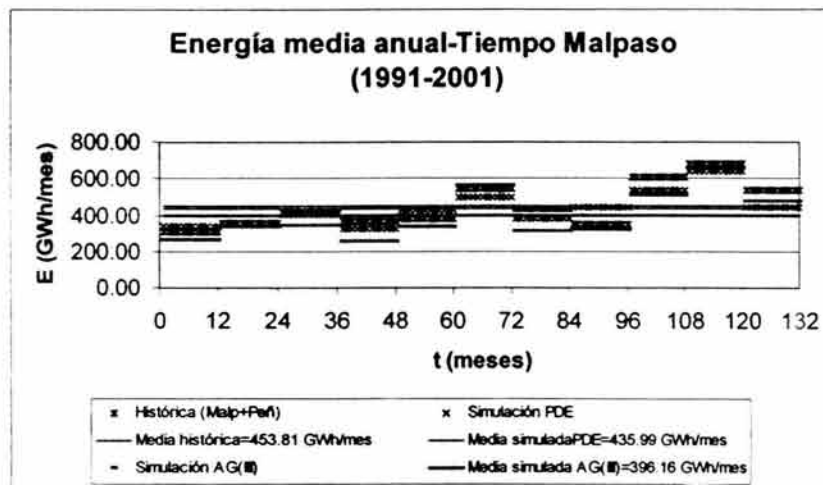


Figura 7.4 Curva Energía media anual-Tiempo. Malpaso. AG(III)

En las Tablas 7.2 a 7.4 se presentan las políticas de extracción en las etapas 6 (enero-mayo), etapa 3 (septiembre) y la etapa 2 (octubre), obtenidas con el AG(III) descrito en la Tabla 7.1.

Tabla 7.2 Política de operación recomendada para la etapa enero-mayo AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 60 millones de m³ por quincena.

		ESTADOS MALPASO															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ESTADOS MALPASO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	3	2	1	1	1	2	2	1	1	2	3	2	3	1	1	1	1
	4	1	1	2	2	3	2	2	3	1	3	3	1	3	2	4	3
	5	3	1	3	1	3	2	1	3	1	3	2	1	4	1	2	1
	6	1	1	3	1	2	1	2	2	4	3	3	3	4	2	1	1
	7	1	1	2	1	1	2	2	2	3	3	3	2	4	3	4	1
	8	1	1	1	2	1	2	3	1	1	1	4	1	4	3	2	3
	9	3	1	3	1	3	2	1	2	3	4	2	4	3	2	2	3
	10	3	1	1	1	2	1	2	3	2	1	1	1	2	3	4	1
	11	1	1	3	1	2	1	3	2	3	2	4	2	4	2	2	1
	12	1	1	1	1	2	1	3	3	1	3	2	1	4	3	1	2
	13	3	1	2	1	1	2	2	3	1	3	2	2	1	3	4	2
	14	2	1	1	2	2	2	2	1	2	2	4	2	2	2	1	3
	15	3	1	2	1	3	1	3	2	3	3	2	4	1	4	3	2
	16	3	1	2	1	1	1	3	3	2	2	3	3	2	2	4	2
	17	2	1	2	1	1	2	1	1	3	2	3	1	1	4	3	4
	18	1	1	1	3	1	1	1	3	2	1	1	3	2	1	1	3
	19	3	1	2	1	2	1	2	3	3	4	1	2	3	1	1	3
	20	2	1	1	2	2	2	3	1	4	3	4	2	3	1	1	4
	21	3	1	1	1	1	2	1	3	1	3	3	1	2	1	1	2
	22	3	1	3	1	2	1	2	1	3	3	3	3	2	2	1	1

Tabla 7.3 Política de operación recomendada para la etapa septiembre AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 150 millones de m³ por quincena.

		ESTADOS MALPASO															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ESTADOS MALPASO	1	3	2	3	7	3	2	2	7	1	22	3	20	2	9	2	20
	2	4	4	3	3	8	4	7	7	5	24	5	7	2	21	3	23
	3	5	2	3	5	9	6	3	6	10	8	2	6	2	11	11	6
	4	12	4	8	7	18	10	11	10	3	7	11	1	14	15	10	12
	5	1	1	8	5	15	8	13	5	1	13	1	6	11	15	8	19
	6	18	2	1	6	15	4	15	15	10	6	6	12	14	18	8	15
	7	14	2	5	9	13	14	16	16	15	12	9	2	10	20	10	13
	8	18	4	4	9	8	4	17	14	10	17	13	23	9	20	7	5
	9	7	3	13	1	18	2	10	2	7	4	5	14	4	13	8	14
	10	11	1	10	3	13	3	5	2	12	23	12	2	18	8	6	14
	11	12	4	16	2	14	1	10	18	8	10	14	18	11	9	24	15
	12	9	4	1	5	4	6	5	15	5	18	13	1	18	11	14	7
	13	6	3	10	8	11	5	13	12	9	2	7	23	12	21	15	8
	14	16	1	6	2	2	10	15	15	15	7	13	2	6	11	15	20
	15	18	4	1	3	15	9	5	13	6	8	12	7	5	2	12	8
	16	15	3	10	7	17	1	2	4	15	4	11	19	4	15	4	3
	17	12	1	3	2	13	11	14	17	16	2	6	22	17	9	4	22
	18	17	4	14	5	16	2	8	14	15	14	17	14	10	1	6	11
	19	12	1	4	6	7	4	2	12	14	11	8	22	18	10	18	10
	20	8	2	10	6	17	3	17	14	17	11	9	10	17	7	16	3
	21	8	2	8	4	6	10	14	6	5	7	6	4	2	9	9	6
	22	13	4	13	4	14	12	2	11	18	5	16	11	14	8	21	2

Tabla 7.4 Política de operación recomendada para la etapa octubre AG(III). Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena.

		E S T A D O S M A L P A S O															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
E S T A D O S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	3	2	1	2	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1
	4	1	1	1	1	3	2	2	3	2	4	2	2	3	2	2	3
	5	2	1	2	1	2	1	3	2	2	4	2	4	2	2	3	1
	6	2	1	2	1	1	1	2	1	2	4	3	4	3	2	2	2
	7	1	1	1	1	1	1	2	1	3	3	2	3	2	3	1	1
	8	1	1	1	1	3	1	2	3	3	3	1	2	1	1	1	1
	9	2	1	3	1	1	1	1	3	3	2	3	4	1	3	3	1
	10	2	1	3	1	1	1	3	1	3	3	2	3	3	3	1	1
	11	3	1	2	1	3	2	3	2	1	4	3	4	1	3	3	1
	12	3	1	2	1	3	1	1	2	3	4	3	1	1	4	2	2
	13	2	1	3	1	1	1	3	3	1	4	2	3	1	1	3	3
	14	1	1	2	1	1	2	3	1	1	4	1	2	2	1	1	2
	15	2	1	2	1	3	1	3	1	1	4	2	2	3	3	3	1
	16	2	1	1	1	3	1	1	1	3	3	2	4	1	3	2	3
17	3	1	3	1	2	2	3	2	2	3	2	1	2	1	3	3	
18	3	1	2	1	2	1	1	1	1	4	1	1	1	3	3	1	
19	1	1	3	1	1	2	3	2	3	3	1	3	1	2	3	3	
20	3	1	1	1	1	2	3	1	3	1	3	1	3	2	1	2	
21	3	1	1	1	1	2	1	1	1	3	4	3	1	3	1	3	
22	2	1	2	1	2	1	3	3	1	1	2	1	2	3	1	2	

Posteriormente se hicieron cuatro nuevos ensayos en los que únicamente se multiplicó por 0.1 a la función *ObjVI*. El resumen de estos resultados aparece en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5 Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 pm=0.7/lindiv, 0.1ObjVI

Ensayo	Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Ensayo 7	301.81	224.06	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾	517.05	171.42
AG(I)	290.84	206.26	0 ⁽²⁾	674.08	0	833.83 ⁽³⁾	502.04	158.21
AG(II)	290.89	205.45	0 ⁽⁴⁾	672.61	0	5139.54 ⁽⁵⁾	501.56	157
AG(III)	290.96	206.97	0 ⁽⁶⁾	444.96	0	1007.63 ⁽⁷⁾	502.1	159.08
AG(IV)	291.05	208.12	0 ⁽⁸⁾	1262.05	0	144.19 ⁽⁹⁾	503.12	159.85

- (1) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999
- (2) Se presenta un déficit de 430.55 10⁶m³ que se presenta en 8 quincenas, en 2 ocasiones en la 2aQ de mayo
- (3) El derrame se presenta en 4 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre
- (4) Se presenta un déficit de 4306.61 10⁶m³ en 39 quincenas; en 12 ocasiones ocurre en la 2aQ de mayo
- (5) El derrame ocurre en 4 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre
- (6) Se presenta un déficit de 4920.09 10⁶m³ en 48 quincenas, en 10 ocasiones en la 2aQ de mayo
- (7) El derrame se presenta en dos quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre
- (8) Se presenta un déficit total de 848.43 10⁶m³ en 9 quincenas, en 5 ocasiones en la 2aQ de mayo
- (9) El derrame ocurre en 3 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre

