

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

PREDESPACHO DE POTENCIA EN EMPRESAS ELECTRICAS  
DE DISTRIBUCION INCLUYENDO GENERACION PROPIA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO

CARLOS ROBERTO FREIRE PASTOR

JULIO, 1993

Certifico que la presente Tesis ha sido  
realizada en su totalidad por el Sr.  
Carlos Roberto Freire Pástor.

JESUS JATIVA

Dr. Jesús A. Játiva I.

Director de Tesis

Quito, julio de 1993

#### AGRADECIMIENTO

Agradezco al Dr. Jesús Játiva, bajo cuyos consejos y dirección ha sido posible realizar el presente trabajo, y al Ing. Julio Gómez por su oportuna y desinteresada colaboración.

## Indice General

CAPITULO 1:	INTRODUCCION	1
1.1	Características Técnicas del Sistema Nacional Interconectado y del Sistema Eléctrico Quito	4
1.1.1	Sistema Nacional Interconectado	4
1.1.1.1	Sistema de Transmisión	4
1.1.1.2	Generación	5
1.1.1.3	Empresas Eléctricas	6
1.1.1.4	Indicadores del Sector Eléctrico Ecuatoriano	6
1.1.1.5	La Operación del SNI en las Condiciones Actuales	7
1.1.2	Sistema Eléctrico Quito	7
1.1.2.1	Generación	8
1.1.2.2	Subtransmisión	8
1.1.2.3	Subestaciones	9
1.1.2.4	Distribución	9
1.2	Descripción de la Operación Actual del SEQ	9
1.2.1	Descripción del Esquema Operativo Actual del SEQ	10
1.2.2	Metodología de la Operación de la Red Generación-Subtransmisión	12
CAPITULO 2:	METODOLOGIA	17
2.1	Técnicas de Optimización del Predespacho de Potencia	17
2.1.1	Introducción	17
2.1.2	Criterio de la Máxima Eficiencia	18

2.1.3	Criterio del Mínimo Consumo Específico	18
2.1.4	Costos Incrementales Iguales	19
2.1.5	Coordinación Hidrotérmica	19
2.1.6	Programación Lineal	23
2.1.7	Programación Dinámica	23
2.2	Aplicación de la Programación Dinámica	24
2.2.1	Desarrollo Matemático	24
2.2.2	Esquema Computacional	26
2.2.3	Aplicación de la Programación Dinámica a un Problema de Transporte	32
2.2.4	Ejemplo de Despacho Económico para Sistemas Térmicos usando Programación Dinámica	36
CAPITULO 3: MODELACION		40
3.1	Modelo de las Plantas Generadoras	40
3.1.1	Modelo de Plantas Hidroeléctricas	40
3.1.2	Modelo de Plantas Térmicas	44
3.2	Modelo de Reservorios	50
3.2.1	Una Planta Hidráulica con Reservorio	50
3.2.2	Plantas Hidroeléctricas Múltiples	53
3.3	Modelo de Energía Comprada al SNI	55
3.3.1	Forma de Aplicación de los Cargos Tarifarios	55
3.3.2	Programación Operativa	57
3.3.3	Potencia Contratada	57
3.4	Integración de los Modelos	58
CAPITULO 4: APLICACION A LA EMPRESA ELECTRICA QUITO		65
4.1	Introducción	65

4.2	Información Histórica de la Demanda	69
4.3	Sistema Tarifario Vigente	70
4.3.1	Cargos Tarifarios Nominales para el SNI	70
4.3.1.1	Nivel de voltaje de Entrega: 46 - 69 KV	70
4.3.1.2	Nivel de Voltaje de Entrega: 138 KV	71
4.3.2	Demanda Facturable	71
4.3.2.1	Límite Superior de la Demanda Facturable	71
4.3.2.2	Límite Inferior de la Demanda Facturable	72
4.3.3	Modificación de la Potencia Contratada y Recargo por Exceso de Potencia	72
4.3.4	Reajuste de la Demanda Facturable	72
4.3.5	Suministro de Energía de Sustitución	73
4.3.5.1	Suministro de Energía de Sustitución durante las Horas de Demanda Máxima	73
4.3.5.2	Suministro de Energía de Sustitución durante las Horas de Demanda Media	74
4.3.6	Resumen del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctricas entre el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y la Empresa Eléctrica Quito	75
4.4	Predespacho Hidrotérmico para Varias Condiciones de Demanda	79
4.4.1	Predespacho para Temporada Normal	79
4.4.2	Despacho para Emergencia Energética	87
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		94
ANEXO A: MANUAL DEL USUARIO		97
A.1	Programa CH	97
A.2	Programa DT	100
A.3	Programa DESPACHO	102
A.4	Ejemplo	103

ANEXO B:	MANUAL DEL PROGRAMADOR	110
B.1	Estructura del Programa	110
B.2	Diagramas Funcionales	112
ANEXO C:	CARACTERISTICAS ENTRADA-SALIDA DE UNIDADES TERMICAS	119
C.1	Introducción	119
C.2	Funciones Entrada-Salida de las Unidades del SNI	119
ANEXO D:	RESULTADOS	121
D.1	Condiciones Normales	123
D.2	Condiciones de Emergencia Energética	125
REFERENCIAS		127

## CAPITULO 1: INTRODUCCION

El objetivo de esta tesis es desarrollar un programa digital que realice el predespacho de potencia de las unidades de generación, tanto hidráulicas como térmicas, para empresas eléctricas de distribución, utilizando la técnica de programación dinámica de aproximaciones sucesivas.

El predespacho de potencia trata de solucionar el problema de corto plazo de cómo asignar las cargas a las unidades de generación, definir los niveles de potencia y energía a ser contratadas a sistemas vecinos para satisfacer las diferentes condiciones diarias de carga al mínimo costo.

Habiendo determinado la potencia a ser generada por las centrales del sistema en conjunto para cada hora del día, se puede obtener lo siguiente: número y tipo de unidades que van a ser encendidas y conectadas al sistema para satisfacer la demanda en intervalos horarios; requerimientos de combustibles (tipo y cantidad) con fines de abastecimiento de los mismos; operación de reservorios en el caso de que existan; definición de planes de mantenimiento de las unidades; y, determinación de los costos de operación. Dependiendo de los niveles de los reservorios y los caudales de los ríos, se puede determinar qué unidades van a ser incluidas en el despacho.

Se considerará dentro del proceso de optimización que una parte de la energía consumida por una empresa de distribución es comprada a un suministrador principal de



potencia. Es importante considerar los esquemas tarifarios con el fin de que la empresa eléctrica compre la potencia y la energía en condiciones económicas óptimas, por lo que se considerará el pliego tarifario en conjunto con las unidades hidráulicas y térmicas para la modelación.

Debido a que el predespacho de potencia representa un problema de planeamiento de corto plazo, todas las centrales de generación, incluyendo la interconexión, se asumirán conectadas a un único nodo de demanda.

Se ha escogido la Programación Dinámica por la versatilidad que brinda a la solución del problema de la coordinación hidrotérmica, la inclusión de restricciones, limitaciones y las imposiciones contractuales sobre potencia y energía compradas.

Siendo el predespacho una modelación predictiva se utilizará como datos de entrada las curvas históricas diarias de carga del sistema.

El programa se desarrollará para computador personal, el mismo que será altamente aplicable y transportable a cualquier sistema de distribución con energías propia y comprada.

El estudio realizado se aplicará al Sistema Eléctrico Quito (SEQ) con datos y condiciones de funcionamiento obtenidas de los registros históricos de operación de la Empresa Eléctrica Quito. Posteriormente se hará un análisis de los resultados y se obtendrán las respectivas conclusiones y recomendaciones.

En el capítulo 1, se hará referencia a las características técnicas y operativas del Sistema Nacional Interconectado y del Sistema Eléctrico Quito.

En el capítulo 2, se describirán los métodos usados para minimizar el costo de producción de energía eléctrica; se formulará el método de la programación dinámica de una forma general y se aplicará para el caso de un sistema formado únicamente por unidades térmicas.

En el capítulo 3 se presentará la modelación de cada uno de los elementos del sistema: reservorios, unidades térmicas e hidráulicas, interconexión y carga del sistema.

En el capítulo 4 se realiza una aplicación del método desarrollado al Sistema Eléctrico Quito para condiciones normales de hidrología y condiciones de emergencia.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo realizado.

Además se han incluido anexos que ayudan a la mejor comprensión del programa desarrollado, como son: manual del usuario y manual del programador. También se ha incluido un anexo que explica un método para obtener la función de costos de unidades térmicas basado en los costos de combustibles, lubricantes, repuestos, químicos y varios.

## 1.1 Características Técnicas del Sistema Nacional Interconectado y del Sistema Eléctrico Quito

### 1.1.1 Sistema Nacional Interconectado [1]

En la actualidad el suministro de energía eléctrica es realizado por INECEL y 18 empresas eléctricas.

La operación de las centrales de generación y del sistema de transmisión que cubre todo el país, al que se lo denomina Sistema Nacional Interconectado (SNI), se halla a cargo del INECEL, en tanto que la distribución y comercialización de la energía ha sido encargada a las Empresas Eléctricas.

#### 1.1.1.1 Sistema de Transmisión

El SNI entrega actualmente energía a las empresas a través del Sistema de Transmisión que une las diferentes centrales del SNI con los distintos centros de consumo. La conformación actual de la red troncal es el anillo de 230 KV. Este anillo está constituido por líneas de doble circuito que enlaza las subestaciones de Paute (Molino), Milagro, Pascuales, Quevedo, Sto. Domingo, Sta. Rosa, Totoras y Riobamba. De estas subestaciones salen alimentaciones radiales de 138 KV a las distintas empresas. Las subestaciones de entrega a las empresas son generalmente de 138/69 KV con excepción de la E.E. Quito en la que las subestaciones son de 138/46 KV ; en Riobamba y Milagro son de 238/69 KV. La expansión a nivel de subtransmisión en los dos grandes centros de consumo (Quito y Guayaquil), se está planificando a nivel de 138 KV, pero generalmente las redes de

cubrimiento de las empresas empiezan con sistemas de subtransmisión y distribución con niveles de voltaje de 69 KV hacia abajo. A sus respectivos sistemas de subtransmisión, se conectan las centrales generadoras de su propiedad que a la presente fecha continúan siendo parte importante dentro de la capacidad generadora total del país.

#### 1.1.1.2 Generación

En la actualidad el país cuenta con una capacidad de generación aproximada de 2387 MW (INECEL + Empresas Eléctricas), de los cuales 37.4% constituyen generación termoeléctrica. El SNI (INECEL) dispone de 1687 MW (70.6% del total) distribuidos en las siguientes centrales de generación (Cuadro 1.1).

