

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MODELO PARA COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR

CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ CÁCERES

AL CONFERIRLE EL TÍTULO DE

INGENIERO EN CIENCIAS Y SISTEMAS

GUATEMALA, AGOSTO DE 1,996

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

08
T(3756)
C. 4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

MODELO PARA COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería en Ciencias y Sistemas con fecha 11 de mayo de 1.995.

César Augusto Fernández Cáceres

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

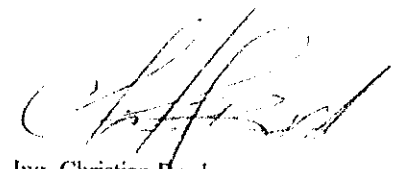
Guatemala 11 de Mayo de 1,995

Sr. César Augusto Fernández Cáceres
Carnet No. 8611991
Presente.

Atentamente le informamos que el protocolo de tesis presentado por usted, y titulado "Modelo para Coordinación Hidrotérmica en la Generación de Energía Eléctrica" fue aprobado por la escuela de ciencias y sistemas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos.

Dicha aprobación tiene validez de 14 meses contados a partir del 11 de Mayo de 1,995. Si usted no concluyera su trabajo en los 14 meses de vigencia de su punto, la escuela automáticamente cancelará su punto y podrá ser asignado a otro estudiante.

Atentamente



Ing. Christian Bradna
Escuela de Ciencias y Sistemas
Area Privados y Públicos
Universidad de San Carlos de Guatemala



UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

18 Avenida 11-95, Zona 15, V. H. III
Apartado Postal No. 82, 01901
Guatemala, Guatemala, C. A.

692563
TELEFONOS: 692776
692827
380336-40
FAX: 380212

Guatemala, 12 de Febrero de 1996

Ing. Calixto Monzón
Coordinador
Area Ing. de Ciencias y Sistemas
Facultad de Ingeniería
Universidad San Carlos

Estimado Ing. Monzón:

Me permito enviarle la presente para manifestarle que he revisado el trabajo de tesis "Modelo para Coordinación Hidrotérmica en la Generación de Energía Eléctrica", el cual fué desarrollado por el estudiante César Augusto Fernández Cáceres bajo mi dirección y asesoría. Aprovecho esta oportunidad a fin de hacer de su conocimiento que dicho trabajo ha sido concluído a mi entera satisfacción, por lo cual le ruego a Usted proseguir con los trámites pertinentes del caso. En caso de cualquier duda, me encuentro a su disposición para aclararlas de ser necesario.

Sin otro particular, quedo de Usted como

Su atto. S. S.

Dr. Raúl B. González de Paz

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Escuela Técnica, Ingeniería en Sistemas Ingeniería Electrónica y Escuela Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hidráulicos.
Apartado Postal 217-I-01-907, Guatemala
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica


Guatemala, 11 de marzo de 1,996.

Ingeniero
Julio Ismael González Podszueck
Decano de la
Facultad de Ingeniería

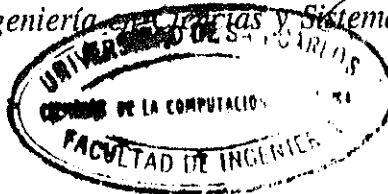
Señor Decano.

Atentamente informo a usted que después de conocer el dictamen del Asesor del trabajo de tesis del estudiante **CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ CÁCERES** con carnet 86-11991, titulado: **MODELO PARA COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, procedo a la autorización del mismo.

Sin otro particular, me suscribo a usted,


Ing. Calixto Monzón
Coordinador

Ingeniería en Teorías y Sistemas



PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



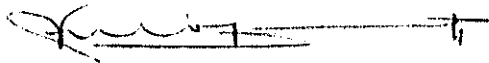
FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la autorización por parte del Coordinador de la Carrera de Ingeniería en Ciencias y Sistemas, al trabajo de tesis titulado MODELO PARA COORDINACION HIDROTERMICA EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA, presentado por el estudiante universitario César Augusto Fernández Cáceres, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:



Ing. Julio Ismael González Podszueck
DECANO
FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, junio de 1996.



ACTO QUE DEDICO

A:

Mis padres:

Lucrecia C. de Fernández

César A. Fernández C.

Mis hermanos:

María Lucrecia

Juan Carlos

A mi alguien especial por su apoyo y comprensión

A mis familiares

Mis amigos y compañeros

A las personas que de una u otra forma colaboraron con la elaboración de este trabajo por su apoyo.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

MODELO PARA COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CÉSAR A. FERNÁNDEZ C.
GUATEMALA, ABRIL 1996

GLOSARIO

CARGA: cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo.

CARGA PICO: es la potencia máxima requerida por los usuarios en un lapso determinado.

CURVA DE CARGA: es la representación gráfica de la variación de la carga en un lapso determinado.

CURVA DE DURACIÓN DE CARGA: es la representación gráfica del conjunto de valores demandados en un intervalo de tiempo, ordenados de mayor a menor y teniendo en cuenta su tiempo de duración.

DEMANDA: es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un usuario, conjunto de usuarios o de un sistema.

DEMANDA MÁXIMA O PICO: es la mayor demanda ocurrida durante un período específico de tiempo. Incluye la potencia de la carga y las pérdidas.

FACTOR DE CARGA: es la relación entre la carga promedio y la carga pico.

$$F_c = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga pico}}$$

FACTOR DE PLANTA: es la relación entre la demanda promedio y la capacidad instalada en una planta generadora del sistema.

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Capacidad instalada}}$$

GENERACION NETA: generación bruta menos consumo propio en plantas.

PRECIO SOMBRA: en países en vías de desarrollo, se marcan distorsiones en las condiciones de mercado, debido principalmente a subsidios y monopolios, lo cual hace que los precios de bienes y servicios no reflejen verdaderamente su valor económico.

Para lograr la adecuada valoración, es necesario eliminar las distorsiones que presenta el mercado, por lo que se utiliza el concepto de precio sombra; este precio intenta reflejar el valor

económico de los bienes y servicios, de tal manera que los costos y beneficios del proyecto sean evaluados adecuadamente.

COSTOS MARGINALES:

el costo marginal se define como el cambio en los costos totales cuando se presenta un pequeño cambio en la demanda.

En el caso de la energía eléctrica, por ejemplo, para determinar el costo de adicionar un kilowatio-hora o un kilowatio, ante pequeños cambios de la demanda, se deberán tener en cuenta los costos de las futuras expansiones, incluyendo la inversión y los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil de los proyectos.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Definición del problema	3
1.2 Solución del problema	4
2. MODELACIÓN GENERAL DE UN SISTEMA HIDRÁULICO	5
2.1 Ecuaciones de coordinación de embalses	5
2.2 Método para el cálculo de probabilidades asociadas a condiciones hidrológicas	7
2.3 Modelación y optimización de sistemas de generación multireserva para condiciones críticas de hidraulicidad	9
2.3.1 Formulación del problema	9
3. OPERACIÓN ÓPTIMA A LARGO PLAZO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	11
3.1 Método directo	11
4. DESPACHO HIDROTÉRMICO A CORTO PLAZO	13
4.1 Método del gradiente	15
5. OTROS MÉTODOS DE RESOLUCIÓN	18
5.1 Solución al problema de coordinación hidrotérmica utilizando programación dinámica	18
5.2 Solución al problema de coordinación hidrotérmica utilizando programación lineal mixta-entera	20
6. CASOS ESPECIALES	26
6.1 Programación de plantas hidráulicas con limitaciones de almacenamiento	26
7. NUEVAS TENDENCIAS	30
7.1 Planificación bajo condiciones de incertidumbre	30
7.1.1 Análisis del problema de planificación de la expansión:	32
7.1.1.1 Formulación tradicional	32
7.1.2.1 Equivalente determinístico	33
7.1.2 Proceso de planificación en incertidumbre	33
7.2.1.1 Equivalente determinístico	33
7.2.1.2 Escenarios	33
7.2.1.3 Optimización estocástica	33
7.3.1 Formulaciones estocásticas extendidas	34
8. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DISPONIBLE	41
8.1 Programación lineal	41
8.2 Sistemas no lineales	42
8.3 Programación cuadrática	44
9. CASO DE ESTUDIO	45
9.1 Algoritmo de Jacobi	45
9.2 Solución al problema de coordinación hidrotérmica mensual que utiliza programación lineal mixta-entera	46
9.3 Solución al problema de coordinación hidrotérmica diario que utiliza programación lineal mixta-entera	49

10. CONCLUSIONES	52
11. RECOMENDACIONES	52
12. BIBLIOGRAFIA	53
APÉNDICE A DISTRIBUCIONES ESTADÍSTICAS USUALES EN ANÁLISIS HIDROLÓGICO	55
A.1 Distribuciones de tipo log-normal	55
A.1.1 Distribución log-normal de dos parámetros	55
A.1.2 Distribución log-normal de tres parámetros	55
A.2 Distribución de extremos tipo I (Gumbel)	55
A.3 Distribución Pearson tipo III (Gamma de tres parámetros)	55
APÉNDICE B INTERPRETACIÓN ECONÓMICA	57
B.1 Interpretación de la programación lineal	57
B.2 Interpretación de las variables duales	58
B.3 Interpretación de los multiplicadores de Lagrange	58
APÉNDICE C LISTADOS FUENTE Y SALIDAS	60
C.1 Listado del Algoritmo de Jacobi	60
C.2 Listado del Programa de optimización	62

1. INTRODUCCIÓN

Un sistema generador de tipo hidrotérmico está compuesto de plantas térmicas combinada con vapor y plantas hidráulicas. Las primeras pueden ser de operación base (vapor, geotérmicas, nucleares), de operación intermedia (ciclo combinado, motores de combustión interna) y de operación pico (turbinas de gas); poseen variables controlables tales como el suministro de combustible y mantenimientos, y variables no controlables tales como la tasa de fallas (arranques), condiciones atmosféricas (variaciones de presión y temperatura). Las plantas hidráulicas pueden ser consideradas con embalse y a filo de agua, aisladas o en serie; poseen variables controlables tales como caudales turbinados, nivel del embalse y mantenimientos, y no controlables como nivel de caudales (Hidrología).

La demanda de potencia es estimada; está afectada por los siguientes tipos de variaciones: estacionales, cíclicas e irregulares, y debe ser contratada por adelantado. La energía contratada debe ser pagada de acuerdo con tarifas estrictas tomando en cuenta comportamientos especiales cuando existe un servicio más eficiente relacionada con la demanda.

En vista de lo anterior, se ha mostrado un interés especial en la optimización de los recursos de energía y en la determinación de despachos de carga¹ y contratos óptimos. El despacho de carga es importante porque de los resultados obtenidos se pueden tomar decisiones que tienen relación con: compras de energía, presupuesto de combustibles, programación de mantenimientos de las plantas y determinación de niveles de reserva.

Se han hecho variaciones para aceptar ciertas condiciones, de tal manera que se simplifiquen los cálculos. Recientemente se han hecho estudios tanto para análisis diario o semanal, así como anual para planificación operativa². Para este propósito, es aconsejable la utilización de software de optimización lineal, mixta-entera o no lineal.

Se puede enunciar la "curva de carga", como un patrón que define el comportamiento de la carga de un usuario, región o país a lo largo de un período de tiempo.

Iniciando con un despacho anual óptimo, se pasa a un despacho semanal también óptimo basado en períodos de dos a cuatro horas. Además existen dos tipos de curva de carga, la de lunes a viernes y la de los fines de semana. El objetivo principal del despacho semanal es el de manejo de los embalses durante los fines de semana, al igual que con el encendido y apagado de las plantas térmicas.

Los resultados obtenidos del despacho de carga son: distribución de potencia y energía por planta, consumo de combustible, costo de combustible, niveles de reserva, compras de energía y costo de compras de energía. Si la planta es despachada en su nivel máximo de potencia en forma continua durante todo el período de tiempo, se dice que la planta es despachada en la base de la curva de carga. Si por el contrario presenta un nivel de potencia variable durante todo el tiempo, se dice que la planta está operando en la parte intermedia de la curva de carga. Por último, si la planta presenta un nivel de potencia variable durante un período corto de tiempo, se dice que la planta está operando en el pico de la curva de carga.

1 El despacho de carga es la forma en que se debe programar el funcionamiento de las plantas para cubrir la demanda del sistema, en un momento determinado, de tal forma que se obtenga el costo mínimo de generación, respetando restricciones técnicas de confiabilidad y calidad de suministro.

2 Por planificación operativa se entiende planificación de corto plazo.

El objetivo del trabajo es presentar un resumen de las técnicas de modelación y optimización, experiencias computacionales y consideraciones de ganancias económicas.

El trabajo ha sido dividido en once capítulos, en los cuales se describen las experiencias que se han tenido en la modelación de sistemas eléctricos, tanto a nivel nacional (Empresa Eléctrica de Guatemala), como a nivel internacional (escuela brasileña). El capítulo dos está dedicado a la modelación del sistema hidráulico, coordinación de embalses y probabilidades asociadas a condiciones hidrológicas entre otras. Los siguientes dos capítulos hacen énfasis en la diferencia que existe entre la planificación a largo plazo y corto plazo; para el primer caso, se utilizó el método directo y para el segundo, el método del gradiente.

Los siguientes dos capítulos se refieren a otros métodos de resolución utilizados en la modelación de sistemas eléctricos, tales como la programación mixta entera y problemas como la programación de plantas hidráulicas con limitaciones de almacenamiento.

El capítulo siete está dedicado a las nuevas tendencias en la resolución de este tipo de problemas, ya sea utilizando métodos probabilísticos, en lugar de los determinísticos empleados hasta el momento en los capítulos anteriores, especialmente las experiencias que han tenido los brasileños.

Se consideró de suma importancia la inclusión de un capítulo dedicado a las herramientas de software disponibles en el mercado para la solución de problemas lineales, no lineales y cuadráticos.

Los últimos capítulos son, básicamente, para el caso de estudio, y por último las conclusiones y recomendaciones.

1.1 Definición del problema

En el sistema guatemalteco, hay en funcionamiento plantas térmicas con y sin restricciones de combustible, plantas hidráulicas con y sin embalse. La tarea más difícil en el despacho es la del manejo óptimo de embalses. Hay que poner atención a las capacidades de generación reales de las plantas y a las diferentes obligaciones (cantidad de agua suficiente para navegación y/o pesca, por ejemplo), para garantizar el flujo de agua de cada una de las plantas hidráulicas. Cuando hay poca agua en el río, el objetivo del embalse es el almacenamiento para períodos de carga pico potenciales.

La demanda del sistema guatemalteco es satisfecha en su mayoría por energía hidráulica, aunque la energía térmica y bloques contratados se han incrementado en los últimos años. Los problemas de la generación hidráulica se deben a la variabilidad de la estación lluviosa, lo que provoca durante ciertos períodos escasez de agua (estación seca) para generación. De lo anterior, se puede concluir que el despacho no debe hacerse solamente para un año típico, sino para condiciones extremas tanto de humedad como de sequía.

La energía contratada por adelantado debe ser pagada de acuerdo con una estricta tarifa, tomando en cuenta la posibilidad de operar más eficientemente que lo contratado. La demanda es encontrada calculando la media de las dos demandas más altas del mes, a partir de datos observados cada media hora.

El encargado de la elaboración del despacho, por tanto, tiene varias responsabilidades, por ejemplo:

- a. Determinación de un plan de operación para el año con restricciones de almacenamiento de combustible, manejo de embalses, corrección y ordenamiento en la contratación de bloques, para la producción variable de energía hidráulica.
- b. Ajuste frecuente del plan, de acuerdo con condiciones hidráulicas y de demanda.
- c. Determinación de un plan de operación para una semana en los embalses con poca capacidad de almacenamiento.
- d. Un despacho para el día en bloques de media hora tomando en cuenta el resto de la semana.

1.2 Solución del problema

Los objetivos de este trabajo son:

- a. La modelación del sistema guatemalteco tan exacto como sea posible.
- b. Obtener una respuesta corta y rápida, de tal forma que se minimice el tiempo de utilización de computadoras.
- c. Que sea simple la modificación de las condiciones de la simulación.

Las bases de la optimización de corto y largo plazo son las mismas. La diferencia principal radica en que la planificación a largo plazo presenta más flexibilidad en el manejo de escenarios. Normalmente los períodos de planificación son subdivididos en subperíodos, por ejemplo, meses, períodos de feriados, semanas pico, etc. (un número razonable máximo es de 60 subperíodos). Los subperíodos son representados por semanas típicas, que consisten en 1-7 días. Las subdivisiones de tiempo pueden ser de 0.5, 1, 2 o 4 horas. Estas subdivisiones pueden ser tomadas de diferente longitud para plantas térmicas que para las hidráulicas. Los días hábiles pueden ser agrupados a un "Super"-día utilizando factores de ponderación apropiados. La optimización anual es ejecutada para año normal, seco y húmedo. Por lo anterior, se puede concluir que NO existe transportabilidad de la información entre la optimización anual y la semanal.

El objetivo principal de la optimización semanal es la estrategia de los encendidos y apagados de las plantas térmicas tomando en cuenta las diferentes formas de la curva de carga diaria, la influencia de los fines de semana en los embalses y las restricciones de combustible.

Las restricciones frontera para los modelos diarios son transferidas automáticamente del semanal.

2. MODELACIÓN GENERAL DE UN SISTEMA HIDRÁULICO

El problema de planificación óptima de un sistema hidráulico involucra la utilización de un recurso limitado a lo largo de un período de tiempo. La operación óptima de un sistema hidráulico depende de las condiciones existentes a lo largo del período de optimización.

Otras diferencias entre los sistemas de potencia son el número de plantas hidráulicas, su localización, y en especial sus características de operación. El problema es un poco diferente si las plantas hidráulicas están localizadas en la misma cuenca o en diferente. A continuación, se presenta un diagrama simplificado de una planta de generación hidráulica.

COMPONENTES DE UNA PLANTA HIDROELÉCTRICA

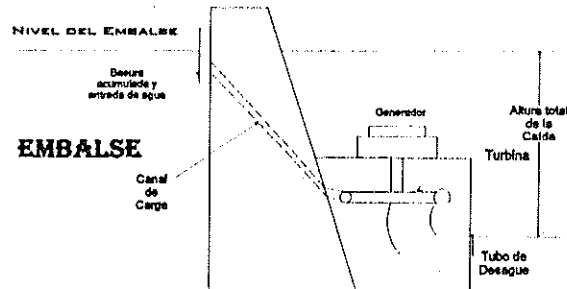


Figura 1: diagrama simplificado de una planta de generación hidráulica.

2.1 Ecuaciones de coordinación de embalses

De acuerdo con las investigaciones realizadas por Christensen y Soliman[3], se puede modelar el sistema hidráulico de la siguiente manera: las plantas hidráulicas se clasifican en plantas con almacenamiento y bombeo y plantas hidráulicas convencionales.

Las plantas con bombeo están asociadas con embalses río arriba y río abajo. Durante períodos con demanda baja, el agua es bombeada desde los embalses río abajo hacia los embalses río arriba utilizando energía disponible de otros recursos. Durante las horas de demanda pico, el agua almacenada en los embalses río arriba es liberada para generar energía y minimizar la utilización de combustible en las plantas térmicas, y minimiza de esta manera el costo de generación. Las plantas con bombeo son operadas hasta que el costo agregado del bombeo de agua excede al ahorro en combustible de plantas térmicas en horas pico.

Las plantas hidráulicas convencionales se clasifican en plantas a filo de agua y plantas con embalse.

Las plantas a filo de agua tienen capacidad limitada de almacenamiento, y utilizan agua cuando ésta está disponible; el agua que no se utiliza se derrama. La energía (MWh^3) generada en plantas a filo de agua es igual a una constante multiplicada por la descarga a través de las turbinas

³

MWh : cantidad de energía generada por una planta en un período de una hora a 1Mw de potencia.

$$G_k = h \cdot u_k \quad MWh$$

donde h es la constante definida en MWh/m^3 y es llamada factor de conversión de agua; u_k es la descarga a través de la turbina durante el período k en m^3 ; y k define el período en el tiempo, el cual puede ser una semana o un mes.

Las plantas con almacenamiento son asociadas a embalses de gran capacidad. En períodos con demanda baja, el agua puede ser almacenada y durante el pico liberada.

La modelación de plantas con embalse, para el largo plazo, depende de la variación del ciclo hidrológico. Para plantas en las cuales el ciclo hidrológico es corto, la energía en MWh generada por la planta puede ser considerada como una constante multiplicada por la descarga, y esta constante es igual al promedio de MWh generados durante el período k por cada m^3 liberado. Pero en sistemas de potencia en los cuales la cantidad de agua varía demasiado, esta asunción no es verdadera, y el factor de conversión de agua, MWh/m^3 varía de acuerdo con el ciclo, que a su vez es una función del almacenamiento. Para estudios a largo plazo, la energía (MWh) generada puede ser definida de la siguiente manera:

$$G_k = \alpha u_k + \frac{1}{2} \beta u_k (x_k + x_{k-1}) + \frac{1}{4} \gamma u_k (x_k + x_{k-1})^2 \quad MWh$$

donde α , β y γ son constantes, las cuales se obtienen aplicando mínimos cuadrados a los datos obtenidos de una planta típica; y x_k es la cantidad de agua en el embalse al final del período k en m^3 .

La ecuación anterior es una función de la descarga a través de la turbina y del almacenamiento promedio de dos meses sucesivos, $(k-1)$ y k , para evitar subestimación en el incremento del nivel del agua, y sobreestimación en la caída del nivel del agua debida a la energía (MWh) generada.

La modelación de embalses es de gran importancia para la operación a largo plazo de sistemas de potencia hidroeléctricos. Los modelos de embalses contienen tanto el almacenamiento como la descarga bien definidos en una ecuación, llamada ecuación de continuidad, o ecuación de conservación del agua. Para el largo plazo, la dinamicidad del embalse puede ser descrita por la siguiente ecuación de diferencia discreta:

$$x_k = x_{k-1} + I_k - u_k - s_k + z_k ,$$

donde I_k es flujo natural ajustado con pérdidas en evaporación y absorción durante el período k en m^3 , s_k es el derrame durante el período k en m^3 . El agua es derramada cuando la descarga u_k es mayor que la máxima descarga y el embalse está a su máxima capacidad, y z_k es el flujo procedente de embalses río arriba.

Es importante actualizar el modelo del embalse periódicamente, debido a factores externos como la sedimentación, que podrían afectar su capacidad de almacenamiento. Un modelo matemático para la curva de elevación del embalse puede ser obtenida utilizando la siguiente serie de Taylor

$$h_k = \sum_{p=0}^N \alpha_p (x_k)^p$$

donde h_k es la altura neta al final del período k en metros y N es el orden máximo de la curva de aproximación. En la ecuación anterior, se asume que la elevación de la superficie del agua

es constante e independiente de la descarga. Las α_p pueden ser obtenidas utilizando una curva de ajuste a partir de datos históricos de embalses típicos.

2.2 Método para el cálculo de probabilidades asociadas a condiciones hidrológicas

Las condiciones hidrológicas se necesitan como información básica para calcular las energías que, mes a mes, pueden generar las plantas hidroeléctricas, las cuales a su vez son necesarias para simular la operación del sistema a largo plazo. Se debe aclarar que en el caso de plantas con embalse de regulación plurianual no es válido estudiar sólo las variaciones mensuales de los caudales, puesto que se deben tener en cuenta los traslados de energía entre diferentes períodos de tiempo que son posibles gracias al embalse.

Decidir si un proyecto hidroeléctrico debe entrar o no en operación es un proceso complejo en el que intervienen muchas variables. Un aspecto en el que, sin embargo, casi cualquiera estaría de acuerdo (al menos en teoría) es que debe tener una justificación de tipo económico en la que se muestre que los beneficios son mayores que los costos. Los principales beneficios de un proyecto hidroeléctrico son de dos tipos:

- a. Debido a la existencia del proyecto, se puede satisfacer una demanda de energía mayor que sin el mismo, y éste es un beneficio que se puede valorar en función de la producción de energía del proyecto.
- b. La operación del proyecto dentro del sistema permite sustituir la generación de energía térmica por energía hidráulica. Este beneficio se puede valorar estudiando el ahorro en combustible y en operación y mantenimiento de plantas térmicas, debido a la presencia del proyecto en el sistema de generación.