AG	Individuos	Generaciones	CderrAng	CderrMalp	CdérAng	CdérMalp
(I)	10	30	10	100	10	10
(II)	10	40	10	100	10	10
(III)	20	30	10	100	10	10
(IV)	20	40	10	100	10	10

Más adelante se hicieron cuatro nuevos ensayos, pero en esta ocasión sólo se hizo el cambio a una probabilidad de mutación de 0.9/lindiv. (Tabla 7.6)

Tabla 7.6. Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 pm=0.9/lindiv

Ensayo	Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Ensayo 7	301.81	224.06	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾	517.05	171.42
AG(I)	290.79	206.41	0 ⁽²⁾	679.5	0	838.55 ⁽³⁾	501.98	158.31
AG(II)	290.69	205.53	0 ⁽⁴⁾	666.48	0	5121.37 ⁽⁵⁾	501.59	157.03
AG(III)	290.94	206.8	0 ⁽⁶⁾	444.96	0	1007.75 ⁽⁷⁾	502.05	158.96
AG(IV)	291.32	206.31	0 ⁽⁸⁾	1340.11	0	293.75 ⁽⁹⁾	503.13	158.24

- (1) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999
 (2) Se presenta un déficit de 442.9 10⁶m³ en 9 quincenas, en 3 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (3) El derrame total ocurre en 4 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre
 (4) Se presenta un déficit total de 4230.5 10⁶m³ en 41 quincenas, en 14 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (5) El derrame ocurre en 7 quincenas, en 3 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (6) Se presenta un déficit total de 5366.31 10⁶m³ en 49 quincenas, en 10 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (7) El derrame total ocurre en 2 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre
 (8) Se presenta un déficit de 93.49 10⁶m³ en la 2aQ de mayo de 1988
 (9) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre del año 2000

AG	Individuos	Generaciones	CderrAng	CderrMalp	CdérAng	CdérMalp
(I)	10	30	10	100	10	10
(II)	10	40	10	100	10	10
(III)	20	30	10	100	10	10
(IV)	20	40	10	100	10	10

Posteriormente, se hicieron cuatro ensayos más, con la probabilidad de mutación de 0.9/lindiv pero ahora multiplicando por 0.1 a la función *ObjVI*. (Tabla 7.7).

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Tabla 7.7 Resumen de resultados de la operación conjunta de las presas La Angostura y Malpaso periodo 1959-2001 pm=0.9/lindiv, 0.10bjVI

Ensayo	Energía generada GWh/quincena		Almacenamiento Mínimo (10 ⁶ m ³)		Derrame (10 ⁶ m ³)		Elevación media mínima (msnm)	
	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso
Ensayo 7	301.81	224.06	2915.05	5302.85	0	7.2 ⁽¹⁾	517.05	171.42
AG(I)	290.53	206.47	0 ⁽²⁾	590.26	0	2479.17 ⁽³⁾	502.02	156.7
AG(II)	290.59	206.03	0 ⁽⁴⁾	1086.65	0	3445.05 ⁽⁵⁾	501.46	159.44
AG(III)	290.61	204.76	0 ⁽⁶⁾	545.06	0	1519.94 ⁽⁷⁾	502.11	156.98
AG(IV)	290.64	213.3	0 ⁽⁸⁾	1468.03	0	1146.94 ⁽⁹⁾	502.53	163.53

- (1) El derrame se presenta en la segunda quincena de octubre de 1999
 (2) Se presenta un déficit de 4585.35 10⁶m³ en 50 quincenas, en 11 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (3) El derrame ocurre en 7 quincenas, en 2 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (4) Se presenta un déficit total de 4265.88 10⁶m³ en 46 quincenas, en 19 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (5) El derrame ocurre en 10 quincenas, en 2 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (6) Se presenta un déficit total de 816.78 10⁶m³ en 13 quincenas, en 6 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (7) El derrame se presenta en 6 quincenas, en 2 ocasiones en la 2aQ de octubre
 (8) Se presenta un déficit total de 661.67 10⁶m³ en 9 quincenas, en 3 ocasiones en la 2aQ de mayo
 (9) El derrame ocurre en 10 quincenas, en una ocasión en la 2aQ de octubre

AG	Individuos	Generaciones	CderrAng	CderrMalp	CdérAng	CdérMalp
(I)	10	30	10	100	10	10
(II)	10	40	10	100	10	10
(III)	20	30	10	100	10	10
(IV)	20	40	10	100	10	10

De acuerdo con los resultados obtenidos en las Tablas 7.5 a 7.7, se observa que el ensayo correspondiente al AG(IV), pero con una probabilidad de mutación de 0.9/Longitud del individuo dio la mayor generación promedio en el sistema (291.32 GWh/quincena en la Angostura y 206.31 GWh/quincena en Malpaso), con un derrame en Malpaso de 293.75 millones de m³ y con un déficit en la Angostura de 93.49 millones de m³ (Tabla 7.6) que fue la que mejor concilió el objetivo de obtener la máxima energía generada con el menor déficit y derrame, respecto a todos los demás ensayos efectuados con algoritmos genéticos.

Las gráficas de elevación-tiempo y de energía-tiempo correspondientes a este ensayo se presentan en las Figuras 7.5 a 7.8.

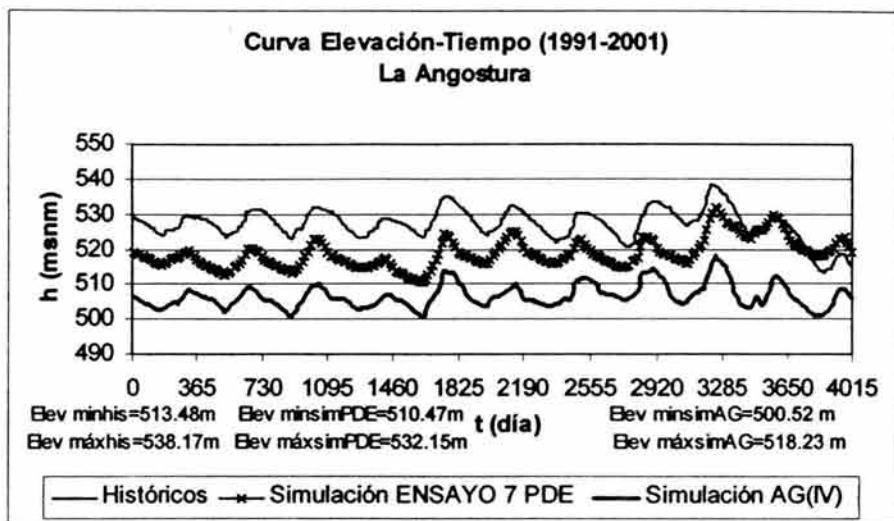


Figura 7.5 Curva Elevación-Tiempo. La Angostura. AG(IV)

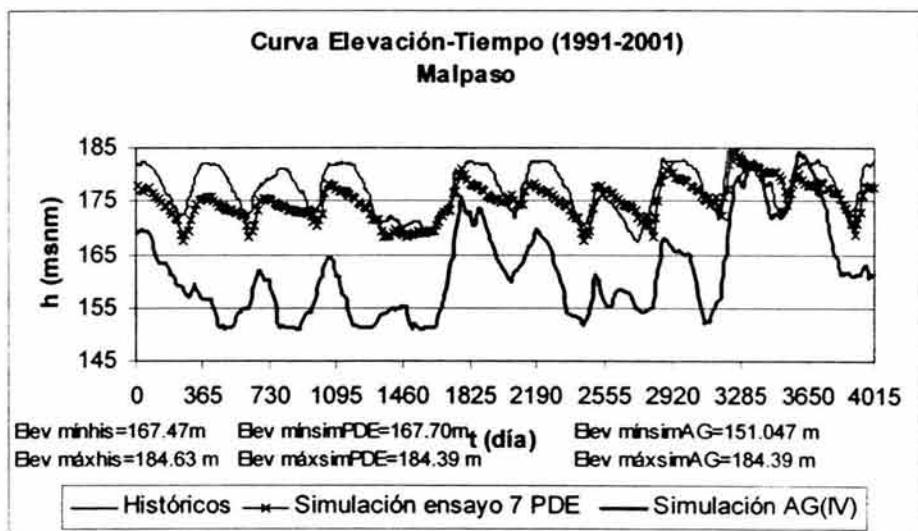


Figura 7.6 Curva Elevación-Tiempo. Malpaso. AG(IV)