Cuadro 1.1 Características de las Centrales de Generación del SNI

CENTRAL	TIPO (*)	No. UNIDADES (idénticas)	TOTAL MW
Guangopolo	D	6	31.0
Pucará	H	2	70.0
G. Zevallos	V	2	146.0
G. Zevallos	G	1	26.0
Santa Rosa	G	3	51.0
Esmeraldas	V	1	132.0
Paute	H	10	1075.0
Agoyán	H	2	156.0

(\*) D: Diesel  
 H: Hidráulica  
 V: Vapor  
 G: Gas

Para 1995 el SNI podría incrementar ostensiblemente los recursos de generación totalizando 1905 MW, de los cuales un 80.3% serían de origen hidroeléctrico constituyéndose prácticamente en el ente de generación total del país. A partir de la década de 1980 las

empresas no han incrementado su parque generador.

El INECEL tiene planificado en el mediano plazo la construcción de los siguientes proyectos hidroeléctricos: Daule-Peripa 130 MW (2 unidades) y Faute-Mazar 174 MW (2 unidades).

#### 1.1.1.3 Empresas Eléctricas

En la actualidad todas las Empresas Eléctricas del país se hallan interconectadas a través del SNI.

Las Empresas Eléctricas más importantes son las que dan servicio a las ciudades de Quito y Guayaquil con el 57.96% del consumo del país, respectivamente, durante 1992. Quito es servida por la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y Guayaquil por la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC).

Las demás empresas presentan demandas menores a EMELEC y EEQSA, indicándose que la que sigue en importancia es la que sirve a la ciudad de Cuenca.

#### 1.1.1.4 Indicadores del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Los índices alcanzados al 31 de diciembre de 1991 en el sector eléctrico son:

Población servida	6'694.000 hab.
Energía generada (INECEL + Empresas)	5622 GWH
Potencia instalada (INECEL + Empresas)	1812 MW
Demanda máxima	1047 MW
Potencia instalada / habitante	178 W

Energía anual generada / habitante	551 KWH
Número de abonados	1'222.000

#### 1.1.1.5 La Operación del SNI en las Condiciones Actuales

Las actividades inherentes a Despacho de Carga se realizan desde la subestación Santa Rosa en coordinación con las oficinas centrales en la Dirección de Operación del SNI.

Sus responsabilidades son las siguientes:

- Supervisión de red.
- Control supervisorio.
- Control de generación.
- Seguridad y control de voltaje.
- Archivo de información.
- Planificación operativa y análisis operacional.
- Coordinación de la restauración del servicio.
- Procedimiento para la ejecución de trabajos en instalaciones en servicio.

#### 1.1.2 Sistema Eléctrico Quito [2]

El servicio eléctrico al SEQ está dado en concesión monopólica a la EEQ.

La EEQ es una empresa de derecho privado, cuya finalidad es la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

#### 1.1.2.1 Generación

El SEQ tiene una capacidad total instalada de generación propia de 141.4 MW, lo que significa una disponibilidad real al pico en condiciones hidrológicas buenas (más de 12 m<sup>3</sup>/seg) de 103.9 MW.

La generación de las centrales de la EEQ cubrió en el año 1991, el 20.14% de la demanda de la energía, el 78.94% se compró al SNI y a las centrales pequeñas de propiedad de HCJB y al Concejo Municipal de Machachi, el 0.92%. La capacidad instalada de transformación en los puntos de entrega del SNI al SEQ es de 292.2 MVA.

#### 1.1.2.2 Subtransmisión

El sistema de subtransmisión opera a 46 KV, tiene una configuración en anillo. Casi la totalidad de las líneas están construidas con conductor ACSR de 477 MCM, considerando que todas las líneas del sistema son cortas, la capacidad de conducción de las mismas depende básicamente de su límite térmico, por lo tanto el sistema de subtransmisión, en lo que a nivel de voltaje se refiere, tiene una capacidad de 53 MVA.

A partir de abril del año 1987 se encuentran en operación los primeros 25 Km del anillo del 138 KV, las líneas que lo conforman son de doble circuito y con conductor ACSR de 636 MCM.

A la presente fecha se encuentran en servicio 142.27 Km de las líneas de subtransmisión a 46 KV y 28 Km de líneas a 138 KV.

### 1.1.2.3 Subestaciones

En las subestaciones de interconexión con INECEL se dispone de 292.2 MVA de capacidad instalada. En el cuadro 1.2 se presentan los detalles de esta información.

Cuadro 1.2 Características de las Subestaciones de Interconexión del SEQ

SUBESTACION	CAPACIDAD [MVA]	RELACION DE TRANSFORMACION
Santa Rosa	75.0	138/46/13.8
Vicentina	90.0	138/46/13.8
Selva Alegre	100.0	138/46/6.3
Guangopolo	27.2	138/13.8

### 1.1.2.4 Distribución

La capacidad instalada en subestaciones de distribución es de 448.5 MVA. El sistema de distribución opera a 3 niveles de voltaje: 22.8, 13.8 y 6.3 KV; los alimentadores primarios de distribución son de tipo radial y en un alto porcentaje de construcción tipo área, se han instalado 26 subestaciones de distribución desde las cuales se alimenta a alrededor de 100 alimentadores primarios. Al mes de diciembre de 1988 se tenían 3.085 Km de redes primarias de medio voltaje, 705 MVA de capacidad instalada en transformadores de distribución y 4.088 Km de red de distribución secundaria, que opera a los siguientes niveles de voltaje: 220/127 o 240/120 voltios.

## 1.2 Descripción de la Operación Actual del SEQ [2]

El SEQ se ha dividido para fines de operación en dos



áreas, la primera corresponde a la red de generación-subtransmisión, y la segunda a la red de distribución. Esta dos redes mantienen independencia operativa en lo referente a la actuación sobre los elementos y componentes de su red.

Administrativamente corresponde la operación de la red de generación-subtransmisión a la Dirección Técnica, y la red de distribución a la Dirección de Distribución.

Para el presente estudio, es importante únicamente la red de generación.

La red de generación comprende las siguientes instalaciones:

- Centrales de generación propias de la EEQ.
- Subestaciones de interconexión.

#### 1.2.1 Descripción del Esquema Operativo Actual del SEQ

La organización de la operación del SEQ se divide en tres etapas: Planificación operativa, operación en tiempo real y análisis post-operativo. A continuación se detalla la subdivisión de funciones entre las diferentes áreas involucradas, y se describe la metodología empleada. Este procedimiento se lo seguirá para las dos redes definidas anteriormente.

##### a. Planificación Operativa

- Programación operativa anual del SEQ, elaborada

conjuntamente con la División de Planificación de la EEQ y con la Dirección Operativa del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI).

- Programación operativa diaria: predespacho de potencia.
- Programación de las maniobras de operación para labores de mantenimiento de los diferentes elementos de la red.

#### b. Operación

Balance carga-generación determinada por las siguientes actividades:

- Supervisión de la potencia activa y reactiva, entregada por el SNI en los puntos de interconexión (frecuencia horaria).
- Asignación de las potencias de generación a las diferentes unidades de las centrales hidráulicas y térmicas de acuerdo al programa de predespacho, a la demanda real y a las condiciones hidrológicas, caudal y nivel de reservorios (frecuencia horaria).
- Seguimiento a los niveles en los reservorios de Guangopolo y Cumbayá de acuerdo al predespacho (frecuencia horaria).

#### c. Análisis Post-Operativo y Reportes

Se realizan informes de fallas de la red de generación-

subtransmisión. En cuanto a informes, se elaboran informes estadísticos de la hidrología del río San Pedro, reportes de operación diarios, mensuales, y anuales.

### 1.2.2 Metodología de la Operación de la Red Generación-Subtransmisión

Las funciones de planificación operativa y análisis post-operativo las ejecuta la Dirección Técnica a través de la División de Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, y en especial de una de sus áreas: Despacho de Carga.

Las labores de supervisión, monitoreo y envío de las ordenes de control las ejecuta igualmente Despacho de Carga.

La adquisición de la información (horaria) y la ejecución de las maniobras de las acciones de control se la realiza en las subestaciones (personal de la División de Operación y Mantenimiento) y en la centrales de generación (personal de la División de Generación).

#### a. Metodología de la Planificación Operativa

La programación operativa anual a nivel de la Dirección Técnica la realiza Despacho de Carga, la predicción de la potencia y energía requerida es calculada en función de las tasas de crecimiento histórico de una serie de entre 5 a 10 años. La programación mensual igualmente se la realiza en función de los valores históricos.

Los criterios económicos para cubrir la demanda de energía utilizados son:

- Costo variable de la energía hidráulica propia.
- Costo de la energía comprada al SNI definido por las condiciones establecidas en el pliego tarifario vigente, diseñado para disminuir el precio en función del incremento del factor de carga de compra.
- Costo variable de la energía proveniente de las centrales térmicas, en el que se incluye los costos de combustibles, lubricantes, químicos, repuestos y costo de la mano de obra para la operación y mantenimiento.

Se analizan varios casos con diferentes aportes de generación térmica, adoptándose la alternativa más económica entre los casos estudiados. Este trabajo es utilizado como referencia para la operación y determinación del presupuesto correspondiente.

La programación operativa diaria se la hace considerando el balance carga-generación, sin realizar un proceso de optimización, debido a la falta de herramientas computacionales adecuadas. Sin embargo, se determinan la operación y la asignación de carga a las fuentes de generación propia, aplicando los criterios determinados en la programación operativa anual.

La operación de las centrales en función de su capacidad de regulación es la siguiente: Los Chillos y Pasochoa

operan como centrales de paso, dependientes de la potencia instantánea del caudal de los ríos; Guangopolo, Cumbayá y Nayón operan como centrales de pico entre las 10h00 y 12h00 (pico industrial) y entre las 18h00 y 21h00 (pico del sistema).

Las unidades de las centrales térmicas operan con carga fija a niveles máximos, debido a restricciones operativas por períodos mayores a las 6 horas diarias.

#### **b. Metodología de la Operación**

En primer lugar se analiza la metodología utilizada para las funciones de adquisición de datos y operación de los diferentes elementos de las centrales de generación y subestaciones. En las instalaciones mencionadas se dispone de personal encargado de adquirir la información analógica (voltajes, flujos de potencia en las líneas, potencias generadas por las unidades) y la información digital sobre el estado de los disyuntores, seccionadores, actuación de los relés y alarmas.

La información recibida en despacho desde las instalaciones en las que tiene personal permanente de operación, a través de comunicación por radio, es la siguiente:

##### Con una frecuencia horaria

- Centrales de generación: potencia activa y reactiva generada, voltaje de salida; en el caso de la central de Cumbayá el nivel del reservorio, y de la Central Guangopolo Hidráulica el caudal del río San

Pedro y el nivel de su reservorio.

- Despacho INECEL: entrega de potencia activa y reactiva en cada uno de los tres puntos de interconexión, y voltajes en las barras de la subestaciones.

#### Con una Frecuencia Diaria

- Centrales de generación: lectura de medidores de energía de cada una de las unidades y del consumo interno de la subestación.
- Subestaciones de seccionamiento de interconexión en el SNI: lectura de medidores de energía de la entrega, valores máximo y mínimo de corrientes en los transformadores y en las líneas que salen de la subestación.
- Despacho INECEL: lectura de medidores de energía de la entrega a la EEQ.

La información de las variables analógicas se recoge y registra sobre formularios cada hora.