Es claro, pues, que para valorar los beneficios de un proyecto hidroeléctrico es indispensable analizar la operación de éste en conjunto con todos los demás equipos de generación disponibles.

Una característica particular de los proyectos hidroeléctricos es la variabilidad que presentan los aportes de agua de los ríos. Esta variabilidad hace difícil predecir la cantidad de energía que un proyecto puede producir en un momento dado. Se puede hacer una analogía entre el agua en los proyectos hidroeléctricos y los combustibles de las plantas térmicas: ambos son portadores de la energía que producirá electricidad. Sin embargo, se supone que el abastecimiento de combustibles para las plantas térmicas está asegurado y no se espera que una planta térmica deje de producir por falta de combustible. No es este el caso de las plantas hidroeléctricas en las cuales el caudal transportado por los ríos y que varía mes a mes y año con año. Teniendo esto en cuenta, se puede hacer una primera formulación del subproblema en los siguientes términos:

Dado que los aportes de agua a las plantas hidroeléctricas son aleatorios: ¿Cómo puede representarse este fenómeno de manera que permita simular la operación del sistema de generación durante un período de varios años?

Este es un problema de decisión bajo condiciones de incertidumbre, y se puede resolver determinando las consecuencias para el sistema en consideración de varios estados de la naturaleza, y así ponderar estas consecuencias por la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los estados considerados.

En el caso que nos ocupa, los estados de la naturaleza corresponden a los diferentes caudales afluentes de los proyectos de generación. De lo que se trata es de simular la operación del sistema de generación bajo diferentes condiciones de aportes de caudales y encontrar en cada caso las energías generadas por cada planta, así como sus costos correspondientes. Luego se obtiene un valor esperado de estos parámetros; se pondera cada uno de ellos por la probabilidad de ocurrencia del estado de la naturaleza para el que fue calculado; esto permite una nueva formulación del subproblema:

¿ Cuáles estados de la naturaleza (caudales) debemos usar en la simulación del sistema y qué probabilidades debemos asociarles ?

La respuesta a esta pregunta requiere definir un modelo estadístico de los caudales y utilizarlo para encontrar los caudales adecuados para la simulación, así como sus probabilidades asociadas.

Nuestro problema consiste en encontrar un conjunto de caudales (para cada planta o proyecto hidroeléctrico) y sus probabilidades asociadas, de tal manera que pueda ser usado en un modelo de simulación de la operación del sistema nacional interconectado. A cada caudal junto con su probabilidad asociada se le conoce como condición hidrológica. Cada una de estas condiciones hidrológicas representa uno de los estados de la naturaleza ya mencionados.

Se describe a continuación el modelo estadístico usado para representar los caudales y el método de cálculo de las condiciones hidrológicas.

Existen varias distribuciones de probabilidad que se han usado para el análisis de caudales⁴. En general, estas distribuciones se usan para el análisis de frecuencia de avenidas máximas anuales. Se debe tener claro que el problema es otro: no se trata de analizar un fenómeno de extremos, sino de representar mediante un conjunto discreto de caudales todo el rango posible de variación de los mismos junto con sus probabilidades. Surge así la siguiente pregunta:

- ¿ Qué tipos de caudales se deben obtener como observaciones para el modelo estadístico?

Los caudales que se han usado son los caudales promedio anuales (de año hidrológico) calculados con base en un registro de caudales promedio mensuales con una extensión de hasta 20 años en algunos casos. Puesto que lo que se desea es simular la operación del sistema, lo que interesa son las condiciones promedio de aporte. Se podría argumentar que al hacer el análisis a nivel anual se pierde una parte muy importante de la información (la variación estacional), sin embargo, una vez definidas las condiciones hidrológicas a nivel anual se puede retornar al registro de caudales promedio mensuales, y tomar un año del registro, cuyo caudal sea muy similar al definido para la condición hidrológica de interés y considerar que los caudales mensuales son precisamente los de este año.

⁴

Ver apéndice A.

2.3 Modelación y optimización de sistemas de generación multireserva para condiciones críticas de hidráulicidad

En lo referente a la modelación de este tipo de sistemas, se puede tomar como referencia los trabajos realizados por Christensen & Soliman[3]. El período en el cual los embalses se encuentran casi vacíos es llamado "período crítico", y la cantidad de agua que fluye durante dicho período es llamada "flujo de agua de período crítico", debido a que es el mínimo registrado. La duración del período crítico es determinada por la cantidad de agua almacenada en el embalse del sistema hidroeléctrico y por la cantidad de energía disponible del sistema térmico y posible compra, que depende de cómo estos recursos sean entregados para suplir al sistema hidráulico.

Los requerimientos básicos para un período crítico es que la generación durante el mismo debe ser uniforme y debe suplir la demanda del sistema, y al mismo tiempo que los embalses estén vacíos al final del período; vacíos se entiende en su nivel mínimo de almacenamiento.

A través del tiempo, se han desarrollado diversas técnicas para la solución de este subproblema; éstas técnicas se han limitado a la programación dinámica, programación lineal o una combinación de ambas, pero todas adolecen del mismo problema cuando se aplican a sistemas multidimensionales, las cuales incluyen demandas excesivas de tiempo de procesamiento y requerimientos de almacenamiento.

2.3.1 Formulación del problema

El sistema en consideración tiene m ríos, con uno o varios embalses y plantas de generación en serie en cada uno, y líneas de interconexión a sistemas vecinos a través de los cuales puede existir un intercambio (compra y/o venta).

El objetivo consiste en encontrar la descarga $u_{i,j,k}$, $i=1,\dots,n$; $j=1,\dots,m$; $k=1,\dots,K$ como una función de tiempo sobre todo el intervalo que se va a optimizar, y que está sujeto a las siguientes restricciones:

- (1) La generación total del sistema durante cada año del período crítico es máxima y uniforme.
- (2) La ecuación de conservación de agua para cada embalse puede ser descrita adecuadamente por la siguiente ecuación de continuidad

$$X_{ij,k} = X_{ij,k-1} + I_{ij,k} + Z_{ij,k} - u_{ij,k} - S_{ij,k}$$

$Z_{i,j,k}$: es el flujo de agua que depende de las plantas hidráulicas conectadas sobre el mismo valle hidráulico, y está dada por

$$Z_{i,j,k} = \sum_{\substack{i \in R_u \\ j \in R_r}} (u_{i,j,k} + S_{i,j,k})$$

R_u : es el grupo de plantas río arriba de la planta i en el río j y R_r es el grupo de ríos río arriba. $S_{i,j,k}$ es el derrame del embalse i en el río j , y está dado por

$$S_{ij,k} = (X_{ij,k-1} + I_{ij,k} - Z_{ij,k} - X_{ij,k}) - U_{ij,k}^M \quad (*)$$

$$(*) \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Si } (X_{ij,k-1} + I_{ij,k} - Z_{ij,k} - X_{ij,k}) > U_{ij,k}^M \text{ y } X_{ij,k} = X_{ij}^M \\ 0 \quad \text{en otro caso} \end{array} \right.$$

Los ríos son independientes entre sí, lo que implica que $Z_{i,j,k}$ está dado por

$$Z_{ij,k} = U_{(i-1)j,k} + S_{(i-1)j,k}$$

- (3) El factor de conversión de agua, MWh/Mm³ ($10^6 \text{ m}^3 = 1 \text{ Mm}^3$) es una función del almacenamiento y está dado por

$$h_{ij,k} = a_{ij} + b_{ij} X_{ij,k} \text{ MWh/Mm}^3$$

donde a_{ij} y b_{ij} son constantes. Éstas son obtenidas por mínimos cuadrados de datos de una planta típica con datos disponibles. En la ecuación anterior, se asume que la eficiencia y la elevación del agua son constantes, independientes de la descarga de agua.

- (4) Los embalses deben partir de su capacidad máxima al principio del intervalo hasta el mínimo almacenamiento, X_{ij}^m , al final del período crítico, lo que puede ser expresado de la siguiente forma

$$\begin{aligned} X_{ij,0} &= X_{ij}^M \\ X_{ij,KK} &= X_{ij}^m \end{aligned}$$

donde KK es el último período estudiado en el período crítico.

- (5) Para ser realista y satisfacer los múltiples requerimientos del embalse tales como control de crecimiento, irrigación, pesca, navegación y otros, los siguientes límites superior e inferior deben ser respetados:

$$\begin{aligned} X_{ij}^m &\leq X_{ij,k} \leq X_{ij}^M \\ U_{ij,k}^m &\leq U_{ij,k} \leq U_{ij,k}^M \end{aligned}$$

- (6) La energía (MWh) generados del embalse i del río j durante el período k está dada por la siguiente expresión:

$$G_{i,j,k}(u_{i,j,k}, \frac{1}{2}(x_{i,j,k} + x_{i,j,k-1})) = a_{i,j}u_{i,j,k} + \frac{1}{2}b_{i,j}u_{i,j,k}(x_{i,j,k} + x_{i,j,k-1})$$

En la ecuación anterior, se utiliza un tiempo promedio de inicio y fin de almacenamiento para evitar un subestimado en la producción por niveles bajos y sobre-estimación por niveles altos de agua.

En términos matemáticos, el problema es encontrar la descarga $u_{i,j,k}$, $i=1, \dots, n$; $j=1, \dots, m$; $k=1, \dots, K$ que maximice:

$$J = E \left[\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K \{ a_{i,j}u_{i,j,k} + \frac{1}{2}b_{i,j}u_{i,j,k}(x_{i,j,k} + x_{i,j,k-1}) \} \right] \text{ MWh}$$

Donde J es el valor esperado de energía (MWh) que se va a generar por parte del sistema hidráulico, que está sujeto a satisfacer las seis restricciones mencionadas con anterioridad.

3. Operación óptima a largo plazo de sistemas hidrotérmicos

En el trabajo, no se tomarán en cuenta las pérdidas en transmisión como tales, sino se modelarán como un incremento en la demanda y además se toman constantes en un estudio a largo plazo. Algunos de los algoritmos son eficientes en manejo de memoria y de convergencia rápida, tales como el método del gradiente, que es mejor desde el punto de vista de requerimientos de tiempo de procesamiento el usar funciones convexas o cuadráticas, en lugar de lineales para el consumo de combustible.

El despacho hidrotérmico de sistemas de potencia para el largo plazo es básicamente un problema de programación no lineal con función objetivo no lineal y restricciones combinadas lineales y no lineales.

El costo marginal de generación de una planta hidráulica es despreciable, por lo que a largo plazo, la optimización se refiere a la utilización de los embalses para minimizar el uso de plantas térmicas. Hasta ahora la solución al problema de programación hidrotérmica ha sido resuelto en general con la ayuda de métodos utilizados normalmente para minimización no restringida, tal como el método directo que a continuación se describe.

3.1 Método directo

La formulación de este problema se puede encontrar con más detalle en los trabajos realizados por Christensen & Soliman[3]. El principio fundamental de este método es encontrar la dirección de movimiento de soluciones factibles en busca del valor óptimo. Las restricciones son incluidas en la determinación de la dirección del movimiento, de tal manera que nos mantengamos siempre en el espacio de soluciones factibles.

Para el problema de despacho de largo plazo, la función objetivo debe programar la descarga de agua de cada planta hidráulica durante cada período del intervalo, de tal manera que el costo total de generación térmica en todo el período sea mínimo.

En notación matemática, la función objetivo se puede definir de la siguiente forma:

$$\min F = \sum_{i \in R_t} \sum_{k=1}^K F_i(P_{S_i,k}) \quad ,$$

donde $P_{S_i,k}$ es la generación promedio térmica de la planta i durante el período k . $F_i(P_{S_i,k})$ es el costo de generación y R_t es el conjunto de plantas térmicas.

Esta optimización debe satisfacer restricciones de igualdades y desigualdades para ambos casos, plantas hidráulicas y térmicas. Las siguientes restricciones deben ser satisfechas:

- (1) El balance de potencia entre la generación y la demanda debe ser satisfecha de una manera óptima en cada intervalo.

$$\sum_{i \in R_h} P_{H_i,k} + \sum_{i \in R_t} P_{S_i,k} = D_k + P_{L,k} \quad k=1, \dots, K$$

Donde $P_{H_i,k}$ es el promedio generado por cada planta hidráulica i durante el período k ; D_k es la demanda del sistema en el período k ; $P_{L,k}$ es una constante que refleja las pérdidas en transmisión; y R_h es el conjunto de plantas hidráulicas.

- (2) El comportamiento dinámico del embalse puede ser descrito de una forma adecuada mediante una ecuación de diferencias continua.

$$X_{i,k} = X_{i,k-1} + I_{i,k} - u_{i,k} + u_{(i-1),k}$$

La anterior ecuación es válida si se asume que no ocurre o no es permitido el derrame de agua. Además de la ecuación anterior, también se puede encontrar la cantidad de agua restante en el embalse de la planta i de la siguiente forma

$$X_{i,k} = X_{i,0} + \sum_{k=1}^K I_{i,k} - \sum_{k=1}^K u_{i,k} + \sum_{k=1}^K u_{(i-1),k}$$

- (3) La potencia generada por la planta hidráulica i durante el período k puede ser aproximadamente equivalente a

$$P_{H_i,k} = H_i (1 + c_i X_{i,k}) (u_{i,k} - s_{i,k})$$

Donde H_i es la caída bruta de agua desde el embalse al cuarto de máquinas, c_i es el factor de corrección de caída bruta por cambios en la altura del embalse, $u_{i,k}$ es la descarga de agua de la planta i , y $s_{i,k}$ es el derrame del embalse i durante el período k .

- (4) Para los múltiples propósitos de utilización del caudal tales como control del flujo, navegación, irrigación y otros; los siguientes límites deben ser respetados para cada variable.

i. Límites máximo y mínimo de la capacidad de almacenamiento del embalse

$$x_j^m \leq x_{j,k} \leq x_j^M, \quad i=1, \dots, n, \quad k=1, \dots, K$$

x_j^m : cota inferior de la capacidad de almacenamiento.

x_j^M : cota superior de la capacidad de almacenamiento.

ii. Límites máximo y mínimo de descarga de agua

$$u_{i,k}^m \leq u_{j,k} \leq u_{i,k}^M, \quad i=1, \dots, m, \quad k=1, \dots, K$$

- (5) Por último, para controlar el incremento de la temperatura de las unidades generadoras, y al mismo tiempo controlar su eficiencia, existen límites máximos y mínimos en las capacidades de generación. Éstas están dados por:

$$P_{g_i}^m \leq P_{g_i,k} \leq P_{g_i}^M, \quad i \in R_g,$$

$$P_{h_i}^m \leq P_{h_i,k} \leq P_{h_i}^M, \quad i \in R_h$$

4. Despacho hidrotérmico a corto plazo

En contraposición a la programación de largo plazo, se tiene la planificación a corto plazo que se puede representar de la siguiente forma.

El período de análisis va desde 1 día a 1 semana y consiste en un despacho horario de todo el sistema generador, y minimizar el costo de generación para el horizonte de planificación. Parte de las restricciones hidráulicas pueden ser, por ejemplo, la determinación de las condiciones frontera al final del intervalo con el propósito de complementar la planificación a largo plazo, y la programación de descargas de agua con anticipación.

El problema general que se plantea representará todo el sistema térmico en una planta equivalente, P_s . De igual forma, se representará el sistema hidráulico por una planta equivalente, P_h . Se asume que la planta hidráulica no satisfará la demanda durante el período y que tiene una cantidad máxima de descarga de agua en todo el período de T_{max} horas.

Al igual que en el despacho a largo plazo, se asume que no se da el derrame de agua, lo que implica que todas las s_j son iguales a cero. La única restricción que se aplicará al sistema hidráulico es una cota superior, que es la cantidad máxima de agua que se va a utilizar del embalse. Por tanto, se puede plantear matemáticamente el problema de la siguiente forma:

$$\text{Min } F_T = \sum_{j=1}^{j_{max}} d_j F_j$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} d_j q_j = q_{tot} \quad \text{Total de descarga de agua}$$

$$P_{Lj} - P_{Hj} - P_{Gj} = 0 \quad \text{Balance de carga para } j=1, \dots, j_{max}$$

Donde:

d_j = longitud del $j^{\text{ésimo}}$ intervalo.

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j = T_{\text{total}}$$

Y las cargas son constantes en cada intervalo. Otras restricciones pueden ser impuestas tales como:

$V_j _{j=0} = V_S$	Volumen inicial
$V_j _{j=j_{\max}} = V_E$	Volumen final
$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max}$	Límites de flujo para $j=1, \dots, j_{\max}$
$q_j = Q_j$	Descarga para una hora en particular

Se asume constante la operación y la relación entre q y P está disponible de forma tal que:

$$q = q(P_H)$$

Se tiene ahora un problema similar en lo que se refiere al consumo de combustible. La función de LaGrange es de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \sum_{j=1}^{j_{\max}} [d_j F(P_{Sj}) + \lambda_j (P_{Lj} - P_{Hj} - P_{Sj})] \\ & + \gamma \left[\sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j q_j(P_{Hj}) - q_{TOT} \right] \end{aligned}$$

Y para cada intervalo específico, $j=k$ se tiene:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Sk}} = 0$$

Lo que da como resultado:

$$d_k \frac{dF_{Sk}}{dP_{Sk}} = \lambda_k$$

Y además:

$$\frac{\partial \phi}{\partial P_{HK}} = 0$$

Lo que da como resultado:

$$\gamma d_k \frac{dq_k}{dP_{HK}} = \lambda_k$$

Es de hacer notar que este problema ignora las restricciones del volumen de descarga horaria. Como resultado, el valor de γ será constante sobre todo el periodo de análisis, siempre y cuando las unidades se mantengan dentro de sus rangos programados. El valor de γ variará si es alcanzada la cota superior de una restricción (por ejemplo, $V_j = V_{max}$). Lo anterior requiere que la lógica del despacho reconozca dicho límite y tome las medidas correspondientes y ajuste γ , de tal forma que dicho límite no sea alcanzado. En cualquier método de gradiente, se debe tener especial cuidado de permitir que ciertas variables se muevan fuera de sus límites, si la solución lo determina.

4.1 MÉTODO DEL GRADIENTE

Para la definición de este tipo de problemas, se tomó como base el trabajo desarrollado por Wood & Wollenberg[15]. Se puede modelar un sistema hidrotérmico como un problema de programación general convexa, que se puede definir como un problema cuya función objetivo es convexa, y el conjunto de soluciones realizables es asimismo convexo; existen numerosos algoritmos de eficacia muy variada, como el método del gradiente, que a continuación se describe.

La siguiente es una aproximación a un gradiente de primer orden. Se asume una planta térmica equivalente con una curva convexa de generación y una planta hidráulica equivalente.

Sea:

j	=	El intervalo = 1,2,3,... j_{max}
V_j	=	Volumen almacenado al final del intervalo j
q_j	=	Descarga durante el intervalo j
r_j	=	Flujo de agua al embalse durante el intervalo j
$P_{t,j}$	=	Generación térmica durante el intervalo j
S_j	=	Derrame de agua durante el intervalo j
$P_{loss,j}$	=	Pérdidas, se asumen cero
$P_{t,j}$	=	Carga que se va a satisfacer durante el intervalo j
P_{Hj}	=	Generación hidráulica durante el intervalo j

El siguiente paso es dejar la descarga de agua de la planta hidráulica solamente en función de la potencia. Esto es, se asume una carga constante. Entonces,

$$q_j(P_{Hj}) = q_j$$

Lo que implica la condición de primer orden⁵

$$\Delta q_j = \frac{dq_j}{dP_H} \Delta P_{Hj}$$

El costo total por concepto de combustible a lo largo de $j=1,2,3, \dots, j_{\max}$ intervalos es

$$F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j F_j(P_{sj})$$

Lo cual puede ser expandido utilizando series de Taylor para simular el cambio en los costos de combustible, que repercutiría en un cambio en el despacho de la planta térmica.

$$\Delta F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j \left(F'_j \Delta P_{sj} + \frac{1}{2} F''_j (\Delta P_{sj})^2 + \dots \right)$$

El primer orden es

$$\Delta F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F'_j \Delta P_{sj}$$

En cada intervalo dado, debe existir un balance de potencia, es decir:

$$P_{Lj} - P_{sj} - P_{Hj} = 0$$

es decir,

$$\Delta P_{sj} = -\Delta P_{Hj}$$

$$\Delta P_{sj} = -\frac{\Delta q_j}{\frac{dq_j}{dP_{Hj}}}$$

⁵ ΔP_s y ΔF designan cambios en las cantidades de P, y F respectivamente.

Por tanto,

$$\Delta F_T = - \sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j \left(\frac{\frac{dF_j}{dP_{sj}}}{\frac{dQ_j}{dP_{Hj}}} \right) \Delta q_j = - \sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j \gamma_j \Delta q_j$$

donde

$$\gamma_j = \frac{\frac{dF_j}{dP_{sj}}}{\frac{dQ_j}{dP_{Hj}}}$$

Las variables γ_j son valores incrementales⁶ de agua en los diversos intervalos y dan una indicación de cómo hacer los "movimientos" en la aplicación de la técnica de primer orden. Esto es, la "Pendiente descendente" para alcanzar el costo mínimo de combustible (o el mejor período para liberar una unidad de agua) es el período de máximo valor de gama. La cantidad de agua a ser liberada, Δq_j ; debe ser elegido de forma tal que se mantenga dentro de las restricciones hidráulicas. Estas pueden ser determinadas usando la ecuación de continuidad hidráulica:

$$V_j = V_{j-1} + (r_j - q_j - s_j) d_j$$

Para así calcular la cantidad de agua en el embalse en cada período. También se deben tomar en cuenta los límites del embalse,

$$V_{\min} \leq V_j \leq V_{\max}$$

Asumiendo que es prohibido el derrame de agua, esto implica que todos los $s_j=0$, pero podría haber circunstancias que permitieran que $s_j>0$ para alguna j , que pudiera reducir el costo del sistema térmico.

La liberación de agua puede ser restringida en flujo y en total. Esto es,

⁶ Costos marginales, ver apéndice B.

$$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max}$$

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} d_j q_j = q_{TOT}$$

5. OTROS MÉTODOS DE RESOLUCIÓN

El método del gradiente de primer orden se basa en el análisis económico, sin embargo, existen otras opciones tales como la programación dinámica, que a continuación se describe.

5.1 Solución al problema de coordinación hidrotérmica utilizando programación dinámica

La programación dinámica puede ser aplicada a la solución del problema de programación hidrotérmica como se ha demostrado en los trabajos realizados por Wood & Wollenberg[15], que se deriva de la aplicación del principio de optimalidad de Bellman, el cual puede expresarse del modo siguiente: "una secuencia de decisiones óptimas esta formada por subsecuencias de decisiones óptimas".

El sistema hidráulico multiplanta en serie ofrece dificultades computacionales que hacen difícil para una ilustración la utilización de este sistema. En su lugar se utilizará la aplicación a un sistema con una sola planta hidráulica operada con una planta térmica.

Sea:

r_j	=	Flujo de agua neto al embalse durante el intervalo j
V_j	=	Volumen almacenado al final del intervalo j
q_j	=	Descarga durante el intervalo j
P_{Hj}	=	Generación hidráulica durante el intervalo j
s_j	=	Derrame de agua durante el intervalo j
P_{Sj}	=	Generación térmica durante el intervalo j
$F_{i,j}$	=	Costo de combustible para el periodo j
P_{Lj}	=	Carga por satisfacer durante el intervalo j

Ambos volúmenes, inicial y final, V_0 y $V_{j_{\max}}$, son datos dados al igual que la carga del periodo. La planta térmica se asume que estará encendida durante todo el periodo. Sus características de generación son:

$$F_j = a + bP_{Sj} + cP_{Sj}^2 R/h$$

Las características de la utilización del agua por la planta hidráulica son:

$$q_j = d + gP_{Hj} + hP_{Hj}^2, \text{ acre-pie/h para } P_{Hj} > 0$$

$$= 0 \quad \text{y} \quad \text{para } P_{Hj} = 0$$

Los coeficientes de a al h son constantes. Se utilizan como medidas de descarga de agua los acre-pie/hora. Si cada intervalo j tiene d_j horas de duración, el volumen en el embalse cambia a razón de

$$V_j = V_{j-1} + d_j(r_j - q_j - s_j)$$

Al igual que en los casos anteriores, no es permitido el derrame de agua (es decir, todos los $s_j = 0$).