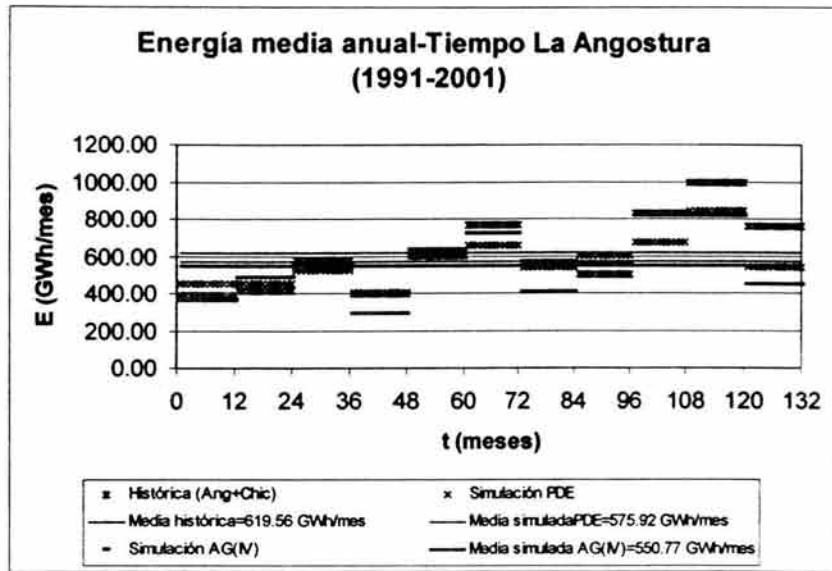


Figura 7.7 Curva Energía-Tiempo. La Angostura. AG(IV)

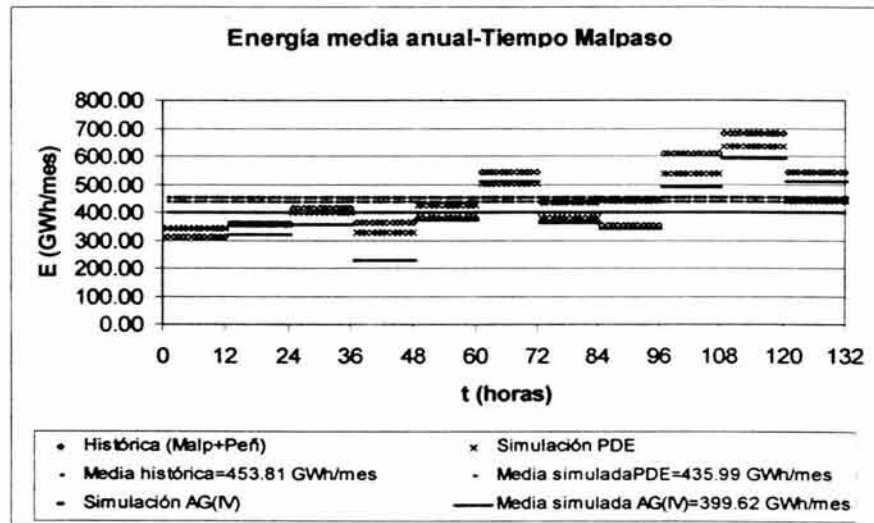


Figura 7.8 Curva Energía-Tiempo. Malpaso. AG(IV)

En las Tablas 7.8 a 7.10 se presentan las políticas de extracción, obtenidas con el AG(IV), de la Tabla 7.6.

Tabla 7.8 Política de operación recomendada para la etapa enero-mayo AG(IV). Cada unidad corresponde a una extracción de 60 millones de m³ por quincena

		E S T A D O S M A L P A S O															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
E	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
S	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T	5	3	1	2	1	3	1	3	2	3	4	1	4	1	2	1	2
	6	3	1	1	2	1	2	1	3	3	2	4	2	2	3	1	2
A	7	3	1	3	1	3	2	2	1	3	2	2	1	3	2	2	1
	8	2	1	2	1	3	1	3	2	3	3	1	4	1	3	1	4
D	9	3	1	2	1	2	1	3	3	1	1	3	4	1	2	3	3
	10	3	1	3	1	3	1	2	3	1	1	3	2	1	2	2	1
O	11	1	1	3	1	2	1	1	3	1	1	4	2	1	3	2	1
	12	3	1	1	1	1	2	1	1	3	2	4	2	1	2	1	3
S	13	2	1	3	1	3	2	1	2	2	3	2	2	1	1	3	1
	14	1	1	2	1	1	1	3	1	1	2	2	1	2	1	3	3
M	15	2	1	3	1	2	3	3	1	2	1	2	1	4	1	2	4
	16	3	1	2	1	3	1	2	3	4	2	1	3	4	1	4	1
A	17	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	4	3	3	1	2	1
	18	2	1	2	1	3	1	1	2	2	1	1	2	2	1	2	2
G	19	2	1	2	1	1	1	2	2	2	1	4	1	2	3	2	3
	20	1	1	3	1	3	2	2	1	3	2	2	2	2	3	1	4
O	21	1	1	3	1	3	1	2	1	1	2	1	4	1	3	1	4
	22	2	1	1	1	1	2	1	3	3	2	3	1	2	3	2	1

Tabla 7.9 Política de operación recomendada para la etapa septiembre AG(IV). Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena

		E S T A D O S M A L P A S O															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
E	1	1	3	4	3	3	8	1	4	1	21	2	4	2	2	3	12
	2	7	2	7	2	1	12	2	15	2	12	1	21	3	18	2	12
S	3	14	3	12	2	2	3	5	8	2	3	1	13	12	17	10	2
	4	3	1	8	6	13	12	13	3	7	1	12	21	15	22	11	18
T	5	9	2	3	5	3	7	4	8	13	7	5	2	14	3	16	23
	6	6	2	12	7	9	1	18	15	16	23	8	7	8	7	5	7
A	7	6	2	18	6	7	9	1	11	8	13	1	15	4	24	18	16
	8	5	3	8	4	8	4	2	14	18	11	14	1	14	7	1	3
D	9	1	4	3	1	14	1	15	16	11	8	7	10	6	7	14	18
	10	11	2	10	5	14	8	14	15	15	2	3	24	10	4	5	24
O	11	16	4	4	9	5	3	12	5	15	15	3	14	20	10	8	15
	12	8	3	5	1	13	2	13	14	13	13	16	16	8	17	16	15
S	13	11	4	1	1	2	10	12	19	18	24	1	3	14	17	15	5
	14	5	1	12	2	11	9	7	12	7	4	8	2	17	8	12	2
M	15	1	1	4	3	13	5	15	9	15	8	14	22	5	13	5	5
	16	1	2	15	5	12	14	17	16	2	15	18	11	9	2	1	2
A	17	5	4	11	2	10	10	11	9	3	6	4	11	12	9	5	4
	18	1	2	2	9	18	6	3	16	16	1	18	9	17	9	16	14
G	19	8	2	8	1	6	4	5	16	15	17	11	1	12	2	7	8
	20	6	2	14	8	9	5	9	16	4	1	1	2	18	1	16	1
O	21	6	3	2	6	16	8	14	4	14	4	7	23	5	14	8	20
	22	14	4	2	4	16	3	16	8	9	13	10	21	13	23	2	4

Tabla 7.10 Política de operación recomendada para la etapa octubre AG(IV).
Cada unidad corresponde a una extracción de 300 millones de m³ por quincena

	ESTADOS MALPASO																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	1	2	3	4	5
ESTADO	1	1	1	1	1	1	3	1	4	1	3	1	4	1	4	1	3	1	3	1	3
ESTADO	2	1	1	1	1	1	2	1	1	4	1	2	1	1	1	1	1	2	1	4	1
ESTADO	3	2	1	2	1	2	2	3	2	1	2	3	1	1	1	2	2	3	1	1	1
ESTADO	4	2	1	3	1	2	2	1	2	2	1	3	3	4	2	1	1	3	2	4	1
ESTADO	5	2	1	2	1	3	1	3	3	3	2	1	1	1	1	2	3	2	1	3	3
ESTADO	6	2	1	2	1	1	1	2	3	1	4	1	1	3	2	2	2	1	3	3	4
ESTADO	7	1	1	1	1	1	1	2	2	1	2	2	1	1	3	3	2	1	1	3	1
ESTADO	8	3	1	3	1	1	1	2	3	2	2	3	2	3	1	2	1	2	3	2	3
ESTADO	9	2	1	3	1	1	2	3	3	1	2	3	3	3	3	3	1	4	1	2	3
ESTADO	10	3	1	1	1	2	1	1	1	3	3	1	2	3	1	1	3	1	1	2	2
ESTADO	11	3	1	3	1	3	1	2	2	3	2	3	1	3	2	2	4	3	1	2	1
ESTADO	12	2	1	3	1	2	2	3	1	1	4	3	4	1	2	1	4	1	2	3	2
ESTADO	13	1	1	2	1	2	1	3	2	1	1	2	3	1	4	2	3	3	2	3	2
ESTADO	14	3	1	2	1	2	1	3	2	3	1	4	3	4	3	4	1	4	1	2	4
ESTADO	15	2	1	2	1	2	2	3	3	3	3	3	1	1	2	3	2	3	2	2	4
ESTADO	16	2	1	3	1	2	2	3	2	2	2	3	2	3	2	2	4	3	1	1	4
ESTADO	17	1	1	3	1	3	2	2	3	3	1	3	3	3	3	3	2	4	3	1	1
ESTADO	18	1	1	2	1	2	1	2	1	3	1	1	4	1	2	3	2	2	1	4	1
ESTADO	19	2	1	1	1	3	2	1	1	3	1	3	3	2	4	2	1	2	4	1	3
ESTADO	20	2	1	3	1	2	2	3	1	2	3	3	3	1	2	3	1	1	2	4	3
ESTADO	21	3	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	3	3	1	1	1	1	1
ESTADO	22	2	1	3	1	3	1	2	3	3	2	1	3	3	4	1	1	2	2	2	1

Finalmente, se hicieron comparaciones del valor que tomó la función objetivo entre la política obtenida vía programación dinámica estocástica y las políticas con Algoritmos genéticos en los que se presentaron los mayores y menores derrame y déficit, así como la mejor combinación de energía generada, derrame y déficit. (Tabla 7.11).