La información digital de estado se adquiere cada vez que ocurre un cambio.

El personal disponible en forma permanente realiza las acciones de control sobre los diferente equipos en las instalaciones bajo su responsabilidad.

Con la información recibida de INECEL se controla que el

total de la potencia activa entregada por el SNI no supere el valor de la potencia contratada y que el factor de potencia no sea menor a 0.9 (exigencia contractual de venta del SNI a la EEQ).

La información del nivel del reservorio y del caudal del río San Pedro que se recibe de la Central Guangopolo, se la utiliza para comparar con los valores calculados en el predespacho de carga.

En caso de ser necesario se reasigna la carga entre las diferentes unidades de generación, para corregir las desviaciones que se hayan presentado.

La información del caudal del río San Pedro y de los niveles de los reservorios se recibe cada hora; esto se debe a que no se realiza una predicción horaria de los niveles de los reservorios y debido a la falta de información confiable, pues no se dispone de los equipos de medición adecuados. En ocasiones se producen pequeños desperdicios de agua por desbordes, pérdidas que serían controladas si se dispusiera de una herramienta adecuada para administrar este recurso.

## CAPITULO 2: METODOLOGIA

En este capítulo se realiza una revisión general de los métodos tradicionalmente utilizados para minimizar el costo de producción de energía eléctrica. Estos métodos se basan en reglas heurísticas dadas a los operadores del sistema, o en las características físicas de las unidades generadoras.

Se concluirá con una presentación detallada de la Programación Dinámica y su aplicación al problema de programación óptima de potencia de unidades térmicas.

### 2.1 Técnicas de Optimización del Predespacho de Potencia

#### 2.1.1 Introducción

En un sistema de potencia para la obtención de un beneficio sobre el capital invertido y la gestión de servicio es muy importante un funcionamiento adecuado de las unidades de generación. Las tarifas fijadas por los organismos reguladores y la importancia de la conservación de los combustibles fósiles ejercen una gran presión sobre las compañías que han de tratar de lograr una eficiencia máxima de explotación y mejorarla continuamente para mantener una relación razonable entre lo que paga el consumidor por kilovatio-hora y lo que le cuesta a la compañía su suministro, frente a los precios constantemente crecientes de combustibles, mano de obra, materiales y mantenimiento. [3]



El desarrollo de la ingeniería ha permitido un aumento notable del rendimiento de calderas, turbinas y generadores. El mejoramiento continuo hace que cada nueva unidad añadida a una central térmica, trabaje con mejor rendimiento que cualquiera de las viejas.

Al operar un sistema para una condición dada de carga, debe determinarse la contribución de cada central o planta generadora y, dentro de cada una de éstas, la de cada unidad, de forma que el costo de la energía suministrada sea mínimo.

#### 2.1.2 Criterio de la Máxima Eficiencia [3]

El primer método de reducir al mínimo el costo de producción consistía en suministrar energía para pequeñas cargas desde la central con mayor eficiencia. Con el crecimiento de la demanda, la energía debía ser suministrada por varias centrales empezando con la central de mayor eficiencia hasta alcanzar el punto óptimo de generación. Al seguir subiendo la carga, había que comenzar a suministrar al sistema desde la segunda central de mayor eficiencia, no entrando la tercera hasta sobrepasar el punto de eficiencia óptimo de la segunda.

#### 2.1.3 Criterio del Mínimo Consumo Específico

Otro método consistía en suministrar energía desde la unidad más eficiente hasta que alcance su punto de menor consumo específico; luego, al aumentar la demanda se cargaba la siguiente unidad de mayor eficiencia hasta su punto de menor consumo específico. Este procedimiento

se seguía con el resto de unidades del sistema. Se asumía que el sistema disponía del suficiente número de unidades.

Aun despreciando las pérdidas por transmisión, estos métodos fallaban en la reducción del costo al mínimo.

#### 2.1.4 Costos Incrementales Iguales [4]

Este método de minimización del costo de producción de energía eléctrica se basa en hacer funcionar a cada unidad de generación a una potencia a la cual su costo incremental sea igual al de las otras unidades.

De esta forma, los generadores funcionan en modo mínimo, modo máximo o modo coordinado.

Este problema puede ser enfrentado usando cálculos basados en el uso de la función de Lagrange.

#### 2.1.5 Coordinación Hidrotérmica [4]

La coordinación sistemática de la operación de un sistema de plantas de generación hidroeléctricas es usualmente más compleja que el despacho de un sistema de plantas de generación exclusivamente térmicas. Las plantas hidroeléctricas pueden estar acopladas tanto eléctricamente (todas van a servir la misma carga) como hidráulicamente (la descarga de agua de una planta puede ser una importante afluencia para otra u otras plantas ubicadas aguas abajo).

No existen dos sistemas hidroeléctricos iguales debido a

naturales disparidades en las vertientes, las compuertas usadas para controlar el flujo de las aguas, y la gran cantidad de diferencias en los parámetros que intervienen en la operación de sistemas hidroeléctricos.

En la coordinación hidrotérmica se asigna una cierta cantidad de agua que será usada por las unidades hidráulicas tal que se minimice el costo de funcionamiento de las unidades térmicas.

El problema propuesto, sin perder generalidad, consiste de un sistema térmico representado por una unidad equivalente  $P_{\theta}$ , y una sola unidad hidráulica  $P_H$  (ver figura 2.1). Se supone que la planta hidráulica no es suficiente para abastecer toda la carga demandada durante el período y que hay un volumen total máximo de agua que debería ser descargado a lo largo del período  $T_{\max}$  horas.

Además, se asume que toda el agua que escapa y se derrama por encima del reservorio  $s_j$  es cero. La única restricción hidráulica que se impone inicialmente es que el volumen total de agua descargada sea exactamente el definido. Por consiguiente, el planteo matemático del problema es como sigue:

Problema:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F_j \quad \text{Costo térmico total.}$$

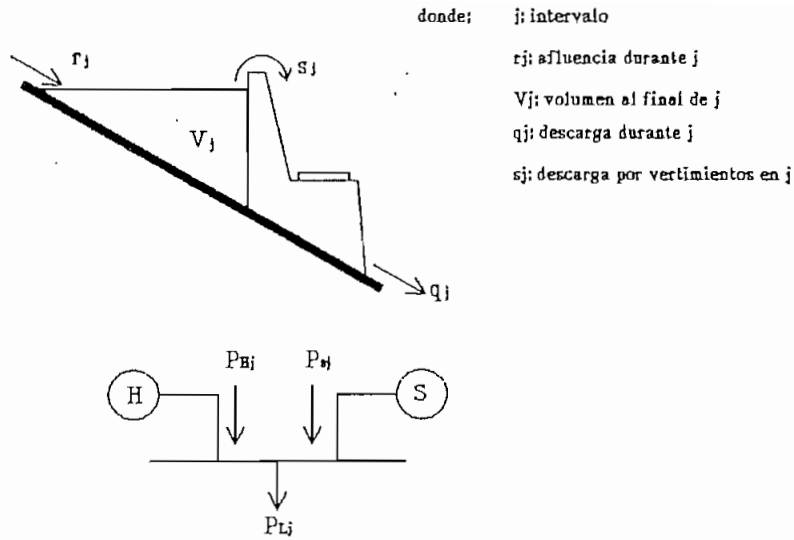


Figura 2.1 Parámetros hidráulicos de un sistema hidrotérmico

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j = q_{TOT} \quad \text{Total de agua turbinada.}$$

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

Donde:

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j = T_{\max} \quad n_j = \text{longitud del } j\text{-ésimo intervalo.}$$

Se considera cargas constantes para cada intervalo. Otras restricciones podrían ser impuestas, tales como:

$$V_{j=0} = V_S \quad \text{Volumen inicial.}$$

$$V_{j=j_{\max}} = V_E \quad \text{Volumen final.}$$

$$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max} \quad \text{Flujos límites para } j = 1, \dots, j_{\max}.$$

Se asume también que la altura de la caída de agua es constante y que la característica  $q$  versus  $P$  es disponible, de modo que:

$$q = q(P_H)$$

La función de LaGrange es:

$$\mathcal{L} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [ n_j F(P_{Sj}) + \lambda_j ( P_{Lj} - P_{Hj} - P_{Sj} ) ] + \gamma [ \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j(P_{Hj}) - q_{TOT} ]$$

Si se incluye las pérdidas en la red, entonces a cada hora,

$$P_{Lj} + P_{loss j} - P_{Hj} - P_{Sj} = 0$$

la función de LaGrange es:

$$\mathcal{L} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [ n_j F(P_{Sj}) + \lambda_j ( P_{Lj} + P_{lossj} - P_{Hj} - P_{Sj} ) ] + \gamma [ \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j(P_{Hj}) - q_{TOT} ]$$

La solución de este modelo matemático se la puede realizar usando el método de Lambda-Gamma iterativo o la técnica del gradiente. En ambos casos, la convergencia de la solución óptima puede ser lenta. Por estas

razones, la optimización se hace mediante programación lineal o mediante programación dinámica.

#### 2.1.6 Programación Lineal

La programación lineal es una técnica matemática cuyo objetivo es la optimización económica de recursos limitados. El término lineal indica que una de las hipótesis fundamentales del modelo es la proporcionalidad constante en el consumo de recursos y en los costos. Por esta razón los costos deben ser costos directos y no incluir costos fijos.

La mayor dificultad en el uso de la programación lineal reside en formular el modelo en forma exacta y completa. A pesar de estas dificultades, la programación lineal es una técnica que aunque se elabore con aproximaciones y de un modo a veces incompleto, alcanza resultados consistentemente mejores que los obtenidos con decisiones intuitivas que en la mayoría de los casos son incompletas y escasamente deductivas. [5]

#### 2.1.7 Programación Dinámica [6]

El uso del cálculo, que es una herramienta muy poderosa y versátil, no es satisfactorio en el tratamiento de problemas de optimización. En muchos casos es completamente inaplicable, y en otros casos puede llevar a conseguir resultados incorrectos.

La aplicación de métodos digitales para resolver una gran variedad de problemas de optimización dinámica y de control, llevaron al desarrollo de la programación

dinámica (PD). Esta técnica es utilizada en la solución de una variedad de problemas y pueden reducir grandemente el esfuerzo computacional en el propósito de hallar trayectorias óptimas o planes de control.

El fundamento teórico matemático, basado en el cálculo variacional, es algo difícil. Sin embargo, las aplicaciones no lo son; tal es así que ellas dependen del deseo de expresar el problema de optimización en los términos apropiados para la formulación de la DP.

## 2.2 Aplicación de la Programación Dinámica

### 2.2.1 Desarrollo Matemático [6]

Para tratar el problema particular de minimizar la función

$$R(x_1, x_2, \dots, x_N) = g_1(x_1) + g_2(x_2) + \dots + g_N(x_N)$$

definida en la región  $x_i \geq 0$ , y:

$$\sum_{i=1}^N x_i = x$$

se le asocia dentro de una familia de procesos de asignación. En lugar de considerar una cantidad particular de recursos y un número dado de actividades, se considera a la familia entera de tales problemas en la cual  $x$  podría asumir cualquier valor positivo y  $N$  cualquier valor entero.