Si V_i y V_k denotan dos estados de volumen distintos, y

$$\begin{aligned} V_{j-1} &= V_i \\ V_j &= V_k \end{aligned}$$

Entonces el flujo de agua a través de la unidad hidráulica durante en intervalo j es

$$q_j = \frac{(V_i - V_k)}{d_j} + r_j ,$$

donde q_j debe ser no negativo y es limitado a un máximo flujo de agua, q_{max} , el cual corresponde a la máxima capacidad de generación de la planta hidráulica. El problema de despacho involucra el encontrar la trayectoria de costo mínimo (es decir, el volumen en cada etapa).

El algoritmo de programación dinámica es bastante sencillo. Sea:

- $\{i\}$ = volumen de agua al inicio del período j
- $\{k\}$ = estado al final del período j
- $TC_k(j)$ = costo total desde el inicio del despacho al final del período j para el estado del embalse V_k
- $PC(i,j-1,k,j)$ = costo de producción del sistema térmico en el período j desde un volumen inicial V_i al final del período con un volumen V_k

El estado inicial del algoritmo de programación dinámica es $TC_k(0) = 0$ y

$$TC_k(j) = \min_{\{i\}} |TC_i(j-1) + PC(i, j-1, k, j)|$$

Deben ser datos conocidos tanto los flujos de agua como la demanda del sistema. La descarga de agua a través de la unidad hidráulica es, por supuesto, definida por los niveles inicial y final y se utiliza para determinar los valores P_H y P_S . El cálculo del costo de la producción térmica se calcula de una forma directa.

Puede haber estados de volumen de agua en el grupo de V_k que son inalcanzables desde el estado inicial V_i por razones operativas de las plantas hidráulicas. La descarga de agua puede ser programada durante ciertos intervalos que permitan a pescadores operar, o provee agua para irrigación.

Usando los niveles de volumen como variables de estado, se restringe el número de niveles de generación de la planta hidráulica que se va a considerar, ya que el grado de descarga de agua es el que determina lo que generará la planta. Si se considera una planta de pico, el cálculo se complica, ya que se utiliza entonces un promedio para determinar el valor de P_{ii} . Esto es relativamente sencillo de manejar.

5.2 Solución al problema de coordinación hidrotérmica utilizando programación lineal mixta entera

Debido a la naturaleza del problema, es decir, si entra una planta determinada a generar o no, se considera este tipo de solución como alternativa, de acuerdo con Steinbauer & Schadler[13]. Como su nombre lo indica, la programación mixta-entera consta de variables que pueden ser continuas y otras que deben ser discretas; estas últimas normalmente son expresadas como variables binarias. Existen varios algoritmos para la solución de este tipo de problemas, sin embargo, el más utilizado es el de ramificación y acotamiento. Se puede representar este tipo de problema de la siguiente forma.

El modelo debe ser capaz de manejar lo siguiente:

- Complejos sistemas de embalses.
- Sistemas de generación combinados de electricidad y vapor.
- Sofisticados contratos de intercambio que toma en cuenta varios tipos de contratos.

El modelo matemático consiste de las siguientes partes:

- Sistemas de almacenamiento de agua
- Sistema de generación hidráulico
- Sistema de generación térmico
- Sistema de generación a base de vapor
- Condiciones operativas
- Balance energético
- Contratos de intercambio
- Restricciones de manejo de recursos, etc.

Los problemas de programación lineal mixta entera en general tienen la siguiente forma:

Minimizar la función objetivo

$$F = c \cdot x + d \cdot y$$

sujeto a las siguientes restricciones

$$A \cdot x + B \cdot y \leq a$$

donde x y y son vectores de variables continuas/enteras; A y B son matrices, y las condiciones de frontera para las variables continuas y enteras son

$$X_{\min} \leq x \leq X_{\max}$$

$$Y_{\min} \leq y \leq Y_{\max}$$

y entera

La función objetivo contiene el costo primario de energía, costos de encendido de las plantas y costos regulados.

$$\sum_t \left[\sum_k \left(\sum_{f_k} C_{k,f} \cdot Q_{k,f,t} \right) + (C_{k,t}^A \cdot Y_{k,t}^A) \right] + \left(\sum_v \sum_{s_v} C_{v,s,t} \cdot P_{v,s,t} \right) + \left(\sum_k C_k^R (\Delta P_{k,t}^P + \Delta P_{k,t}^N) \right) + \left(\sum_k \sum_{s'} C_{k,t}^{s'} \cdot P_{k,s',t} \right)$$

Sea:

- $C_{k,f}$: costo de energía primaria de la planta k con el combustible f .
- $Q_{k,f,t}$: flujo de energía primaria de la planta k con el combustible f en el período t .
- $C_{k,t}^A$: Costo de encendido de la planta k en el período t .
- $Y_{k,t}^A$: variable binaria de encendido de la planta k en el período t .
- $C_{v,s,t}$: costos de intercambio de potencia del contrato v de la planta s en el período t .
- $P_{v,s,t}$: segmento de potencia variable del contrato v de la planta s en el período t .
- C_k^R : costos regulados de la planta k .
- $\Delta P_{k,t}^P$: rango positivo de cambio de energía de la planta k en el período t .
- $\Delta P_{k,t}^N$: rango negativo de cambio de energía de la planta k en el período t .
- $C_{k,t}^P$: costos de penalización de la planta k en el período t .
- $P_{k,s,t}$: segmento de potencia variable.

Mientras los costos para energía primaria, normalmente costos de combustibles y costos provenientes de contratos adquiridos, son conocidos normalmente en forma exacta, los costos de encendido de las plantas no están bien definidos en la mayoría de los casos, especialmente para las plantas de tipo hidráulico. Esto es válido también para los costos regulados, los cuales toman en cuenta el incremento de costos de ciertas plantas, tales como las térmicas. En modelos lineales y mixto-entero, que utilizan el método simplex para optimizar, todas las plantas deben tener costos regulados, ya que en caso de que no se incluyan, el optimizador tiende a dar soluciones múltiples. Además, se deben incluir costos de penalización, los cuales no son obvios a primera vista.

En sistemas de potencia que contienen varias plantas generadoras y energía contratada, generalmente existen varios despachos equivalentes con respecto a los costos, pero no en cuanto a operación. Esto significa que los despachos pueden ser o no aplicables en la práctica. Ninguna programación óptima del despacho es atractiva, si ésta no toma en cuenta violaciones en los contratos adquiridos, especialmente cuando dicha situación puede ser evitada. Es necesario obtener despachos óptimos y bien balanceados. Esta es una de las debilidades de esta solución, en la cual, cuando se dan despachos equivalentes solamente, se puede mencionar que se debe tomar el mejor balanceado. Debido a que no es completamente posible manejar este problema mediante restricciones, como precio de energía o cambios en la carga, se introduce una penalización a la carga para las plantas con capacidad de almacenamiento. El término costo, que es menor que los otros términos de costo, resulta en una preferencia por las plantas con almacenamiento durante las horas pico y evita importación excesiva de energía.

La siguiente ecuación garantiza que la producción de potencia satisfaga la curva de la demanda en cada período de tiempo t .

$$\sum_k P_{k,t} = P_t^N - P_t^k$$

$$\text{donde } P_{k,t} = \left(\underline{P}_{k,t} \cdot U_{k,t} + \sum_{i \neq k} P_{i,t} \right)$$

$$\underline{P}_{k,t} \leq P_{k,t} \leq \overline{P}_{k,t}$$

Sea:

- P_t^N : carga de la red.
- P_t^k : optimización de generación invariante (plantas a filo de agua).
- $U_{k,t}$: variable de cambio de estado de la planta k en el período t .

- $\underline{P}_{k,t} \cdot \overline{P}_{k,t}$: potencia activa mínima/máxima de la planta k en el período t .

La potencia generada por las plantas hidráulicas y térmicas consiste en una porción ajustada que representa la potencia mínima y la adicional representada por intervalos de segmentos lineales. Debido a que existe una zona prohibida desde cero a la potencia mínima, la curva de generación no es continua. Por tanto, las variables de cambio de estado son necesarias, que toman un valor de 1 cuando la planta está en operación y de 0 cuando la planta está apagada.

En relación con el balance de potencia, es importante que el despacho permita suficiente reserva para asegurar una adecuada confiabilidad en caso de imprevistos. La ecuación de reserva (siguiente) asegura que las plantas comprometidas tengan la capacidad de cubrir cargas inesperadas.

$$\sum_k (\overline{P}_{k,t} \cdot U_{k,t} - P_{k,t}) \geq P_t^R$$

Sabiendo que P_t^R es la reserva flotante. Debido a la necesaria estimación del riesgo, esta restricción plantea un problema al despacho de carga. En la práctica, la reserva es manejada de una forma flexible, especialmente cuando existen ciertas reservas almacenadas o contratos de importación disponibles.

La ecuación de generación

$$\underline{Q}_{k,t} \cdot U_{k,t} + \sum_{\sigma_k} \alpha_{k,\sigma} \cdot P_{k,\sigma,t} = \sum_{I_k} Q_{k,f,t}$$

Sea

$\alpha_{k,\sigma}$: coeficiente de generación de la planta k en el segmento s.

Este coeficiente muestra la relación entre el insumo primario de potencia (combustible, agua, etc.) y la energía eléctrica generada. Plantas con almacenamiento pueden ser manejadas como plantas térmicas si la influencia del nivel del embalse puede ser eliminada.

Si el nivel del embalse tiene una influencia importante en la potencia generada, es posible también seleccionar una curva de generación que dependa del nivel del embalse durante la optimización, pero debe hacerse notar que el tamaño del modelo y su tiempo de procesamiento se incrementarán considerablemente, si las curvas de generación se seleccionan durante la optimización.

La siguiente ecuación limita la cantidad de potencia para las unidades de generación

$$-\underline{\Delta P}_k \leq \Delta P_{k,t} \leq \overline{\Delta P}_k$$

$$\Delta P_{k,t} = \sum_{\sigma_k} (P_{k,\sigma,t} - P_{k,\sigma,t-1})$$

siendo $\underline{\Delta P}_k \dots \overline{\Delta P}_k$ la mínima/máxima cantidad de potencia que la planta k puede generar. Esta ecuación es necesaria especialmente para las plantas térmicas, porque la generación no se puede incrementar sobre un cierta cantidad (o decrementar). Además en otro caso, conocido como la capacidad mínima, puede ser manejado de una forma similar.

Un poco más sofisticadas son las restricciones que mantienen la generación de potencia para un determinado tiempo, antes de poder cambiar de nuevo:

$$-\overline{P}_{k,t} \cdot X_{k,t}^P \leq \Delta P_{k,t} \leq \overline{P}_{k,t} \cdot X_{k,t}^P \quad \text{tiempo entre cambios de potencia}$$

$$\sum_{\pi=t}^{\min(L+T_k, T)} X_{k,\pi}^P \leq 1$$

$$\sum_t X_{k,t}^P \leq N_k^P \quad \text{numero de cambios de potencia}$$

siendo N_k^P el número de cambios de potencia de la planta k ; $X_{k,t}^P$ variable de cambio de potencia (entera) de la planta k en el período t . Introduciendo variables enteras X^P , por tanto, es posible mantener el nivel de potencia por un tiempo mínimo. Además, es posible limitar el número de cambios.

Si se incluyen costos de encendido de la planta o el número de encendidos debe ser limitado, es necesario definir variables de encendido en la siguiente ecuación

$$Y_{k,t}^A = U_{k,t} - U_{k,t-1} \quad \text{variables de encendido}$$

$$\sum_t Y_k^A \leq N_k^A \quad \text{límites de cambio}$$

Es N_k^A número de encendidos. Entonces es posible limitar el número de encendidos en cualquier período de tiempo. Es recomendable limitar el número de encendidos tan bajo como sea posible.

Además, se deben tomar en cuenta límites en cuanto a tiempo mínimo de estar encendido o apagado para las plantas térmicas. Esto significa que la unidad de generación debe o no debe estar en operación por una cantidad de tiempo, una vez ha sido encendida o apagada:

$$\sum_{\pi=1}^{T_k^D} U_{k,t+\pi} \geq T_k^D \cdot Y_{k,t}^A \quad \text{tiempo minimo encendido}$$

$$\sum_{\pi=1}^{T_k^S} U_{k,t+\pi} - T_k^S \cdot Y_{k,t}^A \leq T_k^D \quad \text{tiempo minimo apagado}$$

donde T_k^D es el número de períodos mínimo de la planta k para estar encendida o apagado.

También condiciones de operación lógica son aplicadas, lo que significa que estados operativos son enlazados mediante conectores lógicos (Booleanos como AND, OR, NOT, etc.). Especialmente en despacho diario, las condiciones de AND y NOT son comunes. Por ejemplo, una unidad puede ser encendida si y sólo si otra ha sido encendida (ciclo combinado); una unidad no puede ser operada si otra unidad o contrato está activo.

$$U_{k1,t} - U_{k2,t} \leq 0 \quad \text{operacion AND}$$

$$U_{k1,t} + U_{k2,t} \leq 1 \quad \text{operacion NOT}$$

Además, es una ventaja el introducir dichas condiciones lógicas si, por ejemplo, una unidad es mucho más eficiente que otra. Esto ahorra una gran cantidad de tiempo de procesamiento en la fase de optimización mixta-entera.

Las siguientes restricciones de insumos son restricciones integrales en el tiempo.

$$\sum_{k_i} \sum_{t_i} Q_{k_i,t_i} \in [Q_i, \overline{Q_i}] \quad \text{restricciones de insumos}$$

$$V_{r,t} - V_{r,t-1} = (Q_{r,t}^N + \sum_{j_r} \delta_{r,j} \cdot Q_{j,t-T_j}) \cdot \Delta t \quad \text{restricciones de almacenamiento}$$

$$V_{r,t} \in [V_{r,t}, \overline{V_{r,t}}] \quad \text{limitaciones de almacenamiento}$$

$$Q_{j,t} \in [Q_{j,t}, \overline{Q_{j,t}}] \quad \text{limites de flujo}$$

Sea:

- $\delta_{r,j}$: coeficiente de incidencia de almacenamiento [-1.0,+1] del embalse r en el flujo j
- $\underline{Q_{j,t}} \dots \overline{Q_{j,t}}$: mínimo/máximo flujo de energía primaria del flujo j en el período t
- $\underline{V_{r,t}} \dots \overline{V_{r,t}}$: mínimo/máximo volumen de almacenamiento del embalse r en el período t
- $\underline{Q_i} \dots \overline{Q_i}$: mínimo/máximo energía primaria disponible en el insumo i
- $Q_{r,t}^N$: flujo natural de agua en el embalse r en el período t.
- $V_{r,t}$: volumen de almacenado del embalse r en el período t.

Se utilizan para limitar los recursos de energía primaria (aceite, gas, etc.) para una o varias unidades. Ecuaciones de almacenamiento de las plantas hidráulicas también pertenecen a este tipo de restricciones. Definen la relación entre el volumen de agua almacenado y el flujo natural y descarga de agua. Los sistemas hidráulicos con embalses pueden ser muy complicados si muchos embalses están interconectados por los mismos afluentes. Descargas de ríos, río arriba

influyen a menudo con retrasos de tiempo, en la operación de los sistemas río abajo. Si se trabajan sistemas pequeños con ciclos semanales o diarios el problema se vuelve realmente difícil.

Las restricciones de generación son también integrales. Se utilizan especialmente para limitar la importación y exportación de energía o la generación de varias plantas.

$$\sum_{k_0} \sum_{t_0} P_{k,t} \in [E_0, \bar{E}_0]$$

$\underline{E}_0 \dots \bar{E}_0$

: mínimo/máximo energía secundaria disponible.

6. CASOS ESPECIALES

6.1 Programación de plantas hidráulicas con limitaciones de almacenamiento

La expansión de la generación y los límites de almacenamiento del embalse proveen una prueba que el multiplicador de Lagrange del "costo de combustible" o "costo del agua" será constante hasta que se alcancen los límites de almacenamiento (Wood & Wollenberg[15]).

Para empezar, se asume que se tiene una planta hidráulica y una planta térmica para suplir la demanda. Se asume también que el período de tiempo será descompuesto en tres períodos iguales con demanda, generación, ingreso de agua al embalse, el cual será constante durante cada uno de los mismos. Asumir también que la suma total de las q será q_{TOT} y se define como sigue:

$$q_{TOT} = \sum_{j=1}^{j_{max}} d_j q(P_{Hj})$$

En el caso de un embalse con un volumen inicial de V_0 , esta restricción equivalente permite determinar el volumen final del embalse. Esto es:

$$\begin{aligned} V_0 + d_1 (r_1 - q(P_{H1})) &= V_1 \\ V_1 + d_2 (r_2 - q(P_{H2})) &= V_2 \\ V_2 + d_3 (r_3 - q(P_{H3})) &= V_3 \end{aligned}$$

Sustituyendo la primera ecuación en la segunda y luego en la tercera, se obtiene:

$$V_1 + \sum_{j=1}^3 d_j r_j - \sum_{j=1}^3 d_j q(P_{Hj}) = V_3$$

De otra manera:

$$V_1 + \sum_{j=1}^3 d_j r_j - q_{TOT} = V_3$$

De lo anterior se puede concluir que determinar q_{TOT} es equivalente a determinar V_3 , el volumen final del embalse. El problema que se va a optimizar será por tanto expresado de la siguiente forma:

Minimizar el costo de la planta térmica: $\sum_{j=1}^3 d_j F_{Tj}(P_{Hj})$

sujeto a igualdades: $P_{Lj} - P_{Sj} - P_{Hj} = 0$ para $j=1, 2, 3$

$$\begin{aligned} V_0 + d_1(r_1 - q(P_{H1})) &= V_1 \\ V_1 + d_2(r_2 - q(P_{H2})) &= V_2 \\ V_2 + d_3(r_3 - q(P_{H3})) &= V_3 \end{aligned}$$

y desigualdades: $V_j > V^{min}$ $V_j < V^{max}$

para $j=1, 2, 3$

$$\begin{aligned} P_{Sj} &> P_S^{min} & P_{Sj} &< P_S^{max} \\ P_{Hj} &> P_H^{min} & P_{Hj} &< P_H^{max} \end{aligned}$$

Se puede escribir la ecuación de Lagrange, para solucionar este problema, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
\mathcal{Q} = & \sum_{j=1}^3 d_j F_s(P_{sj}) + \sum_{j=1}^3 \lambda_j (P_{Lj} - P_{sj} - P_{Hj}) \\
& + \gamma_1 (-V_0 - d_1 r_1 + d_1 q(P_{H1}) + V_1) \\
& + \gamma_2 (-V_1 - d_2 r_2 + d_2 q(P_{H2}) + V_2) \\
& + \gamma_3 (-V_2 - d_3 r_3 + d_3 q(P_{H3}) + V_3) \\
& + \sum_{j=1}^3 \alpha_j^- (V^{\min} - V_j) + \sum_{j=1}^3 \alpha_j^+ (V_j - V^{\max}) \\
& + \sum_{j=1}^3 \mu_{sj}^- (P_s^{\min} - P_{sj}) + \sum_{j=1}^3 \mu_{sj}^+ (P_{sj} - P_s^{\max}) \\
& + \sum_{j=1}^3 \mu_{Hj}^- (P_H^{\min} - P_{Hj}) + \sum_{j=1}^3 \mu_{Hj}^+ (P_{Hj} - P_H^{\max})
\end{aligned}$$

Donde:

d_j , P_{sj} , P_{Hj} y $q(P_{Hj})$ se definen como duración del intervalo de tiempo, generación de la unidad térmica durante el subintervalo, generación hidráulica durante el subintervalo y descarga de agua de la unidad hidráulica durante el subintervalo, respectivamente.

λ_j , γ_j , α_j^- , α_j^+ , μ_{sj}^- , μ_{sj}^+ , μ_{Hj}^- , μ_{Hj}^+ son los multiplicadores de Lagrange.

V^{\min} y V^{\max} son los límites de almacenamiento del embalse.

P_s^{\min} , P_s^{\max} , P_H^{\min} y P_H^{\max} son los límites en la capacidad de generación del sistema térmico y sistema hidráulico respectivamente.

Es posible preparar las condiciones para el óptimo usando las ecuaciones de Kuhn-Tucker. El primer grupo de condiciones es:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \mathcal{Q}}{\partial P_{sj}} &= \frac{dF_s}{dP_{sj}} - \lambda_j - \mu_{sj}^- + \mu_{sj}^+ = 0 \\
\frac{\partial \mathcal{Q}}{\partial P_{Hj}} &= -\lambda_j + \gamma_j d_j \frac{dq(P_{Hj})}{dP_{Hj}} - \mu_{Hj}^- + \mu_{Hj}^+ = 0 \\
\frac{\partial \mathcal{Q}}{\partial V_j} &= \gamma_j - \gamma_{j+1} - \alpha_j^- + \alpha_j^+ = 0
\end{aligned}$$

El segundo y tercer grupo de condiciones son las restricciones de igualdad y desigualdad originales. El cuarto grupo de condiciones es:

$$\begin{aligned}
\alpha_j^- (V^{\min} - V_j) &= 0 & \alpha_j^- &\geq 0 \\
\alpha_j^+ (V_j - V^{\max}) &= 0 & \alpha_j^+ &\geq 0 \\
\mu_{sj}^- (P_s^{\min} - P_{sj}) &= 0 & \mu_{sj}^- &\geq 0 \\
\mu_{sj}^+ (P_{sj} - P_s^{\max}) &= 0 & \mu_{sj}^+ &\geq 0 \\
\mu_{Hj}^- (P_H^{\min} - P_{Hj}) &= 0 & \mu_{Hj}^- &\geq 0 \\
\mu_{Hj}^+ (P_{Hj} - P_H^{\max}) &= 0 & \mu_{Hj}^+ &\geq 0
\end{aligned}$$

Asumiendo que no se alcanzó ningún límite de generación, entonces μ_{sj}^- , μ_{sj}^+ , μ_{Hj}^- , μ_{Hj}^+ para $j=1,2,3$ son cada una igual a cero. La solución al primer grupo de condiciones es:

$$\begin{aligned}
\frac{dF_s}{dP_{sj}} &= \lambda_j \\
Y_j d_j \frac{dq(P_{Hj})}{dP_{Hj}} &= \lambda_j \\
Y_j - Y_{j+1} &= \alpha_j^- - \alpha_j^+
\end{aligned}$$

Se supone ahora que existe un límite en la capacidad de almacenamiento del embalse.

$$V_1 > V^{\min} \quad y \quad V_1 < V^{\max}$$

Entonces las primeras dos ecuaciones del cuarto grupo son:

$$\begin{aligned}
\alpha_1^- &= 0 \quad y \quad \alpha_1^+ = 0 \\
& \quad y \\
V_2 &= V^{\min} \quad y \quad V_2 < V^{\max} \\
& \quad \text{entonces} \\
\alpha_2^- &> 0 \quad \alpha_2^+ = 0
\end{aligned}$$

Claramente se puede entonces concluir que:

$$Y_1 - Y_2 = \alpha_1^- - \alpha_2^+ = 0$$

entonces

$$Y_1 = Y_2$$

y

$$Y_2 - Y_3 = \alpha_2^- - \alpha_2^+ > 0$$

entonces

$$Y_2 > Y_3$$

De lo anterior, se puede concluir que γ_j será constante a través del tiempo a menos que se alcance uno o los dos límites de almacenamiento del embalse. Por último, hay que hacer notar que la conclusión anterior es verdadera aunque se alcance o no los límites de generación de la planta.

7. NUEVAS TENDENCIAS

7.1 Planificación bajo condiciones de incertidumbre

Esta tendencia se debe principalmente a la escuela brasileña, especialmente en los trabajos realizados por Pereira[8-9]. Aquí se describe la metodología para planificación de expansión de sistemas de generación bajo diversos factores de incertidumbre, tales como, crecimiento de la demanda, costo de combustible, retraso en la finalización de un proyecto, restricciones financieras, etc. La solución presentada está basada en técnicas de optimización estocástica, análisis de decisión, y análisis de funciones multiobjetivo de compra.

Como se mencionó anteriormente, el objetivo básico de la planificación energética es determinar el programa de inversiones para la construcción de plantas de generación e interconexiones que aseguren el suministro económico y confiable de la demanda proyectada.