Tabla 7.11 Comparación de valores alcanzados por la función objetivo

Política	Energía total		Derrame Total		Déficit Total		Función Objetivo
	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	La Angostura	Malpaso	
	GWh	GWh	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
7 _{correct} PDE Tabla 7.1	296981.9100	220478.8600	0	7.2	0	0	51674.077
AG(II) Tabla 7.5	286042.0104	202240.4376	0	5139.54	4306.81	0	-50819.38552
AG(III) Tabla 7.1	285910.4496	204104.724	0	78.6	1213.41	0	47002.10736
AG(IV) Tabla 7.1	285193.5072	204898.2216	0	3318.23	7227.4	0	8599.47288
AG(IV) Tabla 7.6	286658.2896	203006.088	0	293.75	93.49	0	45935.44776

7.4 Conclusiones con respecto a las políticas obtenidas vía algoritmos genéticos

Con respecto a la generación de energía del sistema, el algoritmo genético AG(III) descrito en la Tabla 7.1, proporcionó valores menores a los obtenidos vía programación dinámica estocástica y también menores a los valores medios de la energía que se ha generado históricamente.

En lo que se refiere a la situación de los derrames, en La Angostura no se presentaron derrames en ninguno de los ensayos, pero en Malpaso sí se tuvieron derrames hasta de 5139.54 millones de m³ con el AG(II) de la Tabla 7.5 y el menor derrame fue de 78.60 millones de m³ con el AG(III) de la Tabla 7.1.

En Malpaso no se presentó déficit, pero en La Angostura sí se presentaron déficits hasta de 7227.4 millones de m³ con el AG(IV) de la Tabla 7.1; el menor déficit se obtuvo con el AG(IV) de la Tabla 7.6 siendo de 93.49 millones de m³.

De acuerdo con la Tabla 7.11, el mejor valor de la función objetivo, con algoritmos genéticos, se obtiene con el AG(III) de la Tabla 7.1; se tiene un déficit de 1213.41 millones de m³ en La Angostura y un derrame en Malpaso de 78.60 millones de m³; la energía promedio quincenal generada por el sistema fue de 497.98 GWh/quincena.

La siguiente mejor combinación en cuanto a déficit, derrame y energía generada, se presentó con el AG(IV) con probabilidad de mutación de *0.9/Longitud del individuo* (Tabla 7.6); el déficit fue de 93.49 millones de m³ en La Angostura (en este aspecto es mejor que el AG(III) y un derrame en Malpaso de 293.75 millones de m³, que al presentarse en la segunda quincena de octubre podría almacenarse. Con este ensayo la energía promedio generada quincenalmente por el sistema fue de 497.63 GWh/quincena, contra los 527.87 GWh/quincena obtenidos por el ensayo 7 que utiliza programación dinámica estocástica además de que considera los acomodos en el pico de la demanda diaria .

Las elevaciones fueron considerablemente menores en la presa Malpaso en todos los ensayos con algoritmos genéticos; en la presa La Angostura no se aprecia tanta variación en la elevación.

En cuanto a la matriz de políticas de extracción puede observarse el comportamiento aleatorio en los valores de la extracción; presentan cambios bruscos y se observa poca regulación en los embalses. Lo anterior se observa principalmente en la etapa 6 que corresponde a los meses de enero a mayo.

Los valores de la función objetivo (Tabla 7.11) confirman que la política obtenida vía programación dinámica estocástica (Ensayo 7 con correlación) es la mejor, seguida por el AG(III) de la Tabla 7.1 y el AG(IV) de la Tabla 7.6.

Finalmente se puede concluir que se han obtenido los primeros ensayos con un algoritmo genético en la búsqueda de políticas de extracción del sistema analizado y se pueden buscar las combinaciones adecuadas de coeficientes de derrame y déficit, así como la definición del número de individuos y de generaciones que logren conciliar los dos objetivos en el problema: la maximización de energía y la minimización del derrame. Se deben realizar nuevos ensayos en los que se cambie el número de individuos, generaciones, así como la probabilidad de mutación, además de realizar un análisis de lo que sucedería si se ponen también como variables aleatorias a los coeficientes de penalización por déficit y derrame o aumentando la penalización por déficit en La Angostura, en la que se observó esta situación en todos los ensayos con algoritmos genéticos. Es muy factible que puedan lograrse resultados superiores a los hasta ahora alcanzados, que si bien son aceptables, no mejoraron las estimaciones hechas por la programación dinámica estocástica.

7.5 Referencias

1. Domínguez, M.R., Mendoza, R.R., Arganis J. M.L. Revisión de las Políticas de Operación Quincenal de las presas Angostura y Malpaso, en el río Grijalva Instituto de Ingeniería. Proyecto Elaborado para CFE., Noviembre, 2001.
2. Goldberg , D. E Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison-Wesley, USA, 1989.
3. Rodríguez, Vázquez Katya, Algoritmos Genéticos. Notas de Curso. México 2003. katya@uxdea4.iimas.unam.mx.
- 4.- The MathWorks (1992) MATLAB Reference Guide. The MathWorks, Inc.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Introducción

En este capítulo se detallan las principales conclusiones y recomendaciones derivadas de este estudio.

8.1 Conclusiones

8.1.1 Con respecto a la optimización vía programación dinámica estocástica así como la simulación del funcionamiento conjunto del sistema

El método de optimización vía programación dinámica estocástica ha sido flexible; se ha logrado incluir en el algoritmo original expresiones matemáticas que son resultado de la traducción del lenguaje común del operador; se han añadido nuevas restricciones en la operación del sistema que permiten asegurar condiciones de extracción mínima, así como hacer acomodos de la energía en el pico de la demanda diaria.

La simulación del funcionamiento de vaso de las presas en conjunto ha permitido visualizar cuál sería el comportamiento del sistema con distintas políticas de extracción, proporciona información de la energía total que podría generarse en un periodo de años determinado y también la variación quincenal de la energía; los posibles derrames que se pueden presentar en el sistema así como la ocurrencia de déficit en el mismo.

8.1.2 Con respecto a los ensayos de distintas políticas de operación que toman en cuenta los requerimientos de los operadores

Con objeto de contar con un parámetro de comparación, se obtuvo un máximo maximorum de energía generada en La Angostura, de 87941. 57 GWh, con la suposición de que los ingresos a la presa se conocen a priori y con un procedimiento semiempírico y determinista.

Para las distintas políticas analizadas se obtuvieron coeficientes de bondad (respecto al máximo maximorum) superiores a 0.9; en particular, el ensayo 7, que toma en cuenta los requerimientos de los operadores, tuvo un coeficiente de bondad aproximadamente de 0.93; por lo que se puede considerar una política aceptable.

La consecuencia de imponer extracciones mínimas (garantizar una energía mínima) en el sistema se observa sobre todo en el almacenamiento medio mínimo alcanzado por las presas; si se hace la comparación entre la política

correspondiente al ensayo 1 (kmín puede ser cero) y el ensayo 4 (kmín puede tomar valores de una unidad de volumen o hasta de cinco unidades de volumen, según la época del año); se tiene que en el primer caso, el almacenamiento mínimo en La Angostura es de 5921 millones de m³, mientras que con el ensayo 4, este almacenamiento es de 3535 millones de m³. En las elevaciones promedio alcanzadas, se observa que en ambas presas, se presenta una disminución en los valores de dichas elevaciones; con el ensayo 1 en La Angostura, la elevación promedio es de 520.46 msnm, mientras que con el ensayo 4 es de 519.5 msnm; en Malpaso, el valor de la elevación es prácticamente el mismo. En el caso de la energía generada por el sistema, con el ensayo 1 la energía media total generada fue de 528.02 GWh/quincena, mientras que con el ensayo 4 fue de 526.5 GWh/quincena en el periodo de 1959 a 2001; es decir hay una ligera disminución en la generación media. En cuanto a los derrames, con el ensayo 1 el derrame fue de 323.97 millones de m³; valor ligeramente superior a los 287.5 millones de m³ obtenidos por el ensayo 4 (Tabla 5.2).