Primero, una cantidad de recursos se asigna a la  $N$ -ésima

actividad, luego, a la actividad (N-1)-ésima, y así sucesivamente. Visto de esta forma, se tiene un proceso dinámico de asignación.

Antes de la minimización de  $R(x_1, x_2, \dots, x_N)$  sobre la región designada dependiente de  $x$  y  $N$ , se marca esta dependencia específica introduciendo la secuencia de funciones  $\{f_N(x)\}$  definida por:

$$f_N(x) = \min_{\{x_i\}} [R(x_1, x_2, \dots, x_N)]; \quad N = 1, 2, \dots; \quad x \geq 0$$

La función  $f_N(x)$  es entonces el retorno óptimo de una localización de  $x$  recursos a  $N$  actividades. En dos casos particulares, los elementos de la secuencia  $\{f_N(x)\}$  asume valores simples. Primero está claro que,

$$f_N(0) = 0, \quad N = 1, 2, \dots$$

siempre que se cumpla que  $g_i(0) = 0$  para cada  $i$ , y segundo cuando

$$f_1(x) = g_1(x), \quad \text{para } x \geq 0 \quad (2.1)$$

Para obtener una relación de recurrencia que involucre a  $f_N(x)$  y a  $f_{N-1}(x)$  para cualquier valor de  $N$  y  $x$ , se procede de la siguiente forma. Sea  $x_N$ ,  $0 \leq x_N \leq x$ , la localización hecha para la  $N$ -ésima actividad. Entonces, sin tomar en cuenta el valor preciso de  $x_N$ , se sabe que la cantidad remanente de recursos,  $x - x_N$ , se usará para obtener un retorno máximo de las restantes  $(N - 1)$  actividades.

Debido a que este retorno óptimo para las  $(N - 1)$



actividades partiendo con la cantidad  $x - x_N$  es, por definición,  $f_{N-1}(x - x_N)$ , se ve que la localización inicial de  $x_N$  para la  $N$ -ésima actividad resulta de un retorno total dado por

$$g_N(x_N) + f_{N-1}(x - x_N)$$

de un proceso de  $N$  actividades.

Una opción óptima de  $x_N$  es obviamente una que minimice esta función.

De esta forma, se obtiene la relación funcional básica:

$$f_N(x) = \min_{\{x_N\}} [g_N(x_N) + f_{N-1}(x - x_N)], \quad (2.2)$$

para  $N = 2, 3, \dots$ ,  $0 \leq x_N \leq x$ ,  $x \geq 0$ , y  $f_1(x)$  determinado por (2.1).

### 2.2.2 Esquema Computacional [6]

Es ciertamente imposible tabular todos los valores de una función, o aun cualquier grupo finito muy largo de valores. Consecuentemente, se debe usar algún tipo de interpolación, esquema que permite engendrar un valor a partir de otros valores cuidadosamente escogidos.

Esta es una pequeña sofisticación involucrada en la selección de valores, los cuales deberán tabularse para representar la función. Experiencia, requerimiento de memoria, requerimiento de precisión, y costo de tiempo de ejecución son los principales parámetros tomados en cuenta para la selección del método a usarse.

Para representar todo el grupo de valores de  $f_N(x)$  en el intervalo  $[0, x_0]$  se hará uso de los valores contenidos en un conjunto de valores de la forma:

$$x = 0, \Delta, 2\Delta, \dots, R\Delta = x_0.$$

Cada elemento de la secuencia  $\{f_N(x)\}$  se evalúa y tabula para cada uno de estos puntos y solo para estos puntos.

Los valores tomados por  $f_N(x)$  para valores de  $x$  no contenidos en este conjunto de puntos, serán obtenidos mediante interpolación. El tipo de interpolación a usarse depende de la precisión que se desee obtener y del tiempo que tome conseguir dicha precisión.

Si:

$$k\Delta < x < (k+1)\Delta,$$

el valor más simple aproximado de  $f_N(x)$  se obtiene mediante:

$$f_N(x) = f_N(k\Delta).$$

La siguiente más simple aproximación está dada mediante la fórmula de interpolación lineal:

$$f_N(x) = f_N(k\Delta) + (x - k\Delta)[f_N((k+1)\Delta) - f_N(k\Delta)]/\Delta$$

Cuando  $N = 1$ , la función  $f_1(x)$  es determinada inmediatamente mediante la relación:

$$f_1(x) = g_1(x).$$

El grupo de valores  $\{f_1(k\Delta)\}$ ,  $k=0,1,\dots,R$ , está al momento almacenado en la memoria del computador, con lo cual se está listo para calcular  $f_2(x)$  mediante la relación (2.2) con  $N = 2$ ,

$$f_2(x) = \min_{\{x_2\}} [g_2(x_2) + f_1(x - x_2)], \quad 0 \leq x_2 \leq x$$

donde  $x$  toma solamente los valores  $0, \Delta, 2\Delta, \dots, R\Delta$ . El intervalo continuo  $[0, x]$  es reemplazado por un intervalo discreto de valores. Consecuentemente, la expresión para  $f_2(x)$  es reemplazada por la relación aproximada:

$$f_2(x) = \min_{\{k\}} [g_2(k\Delta) + f_1(x - k\Delta)], \quad k=0,1,\dots,R.$$

La función  $g_2(x)$ , en la forma de la secuencia  $\{g_2(k\Delta)\}$ , ha sido almacenada en la memoria del computador. Para continuar con el proceso de minimización, el computador evalúa  $g_2(0) + f_1(x)$  y  $g_2(\Delta) + f_1(x - k\Delta)$  y entonces las compara, manteniendo la menor cantidad. El valor  $g_2(2\Delta) + f_1(x - 2\Delta)$  es así calculado y comparado con la menor cantidad previamente obtenida, entonces se retiene la menor cantidad resultante. Este proceso continua mientras  $k$  toma todos los valores permitidos. Este proceso da un  $f_2(x)$  para un valor particular de  $x$ .

En el transcurso de este proceso de búsqueda, el computador determina no solamente el valor de  $f_2(x)$  para cada  $x$ , sino también el valor de  $x_2$ , para el cual la función se minimiza.

Como este único valor dependerá de  $x$ , se lo denota por la función  $x_2(x)$ . Para cada valor de  $x$ , el computador

almacenará  $x_2(x)$  y  $f_2(x)$ .

Después de dos etapas de este proceso, se obtiene una tabla de valores tal como la siguiente:

x	$f_1(x)$	$x_1(x)$	$f_2(x)$	$x_2(x)$
0	---	---	---	---
$\Delta$	---	---	---	---
$2\Delta$	---	---	---	---
.				
.				
.				
$R\Delta$	---	---	---	---

En este caso,  $f_1(x) = g_1(x)$  y  $x_1(x) = x$ .

Esta tabla proporciona la solución al problema de minimización de dos etapas en el siguiente sentido. Dado un valor particular de  $x$ , se examina la tabla de valores de  $x_2(x)$  hasta que se encuentre el valor correspondiente de  $x_2$ .

Cuando este valor ha sido determinado, el problema se ha reducido a determinar la localización óptima en un proceso de una etapa con  $x - x_2(x)$  recursos, para la cual la solución es trivial.

Esta operación de búsqueda es realizada por el mismo computador. Continuando este proceso para  $N$  etapas, el resultado es que se puede obtener la solución una a una en la forma de la tabla precedente, o en la forma de las opciones de  $x_N, x_{N-1}, \dots, x_2, x_1$  asociadas con cada valor de  $x$ .

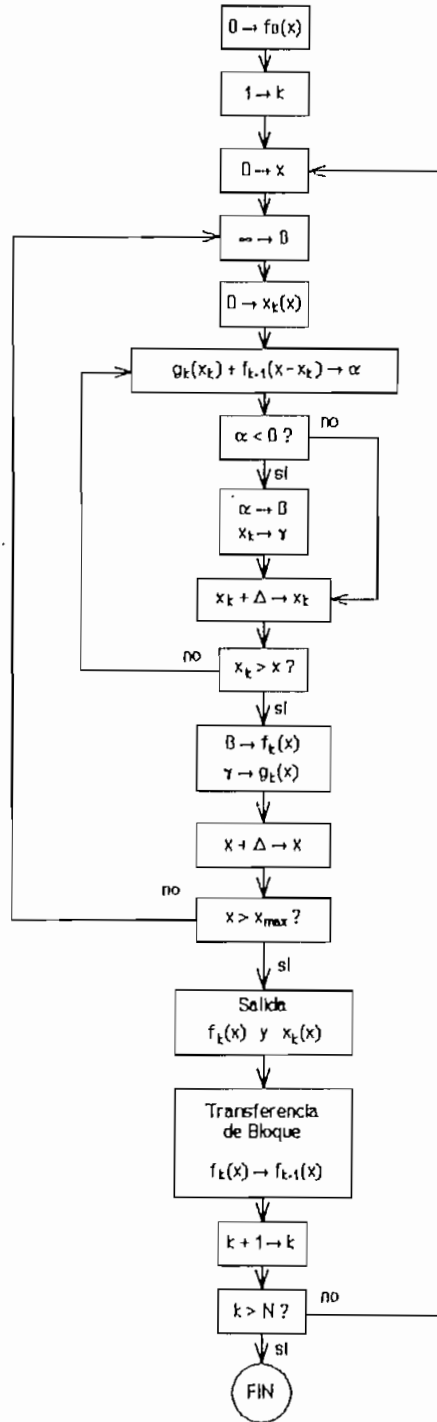


Figura 2.2 Caso General de Localizaciones

En la figura 2.2 se muestra el diagrama de flujo del proceso general de localizaciones para solución numérica.

En el transcurso de la solución, se han generado una serie de  $N$  tablas, cada una de las cuales proporciona el retorno total y la decisión del criterio inicial de un número fijo de actividades para un rango de recursos iniciales. El uso de esas tablas para determinar la solución de un problema particular (es decir, un número específico de actividades y un suministro inicial dado), constituye una segunda y diferente etapa de cálculo.

La observación básica es el hecho de que la última tabla genera la localización inicial óptima para un proceso que involucra  $N$  actividades, el cual determina el suministro inicial para problemas que involucran  $(N-1)$  actividades. Luego la penúltima tabla determina la segunda decisión óptima.

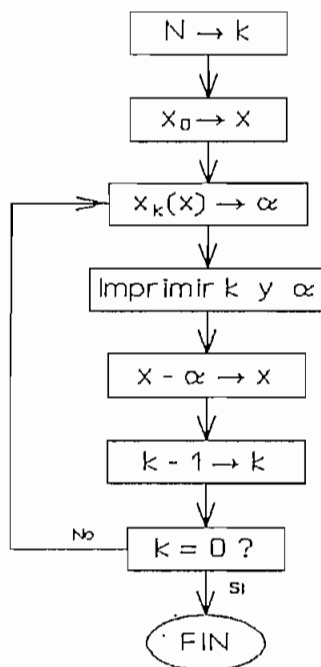


Figura 2.3 Obtención de la solución óptima de un problema particular

De esta manera, todas las tablas que contienen las

estrategias son procesadas en forma inversa a la que fueron calculadas. La única información usada en esta etapa es el grupo de tablas de estrategias  $\{x_k(x)\}$ . Las tablas de retorno  $\{f_k(x)\}$  fueron de vital importancia vital para la generación de la secuencia de resultados pero no son necesarias en esta segunda fase de cálculo.