El primer requerimiento es asociado al costo del plan de expansión. Este costo tiene dos componentes básicas: el costo de inversión, el cual está dado por el costo de construcción e interconexión de las unidades de generación, y el costo de operación, asociado a los costos de combustible de las unidades térmicas.

En cambio, los requerimientos de confiabilidad tratan de asegurar el suministro adecuado, incluso en condiciones adversas. Criterios determinísticos han sido utilizados tradicionalmente para estimar si un candidato es adecuado o no. En el enfoque determinístico, el rendimiento del sistema es evaluado para distintos escenarios, y representa condiciones operativas severas y plausibles, es decir, con probabilidad de ocurrencia alta. Por ejemplo, un escenario puede ser definido por el nivel de carga pico, una contingencia sencilla en el sistema de transmisión y/o la indisponibilidad de la planta de generación más grande. El sistema será aceptable si es capaz de suplir la demanda y carga en todos los escenarios. En este caso, el planificador seleccionará

el plan más económico dentro de aquellos candidatos que se encontraron aceptables bajo el criterio determinístico.

La necesidad de representar con mayor detalle algunos recursos de incertidumbre en condiciones futuras de operación tales como variación en la carga y disponibilidad de equipo. Las herramientas de análisis probabilístico tales como costos de producción y evaluación de confiabilidad se están utilizando en estudios de operación y planificación. También criterios de planificación probabilísticos están desplazando gradualmente a los métodos determinísticos.

La implementación de estas herramientas probabilísticas ha sido un importante paso adelante en la incorporación de incertidumbre en las actividades de planificación. De cualquier forma, muchas otras condiciones de incertidumbre, las cuales tienen un impacto importante en las futuras condiciones de suplir la demanda, se representan todavía como parámetros determinísticos en la mayoría de los estudios de planificación, tales como:

- Tasas de crecimiento de la demanda
 - Costos de combustibles
 - Tiempo de construcción
 - Tasas de interés y restricciones financieras
 - Crecimiento económico
 - Restricciones ambientales
- etc.

De acuerdo con estudios realizados por el Banco Mundial, algunos de estos parámetros de incertidumbre son más relevantes en el proceso de toma de decisiones que otros aspectos probabilísticos ya representados, tales como variaciones en la carga y tasas de fallas del equipo. Por ejemplo, herramientas computacionales han sido desarrolladas para cuantificar con bastante exactitud la probabilidad de no suplir la carga pico, tomando en cuenta fallas de equipo y pérdida de carga en el pico debida a agotamiento del embalse. De cualquier forma, los estudios indican que estos riesgos son muy sensibles al valor de la carga en el pico, la cual a su vez se torna muy difícil de proyectar.

Por tanto, se hace necesario introducir en el proceso de toma de decisiones un tratamiento sistemático y consistente de varios recursos de incertidumbre. Esta tarea es muy complicada en términos metodológicos y computacionales:

- En contraste con el fenómeno natural tal como la variación hidrológica y el mantenimiento de plantas (fuera de servicio temporal) muchas de las incertidumbres mencionadas anteriormente son muy dependientes de la economía, política y organizaciones sociales; esto no solamente requiere un amplio alcance de las herramientas metodológicas, pero sí un cambio en la forma en que los resultados son presentados, con énfasis en la discusión y negociación.
- El concepto de plan como programa de expansión es inadecuado; es necesario tener estrategias de expansión que tomen en cuenta el árbol de escenarios futuros posibles, y la dinámica del proceso de toma de decisiones mientras la incertidumbre se resuelve con el paso del tiempo.
- Es necesario reformular la tradicional función objetivo de estudios de planificación en al menos dos aspectos: (a) el uso de valores esperados, los cuales no capturan la exposición de un plan improbable, pero plausible; (b) el uso de una sola medida escalar (usualmente el costo), que no es adecuada para representar objetivos conflictivos tales como producción de energía e impactos ambientales.

La aproximación propuesta está basada en tres clases de técnicas: descomposición y optimización estocástica proporciona el escenario básico, y permiten la representación implícita de estrategias de inversión alternativas; análisis de decisiones es utilizado para representar los aspectos dinámicos de la toma de decisiones, que como la incertidumbre, se resuelven con el tiempo; y acotando objetivos, se ayuda en los análisis de compra para seleccionar estrategias flexibles y elásticas.

7.1.1 Análisis del problema de planificación de la expansión:

7.1.1.1 Formulación tradicional

El objetivo tradicional en la planificación de la expansión es determinar el programa de inversiones que cumple con la demanda y minimiza el valor presente de los costos de inversión y operación. La determinación de este plan óptimo de expansión puede ser formulado como el siguiente problema de optimización:

$$\min z = \sum_{t=1}^T \beta_t (cx_t + dy_t)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} A_t x_t &\geq b_t \\ \sum_{t=1}^T E_t x_t + F_t y_t &\geq h_t \end{aligned}$$

para $t=1, \dots, T$

donde:

- x_t es el vector de variables de inversión para la etapa t ; por ejemplo, $x_{it}=1$ indica que la planta i será construida en la etapa t ; mientras que $x_{it}=0$ indica que la planta no será construida en la etapa.
- c es el vector de costos de inversión
- y_t es el vector de variables de operación en la etapa t (generación en cada planta, reducción de carga, etc.)
- d vector de costos de operación
- β_t factor de descuento para la etapa t

El primer grupo de restricciones representa limitaciones en decisiones de inversión (restricciones financieras, límites superior e inferior en fechas de inicio, etc.). El segundo representa restricciones operativas (límites de generación, límites de almacenamiento, ecuación de balance energético, etc.). Hay que notar que las restricciones operativas dependen de las decisiones de inversión x_t en la etapa t .

7.1.2 Proceso de planificación en incertidumbre

En la formulación anterior, se asume que los parámetros del problema, (c, d, A, E, F, b, h), son valores constantes, es decir, valores conocidos con certeza. En este caso, la solución óptima x^* del problema es verdaderamente el plan de expansión más adecuado. De cualquier forma, como ya se mencionó, existe gran incertidumbre respecto a la veracidad de los valores,

lo que conduce a la pregunta de la veracidad de x^* . En otras palabras, dado que la realidad futura será diferente que la asumida en la solución del problema anterior, ¿Cómo se puede decir que x^* es óptima?

Varias técnicas se han propuesto para dirigir la pregunta, conocido como planificación bajo incertidumbre. Las soluciones propuestas pueden ser clasificadas dentro de las siguientes categorías:

- Equivalentes determinísticos
- Escenarios
- Optimización estocástica

7.1.2.1 Equivalente determinístico

En la aproximación del equivalente determinístico, se resuelve el plan de expansión basado en las mejores proyecciones disponibles (es decir, se soluciona el problema proyectando los valores de los parámetros), y toma la decisión óptima de inversión asociada a la primera fase de este plan (por ejemplo, el año actual). En la siguiente etapa, las proyecciones son actualizadas, basadas en la información más reciente disponible, y el plan de expansión óptimo es recalculado para todo el horizonte. Una vez más, se implementan las decisiones asociadas a la etapa actual, y el proceso se reinicia. Esta aproximación es atractiva en términos intuitivos, porque reconoce el hecho de que el plan será reajustado efectivamente cuanto más información se encuentre disponible, y trata de acomodar el efecto de incertidumbre actualizando las proyecciones constantemente.

Desafortunadamente, la aproximación del equivalente determinístico no necesariamente guía a la estrategia de expansión adecuada. La razón básica es que la decisión de inversión para la etapa actual es óptima solamente bajo la hipótesis que las condiciones futuras ocurrirán como se predijeron. De otra forma, esta decisión puede ser inadecuada y, además, en algunos casos, la peor posible. Por ejemplo, la construcción de una planta hidráulica puede ser hoy la solución óptima para el problema, dada una proyección de crecimiento de carga alto, lo que asegura que grandes cantidades de energía disponible serán absorbidas en el futuro. De cualquier forma, si la carga actual es sustancialmente más baja de la esperada, la decisión de la primera fase será inadecuada.

7.2.1.2 Escenarios

En esta aproximación, se tienen N_c escenarios $\{c, d, A, E, F, b, h\}_i$ con $i=1, \dots, N_c$. Ahora, calculamos el plan de expansión óptimo para cada escenario, obteniendo un grupo de soluciones $\{x^*\}_i$, $i=1, \dots, N_c$. Basado en este grupo, se realizan varios análisis. Por ejemplo, si una planta dada aparece como parte de una solución óptima en todos los escenarios, se concluye que esta planta es robusta y por tanto parte de la mejor estrategia de expansión.

La limitación básica de la aproximación de los escenarios es la construcción de un plan de expansión que sea adecuado en promedio para todos los escenarios, partiendo de expansiones de plantas óptimas, las cuales son hechas a la medida para cada escenario.

7.2.1.3 Optimización estocástica

La aproximación estocástica reconoce explícitamente que el objetivo es determinar un plan de expansión x^* , que es óptimo en promedio para todos los escenarios.

Suponiendo, por ejemplo, que hay tres escenarios, es decir, tres grupos de parámetros $\{c, d, A, E, F, b, h\}_i$ con probabilidades p_1, p_2 y p_3 , respectivamente (naturalmente $p_1 + p_2 + p_3 = 1$).

Por simplicidad en la notación, se supone que solamente una etapa será representada. El problema de planificación, desde el punto de vista de optimización estocástica, se formula así:

$$\min z = (p_1c_1 + p_2c_2 + p_3c_3) x + p_1d_1y_1 + p_2d_2y_2 + p_3d_3y_3$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} (p_1A_1 + p_2A_2 + p_3A_3) x &\geq b \\ E_1x + F_1y_1 &\geq h_1 \\ E_2x + F_2y_2 &\geq h_2 \\ E_3x + F_3y_3 &\geq h_3 \end{aligned}$$

Es de notar que hay solamente un vector de decisión de inversión x , y tres vectores de operación y_1, y_2, y_3 correspondientes a los posibles escenarios. Esto significa que las decisiones de inversión son tomadas antes de que los valores de los parámetros (por ejemplo, cargas futuras y disponibilidad de equipo) sean conocidos, mientras que las decisiones de operación son tomadas después de que estos valores son observados. En términos de literatura de optimización estocástica, las decisiones de inversión son clasificadas como aquí y ahora, en tanto que las decisiones de operación como esperar y ver.

La aproximación de optimización estocástica parece ser la más completa, y tiene el potencial para ser extendido a representar varios tipos de incertidumbre. Su limitación mayor es relacionada con el esfuerzo computacional, porque involucra la solución de un problema de optimización, el cual es mucho más complejo que las otras aproximaciones.

7.3.1 Formulaciones estocásticas extendidas

Estrategia de expansión, minimización de costos esperados

También la formulación probabilística anterior representa un mejoramiento significativo sobre la formulación determinística; el primer modelo de esta sección aún falla en la captura de algunos aspectos significativos del problema de planificación. El aspecto principal es que las decisiones de inversión en cada etapa dependen del valor de los parámetros (demanda, costo, etc.) observados en las etapas anteriores. En otras palabras, no existe una programación de inversión única, la cual puede ser determinada para todas las etapas al principio de la primera etapa, pero una estrategia de expansión, en la cual la decisión en la etapa dada depende de los valores de los parámetros observados en las etapas anteriores.

La formulación del problema de expansión estocástico con actualización de las decisiones de inversión será ilustrado como un problema de dos etapas, en el cual se define un escenario para la primera etapa, y dos escenarios para la segunda etapa. Por simplicidad de notación, se

considera que el factor de descuento β es igual a uno, y los vectores de costos de inversión y operación c y d tienen los mismos valores en todas las etapas y escenarios. El problema de expansión estocástica se representa así:

$$\min z = cx_1 + dy_1 + p_{21}cx_{21} + p_{22}cx_{22} + p_{21}dy_{21} + p_{22}dy_{22}$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} A_1 x_1 &\geq b_1 \\ A_2 x_{21} &\geq b_{2,1} \\ A_2 x_{22} &\geq b_{2,2} \\ E_1 x_1 + F_1 y_1 &\geq h_1 \\ E_1 x_1 + E_{21} x_{21} + F_{21} y_{21} &\geq h_{2,1} \\ E_1 x_1 + E_{22} x_{22} + F_{22} y_{22} &\geq h_{2,2} \end{aligned}$$

Esta formulación representa la actualización de decisiones de inversión a lo largo de las etapas; como en la formulación anterior, la decisión x_1 es tomada antes de los escenarios de la segunda etapa sean conocidos (aquí y ahora); de cualquier forma, ahora toma en cuenta este conocimiento, el cual estará disponible al principio de la etapa, y las variables de inversión de la segunda etapa x_{21} y x_{22} pueden ser calculados (esperar y ver).

Esta formulación permite la representación de varios aspectos importantes de planificación. Por ejemplo, se puede tener un árbol de demandas proyectadas que permita la representación de los beneficios de la flexibilidad (por ejemplo, plantas con tiempos de construcción menores, que se pueden adaptar a diferentes escenarios).

Estrategia de expansión, función objetivo Minimax

La utilización de costos medios como criterio de decisión en problemas estocásticos es adecuado para fenómenos de alta frecuencia de ocurrencia, en los cuales un valor representativo, ejemplo de todos los valores, se espera que ocurra a lo largo del período de planificación. Un ejemplo típico es el costo de operación de un sistema térmico básico. A lo largo de 10 años de operación, se espera que la mayoría de las combinaciones de generación (con sus correspondientes escenarios) haya ocurrido.

De cualquier forma, lo mismo no es válido para los fenómenos de baja frecuencia de ocurrencia, tales como el nivel de carga en la expansión de sistemas de generación. Dada la incertidumbre merecida en la tasa de crecimiento de la carga, se pueden esperar una gran variabilidad en los costos de inversión y operación para esos escenarios, ya que sólo uno de estos escenarios va a ocurrir, sin embargo, se puede cuestionar el significado de las decisiones de inversión, los cuales son óptimos en promedio para todos los escenarios.

Este problema puede ser comparado al caso de comprar un seguro para un vehículo. Si no hay seguro, el propietario paga el costo de reemplazo/repación solamente si ocurre un escenario de robo o accidente. La alternativa es tener un costo constante (la prima del seguro) sobre todos los escenarios. Si se toma el costo esperado como criterio, la decisión más económica será la de no comprar el seguro. De cualquier forma, para el escenario del accidente, la opción del seguro será mucho más económica. Sabiendo que el escenario del accidente es poco probable, pero permanece plausible, se deja un punto probable en el caso que este ocurra.

Una forma posible de representar este aspecto es calcular la pérdida, o arrepentimiento, asociado a cada combinación de decisión y escenario. En el caso de no seguro, el arrepentimiento es cero para el escenario de no-accidente, y P_c (el costo de reemplazo del vehículo) en el escenario del accidente. En el caso del seguro, el arrepentimiento es P_s (el costo del seguro) para el escenario de no-accidente y cero para el escenario de accidente. Es de hacer notar que el arrepentimiento es diferente entre el costo actual y el costo en que hubiera incurrido, si hubiera conocimiento previo, respecto en qué escenario va a ocurrir.

El criterio de Minimax minimiza el costo de arrepentimiento asociado a cada escenario. De esta manera, se puede formular el modelo estocástico de la siguiente manera:

$$\min \quad z = \alpha$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \alpha &\geq CX_1 + CX_{21} + dy_1 + dy_{21} - z_1 \\ \alpha &\geq CX_1 + CX_{22} + dy_1 + dy_{22} - z_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_1 X_1 &\geq b_1 \\ A_2 X_{21} &\geq b_{21} \\ A_2 X_{22} &\geq b_{22} \\ E_1 X_1 + F_1 Y_1 &\geq h_1 \\ E_1 X_1 + E_{21} X_{21} + F_{21} Y_{21} &\geq h_{21} \\ E_1 X_1 + E_{22} X_{22} + F_{22} Y_{22} &\geq h_{22} \end{aligned}$$

donde z_1 es el costo óptimo para el problema determinístico asociado al escenario 1:

$$\min \quad z_1 = CX_1 + CX_{21} + dy_1 + dy_{21}$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} A_1 X_1 &\geq b_1 \\ A_2 X_{21} &\geq b_{21} \\ E_1 X_1 + F_1 Y_1 &\geq h_1 \\ E_1 X_1 + E_{21} X_{21} + F_{21} Y_{21} &\geq h_{21} \end{aligned}$$

y z_2 , es el costo óptimo para el escenario determinístico 2 el cual puede ser formulado igual al escenario mencionado arriba. Las restricciones donde se encuentra α representan los arrepentimientos asociados a los escenarios 1 y 2, ya que α es mayor o igual que cada arrepentimiento que es particularmente mayor o igual que el máximo arrepentimiento. Además, como la función objetivo es minimizar α , será igual a minimizar el máximo arrepentimiento.

Metodología

Por simplicidad, se presentará inicialmente el algoritmo solución para la formulación determinística del problema de expansión planteado al inicio de esta sección. Esta metodología será luego extendida a formulaciones estocásticas.

El problema en cuestión es un problema de programación mixto entero multi-escenario. Dado un plan de expansión x^* que satisface las restricciones $A_t x_t \geq b_t$, el problema se reduce al siguiente problema de operación:

$$\min \alpha(x^*) = \sum_{t=1}^T \beta_t d y_t$$

sujeto a:

$$F y_t \geq h_t - \sum_{1 \leq i < t} E_i x_i^*$$

Se puede apreciar que el problema de expansión puede ser representado como dos subproblemas (inversión y operación), que pueden ser eficientemente resueltos a través de técnicas matemáticas de descomposición.

El subproblema de inversión es un problema de programación mixta entera multi-escenario, el cual produce un plan de inversión tentativo para todo el horizonte de planificación en cada iteración. Este subproblema es resuelto por el algoritmo de ramificación y acotamiento. El subproblema de operación es un problema multi-escenario, de programación hidrotérmica multi-reserva. El objetivo es minimizar el costo de operación. Este subproblema es resuelto minimizando el flujo en la red con ganancia.

La integración de los dos subproblemas se hace mediante la técnica de descomposición de Benders, un proceso iterativo que, para cada plan de inversión, da información acerca de las consecuencias de esta decisión en el valor esperado del costo de operación. Esta información disponible con la solución del subproblema de operación, está dada por vectores de sensibilidad, los cuales indican la variación de los costos de operación del sistema respecto a las variaciones incrementales en el plan de inversión. Este vector de sensibilidad puede ser expresado como una

función $\alpha(x)$ de las variables de decisión del problema de inversión solamente, e incorporarlas para la siguiente iteración.

El punto crítico del esquema de descomposición es el actualizar $\alpha(x)$ y efectuar las modificaciones en el plan de inversión. Esto se realiza considerando que asociado a la solución del subproblema de operación existe un grupo de multiplicadores símplex, los cuales cuantifican el cambio en el costo de operación causado por los cambios en el plan de inversión. Los multiplicadores se utilizan para formar una restricción lineal definida solamente en términos de las variables de inversión x . Esta restricción, también llamada corte de Benders, corresponde

a una nueva aproximación de $\alpha(x)$, que será utilizada por el problema de inversión para obtener un nuevo plan. Este proceso se esquematiza:

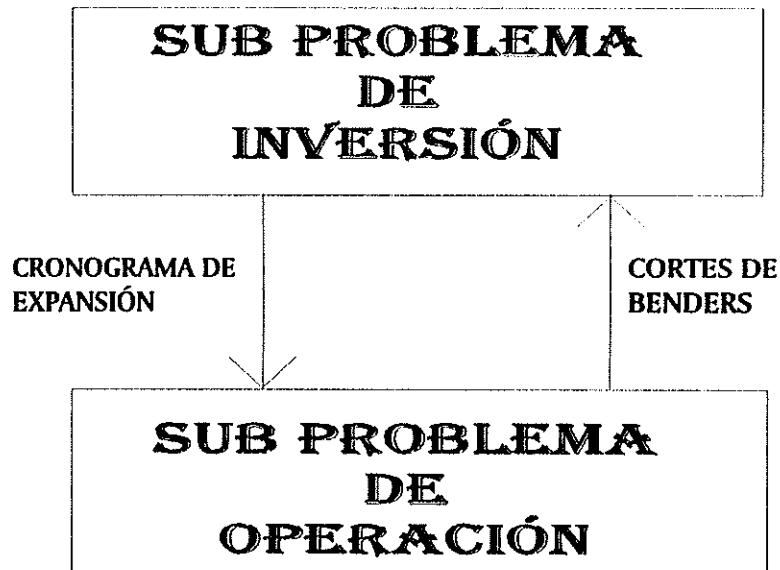


Figura 2: Esquema de descomposición para formulación tradicional.

Una característica atractiva de este método es la disponibilidad, en cada iteración, de los límites inferior y superior del valor óptimo de la función objetivo. Cada límite superior está asociado a una solución factible, y el peor caso puede ser tomado como una solución, si el proceso es terminado sin mejorar este valor.

La aproximación de la descomposición de Benders es capaz de manejar también problemas estocásticos. En este caso, los cortes de Benders están definidos en términos de valores esperados de los costos de operación y multiplicadores simplex. La siguiente figura muestra el esquema de descomposición considerando varias series hidrológicas.

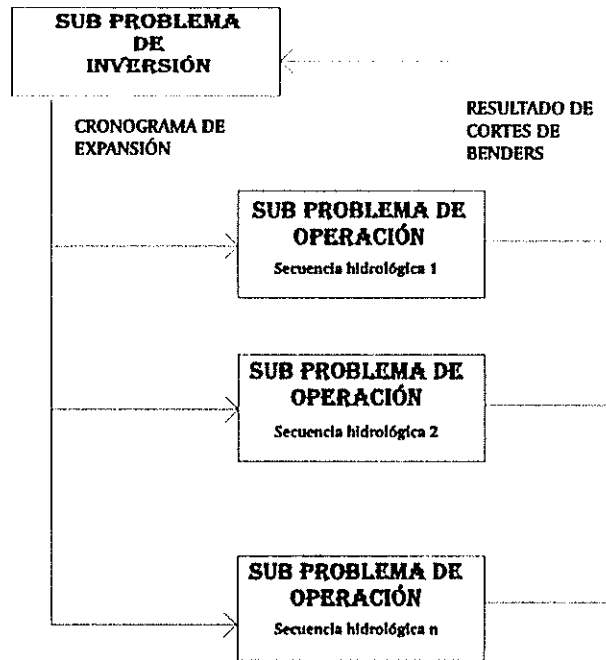


Figura 3: Esquema de descomposición para el problema estocástico.

El esquema de descomposición, para la formulación estocástica, considera un árbol de variables de inversión en el subproblema de inversión (siguiente figura) que pueden ser extendidas naturalmente a partir de las previas. Como se mencionó anteriormente, la salida del subproblema de inversión consiste en un árbol de decisión que representa la estrategia de inversión.

La estrategia propuesta para cada uno de los escenarios considerados (crecimientos de la carga, costo de combustibles, restricciones financieras, etc.), es evaluado por cada una de las series hidrológicas y esta información es incorporada al subproblema de inversión mediante los promedios de los cortes de Benders. Este proceso se describe en la siguiente figura. La extensión para incorporar el criterio minimax es similar, y pone especial atención al hecho de que los costos óptimos z_i deben ser obtenidos con anterioridad resolviendo el problema determinístico para cada escenario, y utiliza el esquema ilustrado en el gráfico anterior.