Por otra parte, el permitir hacer acomodos en el pico de la demanda diaria, sin garantizar una energía mínima, provoca, en la presa La Angostura una disminución en el almacenamiento mínimo (ensayos 2 y 5); con el ensayo 2 el almacenamiento mínimo alcanzado resultó de 5911.1 millones de m³, mientras que con el ensayo 5, fue de 3509.4 millones de m³; en el caso de Malpaso también se observa este efecto en el almacenamiento mínimo; el cual pasó de 5040.41 millones de m³ (ensayo 2) a 4802 millones de m³ (ensayo 5). También se presentan reducciones en las elevaciones medias mínimas alcanzadas (Tabla 5.2).

La combinación de decisiones: garantizar energía mínima y permitir acomodos en el pico de la demanda diaria, disminuyendo los derrames, llevó a la necesidad de hacer distintas simulaciones (ensayos 6 al 11); de los cuales se concluyó que el ensayo 7 daba resultados aceptables, sin tener grandes sacrificios en la generación y prácticamente sin derrames; la energía total generada por quincena en el sistema fue de 524.52 GWh/quincena; El almacenamiento mínimo en La Angostura resultó de 2041.65 millones de m³ (desciende considerablemente) y en Malpaso de 4985.23 millones de m³ (en este caso no es tan grande el descenso); el derrame en La Angostura es de 115 millones de m³ (no es grande y se puede almacenar al terminar la época de lluvias) y en Malpaso es cero. Las elevaciones medias mínimas también bajan a 517.32 msnm en La Angostura y a 170.61 msnm en Malpaso (Tabla 5.2); cabe mencionar que estos resultados se lograron sin tomar en cuenta, en la simulación, la autocorrelación entre los volúmenes de ingreso a los embalses.

8.1.3 Con respecto a tomar en cuenta la autocorrelación en los volúmenes de ingreso mensuales

Al considerarse la autocorrelación existente entre los volúmenes de ingreso mensuales a los embalses (lo cual es una situación que se presenta en la realidad) y tomar en cuenta el periodo de simulación de 1959 a 2001 para el ensayo 7, considerado como el más aceptable, se obtuvo que la energía total generada por quincena en el sistema, con la política 7 que incluye la autocorrelación y correcciones en algunos datos de la presa Malpaso, fue de 525.87 GWh/quincena, contra los 525.53 GWh/quincena que se habían determinado al no tomarse en cuenta la autocorrelación, por lo que se mejoraron los resultados al incluir la autocorrelación (Tabla 6.5). En el caso de los almacenamientos, se observó que el almacenamiento mínimo con la política 7 correl fue, para La Angostura, de 2915.05 millones de m³, mientras que con la política 7 que no incluye la autocorrelación este almacenamiento mínimo fue de 1781.66 millones de m³; en el caso de la presa Malpaso, con la política 7 y la autocorrelación se obtuvo un almacenamiento mínimo de 5302.85 millones de m³, mientras que sin incluirla fue de 5090.93 millones de m³ (Tabla 6.5); es decir, al considerar la correlación se obtienen mejores valores del almacenamiento en los embalses, que al despreciarla. En lo que se refiere a las elevaciones mínimas medias alcanzadas, éstas son muy similares para la Angostura (571.05 msnm con la política 7 que incluye la autocorrelación y 517 msnm con el que no la incluye). Mientras que en Malpaso estos valores fueron de 171.42 msnm con la política 7 correl y 170.83 msnm sin considerarla. El derrame prácticamente se evita (en la Angostura es cero con el ensayo 7 correl y en Malpaso de 7.2 millones de m³, mientras que al no incluir la autocorrelación se tuvo un derrame de 34.51 millones de m³ en La Angostura y nulo en Malpaso (Tabla 6.5).

8.1.4 Con respecto a la generación de series mensuales sintéticas usando el método de Svanidze modificado

La utilización del método de Svanidze modificado en la generación de series mensuales permitió obtener muestras que son estadísticamente similares a los registros originales, salvo ligeras variaciones en la asimetría durante el estiaje; en general se observó una buena concordancia entre los datos históricos y los sintéticos, no obstante la variabilidad en la correlación entre las series.

8.1.5 Con respecto a los resultados de la simulación de series sintéticas

Con el fin de conocer los efectos en el funcionamiento del sistema en situaciones extremas (que lleven a condiciones de derrame o de déficit), a consecuencia de adoptar distintas políticas, se efectuaron ensayos con registros sintéticos obtenidos con el Método de Svanidze modificado. Los resultados obtenidos suponen que no hay cambios en las condiciones físicas de la cuenca.

Al efectuar la simulación de una muestra sintética de casi 1000 años, con la aplicación de la política del ensayo 7 recomendado en el Capítulo 5, pero tomando en cuenta la autocorrelación, en la presa la Angostura no ocurre déficit, pero el almacenamiento mínimo llega a 951.7 millones de m³ y se presenta un derrame total de 796.57 millones de m³ en casi 1000 años. En Malpaso el almacenamiento mínimo no baja tanto (alcanza 4585.69 millones de m³) y un derrame total de 9467.49 millones de m³ en casi 1000 años (Tabla 6.9) .

En la presa La Angostura con la política 2, que no considera los planteamientos de los operadores, los derrames son 6.2 veces mayores cuando no se considera la correlación que cuando sí se considera (Tabla 6.10); en el caso de la política 7, los derrames son 25.6 veces mayores cuando no se considera la correlación que cuando sí se toma en cuenta (Tabla 6.10).

En el caso de la presa Malpaso, con la política 2 los derrames son 8.7 % mayores si no se considera la correlación (Tablas 6.10), pero con la política 7 los derrames son 17% menores cuando no se considera la correlación (Tabla 6.10). Lo anterior indica que en la presa Malpaso no se observan efectos tan notorios al considerar la correlación.

Con la política 2 el almacenamiento mínimo es 9.5 % mayor en la presa La Angostura al considerar la correlación y en Malpaso es 4.8 % mayor al incluir la correlación. Con la política 7 en la presa La Angostura se tendría un déficit de 75.41 millones de m³ al no considerar la correlación, mientras que cuando sí se considera, ya no hay déficit y el almacenamiento mínimo que se alcanza es de 951.7 millones de m³ (en 1000 años). Con esta política 7 en Malpaso el almacenamiento mínimo es 19.4 % mayor al considerar la correlación y no se tendría déficit en 1000 años.

Con las 10 muestras sintéticas de 100 años de registro cada una que se generaron para hacer un análisis del derrame y del déficit, con la política 7, se determinó que, al considerar la correlación de los volúmenes de escurrimiento, el derrame total en La Angostura resultó casi 6 veces menor que cuando no se considera (Tabla 6.11); en contraparte, el derrame en Malpaso aumenta ligeramente (cerca de un 2.8%) al considerar la correlación (Tabla 6.12) .

De la cuantificación del número de quincenas con derrame, el número de derrames que ocurrieron en la segunda quincena de octubre, que corresponde al fin de la temporada de lluvias, así como en otras quincenas antes y después de octubre, se determinó que un porcentaje importante de los derrames ocurriría al final de la temporada de lluvias, de tal forma que, con el apoyo de un buen sistema de pronóstico a corto plazo, en la práctica esos derrames podrían evitarse utilizando excepcionalmente el almacenamiento destinado al control de crecientes

También se determinó que, en el caso de La Angostura, si no se utiliza el procedimiento para tomar en cuenta la autocorrelación, se tendrían en promedio 5.8 derrames en un lapso de 100 años, de los cuales 2.2 podrían evitarse; si se utiliza la política 7 con la autocorrelación el promedio de derrames cada 100 años se reduce drásticamente a 1.0, de los que 0.4 tendrían la posibilidad de ser almacenados (Tabla 6.13).

En el caso de Malpaso, al considerar la autocorrelación y la política 7, el número promedio de derrames cada 100 años se incrementa de 4.5 a 6.6, de los cuales, en ambos casos, un poco menos de la mitad tendrían la posibilidad de evitarse (Tabla 6.14).

Respecto al déficit, se mostró que si se toman en cuenta los requerimientos de los operadores respecto a garantizar una generación mínima en la época de estiaje y concentrar la generación en las horas pico y no se considera la correlación, las presas se vacían en un lapso de 1000 años. En cambio, si se utiliza el procedimiento propuesto para considerar la autocorrelación, las presas no se vacían aunque se siga la política 7 para tomar en cuenta los requerimientos de los operadores.

Cabe enfatizar que es una realidad que existe autocorrelación entre los volúmenes de escurrimiento por lo que es conveniente la decisión de optar por una política que la considere.

8.1.6 Con respecto a la optimación y simulación usando algoritmos genéticos

De las distintas políticas que se obtuvieron con algoritmos genéticos se puede concluir que la que proporcionó el mejor valor de la función objetivo fue la calculada con el AG(III) que consideraba una probabilidad de mutación de $0.7/\text{longitud del individuo}$; el inconveniente que se pudo observar de esta política es el déficit de 1213.41 millones de m^3 presentado en La Angostura; el derrame no fue tan grande (78.60 millones de m^3 en Malpaso); la energía promedio quincenal generada por el sistema fue de 497.98 GWh/quincena.