En la figura 2.3 se presenta un diagrama de flujo para la segunda fase del proceso de localización.

### 2.2.3 Aplicación de la Programación Dinámica a un Problema de Transporte [4]

En la descripción de sistemas de potencia, la técnica de la DP ha sido desarrollada para

- Despacho económico de sistemas térmicos.
- Coordinación hidrotérmica.
- Programación de unidades (unit commitment).

A continuación se ilustra una aplicación de DP. En la figura 2.4 se representa el costo de transportarse desde el nodo A al nodo N. Los valores en los arcos son los costos para trasladarse desde el nodo donde parte el arco hasta el nodo donde termina el arco. El problema es hallar la ruta que signifique el mínimo costo para llegar desde A hasta N.

En la figura 2.4 se identifican las etapas I, II, III, IV, V. Al final de cada etapa se halla un grupo de nodos  $\{X_1\}$  a ser escogidos  $\{X_3\} = \{H, I, J, K\}$ . El símbolo  $V_a(X_1, X_{1+1})$  representa el costo de atravesar una etapa "a" y depende de las variables seleccionadas de los

grupos  $\{X_1\}$  y  $\{X_{i+1}\}$ . Esto es, el costo  $V_a$  depende de los nodos en donde empieza y donde termina. Finalmente,  $f_a(X_1)$  es el mínimo costo para permaneciendo en I, atravesar la etapa "a" hasta llegar a un nodo particular  $X_1$  ubicado al final de esa etapa, partiendo desde A. Los números en los círculos indican el mínimo costo.

$\{X_0\} : A$              $\{X_2\} : E, F, G$              $\{X_4\} : L, M$   
 $\{X_1\} : B, C, D$      $\{X_3\} : H, I, J, K$          $\{X_5\} : N$

$f_I(X_1) :$  El mínimo costo para la primera etapa es obviamente:

$$f_I(B) = V_I(A, B) = 5$$

$$f_I(C) = V_I(A, C) = 2$$

$$f_I(D) = V_I(A, D) = 3$$

$f_{II}(X_2) :$  El mínimo costo para las etapas I y II como una función de  $X_2$ :

$$f_{II}(E) = \text{Min}_{\{X_1\}} [f_I(X_1) + V_{II}(X_1, E)]$$

$$= \text{Min} [5+11, 2+8, 3+\infty] = 10$$

$$X_1 = B \quad = C \quad = D \quad X_1 = C$$

El costo al nodo D es infinito, ya que no hay una ruta desde D hacia E.

$$f_{II}(F) = \text{Min}_{\{X_1\}} [f_I(X_1) + V_{II}(X_1, F)] = \text{Min} [\infty, 6, 9] = 6; \quad X_1 = C$$

$$f_{II}(G) = \text{Min}_{\{X_1\}} [f_I(X_1) + V_{II}(X_1, G)] = \text{Min} [\infty, 11, 9] = 9; \quad X_1 = D$$



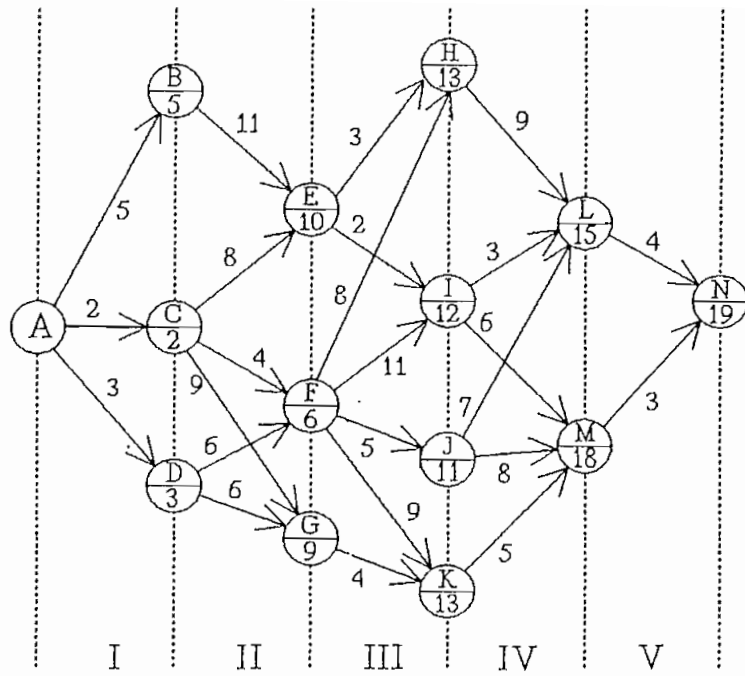


Figura 2.4 Mínimo costo en cada nodo (ejemplo DP)

Obteniéndose,

(X <sub>2</sub> )	E	F	G
f <sub>II</sub> (X <sub>2</sub> )	10	6	9
Ruta X <sub>0</sub> X <sub>1</sub>	AC	AC	AD

f<sub>III</sub>(X<sub>3</sub>) : Mínimo costo de las etapas I, II, y III como función de X<sub>3</sub>:

$$f_{III}(H) = \text{Min}_{\{x_2\}} [f_{II}(X_2) + V_{III}(X_2, H)] = \text{Min} [13, 14, \infty] \\ = 13 \\ X_2 = E$$

En general,

$$f_{III}(X_3) = \text{Min}_{\{x_2\}} [f_{II}(X_2) + V_{III}(X_2, X_3)]$$

Obteniéndose,

(X <sub>3</sub> )	H	I	J	K
f <sub>III</sub> (X <sub>3</sub> )	13	12	11	13
Ruta X <sub>0</sub> X <sub>1</sub> X <sub>2</sub>	ACE	ACE	ACF	ADG

f<sub>IV</sub> : Mínimo costo de las etapas I a la IV como función de X<sub>4</sub>:

$$f_{IV}(X_4) = \text{Min}_{\{X_3\}} [f_{III}(X_3) + V_{IV}(X_3, X_4)]$$

$$f_{IV}(L) = \text{Min} [13+9, 12+3, 11+7, 13+\infty] = 15; \quad X_3 = I$$

$$X_3 = H = I = J = K$$

$$f_{IV}(M) = \text{Min} [13+\infty, 12+6, 11+8, 13+5] = 18; \quad X_3 = I \text{ ó } K$$

$$X_3 = H = I = J = K$$

f<sub>V</sub> : Mínimo costo de las etapas I a la V como función de X<sub>5</sub>:

$$f_V(X_5) = \text{Min}_{\{X_4\}} [f_{IV}(X_4) + V_V(X_4, X_5)]$$

$$f_V(N) = \text{Min} [15+4, 18+3] = 19; \quad X_4 = L$$

$$X_4 = L = M$$

Por lo tanto, en base a lo realizado, la ruta del mínimo costo se encuentra como sigue:

<u>Etapa</u>	<u>{X<sub>i</sub>}</u>	<u>f<sub>i</sub></u>
1	B, <u>C</u> , D	5, <u>2</u> , 3
2	<u>E</u> , F, G	<u>10</u> , 6, 9
3	H, <u>I</u> , J, K	13, <u>12</u> , 11, 13
4	L, M	<u>15</u> , 18
5	<u>N</u>	<u>19</u>

#### 2.2.4 Ejemplo de Despacho Económico para Sistemas Térmicos usando Programación Dinámica

El problema de hallar el despacho económico para un sistema de unidades térmicas puede ser expresado de una forma tal que puede ser resuelto mediante los métodos de programación dinámica.

Se asume que:

1. Todas las unidades a ser consideradas, están en línea; esto es, el problema de la programación de las unidades (unit commitment) ha sido ya resuelto.
2. Las pérdidas son despreciables.
3. Es suficientemente satisfactorio hallar el despacho económico en pasos discretos de potencia antes que en pasos continuos. [4]

Llamando  $i$  al número de una unidad, se define:

$P_i$  Potencia en MW que se halla generando la unidad  $i$ .

$F_i(P_i)$  Costo por generar  $P_i$  MW con la unidad  $i$ .

$f_i(P_i)$  Costo óptimo, en una etapa, de suministrar una demanda de  $D$  MW con  $i$  unidades.

En cada etapa, la relación recursiva a ser usada para hallar la programación económica más óptima (o sea la estrategia de operación) es:

$$f_i = \text{Min}_{\{P_i\}} [f_{i-1}(D-P_i) + F_i(P_i)]$$

Para ilustrar el método, se aplicará a un sistema de tres unidades con los siguientes datos.

Tabla 2.1 Límites de Potencia

Unidad NO	Min MW	Max MW	Etapa NO
1	3	5	1
2	3	7	2
3	2	4	3

Los costos de producción para valores discretizados de potencia, en pasos de 1 MW están dados en la tabla 2.2. El costo infinito se asigna a potencias de salida que están fuera de los límites de generación de las unidades.

Tabla 2.2 Costos Operacionales

$P_1$ (MW)	$F_1$ (\$/MW)	$F_2$ (\$/MW)	$F_3$ (\$/MW)
0	0	0	0
1	$\infty$	$\infty$	$\infty$
2	$\infty$	$\infty$	21
3	21	22	29
4	28	28	37
5	35	34	$\infty$
6	$\infty$	40	$\infty$
7	$\infty$	46	$\infty$

La primera etapa, no es más que la tabla de costos operacionales de la primera unidad.

Tabla 2.3 Etapa 1: Despacho de Potencia con Una Unidad

D(MW)	$P_1$ (MW)	$f_1$	$P_1^*$
0	0	0	0
3	3	21	3
4	4	28	4
5	5	35	5

donde  $P_1^*$  es la potencia correspondiente al mínimo costo de generar  $P_1$  MW con  $i$  unidades.

Luego se procede a construir la etapa 2.

$$f_2(D) = \text{Min}_{\{P_2\}}[f_1(D-P_2) + F_2(P_2)]$$

Tabla 2.4 Etapa 2: Despacho de Potencia con Dos Unidades

D	P <sub>2</sub>						f <sub>2</sub>	P <sub>2</sub> *
	0	3	4	5	6	7		
0	0	∞	∞	∞	∞	∞	0	0
3	21	22	∞	∞	∞	∞	21	0
4	28	∞	28	∞	∞	∞	28	0 ó 4
5	35	∞	∞	34	∞	∞	34	5
6	∞	43	∞	∞	40	∞	40	6
7	∞	50	49	∞	∞	46	46	7
8	∞	57	56	55	∞	∞	55	5
9	∞	∞	63	62	61	∞	61	6
10	∞	∞	∞	69	68	67	67	7
11	∞	∞	∞	∞	75	74	74	7
12	∞	∞	∞	∞	∞	81	81	7

Las dos últimas columnas de la Tabla 2.4 representan el mínimo costo y la correspondiente potencia que debe generar la unidad 2.