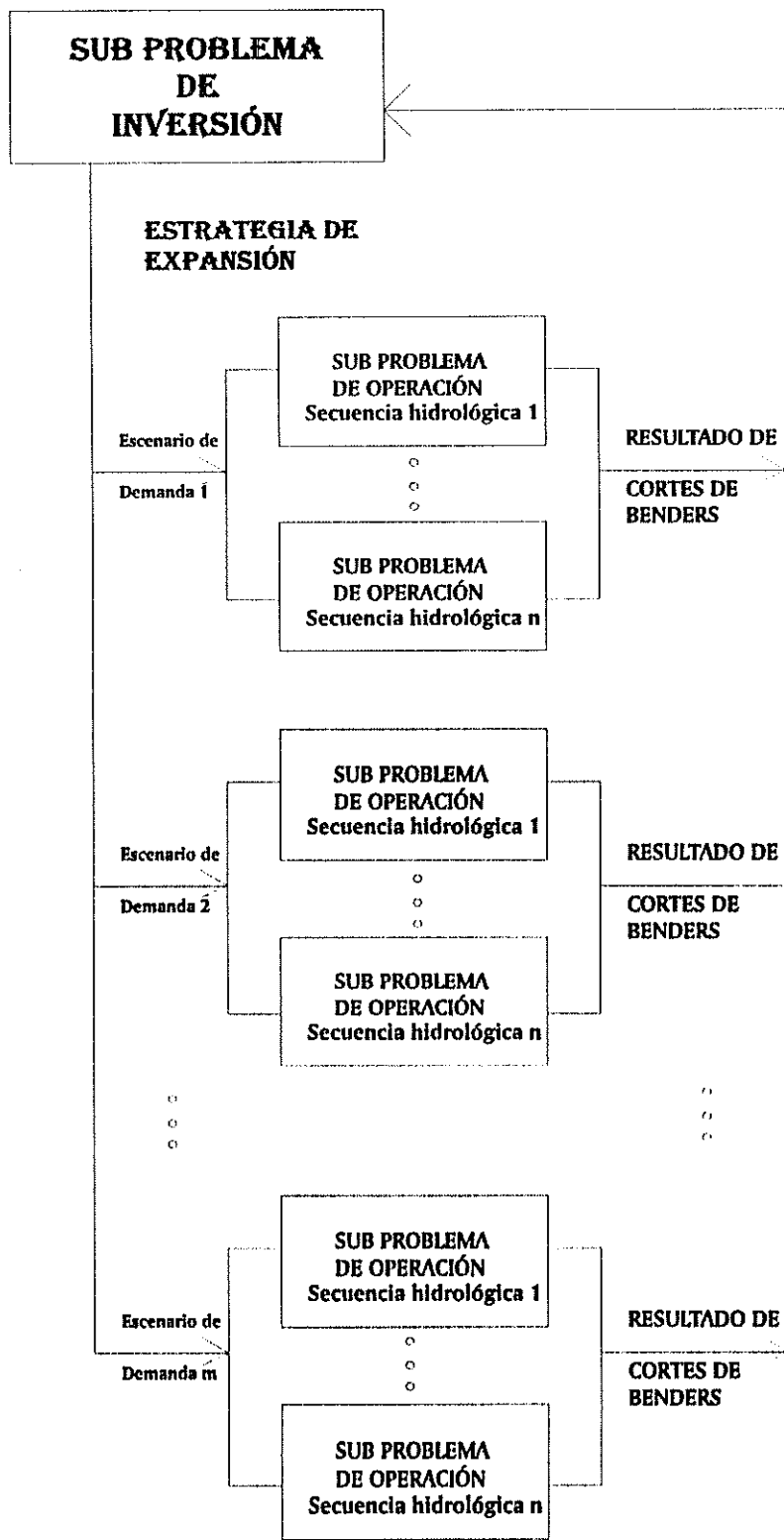


Figura 4: Esquema de descomposición para el problema de incertidumbre.

8. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DISPONIBLE

8.1 Programación lineal

El software para programación lineal (incluyendo programación lineal de redes) consume más ciclos de computadora que el software para todas las otras clases de problemas de optimización combinados. Existe una proliferación en el desarrollo de software para programación lineal con una gran variedad de capacidades e interfaces.

El problema básico de la programación lineal es minimizar una función objetivo de tipo lineal de variables reales continuas, sujeta a restricciones también de tipo lineal. Para propósitos de descripción y análisis de algoritmos, el problema es a menudo presentado en su forma estándar

$$\min \{c^T x : Ax = b, x \geq 0\}$$

donde $x \in \mathbb{R}^n$ es el vector de variables, $c \in \mathbb{R}^n$ es el vector de costo, y $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ es la matriz de restricciones. La región factible descrita por las restricciones es un polígono, o simplex, y por lo menos un miembro de la solución se encuentra en un vértice de este polígono.

El algoritmo simplex, llamado así por la geometricidad del grupo de soluciones, es la base de la mayoría del software disponible para programación lineal. De cualquier forma, esta situación puede cambiar en el futuro, cuando más software con algoritmos de punto-interior estén disponibles.

El método simplex genera una secuencia de iteraciones factibles moviéndose de vértice en vértice en el grupo de soluciones factibles al vértice con menor valor de la función objetivo $c^T x$. Cuando no es posible encontrar un vértice adjunto con un valor menor de $c^T x$, el vértice actual debe ser óptimo, y finaliza la ejecución del algoritmo.

Luego del descubrimiento hecho por Dantzig en los 1940s, el método simplex no tuvo rivales hasta 1980s para resolver problemas prácticos de programación lineal. Tampoco nunca se ha observado en problemas prácticos, un comportamiento del peor caso del algoritmo; el número de iteraciones puede ser exponencial al número de variables, que guía a una búsqueda para algoritmos con mejor complejidad computacional. Esta búsqueda continuó hasta que a finales de los 1970s el primer algoritmo de complejidad polinomial (método elipsoidal de Khachinayan) apareció. La mayoría de los métodos de punto interior también tienen complejidad polinomial.

Algebraicamente hablando, el método simplex está basado en la observación que al menos $(n-m)$ de los componentes de x son cero si x es un vértice del grupo de soluciones. Por consiguiente, los componentes de x pueden ser divididos en cada vértice en un grupo de m variables básicas (todas no negativas) y un grupo de $(n-m)$ variables no básicas (todas cero). Si se mezclan las variables básicas en un subvector $x_B \in \mathbb{R}^m$, y las no básicas en otro subvector $x_N \in \mathbb{R}^{n-m}$, y particionan también las columnas de A en $[B|N]$, donde B contiene las m columnas que corresponden a x_B .

Los paquetes de software CPLEX, C-WHIZ, FortLP, LAMPS, LINDO, MINOS, OSL y PC-PROG se pueden utilizar para solucionar problemas de grandes dimensiones. Cada uno de estos paquetes

7

Notar que B es una matriz cuadrada.

acepta como formato de entrada el estándar MPS. Adicionalmente, algunos tienen su propio formato de entrada (por ejemplo, CPLEX formato LP para CPLEX, pantalla de ingreso de datos directa para PC-PROG). Otros pueden operar en conjunto con lenguajes de modelación (CPLEX, LAMPS, MINOS y OSL en interfase con GAMS; LINDO y OSL en interfase con el lenguaje de modelación de LINGO; CPLEX, MINOS Y OSL en interfase con AMPL). Recientemente, interfaces entre programas de hojas electrónicas y paquetes de programación lineal están disponibles. El paquete What's Best! tiene interfase con una gran variedad de hojas electrónicas estándar (incluyendo Lotus 1-2-3 y Quattro Pro) a LINDO.

Las librerías IMSL y NAG contienen rutinas básicas de simplex. Este código utiliza técnicas densas de algebra lineal para la manipulación de las matrices y por tanto son utilizados para solucionar problemas pequeños y medianos, en lugar de problemas grandes. El problema de programación lineal debe ser definido de la siguiente forma

$$\min \{c^T x : b_l \leq Ax \leq b_u, 1 \leq x \leq u\}$$

donde A es una matriz de $m \times n$. El usuario debe preparar la información y pasarla a la rutina adecuada.

El paquete BQPD está enfocado principalmente a la solución de problemas de programación de tipo cuadrática, pero soluciona problemas lineales como un caso especial. BQPD puede tomar ventaja de la estructura rara; como las librerías del párrafo anterior, es responsabilidad del usuario proporcionar los datos como argumentos de una subrutina.

Los paquetes LSSOL y QPOPT están dedicados a problemas de mínimos cuadrados lineales o programación cuadrática pero, como parte de su capacidad, pueden resolver problemas lineales pequeños y medianos.

En lo referente a los métodos de punto interior, el anuncio hecho por Karmarkar en 1984 diciendo que había desarrollado un algoritmo rápido que genera iteraciones que caen en el interior del conjunto de soluciones factibles (en lugar de en los vértices, como en el método simplex) abrió nuevos caminos para la investigación tanto en complejidad computacional como en programación matemática. Desde entonces, ha habido una intensa investigación en una variedad de métodos que mantienen estricta factibilidad en todas las iteraciones, por lo menos en lo referente a la restricciones de desigualdad. Entre los paquetes que utilizan este método se puede mencionar OB1, OSL y KORBK que han probado ser competitivos y a menudo superiores a los paquetes basados en simplex, especialmente en problemas grandes. La dificultad radica en la comercialización, es decir, aunque no son un paquetes completamente comerciales sino más bien de investigación.

8.2 Sistemas no lineales

Los sistemas de ecuaciones no lineales aparecen como restricciones en problemas de optimización, pero también aparecen, por ejemplo, cuando ecuaciones diferenciales e integrales son discretizadas. En la solución de sistemas de ecuaciones no lineales, se busca el vector $x \in \mathbb{R}^n$ tal que

$$f(x) = 0,$$

donde f esta definida de \mathbb{R}^n en \mathbb{R}^n . Algoritmos para solucionar sistemas de ecuaciones no

lineales usualmente buscan un mínimo local para el problema

$$\min\{\|f(x)\| : x \in \mathbb{R}^n\}$$

para alguna norma $\|\cdot\|$ en \mathbb{R}^n , usualmente la norma l_2 . Esta estrategia es razonable, desde que cualquier solución de $f(x) = 0$ es una solución global al problema de minimización.

El método de Newton, modificado y mejorado, forma la base para la mayoría del software utilizado para solucionar sistemas de ecuaciones no lineales. Dada la iteración x_k , el método de Newton calcula $f(x_k)$, y la matriz de Jacobi $f'(x_k)$ encuentra el paso s_k solucionando el sistema de ecuaciones lineal

$$f'(x_k) s_k = -f(x_k) \quad ,$$

y luego calcula $x_{k+1} = x_k + s_k$. La mayoría del costo computacional del método de Newton está asociado a dos operaciones: la evaluación de $f(x_k)$ y $f'(x_k)$, y la solución del sistema lineal de la ecuación descrita en el párrafo anterior. Sabiendo que

$$f'(x) = (\partial_1 f(x), \dots, \partial_n f(x)) \quad ,$$

el cálculo de la i -ésima columna de $f'(x)$ requiere la derivada parcial $\partial_i f(x)$ de f respecto a la i -ésima variable, mientras la solución del sistema lineal de $n \times n$ ya mencionado requiere de n^3 operaciones, cuando $f'(x)$ es muy grande.

La convergencia del método de Newton esta garantizada si x_0 está suficientemente cerca de la solución x^* y $f'(x^*)$, que es no singular. Con estas condiciones, la velocidad de convergencia es cuadrática; esto es,

$$\|x_{k+1} - x^*\| \leq \beta \|x_k - x^*\|^2 \quad ,$$

para alguna constante positiva β . Esta convergencia local rápida es la mayor ventaja del método de Newton. Las desventajas incluyen la necesidad de calcular la matriz de Jacobi y la falta de garantía de convergencia global; esto es, convergencia desde puntos de partida remotos.

El software en GAUSS, IMSL, LANCELOT, MATLAB, MINPACK-1, NAG, NITSOL Y OPTIMA tratan de vencer estas dos desventajas del método de Newton y permiten la utilización de aproximaciones en lugar de la matriz de Jacobi exacta y utilizan dos estrategias básicas: región de confianza y línea de búsqueda, para mejorar el comportamiento de la convergencia global.

Técnicas de región de confianza son utilizadas en IMSL, LANCELOT, MINPACJ-1 y NAG. Técnicas de línea de búsqueda son implementadas en GAUSS, MATLAB, OPTIMA y TENSOLVE.

8.3 Programación cuadrática

El problema de programación cuadrática involucra la minimización de una función objetivo cuadrática sujeta a restricciones lineales. La notación más utilizada es la siguiente:

$$\min \left\{ \frac{1}{2} x^T Q x + c^T x : a_i^T x \leq b_i, i \in I, a_i^T x = b_i, i \in E \right\}$$

donde $Q \in \mathbb{R}^{n \times n}$ es simétrica, y los grupos de índices I y E especifican las restricciones de desigualdad e igualdad respectivamente.

La dificultad de resolver un problema de programación cuadrática depende en gran manera del tamaño de la matriz Q . En programas cuadráticos convexos, que son relativamente sencillos de resolver, la matriz Q es positiva semidefinida. Si Q tiene eigenvalores negativos⁸, la función objetivo puede tener más de un mínimo local. Un ejemplo extremo es el siguiente problema

$$\min \left\{ -x^T x : -1 \leq x_i \leq 1, i = 1, \dots, n \right\},$$

el cual tiene un mínimo en cualquier x con $|x_i| = 1$ para $i=1, \dots, n$; con un total de 2^n mínimos locales.

Los paquetes de BQPD, LINDO, LSSOL, PC-PROG, PORT 3 y QPOPT están basados en métodos de grupos activos, que luego de encontrar un punto factible durante la fase inicial, estos buscan una solución a lo largo de los bordes y caras del grupo factible, y solucionar una secuencia de problemas de restricciones de igualdad de programación cuadrática. Los métodos activos difieren del método simplex utilizado en programación lineal, tampoco las iteraciones ni la solución necesitan ser vértices del grupo de soluciones factibles. Cuando el problema de programación cuadrática es no convexo, éstos métodos generalmente encuentran un mínimo local. El encontrar el mínimo global es una tarea más difícil que no esta disponible en el software que se encuentra en el mercado.

La clave para la implementación de métodos de grupos activos es volver a usar la información del subproblema de restricciones de igualdad en la siguiente iteración. La única diferencia entre los subproblemas consecutivos es que el grupo de trabajo crece o se reduce en un componente. Códigos eficientes efectúan actualizaciones de las factorizaciones de la matriz obtenida en la iteración previa, en lugar de calcularlas cada vez.

El paquete LSSOL (duplicado en NAG) es específicamente designado para programas cuadráticos convexos y problemas de mínimos cuadrados con restricciones lineales. No es de gran ayuda en problemas grandes; las matrices de restricciones y el Hessiano Q son especificados en formatos de almacenamiento densos. La rutina de programación cuadrática en NLPQL tiene las mismas propiedades. IMSL contiene código para programas cuadráticos densos. Si la matriz Q no es definida como positiva, es reemplazada por $Q + \gamma I$, donde γ se escoge lo suficientemente grande para forzar la convexidad. LINDO toma ventaja de la estructura rala, mientras MATLAB, PC-PROG y QPOPT son diseñados para programas cuadráticos densos, que no necesariamente son convexos.

⁸

Caso de programación cuadrática no convexa

9. Caso de estudio

En Guatemala en particular, se puede dividir a los proveedores de energía eléctrica en tres grandes grupos: INDE (Instituto Nacional de Electrificación), Planta Laguna (EEGSA) y generadores privados (ENRON, TAMPA, etc.).

El INDE consiste en su mayoría de generación hidráulica (mediante hidroeléctrica) que se complementa con plantas geotérmicas y térmicas.

La Planta Laguna, debido al tiempo de uso de las máquinas y a su respectivo costo de mantenimiento, está tendiendo a ser eliminada a mediano plazo.

La generación privada ha ido adquiriendo más peso en relación a los otros grupos en cuanto al porcentaje de participación en la satisfacción de la demanda nacional. Se espera que su participación crezca aún más a mediano plazo.

Luego de una descripción breve del sistema generador de Guatemala, se describirá a continuación el algoritmo utilizado para la construcción de la curva de duración de carga (demanda del sistema).

9.1 Algoritmo de Jacobi

Este algoritmo es utilizado para discretizar la curva de carga en bloques, de tal forma que el modelo pueda utilizar esta información para satisfacer los requerimientos de potencia y energía, es decir, es necesario ejecutar este programa con los datos de la demanda que se desean satisfacer, para que el mismo genere su aproximación. Una descripción más detallada de este método de aproximación sale de los objetivos de este trabajo; por eso, aquí sólo se menciona brevemente.

Este algoritmo, el cual calcula una discretización en bloques de la curva de duración de carga, está implementado en el programa TESIS.EXE desarrollado en lenguaje C. Los datos requeridos para la entrada son la potencia máxima, la potencia mínima, la cantidad de energía de generación, la duración del período considerado, el número de bloques requeridos. Sus salidas comprenden las dimensiones de los bloques que aproximan la curva de duración de carga, de manera que la restricción de energía sea respetada (es decir, el área del conjunto de bloques es igual al área bajo la curva original, la cual es equivalente al total de la demanda de energía del sistema). La potencia requerida por la carga base da la altura del bloque más bajo y la potencia requerida por la carga pico da la altura del bloque más alto.

El modelo primeramente calcula una subdivisión en bloques de la curva de duración de carga mediante el algoritmo de Jacobi ya mencionado. Con base en la curva integrada de carga, la cual es representada en parte por una curva cuadrática y en parte por una lineal, el algoritmo calcula los bloques que aproximan la curva de duración guardando la restricción de energía del sistema.

La oferta de generación se plantea de acuerdo con determinado número de plantas típicas. Para el caso de Guatemala, ésta se compone de plantas hidráulicas y térmicas de base, carga media y punta.

Debido a razones mencionadas en capítulos anteriores, es necesario hacer una diferencia entre el modelo utilizado para un despacho mensual y uno para despacho diario (Ver apéndice C).

Una mejor ilustración de la forma en que opera el modelo se puede observar en el diagrama de bloques siguiente.

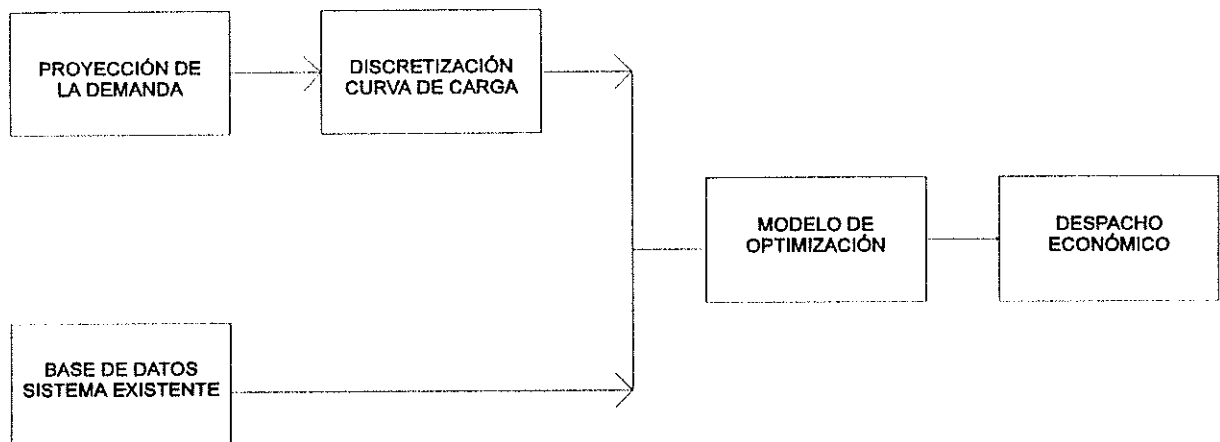


Figura 5: Diagrama de bloques del modelo de optimización.

9.2 Solución al problema de coordinación hidrotérmica mensual utilizando programación lineal mixta-entera

Debido a la naturaleza del problema, es decir, si entra una planta determinada a generar o no, se considera este tipo de solución como alternativa. Como su nombre lo indica en la programación mixta-entera, consiste de variables que pueden ser continuas y variables que deben ser discretas; estas últimas normalmente son expresadas como variables binarias. Existen varios algoritmos para la solución de este tipo de problemas, sin embargo, el más utilizado es el algoritmo de ramificación y acotamiento. Se puede representar este tipo de problema de la siguiente forma.

La función objetivo contiene el costo primario de energía y costos de encendido de las plantas.

$$\sum_t \left[\sum_k \left[(C_{k,t} \cdot Z_{k,t}) + (C_{k,t}^A \cdot Y_{k,t}^A) \right] \right]$$

donde

$$C_{k,t} = C_k * \phi_t$$

Sea:

- $C_{k,t}$: costo de energía primaria de la planta k.
- $Z_{k,t}$: incrementos de potencia de la planta k en el período t.
- $C_{k,t}^A$: costo de encendido de la planta k en el período t.
- $Y_{k,t}^A$: variable binaria de encendido de la planta k en el período t.
- ϕ_t : duración del período t, en horas.

En lo referente a los costos para energía primaria, normalmente los costos de combustibles y los costos provenientes de contratos adquiridos, son conocidos en forma exacta; los costos de encendido de las plantas no están bien definidos para las plantas de tipo hidráulico.

La primera restricción que se debe considerar es referente a la mínima reserva de potencia para el bloque pico, es decir, que se debe cubrir la demanda máxima más una reserva para tener un margen de seguridad en caso de fallas. Esta restricción se define de la siguiente forma:

$$\sum_k X_k \geq X^{MAX} + Reserva$$

Sea:

X^{MAX} : Carga pico del sistema.
 X_k : Capacidad de la planta K.

Los incrementos de potencia de cada planta deben ser iguales al total de potencia generado por la planta; el objetivo de esta restricción es tener acumulado en una variable la suma total de los incrementos de potencia con el propósito de facilitar la definición de algunas restricciones posteriores.

$$\sum_t Z_{kt} = X_k$$

Generación de potencia por planta: la potencia utilizada de cada planta debe ser menor o igual que la capacidad disponible de dicha planta.

$$\sum_k X_k \leq X_k^{MAX}$$

La siguiente ecuación garantiza que la producción de potencia satisfaga la curva de la demanda en cada período de tiempo t.

$$\sum_k Z_{k,t} \geq X_t^N$$

$$donde \quad Z_{k,t} = \left(\underline{X}_{k,t} \cdot Y_{k,t} + \sum_k Z_{k,t} \right)$$

$$\underline{X}_{k,t} \leq Z_{k,t} \leq \overline{X}_{k,t}$$

Sea:

X_t^N : Carga de la red.
 $Y_{k,t}$: variable de cambio de estado de la planta k en el período t.

$\underline{X}_{k,t} \cdot \overline{X}_{k,t}$: potencia activa mínima/máxima de la planta k en el período t.

La potencia generada por las plantas hidráulicas y térmicas consiste en una porción ajustada que representa la potencia mínima y la adicional representada por intervalos de segmentos lineales. Debido a que existe una zona prohibida desde cero a la potencia mínima, la curva de generación no es continua. Por tanto, variables de cambio de estado son necesarias, las cuales toman un valor de 1 cuando la planta está en operación y de 0 cuando la planta está apagada.

En la práctica, la reserva es manejada de una forma flexible especialmente cuando existen ciertas reservas almacenadas o contratos de importación disponibles.

Generación de energía por planta: la producción de energía de cada planta debe ser menor o igual que la energía disponible de dicha planta.

$$\sum_k \phi_t * Z_{kt} \leq En_k$$

Factor de planta máximo por planta, la energía generada por cada planta debe cumplir con un requerimiento de factor de planta máximo.

$$\phi_{BASE} * FPmax_j * X_j - \sum_t \phi_t * Z_{kt} \geq 0$$

Donde ϕ_{BASE} se define como el número total de horas que comprende el período de análisis, es decir, por ejemplo, que si se trata de un día, toma el valor de 24; si es un mes de 31 días, el valor es de 744, etc.

La siguiente restricción se refiere al número de cambios de estado máximos de las plantas; para este caso se asume el valor de 1, y se define de la siguiente forma para cada planta k.

$$\sum_t Y_{kt} \leq 1$$

Se define el tiempo mínimo de operación de la planta; esta restricción es de especial utilidad ya que en ciertos casos tales como el de ciclo combinado, se requiere de un tiempo mínimo de operación para que el despacho sea operativamente lógico, y se define de la siguiente forma:

$$\sum_t Z_{kt} \cdot DUR_t - \sum_t Z_{kt} \cdot TMIN_k \geq 0$$

Donde DUR se define como la duración del período t, y TMIN se define como el tiempo mínimo de operación de la planta.

9.3 Solución al problema de coordinación hidrotérmica diario utilizando programación lineal mixta-entera

La solución al problema de coordinación hidrotérmica para el problema de despacho diario es muy similar al despacho mensual, a diferencia de que en este caso se agrega un grupo de restricciones más. Debido a lo anterior en esta sección, solamente se mencionarán la función objetivo y restricciones sin entrar en detalle. Además, la nomenclatura se conserva y por tanto no se describirá el significado de las variables.