La siguiente mejor combinación en cuanto a déficit, derrame y energía generada, se presentó con el AG(IV) con probabilidad de mutación de $0.9/\text{Longitud del individuo}$; el déficit fue de 93.49 millones de m^3 en La Angostura (en este aspecto es mejor que el AG(III) y un derrame en Malpaso de 293.75 millones de m^3 , que al presentarse en la segunda quincena de octubre podría almacenarse. Con este ensayo la energía promedio generada quincenalmente por el sistema fue de 497.63 GWh/quincena, contra los 527.87 GWh/quincena obtenidos por el ensayo 7 que utiliza programación dinámica estocástica además de que considera los acomodos en el pico de la demanda diaria .

Las elevaciones fueron considerablemente menores en la presa Malpaso en todos los ensayos con algoritmos genéticos; en la presa La Angostura no se aprecia tanta variación en la elevación; la situación de las elevaciones mejoró un poco cuando se afectó la energía total generada en el sistema por un factor de 0.1 y se consideró la probabilidad de mutación de $0.7/\text{longitud del individuo}$.

Se pudo apreciar que ninguna de las políticas obtenidas con algoritmos genéticos pudo superar los resultados obtenidos vía programación dinámica estocástica.

En resumen se puede concluir que se han obtenido los primeros ensayos con un algoritmo genético en la búsqueda de políticas de extracción del sistema analizado y se pueden buscar las combinaciones adecuadas de coeficientes de derrame y déficit, así como la definición del número de individuos y de generaciones que logren conciliar los dos objetivos en el problema: la maximización de energía y la minimización del derrame.

8.2 Recomendaciones

8.2.1 Con respecto al “mejor” método de optimación

Un método de optimación será “mejor” que otro dependiendo del problema que se analice; en este caso, si se hace el contraste entre la optimación vía programación dinámica estocástica y el uso de los algoritmos genéticos, se puede recomendar la utilización de la primera técnica de optimación, debido a que se ha visto que los resultados obtenidos son más convenientes desde el punto de vista de los requerimientos del operador.

8.2.2. Con respecto a la “mejor” política para el operador

Se recomienda el empleo de la política correspondiente al ensayo 7 que toma en cuenta la autocorrelación de los volúmenes de escurrimiento, porque asegura la posibilidad de tener una extracción mínima, permitiendo acomodarse en el pico de la demanda diaria y prácticamente sin derrames, además de que es más acorde con la realidad; se recomienda su uso en el largo plazo debido a que con ella es posible obtener valores importantes de energía, con relativamente pocos derrames en el sistema y logrando evitar el déficit en cerca de 1000 años.

8.2.3 Con respecto a lo que podría seguirse investigando de este tema (desarrollos futuros)

La política 7 que considera la correlación no es estrictamente comparable con aquella que no contemplaba a los requerimientos del operador en lo referente a los acomodos en la energía de pico; para que sea comparable, la pendiente de la curva beneficio contra extracción debería de tener, al principio, un valor mayor que la unidad. Se recomienda tomar en cuenta esta observación en estudios posteriores de las políticas del sistema hidroeléctrico analizado.

Se recomienda seguir explorando el uso de algoritmos genéticos para la obtención de las políticas de operación del sistema; el que se utilizó en este estudio fue un algoritmo genético simple y para evaluar el desempeño de los individuos (cada individuo representaba la política de extracción de las presas en estudio y fue obtenida aleatoriamente) se utilizó la simulación con el registro histórico; una variante a este procedimiento podría introducir una política como población inicial y posteriormente mejorar dicha política con el uso del algoritmo genético; también debe considerarse hacer ensayos en los que se cambie el número de individuos, generaciones, así como la probabilidad de mutación; en forma adicional se podrían hacer cambios en los coeficientes de penalización por déficit y derrame o inclusive también determinarlos en forma aleatoria para lograr la optimización. También podrían utilizarse registros sintéticos en la simulación para evaluar a la función objetivo.

Cabe hacer mención que con la programación dinámica estocástica el proceso de optimación utiliza como entrada a la extracción por unidad de volumen y cierto número de iteraciones y que para calcular el valor de la función objetivo no se emplearon los valores históricos, el registro histórico se simuló posteriormente con la política obtenida, mientras que con los algoritmos genéticos se utilizaron los datos de la simulación histórica para la evaluación de la función objetivo y la determinación de la política óptima. Sería conveniente plantear el algoritmo genético que pudiera calcular la política óptima de una manera similar a como lo hace la programación dinámica estocástica, es decir, sin depender de los datos históricos y posteriormente hacer la simulación de dichos datos. Otro tratamiento del problema usando algoritmos genéticos sería incorporar en la simulación la variación del beneficio por generación, según la extracción, (con programación dinámica estocástica esta variación se consideró en el algoritmo de optimación, mientras que en los ensayos efectuados en este documento con algoritmos genéticos no se consideró dicha variación al trabajar con la simulación).

8.2.4 Comentario final

Las técnicas de optimación tratadas en este trabajo aplicadas en sistemas de presas que operan en cascada dan resultados prometedores; el reto es lograr que políticas de operación como la obtenida sean efectivamente llevadas a la práctica por parte de los organismos operadores.

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

1. Aarts, E.H.L., van Laarhoven, P.J.M. " Statistical cooling: A general approach to combinatorial optimization problem". Philips Journal Research, 40(4), pp. 193-226. 1985.
2. Andreu, Joaquín. "Conceptos y métodos para la planificación hidrológica". CIMNE, Universidad Politécnica de Valencia, Barcelona, España, 1993.
3. Ackoff, Russel L., Sasieni, Maurice W., Fundamentos de Investigación de Operaciones, Limusa, México 1979.
4. Ahlfeld, D.P., Mulvey, J.M., Pinder, G.F. "Combining physical containment with optimal withdrawal for contaminated groundwater remediation, Adv. Water Resources, 9(2), pp 77-84, 1986.
5. Arellano M. J.L.. CNA. Simposio 4 Manejo Integral de Cuencas HidrológicaS. IX Congreso Nacional de Irrigación. Culiacán, Sinaloa, México. 27-29 de octubre de 1999.
6. Arzate, R.S., Localizado en la cuenca del Grijalva el mayor número de centrales hidroeléctricas.El Nacional en Internet . www.unam.mx/serv_hem/nacional/1997/ene97//29ene97//29ec292.html.
7. Avilés Herrera Roberto. Optimización en Línea de Presas Hidroeléctricas. Tesis de Licenciatura. UNAM. 1994.
8. Bautista González León. Políticas de Operación para el Sistema de Presas Angostura-Malpasso. Tesis de Licenciatura. 1986.
9. Belaine, G., Peralta, Richard C. and Hughes Trevor C. Simulation/Optimization Modeling of Water Resources Management. Journal of Water Resources Management. Vol 125 No .3 pp 154-161, Mayo de 1999.
10. Bellman. R., Dynamic Programming. Princeton University Press. Princeton, New Jersey, USA, 1957.
11. Berezowsky V., Moisés, Domínguez M. Ramón., Fuentes M. Oscar, Franco, V. Manual de Diseño de Obras Civiles. CFE. Hidrotecnia. A.2.8 Planeación de Sistemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico. México, 1983.
12. Calva, Salazar A. "Bondad de una Política de Operación de una Presa de Almacenamiento". VIII Congreso Nacional de Hidráulica. Asociación Mexicana de Hidráulica, 1993.

-
13. Camac, Gutiérrez, D.J., Programación Dinámica Dual Determinística en el Despacho Hidrotérmico. Tesis Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Chile, 1994.
 14. CNA., SEMARNAP. Presas de México, 1982-1994, Volumen II. México, 1997.
 15. Cohon, J.L., Marks, D.H., "A Review and Evaluation of Multiobjective Programming Techniques. Water Resources Research 11(2). Pp.208-220. 1975.
 16. Contreras Cruz, Claudia. Operación Óptima de Sistemas de Presas en Cascada. Aplicaciones al Sistema del Río Grijalva. Tesis de Maestría. UNAM. 1999
 17. Correa Arenas, Raúl. Política de Operación de las Presas Las Julianas y Los Arcos, Edo. De México. Tesis de Licenciatura. UNAM, 1977.
 18. Dantzing G.B., Linear Programming and Extension. Princeton University Press, New Jersey. USA, 1963.
 19. Daugherty, R.L., A.B., M.E., Hydraulic turbines . Mc Graw Hill Company, Inc., USA, 1920.
 20. Davis, L., (Ed.), Genetic Algorithms and Simulated Annealing, Morgan Kaufmann (Pitman). London, 1987.
 21. Dougherty, D.E., Marryott R.A. Optimal Groundwater Management 1. Simulated Annealing. Water Resources Research, Vol. 27, No. 10, págs 2493-2508. October 1991.
 22. Domínguez, M.R. Un Método de Generación de Muestras Sintéticas de Volúmenes Mensuales en un río. Tesis de Licenciatura, UNAM, 1971.
 23. Domínguez, M.R. Metodología de Selección de una Política de Operación Conjunta de una Presa y su Vertedor. Tesis Doctoral, UNAM, 1989.
 24. Domínguez, M.R., Mendoza R. R., "Operación Integral del Sistema Hidroeléctrico del Río Grijalva", elaborado para la CFE por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 1993.
 25. Domínguez, M.R., Mendoza R. R., Contreras, C.C., Estudios hidrológicos de la segunda etapa del análisis Integral de la zona baja del río Grijalva. Política de operación del sistema de presas. Informe Preliminar, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 1998.
 26. Domínguez M., R., Mendoza R.,R., "Funcionamiento de las Presa Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas sobre el Río Grijalva, elaborado para la CNA por el Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.