Para tener una mejor precisión del despacho de potencia, se debería extender estas tablas en pasos más pequeños de acuerdo a la necesidad. Esto es posible si las funciones son suaves y convexas en la cercanía del punto óptimo. Caso contrario, el rango se debe cubrir con el paso más fino posible.

Para las tres máquinas, el mínimo costo se encuentra a partir de:

$$f_3(D) = \text{Min}_{\{P_3\}}[f_2(D-P_3) + F_3(P_3)]$$

Con el objeto de ejemplificar el despacho económico utilizando las tablas obtenidas, se pide encontrar la solución óptima para suministrar una demanda de 14 MW. De la tabla 2.5, se puede ver que para satisfacer una carga de 14 MW,  $f_3(14) = 102$ , se deben asignar 2 MW a la

unidad 3,  $P_3^* = 2$  MW. La restante demanda para las unidades 1 y 2 es 12 MW. De la tabla 2.4,  $P_2^* = 7$  MW, restando  $P_1^* = 5$  MW.

Es importante subrayar dos aspectos acerca de este método de despacho económico:

1. No se impone restricción sobre las curvas características de costos de las unidades. Ellas no tienen que ser convexas, suaves o poseer derivadas en todo su rango.
2. El orden en el cual las unidades son consideradas no es importante, solo es necesario que las unidades estén en línea.

Tabla 2.5 Etapa 3: Despacho de Potencia con Tres Unidades

D	$P_3$				$f_2$	$P_3^*$
	0	2	3	4		
0	0	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	0
2	$\infty$	21	$\infty$	$\infty$	21	2
3	21	$\infty$	29	$\infty$	21	0
4	28	$\infty$	$\infty$	37	28	0
5	34	42	$\infty$	$\infty$	34	0
6	40	49	50	$\infty$	40	0
7	46	55	57	58	46	0
8	55	61	63	65	55	0
9	61	67	69	71	61	0
10	67	76	75	77	67	0
11	74	82	84	83	74	0
12	81	88	90	92	81	0
13	$\infty$	95	96	98	95	2
14	$\infty$	102	103	104	102	2
15	$\infty$	$\infty$	110	111	110	3
16	$\infty$	$\infty$	$\infty$	118	118	4

## CAPITULO 3: MODELACION

En este capítulo se desarrolla el modelo de plantas hidroeléctricas, plantas térmicas, reservorios en corrientes separadas y reservorios en cascada; y, el modelo de compra de potencia y energía al SNI. También se describe el programa desarrollado. Luego se detalla la integración de dichos modelos en una estructura para resolver la programación óptima mediante la DP.

### 3.1 Modelo de las Plantas Generadoras

#### 3.1.1 Modelo de Plantas Hidroeléctricas [4][7][8]

Considerar el modelo de reservorio y planta hidroeléctrica de la figura 3.1. Algunos aspectos son la caída del agua en su trayectoria desde el reservorio a través de la compuerta de esclusa hasta la entrada a la turbina hidráulica que luego sale por el tubo de desfogue y se une al cauce de salida que está fuera de la planta. La potencia que el agua puede producir es igual al flujo de agua, en metros cúbicos por segundo, multiplicado por un coeficiente de conversión, que considera la caída neta, y multiplicado por la eficiencia de la turbina del generador.

Regresando a la descripción de la planta hidroeléctrica de la figura 3.1, el proyecto hidroeléctrico consiste de un volumen de agua almacenado en una represa, de la planta hidroeléctrica y del canal de salida de agua turbinada. La energía disponible para la conversión del agua almacenada en energía eléctrica es una función de la caída bruta de agua; esto es, la altura a la que se

encuentra la superficie del reservorio menos la altura de la ensenada de salida. La caída disponible a la turbina misma es ligeramente menor que la caída bruta debido a las pérdidas en el punto de entrada a la tubería de presión, en la tubería de presión y en el tubo de desfogue. Usualmente se expresa como caída neta y es igual a la caída bruta menos la altura debida a las pérdidas de flujo. Las pérdidas de flujo pueden ser muy significativas en plantas con caídas pequeñas (3 a 15 metros) y en plantas con tuberías de presión muy largas (algunos miles de metros). El volumen de la ensenada de salida es determinado por el flujo de agua que sale del reservorio y cualquier vertimiento de agua sobre el nivel de la represa o a través de la tubería de paso.

El tipo de turbina usado por una planta hidroeléctrica depende principalmente de la altura de la caída de diseño de la planta. La mayoría de proyectos hidroeléctricos usan turbinas del tipo de reacción: para caídas medianas (en el rango entre 15 y 250 metros) se utiliza exclusivamente la turbina Francis, para caídas bajas (entre 3 y 15 metros), se usa la turbina de hélice. Las más modernas turbinas de hélices, tienen las hojas regulables (turbinas Kaplan) para mejorar la eficiencia en un gran rango de la caída neta de la planta. Plantas con caídas altas (típicamente sobre los 250 metros) usan turbinas Pelton.

Una unidad que funciona con mejor rendimiento generalmente es aquella que usa menos agua que dos unidades funcionando a media carga.



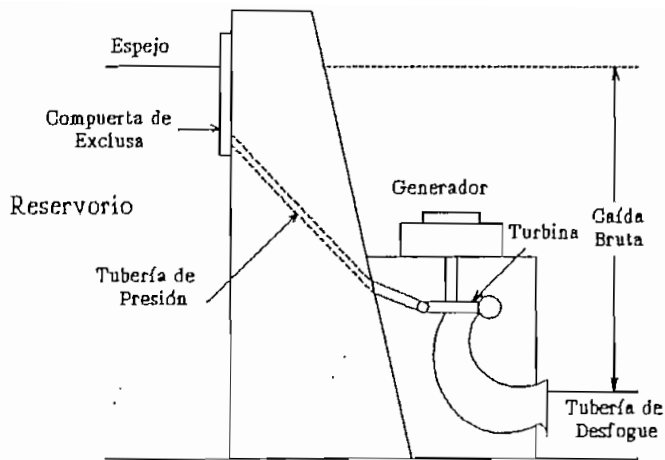


Figura 3.1 Componentes de una Planta Hidroeléctrica

Para el desarrollo del modelo, se considera un sistema hidroeléctrico compuesto por muchas plantas, con o sin reservorios, ubicados en varios aprovechamientos del río.

La generación hidráulica, en su conjunto, está representada por:

$$P_{Hj} = \sum_{i \in I} P_{Hj}^i$$

donde  $I$  es el indicador del grupo de plantas hidroeléctricas y  $P_{Hj}^i$  es la potencia generada por la planta  $i$  durante el intervalo  $j$ . La potencia generada por una planta hidroeléctrica es una función no lineal de la descarga de agua  $q_{j}^i$  y de la caída de agua  $h_w$ .

$$P_{Hj}^i = \phi(q_{j}^i, h_w) \quad , \quad i \in I$$

Investigadores han encontrado que un modelo alternativo (conocido como el modelo de Glimn-Kirchmayer) puede ser usado:

$$q_j^1 = K[a_0 (h_{w_j^1})^2 + a_1 h_{w_j^1} + a_0][b_0 (P_{H_j^1})^2 + b_1 P_{H_j^1} + b_0]$$

donde K es una constante de proporcionalidad. Para períodos cortos de tiempo, la caída efectiva  $h_{w_j^1}$  variará levemente. Bajo estas condiciones, el mencionado modelo se simplifica a:

$$q_j^1 = a (P_{H_j^1})^2 + b P_{H_j^1} + c$$

La dinámica del reservorio es descrito por la ecuación:

$$r_{j+1}^1 = r_j^1 + u_j^1 + z_j^1 - q_j^1 - s_j^1 \quad , j=1, \dots, j_{\max} \quad , i \in I$$

donde  $r_j^1(t)$  es el flujo de agua que ingresa al reservorio (afluencia),  $u_j^1$  es la afluencia independiente de agua (flujo adicional a la afluencia natural del río) y  $s_j^1$  son los vertimientos. La afluencia dependiente  $z_j^1$  es el flujo de agua del embalse que conecta las plantas hidroeléctricas sobre la misma cuenca y es expresada por:

$$z_j^1 = \sum_{k \in A_i} (q_{j-t_{ki}}^k + s_j^k t_{ki}) \quad , \quad j=1, \dots, j_{\max} \quad , \quad i \in I$$

$A_i$  indica el grupo de plantas hidroeléctricas adyacentes colocadas aguas arriba, y  $t_{ki}$  es el tiempo que se retrasa el agua en su desplazamiento.

Cuando no se dispone de los datos necesarios para la obtención de los coeficientes a, b y c, de la función  $q = q(P_H)$ , se trabaja con el factor de productividad (FP) dado en (KWH/m<sup>3</sup>), así:

$$P_{H_j^1} = 3.6 * FP * q_j^1,$$

en donde la potencia está directamente en MW.

### 3.1.2 Modelo de Plantas Térmicas [4][9][10]

Es fundamental para el problema de la operación económica el grupo de características de entrada-salida de una unidad térmica de generación. Una unidad típica caldero-turbina-generador se representada en la figura 3.2. Esta unidad consiste de un caldero que genera vapor para impulsar a un conjunto turbina-generador. La salida eléctrica de este sistema no solamente va conectada al sistema de potencia sino también a un sistema auxiliar de potencia. Una turbina térmica típica puede necesitar del 2 al 6% de la salida bruta del sistema para requerimientos de potencia auxiliares, que son necesarios para impulsar las bombas alimentadoras del caldero, bombas circuladoras de agua condensada, etc. La entrada bruta a la planta representa la entrada total medida ya sea en términos de unidades monetarias por hora, o en toneladas de carbón por hora, o en millones de pies cúbicos de gas por hora, o en cualquier otra unidad. La salida neta de la planta es la potencia eléctrica disponible para el sistema de potencia.

En la definición de las características de las unidades térmicas, se utilizan los siguientes términos:

- C: Cantidad de calor de entrada a la unidad (o MBtu/h).
- f: Costo de combustible de entrada a la unidad (S/./H).

La salida de la unidad de generación será designada por P, que son los megavatios netos de salida de la unidad. El costo de generación es una función de la potencia activa de cada generador que está en operación, es decir, cada generador tiene una curva de costo.

Los componentes de costos de generación más importantes son: el costo por combustible y el costo de personal de operación.

El costo por combustible depende de la potencia que esté generando la máquina, en cambio el costo de personal se mantiene prácticamente independiente de la potencia de generación y por tanto es un costo constante que se añade al costo variable por combustible.

La turbina térmica de las unidades de generación tiene algunos parámetros críticos de operación. Generalmente, la mínima carga a la cual una unidad puede operar es influenciada más por el generador de vapor y el ciclo regenerativo que por la turbina. Los únicos parámetros críticos para la turbina son las diferentes temperaturas existentes entre el rotor y la cubierta, el exhaustivo calor almacenado y la expansión del rotor y la cubierta. Las limitaciones por mínima carga son generalmente causadas para mantener la estabilidad de la combustión del combustible y por los inherentes parámetros de diseño del generador del vapor. Las turbinas no tiene ninguna posibilidad de sobrecargarse, pues, no se puede pasar más allá del 5% de lo establecido para cada válvula de apertura.