La función objetivo contiene el costo primario de energía y costos de encendido de las plantas.

$$\sum_t \left[\sum_k [(C_{k,t} \cdot Z_{k,t}) + (C_{k,t}^A \cdot Y_{k,t}^A)] \right]$$

donde

$$C_{k,t} = C_k * \phi_t$$

La primera restricción se refiere a la mínima reserva de potencia para el bloque pico. Esta restricción se define de la siguiente forma:

$$\sum_k X_k \geq X^{MAX} + Reserva$$

Los incrementos de potencia de cada planta deben ser iguales al total de potencia generado por la planta.

$$\sum_t Z_{kt} = X_k$$

Generación de potencia por planta; la potencia utilizada de cada planta debe ser menor o igual que la capacidad disponible de dicha planta.

$$\sum_k X_k \leq X_k^{MAX}$$

La siguiente ecuación garantiza que la producción de potencia satisfaga la curva de la demanda en cada período de tiempo t.

$$\sum_k Z_{k,t} \geq X_t^N$$

$$\text{donde } Z_{k,t} = \left(\underline{X}_{k,t} \cdot Y_{k,t} + \sum_k Z_{k,t} \right)$$

$$\underline{X}_{k,t} \leq Z_{k,t} \leq \overline{X}_{k,t}$$

La potencia generada por las plantas hidráulicas y térmicas consiste en una porción ajustada que representa la potencia mínima y la adicional representada por intervalos de segmentos lineales.

Generación de energía por planta; la producción de energía de cada planta debe ser menor o igual que la energía disponible de dicha planta.

$$\sum_k \phi_t * Z_{kt} \leq EN_k$$

Factor de planta máximo por planta; la energía generada por cada planta debe cumplir con un requerimiento de factor de planta máximo.

$$\phi_{BASE} * FP_{max_i} * X_j - \sum_t \phi_t * Z_{kt} \geq 0$$

La siguiente restricción se refiere al número de cambios de estado máximos de las plantas; para este caso, se asume el valor de 1, y se define de la siguiente forma para cada planta k.

$$\sum_t Y_{kt} \leq 1$$

Se define el tiempo mínimo de operación de la planta en la siguiente forma:

$$\sum_t Z_{kt} \cdot DUR_t - \sum_t Z_{kt} \cdot TMIN_k \geq 0$$

Donde DUR se define como la duración del período t, y TMIN se define como el tiempo mínimo de operación de la planta.

Si se incluyen costos de encendido de la planta o el número de encendidos que debe ser limitado, es necesario definir variables de encendido en la siguiente ecuación

$$S_{k,t}^A = Y_{k,t} - Y_{k,t-1} \quad \text{variables de encendido}$$

$$\sum_t S_k^A \leq N_k^A \quad \text{limites de cambio}$$

Es N_k^A número de encendidos. Entonces es posible limitar el número de encendidos en cualquier período de tiempo: en este caso todas son iguales a 1.

Los siguientes cuatro cuadros representan la solución generada a partir del modelo definido en este capítulo, es decir, que los primeros dos cuadros representan la solución para el despacho mensual, y los últimos dos, para el despacho diario. En los cuadros uno y tres, se puede apreciar la forma en que se satisface la demanda de potencia para los casos descritos y los cuadros dos y cuatro para la demanda de energía.

CAPACIDAD DISPONIBLE PARA ENERO 1988

(GWH)

PLANTA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
CHIXOY	3.59	5.51	6.48	7.69	7.44	9.03	11.12	11.94	15.21	8.99	87.00
AGUACAPA	1.27	2.83	2.08	2.49	2.99	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	12.00
JURUN MARINALE	1.02	2.26	2.66	1.74	2.09	2.54	0.00	0.00	0.00	0.00	12.30
LOS ESCLAVOS	0.22	0.49	0.27	0.33	0.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70
HIDRO PEQUENAS	0.20	0.45	0.53	0.63	0.76	0.92	0.89	0.37	0.47	0.28	5.50
BOBOS	0.17	0.30	0.36	0.43	0.51	0.62	0.76	0.85	0.00	0.00	4.00
PROGRESO	0.20	0.45	0.53	0.63	0.76	0.92	0.92	0.65	0.83	0.49	6.00
ZUNIL 1 (GEO)	0.4	0.9	1.1	1.3	1.5	1.8	2.1	2.6	3.3	2.0	16.97
TOTAL HIDRO	7.08	13.19	13.99	15.20	16.45	16.21	15.38	16.42	19.83	11.72	145.47
ENRON	1.61	3.58	4.21	5.00	6.01	7.29	8.98	9.42	11.99	5.52	63.81
COGENERADORES	1.22	2.71	2.55	3.03	3.64	4.42	5.44	6.56	8.35	4.94	42.86
CAPULIN	0.03	0.08	0.09	0.11	0.13	0.15	0.13	0.17	0.21	0.00	1.10
TAMPA	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.92
HORNOS	0.64	1.42	1.67	1.98	2.38	2.89	3.56	3.55	4.52	0.00	22.62
S & S EXP	2.19	4.87	5.74	5.65	5.49	6.67	8.21	10.27	6.78	4.01	59.86
S & S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PRIVADOS	6.62	12.66	14.26	15.77	17.64	21.43	26.33	29.95	31.85	14.46	190.97
TOTAL	13.71	25.85	28.24	30.97	34.08	37.64	41.71	46.37	51.58	26.18	336.44
CARGA	12.46	25.85	28.24	30.97	34.08	37.64	41.71	46.37	51.67	26.18	335.19
RESERVA	1.24	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	-0.00	1.25
%	9.98	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.37

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

CAPACIDAD DISPONIBLE PARA UN DIA TIPICO

(GWH)

PLANTA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	TOTAL
CHIXOY	0.26	0.44	0.42	0.47	0.53	0.47	0.52	0.59	0.21	3.90
AGUACAPA	0.07	0.11	0.12	0.14	0.15	0.17	0.19	0.09	0.05	1.10
BURUN MARINALA	0.06	0.13	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30
LOS ESCLAVOS	0.01	0.03	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.20
HIDRO PEQUENAS	0.01	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.00	0.00	0.20
BOBOS	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11
PROGRESO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ZUNIL 1 (GEO)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
TOTAL HIDRO	0.42	0.75	0.73	0.68	0.76	0.70	0.78	0.71	0.28	5.81
ENRON	0.07	0.14	0.16	0.18	0.20	0.22	0.25	0.28	0.15	1.65
COGENERADORIES	0.05	0.10	0.11	0.13	0.14	0.16	0.02	0.00	0.00	0.71
CAPULIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TAMPA	0.08	0.11	0.13	0.14	0.04	0.05	0.06	0.06	0.03	0.70
HORNOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S & S EXP	0.05	0.09	0.10	0.12	0.13	0.15	0.16	0.19	0.10	1.09
S & S	0.04	0.08	0.08	0.09	0.08	0.09	0.10	0.12	0.08	0.74
TOTAL PRIVADOS	0.29	0.53	0.59	0.65	0.59	0.66	0.59	0.65	0.35	4.89
TOTAL	0.71	1.28	1.31	1.34	1.35	1.37	1.37	1.35	0.63	10.70
CARGA	0.64	1.28	1.31	1.33	1.35	1.37	1.37	1.36	0.63	10.63
RESERVA	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.07
%	10.31	0.12	0.08	0.14	0.05	-0.02	-0.05	-0.09	0.23	0.66

10. CONCLUSIONES

- 1) Se obtuvo, en el análisis, la definición e implementación de un modelo de optimización para el problema del despacho de carga para dos casos (despacho mensual y despacho diario), que en cierta forma son similares, pero por condiciones operativas se deben hacer modificaciones, tal como se muestra en el capítulo 9.
- 2) En la actualidad, un modelo de optimización para despacho de carga es de vital importancia, debido a que cada día surgen nuevos generadores privados y por tanto se debe hacer una planificación operativa económica.
- 3) El modelo está desarrollado de tal forma que puede ser fácilmente modificable para simular escenarios que no se incluyeron en el caso práctico, por ejemplo, el de un despacho semanal, anual, etc. La velocidad de respuesta del modelo, así como la capacidad para optimizar con un mayor detalle, dependen, directamente del computador que se va a utilizar; para este trabajo se utilizó un computador 486/DX100 con 8 MBytes de memoria RAM y los tiempos oscilaron entre 20 y 40 minutos, según el escenario simulado y la oferta disponible.
- 4) La utilización de un lenguaje de programación orientado a investigación de operaciones facilita la interpretación del modelo, y que en un momento determinado podría facilitar también su modificación y la disposición de nuevos algoritmos de solución, para que se puedan aplicar dichos casos sin problema, y corroborar los resultados obtenidos con el nuevo algoritmo con los que ya han sido obtenidos.
- 5) Debido a la versión que fue utilizada de GAMS, la generación de reportes es bastante limitada, sin embargo, con la utilización de nuevas versiones se podrían generar reportes de salida mucho más versátiles, y que estén de acuerdo con las necesidades gerenciales de la empresa en cuestión.

11. RECOMENDACIONES

- 1) Debido a la cantidad de variables y restricciones involucradas en un problema de este tipo, y a la complejidad del problema, es recomendable la utilización de un computador; si es PC, por lo menos del tipo 486/DX100 con 8 MBytes de RAM, se hicieron pruebas con computadores menos potentes, y los tiempos de respuesta fueron excesivamente largos, con varias horas de procesamiento para cualquier caso.
- 2) El trabajo realizado se debe tomar como base para la elaboración de un despacho hidrotérmico con modificaciones menores, de acuerdo con las condiciones del sistema generador al que se le quiera aplicar el modelo.
- 3) Es de hacer notar que la persona o grupo de personas que deseen utilizar el modelo, debe tener conocimientos básicos de investigación de operaciones y estar familiarizado con la forma en que se trabajan los algoritmos de solución que utiliza GAMS, para poder interpretar los resultados y, por supuesto, los conocimientos operativos de sistemas de generación para poder determinar si la solución presentada es o no operativamente factible, o si es necesario hacer alguna modificación.
- 4) Por último, se puede sugerir la utilización del planteo del modelo para una demostración de tipo docente en la aplicación de conceptos básicos de investigación de operaciones, que se aplican a casos específicos de ingeniería eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

A continuación se describe la bibliografía utilizada para la realización de este trabajo de tesis.

- [1]. ATHANS, Michael, et.al. "Systems, networks and computation. multivariable methods". USA. McGraw Hill, 1974.
- [2]. BUBENKO, Jenis A. "Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system", Revista IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-1 No. 1, USA. s.p.i. Febrero 1986.
- [3]. CHRISTENSEN, G. S. & Soliman S. A. "Optimal long-term operation of electric power systems". New York, USA. Plenum Press. 1988.
- [4]. DANTZIG, G. B., Wolfe, P. "Decomposition principle for linear programs". Operation Research, Vol. 8. s.l.i. s.p.i. 1960.
- [5]. GABEL, Robert, Roberts, Richard. "Señales y sistemas lineales". México. Editorial Limusa. 1975.
- [6]. HABIBOLLAHZADEH, H. "Application of mathematical programming to short-term operation planning of hydrothermal power systems" Dr. thesis, Royal Institute of Technology. Stockholm. s.p.i. 1984.
- [7]. MORÉ, Jorge & Wright, Stephen J. "Optimization Software Guide". Society for Industrial and Applied Mathematics. USA . s.p.i. 1993.
- [8]. PEREIRA, Gorenstin B. et.al. "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", Río de Janeiro, Brasil. IEEE Trans. on Power Systems, 92 WM 156-0 PWRS. s.p.i. 1992.
- [9]. PEREIRA M. & Pinto L. "Multi-stage stochastic Optimization applied to Energy Planning". Mathematical Programming 52. s.l.i. s.p.i. 1991.
- [10]. SANDEL Jr., N. P. "Optimal scheduling of large-scale hydrothermal power systems". Virginia Beach, USA. Proc. IEEE Large Scale system control. 1982.
- [11]. SHARYING, V. S. "Consideration of the operational factor in the linear mathematical model of a power system according to the economic load distribution in the characteristic daily graphs". s.l.i. IZV AKAD NAUK, Energ. Transp., N. 6. Nov-Dec 1971.

- [12]. SHEPARD, R. E., and Mittelstadt, R. L. "Computer simulations of hourly operation of combined hydro-thermal power systems". USA. American Power Conference Proceedings, Vol. 33. s.p.i. 1971.
- [13]. STEINBAUER E. & Schadler A. "Modeling in Hydro-Thermal Optimization". s.l.i. SVOR/ASRO tutorial on Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems. octubre 1992.
- [14]. VERGARA, Josep M. "Programación matemática y cálculo económico". España. Editorial Vicens-Vives, 1975.
- [15]. WOOD, Allen J. & Wollenberg, Bruce F. "Power generation, operation, and control". s.l.i. Editorial John Wiley & Sons, 1984.

APÉNDICE A

DISTRIBUCIONES ESTADÍSTICAS USUALES EN ANÁLISIS HIDROLÓGICO

A.1 Distribuciones de tipo log-normal

A.1.1 Distribución log-normal de dos parámetros

$$\log N(x, \mu, \sigma) = \left[\frac{1}{x \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \right] \cdot e^{-\left[\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right]}$$

μ y σ : son la media y la desviación estándar de los logaritmos de x .

A.1.2 Distribución log-normal de tres parámetros

$$\log N3(x, \mu, \sigma, a) = \left[\frac{1}{(x-a) \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \right] \cdot e^{-\left[\frac{(\ln(x-a) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right]}$$

μ y σ : son la media y la desviación estándar de los logaritmos de $(x-a)$ y a es un límite inferior.

A.2 Distribución de extremos tipo I (Gumbel)

$$G(x, \alpha, \beta) = \alpha \cdot e^{-\alpha(x-\beta)} \cdot e^{-e^{-\alpha(x-\beta)}}$$

$$\alpha = \frac{1.2825}{\sigma} \quad \beta = \mu - 0.45 \cdot \sigma$$

μ y σ : son la media y la desviación estándar de la muestra.

A.3 Distribución Pearson tipo III (Gamma de tres parámetros)

$$P(x, \alpha, \beta, \rho) = \left[\frac{1}{\alpha \cdot \Gamma(\beta)} \right] \cdot \left[\frac{x - \rho}{\alpha} \right]^{\beta - 1} \cdot e^{-\left[\frac{x - \rho}{\alpha} \right]}$$

$$\beta = \left[\frac{2}{\tau} \right]^2 \quad \alpha = \frac{\sigma}{\sqrt{\beta}} \quad \rho = \mu - \sigma\sqrt{\beta}$$

μ , σ y τ : son la media, la desviación estándar y el coeficiente de asimetría de la muestra.

APÉNDICE B

INTERPRETACIÓN ECONÓMICA

B.1 Interpretación de la programación lineal

La programación lineal provee una aproximación más práctica a la teoría del capital que al análisis clásico, el cual está basado en la premisa de que el capital produce solamente un bien. Los modelos de programación lineal hacen posible ser un poco más realista, y permiten al capital producir varios productos o artículos. Esta aproximación es más realista, ya que permite el reconocimiento del hecho de que varios tipos de materia prima están disponibles solamente en ciertas medidas o cantidades discretas, de manera que se hace necesario para la empresa producir cierta cantidad de productos de tal forma que se haga el mejor uso del proceso productivo y de la materia prima, y de esta forma maximicen las ganancias.

La programación lineal típicamente trata el capital a corto plazo. El proceso productivo se ajusta a las necesidades. Estas limitaciones del proceso productivo restringen la cantidad total de producción de algunos productos. Además, por supuesto, existen límites en la disponibilidad de la materia prima.

En lugar de tratar con la noción de una función de producción que es continua y diferenciable en cualquier punto, la programación lineal se inicia a un nivel básico más bajo con varios procesos productivos.

De lo anterior, se puede inferir que la programación lineal puede ser utilizada en industrias donde existan artículos con el mismo proceso, y donde la mezcla de materia varíe cambiando la naturaleza del proceso. Restricciones en la cantidad que se va a producir también puede ser manejada sin dificultad. De cualquier forma, la programación lineal no puede manejar detalles del caso monopolista, donde la cantidad que se va a vender depende del precio. Dicha situación conduce a la formulación de un problema de programación no lineal. Por supuesto, la programación lineal no puede ayudar en la solución del caso oligopolístico tampoco. En la práctica, la programación lineal ha sido aplicada a ambos casos: el monopolista y el oligopolista. De cualquier forma, los precios se han asumido constantes, y la demanda se hace independiente de los precios.

Es importante notar que si se trata de competencia pura es tratada por la programación lineal; es necesario asumir que la ganancia proveniente de cualquier producto es directamente proporcional a la cantidad producida. Si cambia el costo marginal con el nivel de producción, la función objetivo no será lineal, y se debe solucionar como un problema de programación no lineal. Así, si se cae en un caso de competencia pura, o si el costo marginal varía con el nivel de producción, se deja el reino de la programación lineal.

B.2 Interpretación de las variables duales (Costos Marginales)

Una interpretación importante de las variables duales puede reconocerse de la definición de la función objetivo dual dada como:

$$y_0 = \sum_{i=1}^m b_i y_i$$

donde b_i presenta la disponibilidad del i -ésimo recurso escaso, ya que la solución óptima, $\max x_0 = \min y_0$, las variables duales y_i pueden interpretarse como la contribución por unidad del recurso i -ésimo al valor de la función objetivo.

Así pues, las variables duales en el óptimo corresponden también a precios de cálculo; también reciben la denominación de precios sombra o precios ficticios.

B.3 Interpretación de los multiplicadores de Lagrange

El valor en el óptimo del multiplicador de Lagrange asociado a la k -ésima restricción es igual al valor, en el óptimo, de la derivada parcial de la función económica respecto al segundo miembro de dicha restricción, o sea, que en términos menos precisos, es igual a la modificación que experimenta el valor de la función económica en el óptimo, cuando se modifica ligeramente (en una unidad) el segundo miembro de la restricción correspondiente.

Esta interpretación general tiene una traducción económica concreta, según sea la función objetivo y la expresión de las restricciones. Si la función objetivo consiste, por ejemplo, en maximizar la función, utilidad del consumidor que es sometido a una ecuación de balance, el multiplicador de Lagrange se interpreta como la utilidad marginal por unidad monetaria; si el problema consiste en determinar el plan de producción compatible con la función de producción de la empresa, y tal que resulte mínimo el costo de producción, el multiplicador de Lagrange se interpretará como costo marginal de producción del producto. Si el costo de producción se expresa en forma de mínimo del tiempo de trabajo directo, el multiplicador correspondiente a una restricción que exprese la disponibilidad de un cierto tipo de tierra, se interpretará como la reducción en el tiempo de trabajo directo, que es provocada por la disponibilidad de una unidad adicional de dicha tierra.

Es por ello que los multiplicadores de Lagrange reciben la denominación de precios de cálculo, por cuanto permiten determinar las consecuencias de una modificación marginal de una restricción y, en consecuencia, evaluar el interés de la operación consistente en destinar recursos a desplazar efectivamente las restricciones.

Así, si el multiplicador de Lagrange asociado a una restricción que expresa que el gasto de un determinado recurso debe ser igual a su disponibilidad, (es $\hat{\lambda}_k$); ello indica (en un problema de minimización) que disponer de una unidad adicional de dicho recurso, permite reducir

en $\hat{\lambda}_k$ el valor del costo en el óptimo; en consecuencia, toda operación que permita aumentar la disponibilidad de dicho recurso (por mejora del rendimiento técnico, obtención externa, etc.) en una unidad con un costo inferior a $\hat{\lambda}_k$, presenta un balance positivo (desde el punto de vista de la función objetivo utilizada).

Las divergencias no se sitúan, generalmente, al nivel de la interpretación económica formal, sino que derivan de las funciones objetivo y de las restricciones consideradas, o sea, que de la teoría subyacente a la formalización y de las consecuencias que derivan de suponer o no que los agentes económicos posean efectivamente un comportamiento optimizador.

APÉNDICE C

C.1 Listado del Algoritmo de Jacobi

Programa para discretizar la curva de duración de carga, desarrollado en lenguaje C.

```
#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <math.h>
#include <dos.h>

/*
    Curva de duracion de carga discretizada en bloques
    se obtiene a traves de la curva integrada de carga
    del metodo de H. Jacoby.

    PMAX = Potencia Maxima en MW
    PMIN = Potencia Minima en MW
    FC = Factor de carga. (-)
    NBL = Numero de bloques
    T = Duracion total del periodo. en horas
    POTB = Potencia maxima de cada bloque, en MW
    DUR = Duracion de cada bloque, en horas
*/

#define max 100

float potb[max],
    eneb[max],
    dur[max],
    p[max+1],
    ep[max+1],
    tt[max+1];
char NI[5], NO[5], PMAX[10], PMIN[10], NBL[5], T[5], POTH[10], DUR[10], FC[10], POTB[10];
float ni, no, pmax, pmin, nbl, t, den, a1, a2, a3, a4, fc, pbar, etot, emin, den;
FILE *_output_;
int _nbl;

main()
{
    _output_ = fopen("salida.dat", "w+");
    Lectura();
    pbar = pmin/pmax;
    emin = pmin*t;
    etot = pmax*t*fc;

    coeficientes();
    valorespuntuales();
    detpotencia();
    tiemposparciales();
}
```

```

}
lectura()
{
    printf("Potencia Maxima en MW = "); gets(PMAX); pmax = atof(PMAX);
    printf("Potencia Minima en MW = "); gets(PMIN); pmin = atof(PMIN);
    printf("Factor de carga = "); gets(FC); fc = atof(FC);
    printf("Numero de bloques = "); gets(NBL); nbl = atof(NBL); _nbl=atoi(NBL);
    printf("Duracion total del periodo, en horas = "); gets(T); t = atof(T);
}
coeficientes()
{
    den = pow((fc-pbar),2);
    a1 = fc*(2*fc*pbar-2*fc-pow(pbar,2)+1)/den;
    a2 = -a1-2;
    a3 = (pow(fc,2)+2*(pow(pbar,2))*fc-pow((pbar*fc),2)-2*pbar*fc)/den;
    a4 = ((pow(pbar,2))*pow((fc-1),2))/den;
}
valorespuntuales()
{
    int cont;
    float epp,dp,nblp1=0;

    dp = (1-pbar)/(nbl-1);
    nblp1 = nbl + 1;
    for(cont=1;cont<=nbl;++cont)
    {
        p[cont] = 1-(cont-1)*dp;
        ep[cont] = -(p[cont]*p[cont]+a2*p[cont]+a4)/(a1*p[cont]+a3);
        epp = ep[cont];
        ep[cont] = ep[cont]*etot;
    }
}
detpotencia()
{
    int cont;

    for(cont=1;cont<=nbl;cont++)
    {
        potb[cont]=p[cont]*pmax;
        if (cont < nbl)
            tt[cont] = (ep[cont]-ep[cont+1])/((p[cont]-p[cont+1])*pmax);
        else
            tt[cont] = ep[cont]/(p[cont]*pmax);
    }
}
tiemposparciales()
{
    int cont;
    float sume;

    fprintf(_output_,"TABLE");
    fprintf(_output_,"\n          DEMANDA(T,L) matriz de demanda del sistema\n");
}

```

```

fprintf(_output_,"          PB          PHI          DUR\n");
sume = 0;
for(cont=1;cont<=nb;cont++)
{
  if(cont>1)
    dur[cont] = tt[cont] - tt[cont-1];
  else
    dur[cont] = tt[cont];

  eneb[cont] = potb[cont]*dur[cont]*0.001;
  fprintf(_output_,"          %2d%10.2f%10.2f%10.2f\n",
          cont,potb[cont],tt[cont],dur[cont]);
  sume = sume + eneb[cont];
}
fprintf(_output_,"          ;\n\n");
}

```

C.2 Listado del Programa de optimización

Luego del diseño del modelo que se adecuara a las necesidades actuales de Empresa Eléctrica de Guatemala y de estudiar el software disponible para la solución de problemas de programación lineal mixta-entera, se tomó la decisión de utilizar GAMS como el lenguaje que se va a utilizar para la implementación del modelo, ya que es un lenguaje que se adecua muy bien al tamaño y tipo de restricciones utilizadas, y el tiempo de respuesta es adecuado en el tipo de computadora utilizada.

El programa anterior genera como salida un archivo de texto (salida.dat), el cual ya se encuentra en formato GAMS y con el nombre de la tabla e índices necesarios, para solamente integrarlo al programa y hacer una nueva simulación.

A continuación, se presentan los listados de los modelos desarrollados en los incisos 9.1 y 9.2 respectivamente en formato de programación GAMS.