-
27. Domínguez M. R, y Mendoza R.R., "Análisis del efecto de la autocorrelación en la determinación de políticas de operación óptima de un sistema de presas", XIX Congreso Latinoamericano de Hidráulica, Córdoba, Argentina, pág. 519 a 527, Tomo III, octubre 2000.
 28. Domínguez, M. R., Mendoza, R.R., Arganis, J.M.L. Revisión de las políticas de operación de las presas Angostura y Malpaso, en el Río Grijalva. Para CFE. Informe Final. Noviembre 2001.
 29. Domínguez M. R, Aprovechamientos Hidráulicos. Apuntes de clase. Instituto de Ingeniería. 2001.
 30. Domínguez M, R., Fuentes M. G., Arganis J. M. L. Procedimiento Para Generar Muestras Sintéticas de Series Periódicas Mensuales a través del Método de Svanidze Modificado Aplicado a los Datos de las Presas La Angostura y Malpaso. Series Instituto de Ingeniería C1-19 . Agosto de 2001.
 31. Duan, Q., Gupta, V., Sorooshian,S. Shuffled complex evolution approach for effective and efficient global minimization. Journal of Optimization Theory Appl., 76(3), pp.501-521.USA, 1993.
 32. Esat, V, may, M.J. "Water Resources System Optimization Using Genetic Algorithms". Hydroinformatics. Rotterdam pp. 225-231. The Netherlands; Balkema,1994
 33. Eschenbach, E. et al. "Goal programming Decision Support System for Multiobjective Operation of Reservoir Systems". Journal of Water Resources Planning and Management, Vol 127, No. 2 pp. 108-120, Abril 2001.
 34. Fahmy, H.S., King, J.P, Wentzel, M.W., Seton, J.a., "Economic Optimization of River Managment Using Genetic Algorithms". Paper No. 943034. ASAE. International Summer Meeting. American Society of Agricultural Engineers, Michigan. USA, 1994.
 35. Foes, P. A. "Genetic Algorithms Applied to the operation of reservoirs for hydropower Generation". Departament of Hydraulic Engineering. Marzo de 1996.
 36. Ford, L.R., Fulkerson, D.R., Flows in Networks. Princeton University Press, USA, 1962.
 37. Fuentes, M. O.A., Sánchez, B.J.L., "Estrategia Óptima para la Operación de una Presa Hidroeléctrica y Regulación de Avenidas". VIII Congreso Nacional de Hidráulica. Asociación Mexicana de Hidráulica, 1993.
 38. Gardea Villegas, Humberto. Aprovechamientos hidroeléctricos y de bombeo. Trillas-Facultad de Ingeniería. Junio de 1992.

-
39. Goicochea, A., Duckeinstein, L., Fogel, M.M. Multiobjective Decision Analysis with Engineering and Business Application. John Wiley and Sons, N.Y., USA, 1982.
 40. Goldberg, D.E, Kuo C.H."Genetic Algorithms in Pipeline Optimization". Journal Comp. In Civil Engineering, ASCE, 1,No.2; pp. 128-141. 1987.
 41. Goldberg, Genetic algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison Wesley. USA, 1989.
 42. Goldman, F.E., Mays, L.W. "The Application of Simulated Annealing to the Optimal Operation of Water Systems". www.public.asu.edu/~lwmays/paper.pdf
 43. Gorelick, S.M., Voss, C.I., Gill, P.E., Murray, W.,Saunders, M.A., Wright, M.H., "Aquifer reclamation design:The use of contaminant transport simulation combined with nonlinear programming", Water Resources Research. 20(4), pp 415-427, 1984.
 44. Holland, J.H. Adaptation in Natural and Artificial Systems. Ann Harbor, Michigan. Univesity of Michigan press. USA, 1975.
 45. Hsu, N.S., Yeh, W.W.-G, "Optimum experimental design for parameter identification in groundwater hydrology". Water Resources Research, 24(5), pp 1025-1040, 1989.
 46. Huang, M.D., F. Romeo, Sangiovanni-Vicentelli, A., "An efficient general cooling schedule for simulated annealing, IEEE Transf. Comput. Aided Desighn, CAD-5(1), pp 391-384, 1986.
 47. Huang, Wen-Cheng, Yang, F.T. "A Handy Decision Support System for Reservoir Operation in Taiwan". Journal of the American Water Resources Association, Vol. 35, No. 5, 1999.(JAWRA Paper No.98149)
 48. Israel, M.S. and Lund J.R. "Priority Preserving Unit Penalties in Network Flow Modeling". Journal of Water Resources Planning and Management. Vol 24 No. 4 July-August 1999.
 49. IEEE Neural Networks Council. Combinations of Genetic Algorithms and Neural Networks COGANN-92. IEE Computer Society Press. USA, Junio 1992.
 50. Jacobson, D.H, Mayne, D.Q. Differential Dynamic Programming. Elsevier Science, New York, New York, USA, 1970.
 51. Jauffred, M.F., Moreno, B.A., Acosta J.J. Métodos de Optimización. Programación Lineal-Gráficas. Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A. México, 1974.

-
52. Jiménez, E.M., Eslava, M. H., Domínguez, M. R., Análisis de Series de Tiempo. Centro Nacional de Prevención de Desastres. Instituto de Ingeniería, UNAM, Enero de 1996.
 53. Kaufmann A., Faure R. "Invitación a la Investigación de Operaciones". México, 1980.
 54. Kirkpatrick, S.D, Gelatt, S.D., Vecchi, M.P. "Optimization by Simmulated Annealing". Science 220. pp. 671-680. 1983.
 55. Kirkpatrick, S., "Optimization by simulated annealing: Quantitative studies, J.Stat. Phys., 34(5/6), pp 975-986. 1984.
 56. Ko, S.K., Fontane, D.G, Labadie, J.W. "Multiobjective Optimization of Reservoir System Operation". Water Resources Bulletin. AWRA., Vol. 28, No. 1 February, 1992.
 57. Kuczera, G., "Efficient subspace probabilistic parameter optimization for catchment models". Water Resources Research, 33(1) January. Pp. 177-185. 1997.
 58. Kumar, D.N., Kumar A., Raju, K.S. Application of Genetica Algorithms for Optimal Reservoir Operation. Indian Institute of Technology. India, 1999.
 59. Kuo, C.H., Michel A.N., Gray W.G., "Design of Optimal Pump- and-Treat Strategies for Contaminated Groundwater Remediation Using the Simulated Annealing Algorithm". Advances in Water Resources AWRE 15, No. 2 .pp 95-105, USA, 1992.
 60. Labadie, J. W., "Reservoir System Optimization Models". Colorado State University, Water Resources Update, University Council of Water Resources, 108. Summer, 1997.
 61. Labadie, J. W., "Computer-Aided Water Management and Control", Notas de clase. USA, 2000.
 62. Lafond, Lous. "Stochastic Long Term Hidro Generation Planning: A Combined Dynamic Programing and parametric Linear Pogramming Approach. Institute fo Operation Research and the Management Sciences, Informs Online. Canada, 1998. www.informs.org/Conf/Montreal98/Talks/TE25.html.
 63. Larios Malanche, Raúl. Modelo de Programación Dinámica Estocástica para Optimizar la Operación de Presas. Tesis Licenciatura. UNAM, 1985.

-
64. Larson, Richard C. Operation Research and the Services Industries. USA, 1998. Dirección en internet: books.nap.edu/books/030903891X/html/115.html
65. Lasdon, L.S., Waren, A.D., GRG2 User's Guide. Department of General Business, University of Texas, Austin Texas, USA, 1982.
66. Lee Donna J., Review of Integrated Approaches to River Basin Planning, Development and Management; USA, 1995.
67. Lin, S., "Computer solutions of the traveling-salesman problem", Bell Syst.Tech. J., 44, pp 2245-2269, 1965.
68. Lund, Jay R., Guzman, J. "Derived Operating Rules for Reservoirs in Series or in Parallel. Journal of Water Resources Planning and Management, May-Jun 1999.
69. Madrigal A., M., "Curso Virtual de Investigación de Operaciones", Notas de curso impartido en el ITESM-CEM; México, 2000.
70. Marglin S.A., Public Investment Criteria. The M.I.T. Press, Cambridge, Massachusetts, USA, 1967.
71. Mataix, Claudio. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas. Harper and Row Publishers Inc. y Ediciones del Castillo. Madrid, 1970.
72. Mc Carthy, Robert M., 'Optimizing Dallas' Multiple Reservoir Supply System'. Optimizing the Resources for Water Management. Khanbivardi Reza M. And Gooch Thomas ASCE, April 17-21 1990.
73. Mc Carthy, R.M. "Computer Modeling to Develop Annual Reservoir Operation Guidelines". Proceedings of the Specialty Conference on Computers and Automation in the Water Industry (in press). American Water Works Association, Denver, CO. USA, 1989.
74. Merwade, V., McKinney, D., Stochastic Optimization in Reservoir Planning and Design-A literature Review. Course Notes, CE 385D, Spring, 2001.
75. Metropolis, N.a., Rosenbluth A.W., Rosenbluth M.N., Teller A.H., Teller, E., Equation of state calculations by fast computing machines. Journal Chemistry Physis. 21(6), pp. 1087-1092, 1953.
76. Muller, B., Reinhardt, J. Neural Networks An Introduction. Springer. Germany, 1995.
77. Nicklow, John W. "Discrete-Time Optimal Control for Water Resources Engineering and Management. International Water Resources Association. Water International. Vol. 25 No. 1, Pages 89-95, March 2000.