La curva de costo por combustible se la obtiene

experimentalmente midiendo la cantidad de combustible por hora que se consume para una potencia fija de generación, la cantidad de combustible por hora a su vez puede transformarse en energía calorífica por hora, de acuerdo al rendimiento térmico de combustible. La curva así obtenida se denomina curva de entrada-salida.

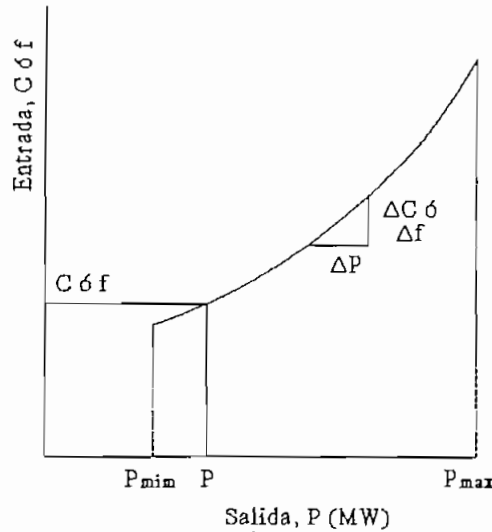


Figura 3.2 Curva entrada-salida de una unidad térmica

Otra curva importante obtenida a partir de la anterior, es la que se denomina curva de consumo específico que relaciona la eficiencia de la conversión de energía con la potencia eléctrica de salida.

La relación entre las curvas está dada por:

$$CE(F_G) = \frac{C(F_G)}{F_G} \quad (3.1)$$

La curva de costo incremental es la pendiente (la derivada) de la característica entrada-salida. Esta curva se expresa en términos de Btu por KWH (ó en unidades monetarias por KWH) versus potencia neta de

salida de la unidad en MW. Generalmente se la representa por una secuencia de segmentos de línea recta. Esta característica es ampliamente usada en el despacho económico de unidades.

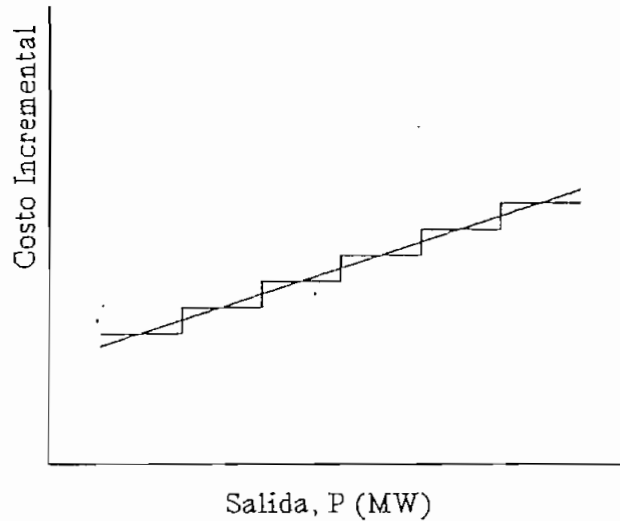


Figura 3.3 Representaciones de la curva de costo incremental

En la figura 3.3 se muestra una característica entrada-salida compuesta por escalones que resultan cuando la característica entrada-salida es representada por una serie de segmentos de línea recta. La línea continua es el resultado de haber representado la característica entrada-salida mediante una función analítica. Estas diferentes representaciones sirven para resolver el problema de la programación óptima de un sistema de potencia mediante diferentes métodos. Ambas formas de representación son usadas y podrían ser representadas por tablas de datos.

Para el proceso de optimización se requiere una función analítica de la curva entrada-salida, típicamente se la aproxima a una función cuadrática, así:

$$C(P_G) = a P_G^2 + b P_G + c$$

$$CE(P_G) = a P_G + b + \frac{c}{P_G} \quad (3.2)$$

Para encontrar el valor de las constantes a, b y c se requiere al menos de tres mediciones; en la práctica se efectúan mucho más mediciones para obtener un mejor ajuste de las constantes a los valores reales. El método de la estimación por mínimos cuadrados es aplicable para nuestro caso, ya que requiere de un sistema de ecuaciones en el que hayan más ecuaciones que incógnitas.

Supone que se han efectuado n mediciones, entonces para cada punto medido se conoce C(PG) y PG, pudiendo plantear el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} C_1(PG_1) &= aPG_1^2 + bPG_1 + c + \epsilon_1 \\ C_2(PG_2) &= aPG_2^2 + bPG_2 + c + \epsilon_2 \\ C_3(PG_3) &= aPG_3^2 + bPG_3 + c + \epsilon_3 \\ &\dots \\ &\dots \\ &\dots \\ C_n(PG_n) &= aPG_n^2 + bPG_n + c + \epsilon_n \end{aligned}$$

$\epsilon_1, \epsilon_2, \dots, \epsilon_n$  son los errores de medición.

Matricialmente, las expresiones anteriores se las puede escribir como:

$$\begin{pmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \\ \dots \\ C_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} PG_1^2 & PG_1 & 1 \\ PG_2^2 & PG_2 & 1 \\ PG_3^2 & PG_3 & 1 \\ \dots & \dots & \dots \\ PG_n^2 & PG_n & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \epsilon_1 \\ \epsilon_2 \\ \epsilon_3 \\ \dots \\ \epsilon_n \end{pmatrix}$$

o lo que es lo mismo:

$$C = A x + \epsilon \quad (3.3)$$

La mejor estimación de  $x$  es minimizar la suma de todos los cuadrados de los errores, así de (3.3):

$$\epsilon = C - A x$$

$$\min J(x) = \sum_i^n \epsilon_i^2 = \epsilon^t \epsilon = (C - Ax)^t (C - Ax) \quad (3.4)$$

el min de  $J(x)$  se obtiene cuando:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \quad (3.5)$$

derivando la expresión (3.4) obtenemos que:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = -2 A^t C + 2 A^t A x = 0 \quad (3.6)$$

donde la mejor estimación es:

$$\begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = x = [A^t A]^{-1} A^t C \quad (3.7)$$

Si las funciones de la curva de entrada-salida son cúbicas el procedimiento de ajuste es el mismo sino que en este caso se tendrán cuatro constantes a determinar.

En el Anexo "Características Entrada-Salida de Unidades Térmicas", se desarrolla un método aproximado para la estimación de la función de costos de generación basado en el uso de los costos variables: combustibles, lubricantes, repuestos, varios.



## 3.2 Modelo de Reservorios

### 3.2.1 Una Planta Hidráulica con Reservorio [4]

La programación dinámica puede ser aplicada para solucionar el problema del despacho hidrotérmico. Esta aplicación será ilustrada mediante un sistema compuesto por una planta hidroeléctrica que está siendo operada conjuntamente con un sistema térmico. La figura 3.3 muestra una planta térmica equivalente  $P_e$ , y una planta hidroeléctrica con reservorio  $P_H$ , sirviendo una serie de cargas  $P_L$ . Los intervalos de tiempo están denotados por  $j$ , donde  $j$  toma valores entre 1 y  $j_{max}$ .

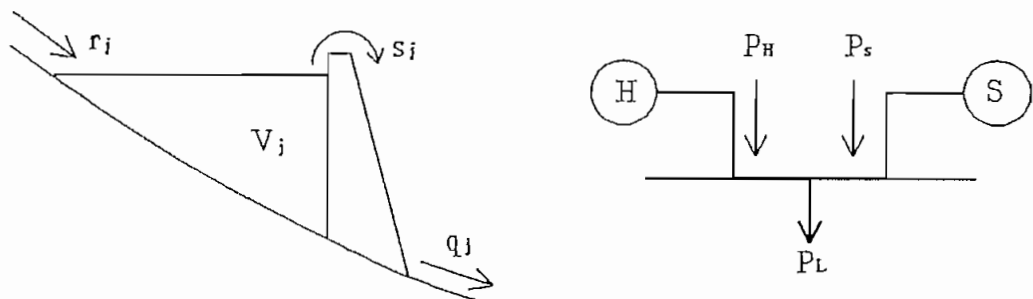


Figura 3.4 Modelo del sistema hidrotérmico usado para la ilustración de la Programación Dinámica

donde:

- $r_j$  flujo neto durante el período  $j$
- $V_j$  volumen almacenado al final del período  $j$
- $q_j$  flujo a través de la turbina durante el intervalo  $j$
- $P_{Hj}$  potencia de salida durante el período  $j$
- $s_j$  vertimiento durante el período  $j$
- $P_{ej}$  salida de la planta térmica
- $P_{Lj}$  carga durante el período  $j$
- $f_j$  costo de combustible para el período  $j$

Los volúmenes almacenados al inicio y al final,  $V_0$  y  $V_{j\max}$ , son dados para todo el período de carga. La planta térmica se asume en línea durante todo el período de carga. Su característica entrada-salida es:

$$f_j = a P_{e_j}^2 + b P_{e_j} + c, \quad \text{para } P_{e\min} \leq P_{e_j} \leq P_{e\max}$$

La característica del flujo de agua de la planta hidroeléctrica es:

$$q_j = d P_{H_j}^2 + g P_{H_j} + h, \quad \text{para } P_{H_j} > 0$$

$$\text{y} \quad q_j = 0 \quad \text{para } P_{H_j} = 0$$

Los coeficientes  $a, \dots, h$  son constantes. Si cada intervalo  $j$ , es de  $n_j$  horas, el volumen almacenado varía como:

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

Si  $V_i$  y  $V_k$  denotan dos estados diferentes de volumen, y:

$$V_{j-1} = V_i$$

$$V_j = V_k$$

y, si el agua derramada no se considera (esto es,  $s_j = 0$ ), entonces el flujo de agua a través de la unidad hidroeléctrica durante el intervalo  $j$  es:

$$q_j = \frac{V_i - V_k}{n_j} + r_j$$

donde  $q_j$  debe ser un número no negativo y está a un valor máximo  $q_{\max}$  que corresponde a la máxima potencia de salida de la unidad.

Si se cumple que:

$$V_{j\max} < V_{j-1} + n_j(r_j - q_{\max}),$$

el vertimiento, en cada período  $j$ , se lo calcula como:

$$s_j = (V_{j-1} - V_{j\max})/n_j + r_j - q_{\max}$$

y ahora, el flujo de agua a través de la unidad hidroeléctrica durante el intervalo  $j$  es:

$$q_j = \frac{V_i - V_k}{n_j} + r_j - s_j$$

El problema de despacho involucra el mínimo costo de la trayectoria (esto es, el volumen en cada etapa).

Haciendo:

{i}: el estado al inicio del período  $j$ .

{k}: el estado al final del período  $j$ .

$TC_k(j)$ : el costo total desde el inicio del despacho hasta el final del período  $j$  para el volumen del reservorio  $V_k$ .