Se incluye como parte de este apéndice el listado de salida, que incluye el programa fuente, de los dos casos simulados en este trabajo de tesis, es decir, un despacho mensual (primer listado) y un despacho diario (segundo listado).

```

4
5 OPTION SOLPRINT=OFF
6 OPTION LIMCOL=0
7 OPTION LIMROW=0
8 OPTION OPTCR=0.0001
9
10
11 SETS
12   PH PLANTAS HIDRAULICAS
13     / CHIXOY, AGUACAPA, JURUN-MARI, LOS-ESCLA, HIDRO-PEQ, CAPULIN,
14       BOBOS, PROGRE /
15   PT PLANTAS TERMICAS
16     / ZUNIL-1, SYS /
17   BC BLOQUES CONTRATADOS
18     / COGENER, ENRON, TAMPA, SYSEXP, HORNOS /
19   L DATOS DEL SISTEMA (DEMANDA) / PB, PHI, DUR /
20   T DISCRETIZACION DE CURVA DE CARGA / 1 * 10 /
21   F TIPOS DE COMBUSTIBLES / DIESEL, BUNKER, CRUDO /
22   KT DATOS DE LAS PLANTAS TERMICAS / OPT, ONT, XMAXT, XMINT, PLMAXT /
23   KH DATOS DE LAS PLANTAS HIDROS / OPH, ONH, XMAXH, XMINH, ENERH,
24     PLMAXH /
25   KC DATOS DE BLOQUES CONTRATADOS / OPC, XMAXC, XMINC, PLMAXC, TMINOP /
26 * NOMENCLATURA PARA LOS DATOS DE LAS PLANTAS:
27 * -----
28 * OPT, OPH, OPC : COSTO DE GENERACION DE LA PLANTA TERMICA O HIDRO (
29 * ONT, ONH : COSTO DE ENCENDIDO DE LA PLANTA TERMICA O HIDRO (
30 * XMAXT, XMAXH : CAPACIDAD DE GENERACION MAXIMA EN MW DE LA PLANTA
31 * XMINT, XMINH : CAPACIDAD DE GENERACION MINIMA EN MW DE LA PLANTA
32 * PLMAXT, PLMAXH : FACTOR DE PLANTA MAXIMO DE LA PLANTA
33 *
34
35 ALIAS (T,T1), (T,B), (T,BP);
36
37 SCALAR
38   PRR REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA DE POTENCIA / 0.10 /
39   /
40
41 PARAMETER
42   AV(T,T1) MATRIZ AUXILIAR ;
43
44   AV(B,BP) = 1$(ORD(BP) GE ORD(B)) ;
45
46
47 TABLE
48   DEMANDA(T,L) MATRIZ DE DEMANDA DEL SISTEMA
49     PB PHI DUR
50     1 735.30 16.95 16.95
51     2 686.28 54.61 37.67
52     3 637.26 98.94 44.32
53     4 588.23 151.59 52.65
54     5 539.21 214.80 63.21

```

55	6	490.19	291.58	76.78
56	7	441.17	386.13	94.55
57	8	392.14	504.37	118.25
58	9	343.12	654.97	150.60
59	10	294.10	744.00	89.03

60
61
62

63 TABLE

64
65 HIDROS (PH, KH) MATRIZ CON LOS DATOS DE LAS PLANTAS HIDRAULICAS

66		OPH	ONH	XMAXH	XMINH	ENERH	PLMAXH
67							
68	CHIXOY	0.0	0.0	212.0	0.0	87.0	1.0
69	AGUACAPA	0.0	0.0	75.0	0.0	12.0	1.0
70	JURUN-MARI	0.0	0.0	60.0	0.0	12.3	1.0
71	LOS-ESCLA	0.0	0.0	13.0	0.0	1.7	1.0
72	HIDRO-PEQ	0.0	0.0	12.0	0.0	5.5	1.0
73	CAPULIN	0.0	0.0	2.0	0.0	1.1	1.0
74	BOBOS	0.0	0.0	10.0	0.0	4.0	1.0
75	PROGRE	0.0	0.0	12.0	0.0	6.0	1.0

76 ;
77

78 TABLE

79
80 TERMICAS (PT, KT) MATRIZ CON LOS DATOS DE LAS PLANTAS TERMICAS

81		OPT	ONT	XMAXT	XMINT	PLMAXT
82						
83	ZUNIL-1	0.0	2959.7	24.0	17.0	0.95
84	SYS	295.1	3515.5	36.0	25.0	0.85

85 ;
86

87 TABLE

88
89 BLOQUES (BC, KC) MATRIZ CON LOS DATOS DE LOS BLOQUES CONTRATADOS

90		OPC	XMAXC	XMINC	PLMAXC	TMINOP
91						
92	COGENER	218.6	72.0	0.0	0.80	0.0
93	ENRON	220.4	95.0	50.0	0.90	0.0
94	TAMPA	369.8	78.0	15.0	0.95	0.0
95	SYSEXP	295.1	129.4	45.0	0.85	0.0
96	HORNOS	204.8	38.0	30.0	0.80	0.0

97 ;
98
99

100 PARAMETERS CH (PH, T1) COSTO DE GENERACION PLANTA HIDRAULICA

101 CT (PT, T1) COSTO DE GENERACION PLANTA TERMICA

102 CC (BC, T1) COSTO DE GENERACION DEL BLOQUE CONTRATADO ;

103

104 CH (PH, T1) = HIDROS (PH, 'OPH') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;

105 CT (PT, T1) = TERMICAS (PT, 'OPT') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;

106 CC (BC, T1) = BLOQUES (BC, 'OPC') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;

107

108 VARIABLES

109 XH (PH) CAPACIDAD PLANTA HIDRO


```

110          XT(PT)      CAPACIDAD PLANTA TERMICA
111          XC(BC)      CAPACIDAD BLOQUE CONTRATADO
112          YH(PH,T1)  VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE LA PLANTA HIDRO
113          YT(PT,T1)  VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE LA PLANTA TERMICA
114          YC(BC,T1)  VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE BLOQUE CONTRATADO
115          ZH(PH,T1)  INCREMENTO POTENCIA PLANTA HIDRO POR BLOQUE T1
116          ZT(PT,T1)  INCREMENTO POTENCIA PLANTA TERMICA POR BLOQUE T1
117          ZC(BC,T1)  INCREMENTO POTENCIA BLOQUE CONTRATADO POR BLOQUE T1
118          W           COSTO TOTAL DE GENERACION ;
119
120 POSITIVE VARIABLE XH(PH) , XT(PT) , XC(BC) , ZH(PH,T1) , ZT(PT,T1) , ZC(BC,T1) ;
121 BINARY VARIABLE YH(PH,T1) , YT(PT,T1) , YC(BC,T1) ;
122
123 EQUATIONS
124          COSGEN      DEFINE FUNCION OBJETIVO
125          BALPOT      BALANCE DE POTENCIA
126          MINRES(T)   RESERVA MINIMA PARA IMPREVISTOS POR BLOQUE
127          MAXRES      RESERVA MAXIMA PARA IMPREVISTOS POR BLOQUE
128          GENPOTH(PH) GENERACION POTENCIA PLANTA HIDRO PH
129          GENPOTT(PT) GENERACION POTENCIA PLANTA TERMICA PT
130          GENPOTC(BC) GENERACION POTENCIA BLOQUE BC
131          CAPPOTH(PH) CAPACIDAD POTENCIA PLANTA HIDRO PH
132          CAPPOTT(PT) CAPACIDAD POTENCIA PLANTA TERMICA PT
133          CAPPOTC(BC) CAPACIDAD POTENCIA DEL BLOQUE BC
134          GENENH(PH)  GENERACION ENERGIA PLANTA HIDRO
135          POTMINH(PH,T1) RESTRICCION DE POTENCIA MINIMA
136          POTMINT(PT,T1) RESTRICCION DE POTENCIA MINIMA
137          POTMINC(BC,T1) RESTRICCION DE POTENCIA MINIMA
138          POTMAXH(PH,T) RESTRICCION DE POTENCIA MAXIMA
139          POTMAXT(PT,T) RESTRICCION DE POTENCIA MAXIMA
140          POTMAXC(BC,T) RESTRICCION DE POTENCIA MAXIMA
141          * FCMAXH(PH)  RESTRICCION DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
142          FCMAXT(PT)    RESTRICCION DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
143          FCMAXC(BC)    RESTRICCION DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
144          ENCENH(PH)    RESTRICCION DE NUMERO DE ENCENDIDOS HIDROS
145          ENCENT(PT)    RESTRICCION DE NUMERO DE ENCENDIDOS TERMICAS
146          ENCENC(BC)    RESTRICCION DE NUMERO DE ENCENDIDOS BLOQUES
147          MINT(BC)      TIEMPO MINIMO DE OPERACION DEL BLOQUE ;
148
149
150 COSGEN..          W =E= SUM( (PH,T1) , CH(PH,T1)*ZH(PH,T1)/1000
151                   + (HIDROS(PH,'ONH')*YH(PH,T1))) +
152                   SUM((PT,T1) , CT(PT,T1)*ZT(PT,T1)/1000
153                   + (TERMICAS(PT,'ONT')*YT(PT,T1))) +
154                   SUM( (BC,T1) , CC(BC,T1)*ZC(BC,T1)/1000 )
155                   ;
156 BALPOT..          SUM(PH,XH(PH)) +SUM(PT,XT(PT)) +SUM(BC,XC(BC)) =G=
157                   (DEMANDA('1','PB')*(1+PRR)) ;
158 GENPOTH(PH)..    - XH(PH) + SUM(T1,ZH(PH,T1)) =E= 0.0 ;
159 GENPOTT(PT)..    - XT(PT) + SUM(T1,ZT(PT,T1)) =E= 0.0 ;
160 GENPOTC(BC)..    - XC(BC) + SUM(T1,ZC(BC,T1)) =E= 0.0 ;
161
162 CAPPOTH(PH)..    XH(PH) =L= HIDROS(PH,'XMAXH') ;

```

```

163 CAPPOTT (PT) ..          XT (PT)  =L= TERMICAS (PT, 'XMAXT') ;
164 CAPPOTC (BC) ..         XC (BC)  =L= BLOQUES (BC, 'XMAXC') ;
165
166 MINRES (T) ..           SUM (PH, SUM (T1$AV (T, T1), ZH (PH, T1))) +
167                           SUM (PT, SUM (T1$AV (T, T1), ZT (PT, T1))) +
168                           SUM (BC, SUM (T1$AV (T, T1), ZC (BC, T1)))
169                           =G= DEMANDA (T, 'PB') ;
170
171 MAXRES ..                SUM (PH, SUM (T1$AV ('10', T1), ZH (PH, T1))) +
172                           SUM (PT, SUM (T1$AV ('10', T1), ZT (PT, T1))) +
173                           SUM (BC, SUM (T1$AV ('10', T1), ZC (BC, T1)))
174                           =L= (DEMANDA ('10', 'PB') * (1+PRR)) ;
175
176 GENENH (PH) ..          SUM (T1, DEMANDA (T1, 'PHI') * ZH (PH, T1)) =L=
                                HIDROS (PH, 'ENERH') * 1000 ;
177
178 POTMINH (PH, T1) ..     DEMANDA (T1, 'PHI') * ZH (PH, T1) - HIDROS (PH, 'XMINH')
                                * DEMANDA (T1, 'PHI') * YH (PH, T1) =G= 0 ;
179 POTMINT (PT, T1) ..     DEMANDA (T1, 'PHI') * ZT (PT, T1) - TERMICAS (PT, 'XMINT')
                                * DEMANDA (T1, 'PHI') * YT (PT, T1) =G= 0 ;
180 POTMINC (BC, T1) ..     DEMANDA (T1, 'PHI') * ZC (BC, T1) - BLOQUES (BC, 'XMINC')
                                * DEMANDA (T1, 'PHI') * YC (BC, T1) =G= 0 ;
181
182 POTMAXH (PH, T) ..      SUM (T1$AV (T, T1), ZH (PH, T1)) - HIDROS (PH, 'XMAXH')
                                * YH (PH, T1) =L= 0.0 ;
183 POTMAXT (PT, T) ..      SUM (T1$AV (T, T1), ZT (PT, T1)) - TERMICAS (PT, 'XMAXT')
                                * YT (PT, T1) =L= 0.0 ;
184 POTMAXC (BC, T) ..      SUM (T1$AV (T, T1), ZC (BC, T1)) - BLOQUES (BC, 'XMAXC')
                                * YC (BC, T1) =L= 0.0 ;
185
186 * FCMAXH (PH) ..        XH (PH) * DEMANDA ('10', 'PHI') * HIDROS (PH, 'PLMAXH') -
                                SUM (T1, DEMANDA (T1, 'PHI') * ZH (PH, T1)) =G= 0 ;
187 FCMAXT (PT) ..         XT (PT) * DEMANDA ('10', 'PHI') * TERMICAS (PT, 'PLMAXT') -
                                SUM (T1, DEMANDA (T1, 'PHI') * ZT (PT, T1)) =G= 0 ;
188 FCMAXC (BC) ..         XC (BC) * DEMANDA ('10', 'PHI') * BLOQUES (BC, 'PLMAXC') -
                                SUM (T1, DEMANDA (T1, 'PHI') * ZC (BC, T1)) =G= 0 ;
189
190 ENCENH (PH) ..          SUM (T1, YH (PH, T1)) =L= 1.1 ;
191 ENCENT (PT) ..          SUM (T1, YT (PT, T1)) =L= 1.1 ;
192 ENCENC (BC) ..          SUM (T1, YC (BC, T1)) =L= 1.1 ;
193
194 MINT (BC) ..            SUM (T1, ZC (BC, T1) * DEMANDA (T1, 'DUR')) - SUM (T1, ZC (BC, T1))
                                * BLOQUES (BC, 'TMINOP') =G= 0.0 ;
195
196 * YH.UP (PH, T1) = 1 ;
197 * YT.UP (PT, T1) = 1 ;
198 * YC.UP (BC, T1) = 1 ;
199
200 MODEL TESIS /ALL/ ;
201
202 OPTION ITERLIM = 2500 ;
203 * OPTION WORK = 2500 ;
204
205 SOLVE TESIS USING MIP MINIMIZING W ;
206

```

```

207 PARAMETER Z1H(PH,T) INCREMENTOS ACUMULADOS PLANTA HIDRO PH BLOQUE T
208 Z1T(PT,T) INCREMENTOS ACUMULADOS PLANTA TERMICA PT BLOQUE T
209 Z1C(BC,T) INCREMENTOS ACUMULADOS BLOQUE BC BLOQUE T
210 ETOTH(PH) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
211 ETOTT(PT) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
212 ETOTC(BC) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
213 FCARGAH(PH) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
214 FCARGAT(PT) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
215 FCARGAC(BC) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
216 ENTOTAL ENERGIA REQUERIDA POR EL SISTEMA
217 ENBLH(PH,T) ENERGIA POR BLOQUE
218 ENBLT(PT,T) ENERGIA POR BLOQUE
219 ENBLC(BC,T) ENERGIA POR BLOQUE
220
221
222 Z1H(PH,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZH.L(PH,T1)) ;
223 Z1T(PT,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZT.L(PT,T1)) ;
224 Z1C(BC,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZC.L(BC,T1)) ;
225 ENTOTAL = SUM(T,DEMANDA(T,'PB')*DEMANDA(T,'DUR')*0.001)

226 ENBLH(PH,T) = Z1H(PH,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
227 ENBLT(PT,T) = Z1T(PT,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
228 ENBLC(BC,T) = Z1C(BC,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
229 ETOTH(PH) = SUM(T,ENBLH(PH,T)) ;
230 ETOTT(PT) = SUM(T,ENBLT(PT,T)) ;
231 ETOTC(BC) = SUM(T,ENBLC(BC,T)) ;
232
233 FCARGAH(PH)$ (XH.L(PH) GT 0.1) = (ETOTH(PH)*1000)/(XH.L(PH)
*DEMANDA('10','PHI')) ;
234 FCARGAT(PT)$ (XT.L(PT) GT 0.1) = (ETOTT(PT)*1000)/(XT.L(PT)
*DEMANDA('10','PHI')) ;
235 FCARGAC(BC)$ (XC.L(BC) GT 0.1) = (ETOTC(BC)*1000)/(XC.L(BC)
*DEMANDA('10','PHI')) ;
236
237 * DISPLAY YH.L, YT.L, YC.L,
238 DISPLAY XH.L, XT.L, XC.L, ZH.L, ZT.L, ZC.L, W.L,
239 ENBLH, ENBLT, ENBLC, ETOTH, ETOTT, ETOTC,
240 FCARGAH, FCARGAT, FCARGAC, ENTOTAL ;

```

COMPILATION TIME = 0.026 MINUTES

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	23	SINGLE EQUATIONS	378
BLOCKS OF VARIABLES	10	SINGLE VARIABLES	316
NON ZERO ELEMENTS	3333		

GENERATION TIME = 0.124 MINUTES

EXECUTION TIME = 0.159 MINUTES

S O L V E S U M M A R Y

MODEL	TESIS	OBJECTIVE	W
TYPE	MIP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	ZOOM	FROM LINE	205

**** SOLVER STATUS 1 NORMAL COMPLETION
**** MODEL STATUS 1 OPTIMAL
**** OBJECTIVE VALUE 48986.3893

ITERATION COUNT, LIMIT	1293	2500
RESOURCE USAGE, LIMIT	29.035	1000.000

Z O O M / X M P --- Version 2.1 Mar 1988

Courtesy of Dr Roy E. Marsten,
Department of Management Information Systems,
University of Arizona,
Tucson Arizona 85721, U.S.A.

Work space needed (estimate) -- 80799 words.
Work space available -- 42052 words.

Warning: The memory available for this model may not be enough.
The LU factors occupied 3363 slots (estimate 23992, max 4618).

The branch and bound tree contained 761 nodes (max. 1300 nodes).

Iterations: Initial LP	582,	Time:	.35
Heuristic	4086,		19.68
Branch and bound	8072,		8.87
Final LP	193,		.11

**** REPORT SUMMARY :
0 NONOPT
0 INFEASIBLE
0 UNBOUNDED

---- 238 VARIABLE XH.L CAPACIDAD PLANTA HIDRO

CHIXOY	212.000,	AGUACAPA	75.000,	JURUN-MARI	60.000
LOS-ESCLA	13.000,	HIDRO-PEQ	12.000,	CAPULIN	2.000
BOBOS	10.000,	PROGRE	12.000		

---- 238 VARIABLE XT.L CAPACIDAD PLANTA TERMICA

ZUNIL-1 24.000

---- 238 VARIABLE XC.L CAPACIDAD BLOQUE CONTRATADO

COGENER	72.000,	ENRON	95.000,	TAMPA	54.430,	SYSEXP	129.400
HORNOS	38.000						

---- 238 VARIABLE ZH.L INCREMENTO POTENCIA PLANTA HIDRO POR BLOQUE T1

	1	2	3	4	5
CHIXOY	65.860			28.494	
AGUACAPA		27.764			42.839
JURUN-MARI			26.966		
LOS-ESCLA		6.819			6.181
BOBOS	1.933				
	+	6	7	8	9
CHIXOY			16.667		
AGUACAPA		4.396			100.980
JURUN-MARI		33.034			
HIDRO-PEQ		2.567	6.334		3.099
CAPULIN		0.578		1.422	
BOBOS		0.857	7.210		
PROGRE		6.472			5.528

---- 238 VARIABLE ZT.L INCREMENTO POTENCIA PLANTA TERMICA POR BLOQUE T1

	6	10
ZUNIL-1	1.973	22.027

238 VARIABLE ZC.L		INCREMENTO POTENCIA BLOQUE CONTRATADO POR BLOQUE T1					
	1	2	3	4	7	8	
COGENER		14.436			2.127		
ENRON					15.372		
TAMPA	54.430						
SYSEXP			22.064	20.526		41.810	
HORNOS	0.327				7.673		
+		9	10				
COGENER		55.436					
ENRON	17.598	62.030					
SYSEXP		45.000					
HORNOS	30.000						

----- 238 VARIABLE W.L = 48986.389 COSTO TOTAL DE GENERACION

238 PARAMETER ENBLH		ENERGIA POR BLOQUE				
	1	2	3	4	5	
CHIXOY	3.593	5.505	6.477	7.694	7.436	
AGUACAPA	1.271	2.825	2.093	2.487	2.986	
JURUN-MARI	1.017	2.260	2.659	1.739	2.088	
LOS-ESCLA	0.220	0.490	0.274	0.325	0.391	
HIDRO-PEQ	0.203	0.452	0.532	0.632	0.759	
CAPULIN	0.034	0.075	0.089	0.105	0.126	
BOBOS	0.169	0.304	0.358	0.425	0.510	
PROGRE	0.203	0.452	0.532	0.632	0.759	
+		6	7	8	9	10
CHIXOY	9.033	11.123	11.941	15.208	8.990	
AGUACAPA	0.338					
JURUN-MARI	2.536					
HIDRO-PEQ	0.921	0.892	0.366	0.467	0.276	
CAPULIN	0.154	0.134	0.168	0.214		
BOBOS	0.619	0.763	0.853			
PROGRE	0.921	0.523	0.654	0.833	0.492	

238 PARAMETER ENBLT		ENERGIA POR BLOQUE				
	1	2	3	4	5	6
ZUNIL-1	0.407	0.904	1.064	1.264	1.517	1.843

238 PARAMETER ENBLT ENERGIA POR BLOQUE

	+	7	8	9	10
ZUNIL-1		2.083	2.605	3.317	1.961

----- 238 PARAMETER ENBLC ENERGIA POR BLOQUE

		1	2	3	4	5	6
COGENER		1.220	2.712	2.551	3.031	3.639	4.420
ENRON		1.610	3.579	4.210	5.002	6.005	7.294
TAMPA		0.923					
SYSEXP		2.193	4.874	5.735	5.651	5.487	6.665
HORNOS		0.644	1.419	1.670	1.984	2.381	2.893

	+	7	8	9	10
--	---	---	---	---	----

COGENER		5.443	6.555	8.349	4.935
ENRON		8.982	9.416	11.992	5.523
SYSEXP		8.208	10.265	6.777	4.006
HORNOS		3.562	3.547	4.518	

----- 238 PARAMETER ETOTH ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA

CHIXOY	87.001,	AGUACAPA	12.000,	JURUN-MARI	12.300
LOS-ESCLA	1.700,	HIDRO-PEQ	5.500,	CAPULIN	1.100
BOBOS	4.000,	PROGRE	6.000		

----- 238 PARAMETER ETOTT ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA

ZUNIL-1 16.963

----- 238 PARAMETER ETOTC ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA

COGENER	42.855,	ENRON	63.613,	TAMPA	0.923,	SYSEXP	59.863
HORNOS	22.618						

----- 238 PARAMETER FCARGAH FACTOR DE CARGA POR PLANTA

CHIXOY	0.552,	AGUACAPA	0.215,	JURUN-MARI	0.276,	LOS-ESCLA	0.176
HIDRO-PEQ	0.616,	CAPULIN	0.739,	BOBOS	0.538,	PROGRE	0.672