-
78. Oliveira, R. "Derivation of Operating Policies for Multi-Reservoir Systems. Cornell University, www.englib.cornell.edu/thesesabstracts/Augusto94/deoliveira.html. 1994.
 79. Oliveira, R., Loucks, D.P., "Operation Rules for Multireservoirs Systems". Water Resources Research 33, No. 4 .pp 839-852. USA, 1997.
 80. Otero, J., Labadie J., Haurert D., "Optimization of Managed Runoff to the St. Lucie Stuary. " Proceedings o the First International Conference. Water Resources Engineering Division, ASCE, San Antonio, Texas, USA, 1995.
 81. Pam, D.T., Liu X. Neural Networks for Identification, Prediction and Control. Springer. Great Britain, 1995.
 82. Prawda W., Juan. Métodos y Modelos de Investigación de Operaciones. Limusa. México, 1987.
 83. Quintanar Fimbres, Francisco. Aplicaciones de la Programación Dinámica a la Operación de Presas. Tesis. Universidad de Sonora, 1981.
 84. Rebolledo Silvera, Roberto Tadeo. Operación Óptima de un Sistema Hidráulico Formado por dos presas en Paralelo. Tesis Maestría. UNAM, 1990.
 85. Reed, P., Minsker B., Valocchi A., "Cost-Effective Long Term Monitoring Design for Intrinsic Bioremediation". "Proceedings of the 26 th Annual Water Resources Planning and Management Conference, ASCE, Tempe, Arizona, USA, 1999.
 86. ReVelle, Charles. Optimizing Reservoir Resources. John Wiley and Sons. USA, 1999.
 87. Rodríguez, Vázquez Katya, Algoritmos Genéticos. Notas de Curso. México 2003. katya@uxdea4.iimas.unam.mx.
 88. Romeo, F., Sangiovanni-Vicentelli, A., probabilistic hill climbing algorithms: Properties and applications. Proceedings of the 1985 Chapel Hill Conference on VLSI., pp. 393-417. Chapel Hill, N. C., 1985.
 89. Rosero Narvaez Andrés. "Optimización de Rutas de Entrega de Correspondencia mediante Algoritmos Genéticos". F.I. Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Ecuador, 1999. www.geocities.com/jarosero_ag/
 90. Sánchez B., J.L. Manual de Diseño de Obras Civiles. CFE. Hidrotecnia. A.2.1 Consideraciones Generales. México, 1983

-
91. Sánchez, C. E., "Optimización de la Expansión de un Sistema de Recursos Hídricos Utilizando las Metodologías del Algoritmo Genético y el Recocido Simulado". Tesis Doctoral. España. Enero de 2000.
 92. Sanchis, F.J. Algoritmos Genéticos. Notas de curso. Noviembre de 2000. www.fiupm.es/~jgarcia/lecc_01.pdf
 93. Sechen, C., VLSI Placement and Global Routing Using Simulated Annealing, Kluwer Academic, Boston, Mass, USA, 1989.
 94. Shim, K.C., "Optimal Predictive Flood Control for River-Reservoir Operation System". Water Resources Planning and Management in Civil Engineering at Colorado State University, USA 1999. www.iahr.org/membersonly/grazproceedings99/doc/000/000/435.htm
 95. Simpson, A.R., "Optimization of design of water distribution system using genetic algorithms". Slovenian Society of Hydraulic Research, Seminar Seires, Vol. 1, Slovenia, 2000.
 96. SJSU, Pontryagin's Maximum Principle. Notas San José State University . www-sjsu.edu/faculty/watkins/pontryag.htm. Julio de 2001.
 97. Solomantine, D.P. Experience with nine automatic calibration algorithms: Global optimization with GLOBE system. International Institute for Infrastructural, Hydraulic and Environmental Engineering. www.lhe.nl/hi/sol/sol.htm.
 98. Soria O.E., Serrano, L.A.J. Programa de Emesis. Redes Neuronales, una breve introducción. XX Curso TIV y NA. www.uv.es/~soriaer/charla.pdf
 99. Sosa C. Marco A., Sosa C., Rodolfo. Manual de Diseño de Obras Civiles. CFE. Hidrotecnia. A.2.4 Máquinas Hidráulicas. México, 1982.
 100. Svanidze G.G., Mathematical Modeling of Hidrologic Series. Water Resources Publications. USA, 1980.
 101. The MathWorks (1992) MATLAB Reference Guide. The MathWorks, Inc.
 102. Tkach Robert J Simonovic Slobodan P. A New Approach to Multi-criteria Decision Making in Water Resources. Journal of Geographic Information and Decision Analysis. Vol.1, no.1, pp. 25-43, 1997.
 103. Toledo Reyes Ricardo. Redes Neuronales en Modelado Hidrológico, Predicción de Avenidas en la Presa Huites. Tesis Maestría. UNAM, 1997.
 104. Turgeon A. Ribeiro J., Fagherazi L. "Determining the Maximum Daily Storage of Several Reservoirs in Series Subject to Annual Flood" Hydro-Quebec, Canada, 1998.

-
105. Valdes, J.B., Marco J.B. "Managing Reservoirs for Flood Control". U.S. -Italy Research Workshop on the Hydrometeorology, impacts, and Management of Extreme Floods., Perugia , Italy, November, 1995.
106. Van Laarhoven, P.J. M, Aarts, E.H.L., Simulated Annealing: Theory and Applications, Kluwer Academic Boston, Mass., USA, 1987.
107. Vega Larios Carlos E. Operación Óptima de un Sistema de Presas de Agua Potable: Un Caso Aplicación del Método de Sucesiones de Aproximación a la Programación Dinámica hacia delante. Tesis Maestría. UNAM, 1989.
108. Villalobos A., Rivera J. Y Collado J., "Políticas de Operación de Presas Basadas en el Niño-Oscilación del Sur", Artículo : ANEI-S60004. X Congreso Nacional de Irrigación. Simposio 6; México, agosto de 2000.
109. Wagner, B. J., Gorelick, S.M., "Optimal groundwater quality management under parameter uncertainty", Water Resources Research., 23(7), pp 1162-1174, 1987.
110. Wagner , B. J, Gorelick, S.M., "Reliable aquifer remediation in the presence of spatially variable hydraulic conductivity: From data to design, "Water Resources Research, 25(10), pp 2211-2225, 1989.
111. Water Resource Associates, "Reservoir Operation"; USA, www.watres.com/topics/tp-revoper.html
112. Watkins, D.W.Jr, et al. "A Scenario-Based Stochastic Programming Model for Water Supplies from the Highland Lakes". The University of Texas At Austin, Texas. November, 1997. www.bus.utexas.edu/faculty/msis/lasdonl/highlakes_files/highlakes.htm
113. Wurbs, R. A. "Reservoir-System Simulation and Optimization Models". Journal of Water Resources Planning and Management. ASCE, 116, No. 1.pp 52-70. 1993
114. Yakowitz, S.J., "Dynamic Programming Applications in Water Resources", Water Resources Research, Vol. 18, pp 673-696, 1982.
115. Yeh, W W-G. "System Analysis in Groundwater Planning and Management.". Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 118, No. 3. pp 224-237. 1992.
116. Zadeh, L.A. Optimality and Non-Scalar-Valued Performance Criteria. IEEE Transactions on Automatic Control AC8(1). Pp 59-60. 1963.

CD

CONTENIDO

**ANEXO 1 APROVECHAMIENTOS
HIDRÁULICOS Y TURBINAS**

**ANEXO 2 PROGRAMACIÓN LINEAL,
RECOCIDO SIMULADO Y REDES
NEURONALES**

**ANEXO 3 MÉTODOS DE GENERACIÓN
SINTÉTICA,
TABLAS DEL MÉTODO DE FRAGMENTOS
DE SVANIZE MODIFICADO**

**ANEXO 4 PROGRAMAS USADO PARA LA
GENERACIÓN SINTÉTICA, OPTIMACIÓN
VÍA PDE, SIMULACIÓN Y OPTIMACIÓN VÍA
AG**

**ANEXO 5 POLÍTICAS ADICIONALES DEL
CAPÍTULO 5**