---- 238 PARAMETER FCARGAT FACTOR DE CARGA POR PLANTA
ZUNIL-1 0.950

---- 238 PARAMETER FCARGAC FACTOR DE CARGA POR PLANTA
COGENER 0.800, ENRON 0.900, TAMPA 0.023, SYSEXP 0.622
HORNOS 0.800

---- 238 PARAMETER ENTOTAL = 335.190 ENERGIA REQUERIDA POR EL SISTEMA

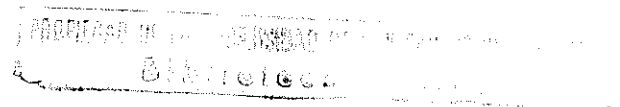
**** FILE SUMMARY

INPUT C:\GAMS\GAMS\TESISM.GMS
OUTPUT C:\GAMS\GAMS\TESISM.LST

EXECUTION TIME = 0.037 MINUTES

```

4
5 OPTION SOLPRINT=OFF
6 OPTION LIMCOL=0
7 OPTION LIMROW=0
8 OPTION OPTCR=0.0001
9
10 SETS
11 PH PLANTAS HIDRAULICAS
12 / CHIXOY, AGUACAPA, JURUN-MARI, LOS-ESCLA, HIDRO-PEQ, CAPULIN,
13 BOBOS, PROGRE /
14 PT PLANTAS TERMICAS
15 / ZUNIL-1, SYS /
16 BC BLOQUES CONTRATADOS
17 / COGENER, ENRON, TAMPA, SYSEXP, HORNOS /
18 L DATOS DEL SISTEMA (DEMANDA) / PB, PHI, DUR /
19 T DISCRETIZACION DE CURVA DE CARGA / 1 * 9 /
20 KT DATOS DE LAS PLANTAS TERMICAS / OPT, ONT, XMAXT, XMINT, PLMAXT,
COST-INC /
21 KH DATOS DE LAS PLANTAS HIDROS / OPH, ONH, XMAXH, XMINH, ENERH,
PLMAXH /
22 KC DATOS DE BLOQUES CONTRATADOS / OPC, XMAXC, XMINC, PLMAXC,
TMINOP, COST-INC /
23
24 * NOMENCLATURA PARA LOS DATOS DE LAS PLANTAS:
25 * -----
26 * OPT, OPH, OPC : COSTO DE GENERACION DE LA PLANTA TERMICA O HIDRO (
Q/MWH )
27 * ONT, ONH : COSTO DE ENCENDIDO DE LA PLANTA TERMICA O HIDRO (
Q )
28 * XMAXT, XMAXH : CAPACIDAD DE GENERACION MAXIMA EN MW DE LA PLANTA
29 * XMINT, XMINH : CAPACIDAD DE GENERACION MINIMA EN MW DE LA PLANTA
30 * PLMAXT, PLMAXH : FACTOR DE PLANTA MAXIMO DE LA PLANTA
31 *
32
33 ALIAS (T,T1), (T,B), (T,BP);
34
35 SCALAR
36 PRR REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA DE POTENCIA / 0.10 /
37 ;
38
39 PARAMETER
40 AV(T,T1) MATRIZ AUXILIAR ;
41
42 AV(B,BP) = 1$(ORD(BP) GE ORD(B)) ;
43
44 TABLE
45 DEMANDA(T,L) MATRIZ DE DEMANDA DEL SISTEMA
46 PB PHI DUR
47 1 661.70 0.97 0.97
48 2 614.16 3.05 2.08
49 3 566.62 5.36 2.31
50 4 519.09 7.92 2.57
51 5 471.55 10.79 2.87
52 6 424.01 14.01 3.22
53 7 376.48 17.64 3.63
    
```



54 8 328.94 21.76 4.12
 55 9 281.40 24.00 2.24

56
 57

58 TABLE

59

60 HIDROS (PH, KH) MATRIZ CON LOS DATOS DE LAS PLANTAS HIDRAULICAS

61

	OPH	ONH	XMAXH	XMINH	ENERH	PLMAXH
62 CHIXOY	0.0	0.0	265.0	0.0	3.9	1.0
63 AGUACAPA	0.0	0.0	75.0	0.0	1.1	1.0
64 JURUN-MARI	0.0	0.0	60.0	0.0	0.3	1.0
65 LOS-ESCLA	0.0	0.0	13.0	0.0	0.2	1.0
66 HIDRO-PEQ	0.0	0.0	12.0	0.0	0.2	1.0
67 CAPULIN	0.0	0.0	2.1	0.0	.04	1.0
68 BOBOS	0.0	0.0	10.0	0.0	0.2	1.0
69 PROGRE	0.0	0.0	12.0	0.0	0.2	1.0

70
 71 ;
 72

73 TABLE

74

75 TERMICAS (PT, KT) MATRIZ CON LOS DATOS DE LAS PLANTAS TERMICAS

76

	OPT	ONT	XMAXT	XMINT	PLMAXT	COST-INC
78 ZUNIL-1	0.0	2959.7	30.0	17.0	0.95	0.30
79 SYS	295.1	3515.5	36.0	25.0	0.85	0.36

80 ;
 81

82 TABLE

83

84 BLOQUES (BC, KC) MATRIZ CON LOS DATOS DE LOS BLOQUES CONTRATADOS

85

	OPC	XMAXC	XMINC	PLMAXC	TMINOP	COST-INC
87 COGENER	218.6	49.0	0.0	0.60	0.0	0.37
88 ENRON	220.4	95.0	50.0	0.90	0.0	0.71
89 TAMPA	369.8	78.0	15.0	0.95	0.0	0.59
90 SYSEXP	295.1	129.4	45.0	0.85	0.0	0.97
91 HORNOS	204.8	38.0	30.0	0.80	0.0	0.28

92 ;
 93

94
 95 PARAMETERS CH (PH, T1) COSTO DE GENERACION PLANTA HIDRAULICA
 96 CT (PT, T1) COSTO DE GENERACION PLANTA TERMICA
 97 CC (BC, T1) COSTO DE GENERACION DEL BLOQUE CONTRATADO ;

98
 99 CH (PH, T1) = HIDROS (PH, 'OPH') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;
 100 CT (PT, T1) = TERMICAS (PT, 'OPT') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;
 101 CC (BC, T1) = BLOQUES (BC, 'OPC') * DEMANDA (T1, 'PHI') ;
 102

103 VARIABLES

104 XH (PH) CAPACIDAD PLANTA HIDRO
 105 XT (PT) CAPACIDAD PLANTA TERMICA
 106 XC (BC) CAPACIDAD BLOQUE CONTRATADO

```

107          YH(PH,T1) VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE LA PLANTA HIDRO
108          YT(PT,T1) VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE LA PLANTA TERMICA
109          YC(BC,T1) VARIABLE BINARIA PARA ENCENDIDO DE BLOQUE CONTRATADO
110          ZH(PH,T1) INCREMENTO POTENCIA PLANTA HIDRO POR BLOQUE T1
111          ZT(PT,T1) INCREMENTO POTENCIA PLANTA TERMICA POR BLOQUE T1
112          ZC(BC,T1) INCREMENTO POTENCIA BLOQUE CONTRATADO POR BLOQUE T1
113 *          SH(PH,T1) VARIABLE DE NUMERO DE PLANTAS HIDRO ENCENDIDAS
114          ST(PT,T1) VARIABLE DE NUMERO DE PLANTAS TERMICAS ENCENDIDAS
115          SC(BC,T1) VARIABLE DE BLOQUE CONTRATADO ENCENDIDO
116          W          COSTO TOTAL DE GENERACION ;
117
118 POSITIVE VARIABLE XH(PH) , XT(PT) , XC(BC) ;
119 BINARY VARIABLE YH(PH,T1) , YT(PT,T1) , YC(BC,T1) ;
120
121 EQUATIONS
122          COSGEN          DEFINE FUNCION OBJETIVO
123          BALPOT          BALANCE DE POTENCIA
124 *          STH(PH,T1)    DEFINICION DE ENCENDIDO HIDRO
125          STT(PT,T1)    DEFINICION DE ENCENDIDO TERMICO
126          STC(BC,T1)    DEFINICION DE ENCENDIDO BLOQUE
127          MINRES(T)     RESERVA MINIMA PARA IMPREVISTOS POR BLOQUE
128          MAXRES          RESERVA MAXIMA PARA IMPREVISTOS
129          GENPOTH(PH)    GENERACION POTENCIA PLANTA HIDRO PH
130          GENPOTT(PT)    GENERACION POTENCIA PLANTA TERMICA PT
131          GENPOTC(BC)    GENERACION POTENCIA BLOQUE BC
132          CAPPOTH(PH)    CAPACIDAD POTENCIA PLANTA HIDRO PH
133          CAPPOTT(PT)    CAPACIDAD POTENCIA PLANTA TERMICA PT
134          CAPPOTC(BC)    CAPACIDAD POTENCIA DEL BLOQUE BC
135          GENENH(PH)     GENERACION ENERGIA PLANTA HIDRO
136          POTMINH(PH,T1) RESTRICCIÓN DE POTENCIA MINIMA
137          POTMINT(PT,T1) RESTRICCIÓN DE POTENCIA MINIMA
138          POTMINC(BC,T1) RESTRICCIÓN DE POTENCIA MINIMA
139          POTMAXH(PH,T)  RESTRICCIÓN DE POTENCIA MAXIMA
140          POTMAXT(PT,T)  RESTRICCIÓN DE POTENCIA MAXIMA
141          POTMAXC(BC,T)  RESTRICCIÓN DE POTENCIA MAXIMA
142 *          FCMAXH(PH)    RESTRICCIÓN DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
143          FCMAXT(PT)     RESTRICCIÓN DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
144          FCMAXC(BC)     RESTRICCIÓN DE FACTOR DE PLANTA MAXIMO
145 *          MINT(BC)      TIEMPO MINIMO DE OPERACION DEL BLOQUE
146          ENCENH(PH)     RESTRICCIÓN DE NUMERO DE ENCENDIDOS HIDROS
147          ENCENT(PT)     RESTRICCIÓN DE NUMERO DE ENCENDIDOS TERMICAS
148          ENCENC(BC)     RESTRICCIÓN DE NUMERO DE ENCENDIDOS BLOQUES
149
150
151
152 COSGEN..          W =E= SUM( (PH,T1) , CH(PH,T1)*ZH(PH,T1)/1000
153                   + (HIDROS(PH,'ONH')*YH(PH,T1))) +
154                   SUM((PT,T1) , CT(PT,T1)*ZT(PT,T1)/1000
155                   + (TERMICAS(PT,'ONT')*YT(PT,T1))
156                   + (TERMICAS(PT,'COST-INC')*DEMANDA(T1,'PHI')*(XT(PT)
157                                     -TERMICAS(PT,'XMINT')))) +
158                   SUM( (BC,T1) , CC(BC,T1)*ZC(BC,T1)/1000
159                   + (BLOQUES(BC,'COST-INC')*DEMANDA(T1,'PHI')*(XC(BC)
160                                     -BLOQUES(BC,'XMINC'))))
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200

```

```

160 BALPOT..          SUM(PH, XH(PH)) + SUM(PT, XT(PT)) + SUM(BC, XC(BC)) =G=
                                (DEMANDA('1', 'PB') * (1 + PRR)) ;
161
162 GENPOTH(PH)..     - XH(PH) + SUM(T1, ZH(PH, T1)) =E= 0.0 ;
163 GENPOTT(PT)..     - XT(PT) + SUM(T1, ZT(PT, T1)) =E= 0.0 ;
164 GENPOTC(BC)..     - XC(BC) + SUM(T1, ZC(BC, T1)) =E= 0.0 ;
165
166 CAPPOTH(PH)..     XH(PH) =L= HIDROS(PH, 'XMAXH') ;
167 CAPPOTT(PT)..     XT(PT) =L= TERMICAS(PT, 'XMAXT') ;
168 CAPPOTC(BC)..     XC(BC) =L= BLOQUES(BC, 'XMAXC') ;
169
170 MINRES(T)..       SUM(PH, SUM(T1$AV(T, T1), ZH(PH, T1))) +
171                   SUM(PT, SUM(T1$AV(T, T1), ZT(PT, T1))) +
172                   SUM(BC, SUM(T1$AV(T, T1), ZC(BC, T1)))
173                   =G= DEMANDA(T, 'PB') ;
174
175 MAXRES..          SUM(PH, SUM(T1$AV('9', T1), ZH(PH, T1))) +
176                   SUM(PT, SUM(T1$AV('9', T1), ZT(PT, T1))) +
177                   SUM(BC, SUM(T1$AV('9', T1), ZC(BC, T1)))
178                   =L= (DEMANDA('9', 'PB') * (1 + PRR)) ;
179
180 GENENH(PH)..      SUM(T1, DEMANDA(T1, 'PHI') * ZH(PH, T1)) =L=
                                HIDROS(PH, 'ENERH') * 1000 ;
181
182 POTMINH(PH, T1).. DEMANDA(T1, 'PHI') * ZH(PH, T1) - HIDROS(PH, 'XMINH')
                                * DEMANDA(T1, 'PHI') * YH(PH, T1) =G= 0 ;
183 POTMINT(PT, T1).. DEMANDA(T1, 'PHI') * ZT(PT, T1) - TERMICAS(PT, 'XMINT')
                                * DEMANDA(T1, 'PHI') * YT(PT, T1) =G= 0 ;
184 POTMINC(BC, T1).. DEMANDA(T1, 'PHI') * ZC(BC, T1) - BLOQUES(BC, 'XMINC')
                                * DEMANDA(T1, 'PHI') * YC(BC, T1) =G= 0 ;
185
186 POTMAXH(PH, T)..  SUM(T1$AV(T, T1), ZH(PH, T1)) - HIDROS(PH, 'XMAXH')
                                * YH(PH, T1) =L= 0.0 ;
187 POTMAXT(PT, T).. SUM(T1$AV(T, T1), ZT(PT, T1)) - TERMICAS(PT, 'XMAXT')
                                * YT(PT, T1) =L= 0.0 ;
188 POTMAXC(BC, T).. SUM(T1$AV(T, T1), ZC(BC, T1)) - BLOQUES(BC, 'XMAXC')
                                * YC(BC, T1) =L= 0.0 ;
189
190 * FCMAXH(PH)..    XH(PH) * DEMANDA('9', 'PHI') * HIDROS(PH, 'PLMAXH') -
                                SUM(T1, DEMANDA(T1, 'PHI') * ZH(PH, T1)) =G= 0 ;
191 FCMAXT(PT)..     XT(PT) * DEMANDA('9', 'PHI') * TERMICAS(PT, 'PLMAXT') -
                                SUM(T1, DEMANDA(T1, 'PHI') * ZT(PT, T1)) =G= 0 ;
192 FCMAXC(BC)..     XC(BC) * DEMANDA('9', 'PHI') * BLOQUES(BC, 'PLMAXC') -
                                SUM(T1, DEMANDA(T1, 'PHI') * ZC(BC, T1)) =G= 0 ;
193
194 * STH(PH, T1)..   SH(PH, T1) =G= YH(PH, T1) - YH(PH, T1--1) ;
195 STT(PT, T1)..    ST(PT, T1) =G= YT(PT, T1) - YT(PT, T1--1) ;
196 STC(BC, T1)..    SC(BC, T1) =G= YC(BC, T1) - YC(BC, T1--1) ;
197
198 * MINT(BC)..      SUM(T1, ZC(BC, T1) * DEMANDA(T1, 'DUR')) - SUM(T1, ZC(BC, T1))
                                * BLOQUES(BC, 'TMINOP') =G= 0.0 ;
199
200 ENCENH(PH)..     SUM(T1, YH(PH, T1)) =L= 1.1 ;
201 ENCENT(PT)..     SUM(T1, YT(PT, T1)) =L= 1.1 ;
202 ENCENC(BC)..     SUM(T1, YC(BC, T1)) =L= 1.1 ;
    
```

```
203
204 YH.UP(PH,T1) = 1 ;
205 YT.UP(PT,T1) = 1 ;
206 YC.UP(BC,T1) = 1 ;
207
208 MODEL TESIS /ALL/ ;
209
210 * OPTION ITERLIM = 4000 ;
211 * OPTION RESLIM = 6000 ;
212 OPTION WORK = 1590 ;
213
214 SOLVE TESIS USING MIP MINIMIZING W ;
215
216 PARAMETER Z1H(PH,T) INCREMENTOS ACUMULADOS PLANTA HIDRO PH BLOQUE T
217 Z1T(PT,T) INCREMENTOS ACUMULADOS PLANTA TERMICA PT BLOQUE T
218 Z1C(BC,T) INCREMENTOS ACUMULADOS BLOQUE BC BLOQUE T
219 ETOTH(PH) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
220 ETOTT(PT) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
221 ETOTC(BC) ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
222 FCARGAH(PH) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
223 FCARGAT(PT) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
224 FCARGAC(BC) FACTOR DE CARGA POR PLANTA
225 ENTOTAL ENERGIA REQUERIDA POR EL SISTEMA
226 ENBLH(PH,T) ENERGIA POR BLOQUE
227 ENBLT(PT,T) ENERGIA POR BLOQUE
228 ENBLC(BC,T) ENERGIA POR BLOQUE
229 ;
230
231 Z1H(PH,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZH.L(PH,T1)) ;
232 Z1T(PT,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZT.L(PT,T1)) ;
233 Z1C(BC,T) = SUM(T1$AV(T,T1),ZC.L(BC,T1)) ;
234 ENTOTAL = SUM(T,DEMANDA(T,'PB')*DEMANDA(T,'DUR')*0.001) ;
235
236 ENBLH(PH,T) = Z1H(PH,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
237 ENBLT(PT,T) = Z1T(PT,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
238 ENBLC(BC,T) = Z1C(BC,T)*DEMANDA(T,'DUR') / 1000 ;
239 ETOTH(PH) = SUM(T,ENBLH(PH,T)) ;
240 ETOTT(PT) = SUM(T,ENBLT(PT,T)) ;
241 ETOTC(BC) = SUM(T,ENBLC(BC,T)) ;
242
243 FCARGAH(PH)$ (XH.L(PH) GT 0.1) = (ETOTH(PH)*1000)/(XH.L(PH)
*DEMANDA('9','PHI')) ;
244 FCARGAT(PT)$ (XT.L(PT) GT 0.1) = (ETOTT(PT)*1000)/(XT.L(PT)
*DEMANDA('9','PHI')) ;
245 FCARGAC(BC)$ (XC.L(BC) GT 0.1) = (ETOTC(BC)*1000)/(XC.L(BC)
*DEMANDA('9','PHI')) ;
246
247 * DISPLAY YH.L, YT.L, YC.L, ST.L, SC.L,
248 DISPLAY XH.L, XT.L, XC.L, ZH.L, ZT.L, ZC.L, W.L,
249 ENBLH, ENBLT, ENBLC, ETOTH, ETOTT, ETOTC,
FCARGAH, FCARGAT, FCARGAC, ENTOTAL ;
```

COMPILATION TIME = 0.024 MINUTES

TESIS CESAR FERNANDEZ

MODEL STATISTICS SOLVE TESIS USING MIP FROM LINE 214

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	24	SINGLE EQUATIONS	405
BLOCKS OF VARIABLES	12	SINGLE VARIABLES	349
NON ZERO ELEMENTS	2955		

GENERATION TIME = 0.110 MINUTES

EXECUTION TIME = 0.142 MINUTES

TESIS CESAR FERNANDEZ
 SOLUTION REPORT SOLVE TESIS USING MIP FROM LINE 214

S O L V E S U M M A R Y

MODEL	TESIS	OBJECTIVE	W
TYPE	MIP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	ZOOM	FROM LINE	214

**** SOLVER STATUS 2 ITERATION INTERRUPT
 **** MODEL STATUS 8 INTEGER SOLUTION
 **** OBJECTIVE VALUE 12500.1964

ITERATION COUNT, LIMIT	916	1000
RESOURCE USAGE, LIMIT	11.751	1000.000

Z O O M / X M P --- Version 2.1 Mar 1988

Courtesy of Dr Roy E. Marsten,
 Department of Management Information Systems,
 University of Arizona,
 Tucson Arizona 85721, U.S.A.

Work space needed (estimate) -- 75895 words.
 Work space available -- 42052 words.

Warning: The memory available for this model may not be enough.
 No solution better than 6070.5523 can exist.
 (absolute distance 6429.6440)

The LU factors occupied 3273 slots (estimate 20632, max 3710).

The branch and bound tree contained 679 nodes (max. 1590 nodes).

Iterations: Initial LP	563,	Time:	.34
Heuristic	3837,		7.11
Branch and bound	4538,		4.13
Final LP	226,		.13

**** REPORT SUMMARY : 0 NONOPT
 0 INFEASIBLE
 0 UNBOUNDED

---- 247 VARIABLE XH.L CAPACIDAD PLANTA HIDRO

CHIXOY	265.000,	AGUACAPA	75.000,	JURUN-MARI	60.000
LOS-ESCLA	13.000,	HIDRO-PEQ	12.000,	BOBOS	10.000

---- 247 VARIABLE XT.L CAPACIDAD PLANTA TERMICA

SYS 36.000

---- 247 VARIABLE XC.L CAPACIDAD BLOQUE CONTRATADO

COGENER	49.000,	ENRON	76.532,	TAMPA	78.000,	SYSEXP	53.338
---------	---------	-------	---------	-------	---------	--------	--------

---- 247 VARIABLE ZH.L INCREMENTO POTENCIA PLANTA HIDRO POR BLOQUE T1

	1	2	3	5	6
CHIXOY	52.390	29.267		37.540	3.794
AGUACAPA	21.813				
JURUN-MARI		12.126	47.530		
LOS-ESCLA		5.346			
HIDRO-PEQ		0.801			
BOBOS				10.000	

	7	8	9
CHIXOY		47.540	94.468
AGUACAPA	31.076		22.111
JURUN-MARI			0.344
LOS-ESCLA			7.654
HIDRO-PEQ	11.199		

---- 247 VARIABLE ZT.L INCREMENTO POTENCIA PLANTA TERMICA POR BLOQUE T1

	4	9
SYS	8.060	27.940

---- 247 VARIABLE ZC.L INCREMENTO POTENCIA BLOQUE CONTRATADO POR BLOQUE T1

	1	4	6	7	9
COGENER			43.736	5.264	
ENRON	7.976				68.557
TAMPA	23.193	39.480			15.326
SYSEXP	8.338				45.000

----- 247 VARIABLE W.L = 12500.196 COSTO TOTAL DE GENERACION

----- 247 PARAMETER ENBLH ENERGIA POR BLOQUE

	1	2	3	4	5
CHIXOY	0.257	0.442	0.424	0.471	0.526
AGUACAPA	0.073	0.111	0.123	0.137	0.153
JURUN-MARI	0.058	0.125	0.111	8.839451E-4	9.871293E-4
LOS-ESCLA	0.013	0.027	0.018	0.020	0.022
HIDRO-PEQ	0.012	0.025	0.026	0.029	0.032
BOBOS	0.010	0.021	0.023	0.026	0.029
+	6	7	8	9	
CHIXOY	0.469	0.515	0.585	0.212	
AGUACAPA	0.171	0.193	0.091	0.050	
JURUN-MARI	0.001	0.001	0.001	7.704424E-4	
LOS-ESCLA	0.025	0.028	0.032	0.017	
HIDRO-PEQ	0.036	0.041			

----- 247 PARAMETER ENBLT ENERGIA POR BLOQUE

	1	2	3	4	5	6
SYS	0.035	0.075	0.083	0.093	0.080	0.090
+	7	8	9			
SYS	0.101	0.115	0.063			

----- 247 PARAMETER ENBLC ENERGIA POR BLOQUE

	1	2	3	4	5	6
COGENER	0.048	0.102	0.113	0.126	0.141	0.158
ENRON	0.074	0.143	0.158	0.176	0.197	0.221
TAMPA	0.076	0.114	0.127	0.141	0.044	0.049
SYSEXP	0.052	0.094	0.104	0.116	0.129	0.145
+	7	8	9			
COGENER	0.019					
ENRON	0.249	0.282	0.154			
TAMPA	0.056	0.063	0.034			
SYSEXP	0.163	0.185	0.101			

----- 247 PARAMETER ETOTH ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
CHIXOY 3.902, AGUACAPA 1.101, JURUN-MARI 0.300, LOS-ESCLA 0.200
HIDRO-PEQ 0.200, BOBOS 0.108

----- 247 PARAMETER ETOTT ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
SYS 0.735

----- 247 PARAMETER ETOTC ENERGIA ACUMULADA POR PLANTA
COGENER 0.706, ENRON 1.654, TAMPA 0.704, SYSEXP 1.089

----- 247 PARAMETER FCARGAH FACTOR DE CARGA POR PLANTA
CHIXOY 0.613, AGUACAPA 0.611, JURUN-MARI 0.208, LOS-ESCLA 0.641
HIDRO-PEQ 0.695, BOBOS 0.450

----- 247 PARAMETER FCARGAT FACTOR DE CARGA POR PLANTA
SYS 0.850

----- 247 PARAMETER FCARGAC FACTOR DE CARGA POR PLANTA
COGENER 0.600, ENRON 0.900, TAMPA 0.376, SYSEXP 0.850

----- 247 PARAMETER ENTOTAL = 10.633 ENERGIA REQUERIDA POR EL SISTEMA

**** FILE SUMMARY

INPUT C:\GAMS\GAMS\TESISD3.GMS
OUTPUT C:\GAMS\GAMS\TESISD3.LST

EXECUTION TIME = 0.042 MINUTES