$PC(i, j-1; k, j)$ : costo de producción del sistema térmico en el período  $j$  para ir desde un volumen inicial  $V_i$  y llegar al final del período con un volumen  $V_k$ .

Se tienen las relaciones:

$$TC_k(0) = 0$$

y

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

Se debe tener como datos las cargas y las afluencias naturales. La descarga a través de la unidad hidroeléctrica será calculada a partir de los niveles inicial y final de volumen y con ello se establecen los valores  $P_H$  y  $P_e$ . El cálculo del costo de producción se obtiene directamente.

### 3.2.2 Plantas Hidroeléctricas Múltiples [4]

Las ecuaciones hidráulicas correspondientes al sistema hidrotérmico mostrado en la figura 3.5 son:

$$V_{1j} = V_{1j-1} + r_{1j} - q_{1j} - s_{1j}$$

$$V_{2j} = V_{2j-1} + q_{1j} + s_{1j} - q_{2j} - s_{2j}$$

y la ecuación eléctrica:

$$P_{H1}(q_{1j}) + P_{H2}(q_{2j}) + P_{e3} - P_{Lj} = 0$$

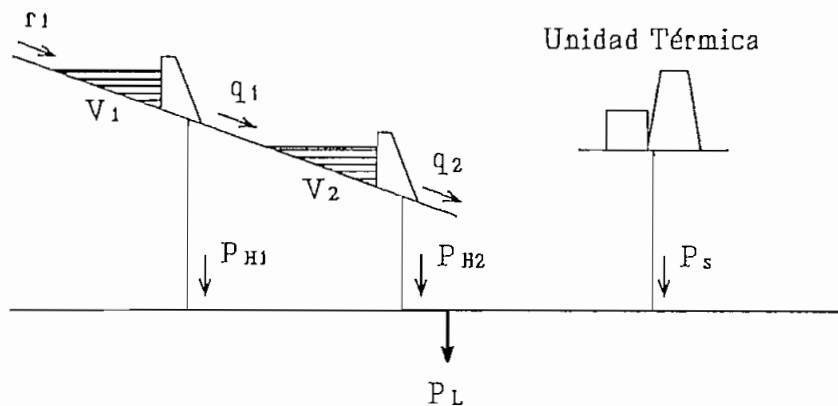


Figura 3.5 Sistema Hidrotérmico con Unidades Hidroeléctricas Acopladas Hidráulicamente

Hay una gran variedad de formas de plantear la solución mediante DP para este problema. En una de ellas se

podría considerar los volúmenes  $V_1$  y  $V_2$ , y luego realizar todas las posibles combinaciones. Esto es, tomar los volúmenes  $V_1$  y  $V_2$ , dividir a ambos para  $N$  pasos de volumen  $v_1, \dots, v_N$ . Entonces la DP debe considerar  $N^2$  pasos para cada intervalo de tiempo.

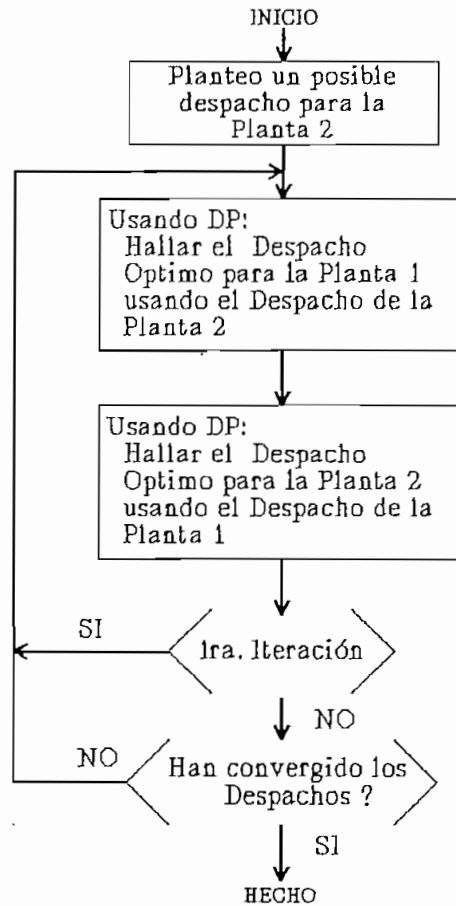


Figura 3.6 Solución Mediante Aproximaciones Sucesivas

Este procedimiento podría ser un método razonable para resolver el problema de despacho de múltiples plantas hidráulicas si el número de pasos de volumen fuera bastante pequeño; sin embargo, esto no se cumple en la práctica. Considerar el volumen de un reservorio dividido en 10 pasos ( $N = 10$ ). Si hubiera solamente una planta, se tendrían 10 estados en cada período de tiempo, resultando en 100 posibles rutas a ser

investigadas en cada etapa. Si hay dos reservorios con 10 pasos de volumen, habrían 100 estados en cada intervalo de tiempo con 10.000 posibles rutas por investigar en cada etapa.

Este problema de dimensionalidad puede ser resuelto a través del uso de un procedimiento conocido como aproximaciones sucesivas. En este procedimiento, un reservorio es despachado mientras el despacho del otro es mantenido fijo. Esto se hace alternadamente hasta cuando el despacho converja. El método de programación dinámica por aproximaciones sucesivas se lo ilustra en la figura 3.6.

### 3.3 Modelo de Energía Comprada al SNI [11]

#### 3.3.1 Forma de Aplicación de los Cargos Tarifarios

Para dar cumplimiento a lo establecido por el Directorio de INECEL tanto en la política tarifaria como en los pliegos tarifarios referenciales, el precio al que venda el SNI su energía a las Empresas Eléctricas (EE) será diferenciado para cada una de ellas, con la finalidad que al regularse sus costos de servicio, se viabilice que el precio a nivel de usuario final tienda a ser único a nivel nacional.

Dicha diferenciación será obtenida, aplicando el valor total de las facturas mensuales un descuento compuesto por el producto de un precio unitario (S./KWH) por el

monto de la energía facturada<sup>1</sup>. El valor de los precios unitarios de descuento que se aplicarán en un año calendario, serán definidos en el mes de diciembre del año anterior. Para tal objetivo INECEL convoca a través de su área de Estudios Tarifarios a representantes de las EE, de la Dirección de Distribución y Comercialización y de la Dirección de Operación del SNI (DOSNI), para discutir los términos y los valores del descuento respectivo.

El valor o valores de descuento que se acuerden, deben guardar estrecha relación tanto con la ejecución presupuestaria del año en ejercicio cuanto con los presupuestos de explotación y de inversiones de INECEL y las EE; por tal razón, la elaboración de dichos presupuestos deberán tomar oportunamente en cuenta la probable evolución de los costos del Servicio.

Si por alguna razón las EE no llegan a presentar los documentos necesarios para la definición del descuento en el mes de diciembre mencionado, INECEL suprimirá el descuento para el siguiente año hasta que la Empresa presente dichos documentos y los apruebe; momento en el cual se reliquidarán las planillas sin el descuento que INECEL haya emitido.

En el transcurso de dicho trimestre se definirán los valores de descuento definitivos que regirán durante el resto del año, en los cuales podrán incluirse compensaciones a que hubieren lugar de los descuentos

---

<sup>1</sup> No se considerarán para el descuento el monto de energía entregada por sustitución, ni la energía entregada en condición de suministros especiales.

aplicados al primer trimestre.

### 3.3.2 Programación Operativa

INECEL formulará a través de la Dirección de Operación y Mantenimiento del SNI, la programación de la operación conjunta de los recursos de generación del SNI y EE en base a un aprovechamiento óptimo de los recursos del país, y considerando las restricciones técnicas de las instalaciones del sector eléctrico. Esta formulación será discutida y acordada entre las partes, en base a lo cual se establecerán los requerimientos de potencia y energía eléctrica de la Empresa, el suministro que el SNI deba entregar, y la generación propia que la Empresa deba realizar.

### 3.3.3 Potencia Contratada

La Empresa contratará una magnitud de potencia para el período anual de que se trate, cuyo valor será determinado entre INECEL-DOSNI y la Empresa, en base a la programación operativa antes mencionada.

Sin embargo, las EE que tengan generación hidráulica propia o variaciones estacionales importantes de carga, pueden fijar hasta dos niveles de potencia contratada al SNI, dentro de cada año, en función de la hidrología de sus sistemas o de las variaciones estacionales de carga.

Adicionalmente, las Empresas que habiendo contratado una potencia determinada y debido a factores no previstos, varíen la demanda del Sistema Nacional en más o menos del 10% de la potencia contratada, podrán corregir, por



una sola vez dentro de cada período de contratación, dicha potencia previa la justificación pertinente.

La interconexión se la modela de acuerdo a la temporada estacional. En invierno tiene el modelo de una central térmica sin restricciones de potencia ni energía, cuya función de costos toma en cuenta los cargos tarifarios. En verano su modelo es el de una central hidroeléctrica de pasada con restricciones de potencia y energía. La energía tiene un equivalente representado por un volumen de agua almacenado en el reservorio.

Los costos tarifarios correspondientes a este modelo se describen en el numeral 4.3.1.

### 3.4 Integración de los Modelos [4]

Con el objeto de que el costo de funcionamiento de la planta térmica sea minimizado se debe agotar la totalidad de la energía de la planta hidroeléctrica.

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Lj} n_j - \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j = g$$

<i>Energía</i>	<i>Energía</i>	<i>Energía</i>
<i>Demandada</i>	<i>Hidráulica</i>	<i>Térmica</i>

No se requiere que la unidad térmica funcione el intervalo completo de  $T_{\max}$  horas.

Para la realización del programa digital, primeramente se realiza la coordinación hidrotérmica de 1 o más unidades hidroeléctricas, en cascada o independientes entre sí, con una unidad térmica equivalente mediante el método de aproximaciones sucesivas, como se representa

en la figura 3.6.

Para ejecutar este proceso se requieren los siguientes datos: la curva de carga expresada para períodos iguales de tiempo, duración de dichos períodos, número de unidades hidráulicas, la información si dichas unidades son de regulación o de pasada, la información si las unidades están acopladas hidráulicamente, volúmenes máximo y mínimo de los reservorios; volúmenes de los reservorios al inicio y al final del período total de carga, la afluencia estimada, el paso de discretización para el agua contenida en el reservorio, las potencias límites de generación de las unidades hidroeléctricas, la función potencia vs. caudal, las potencias límites de generación de la unidad térmica equivalente y su función de costos de generación.

Suponiendo que al volumen del reservorio se lo ha dividido en R veces el paso de discretización ( $\Delta$ ), entonces se tienen R+1 posibles estados. A cada volumen discretizado se lo asocia con un estado. El proceso de discretización de volumen se lo realiza usando el método representado en la figura 3.7.

Los caudales, para el período j, se los calcula mediante la expresión:

$$q_j = \frac{V_i - V_k}{n_j} + r_j - s_j$$

donde r es la afluencia, s es el vertimiento, n la duración del período, y

$$V_{inicial} \leq V_i \leq V_{final}$$

$$V_{inicial} \leq V_k \leq V_{final}$$

$$V_{\text{final}} = V_{\text{inicial}} + R \Delta$$

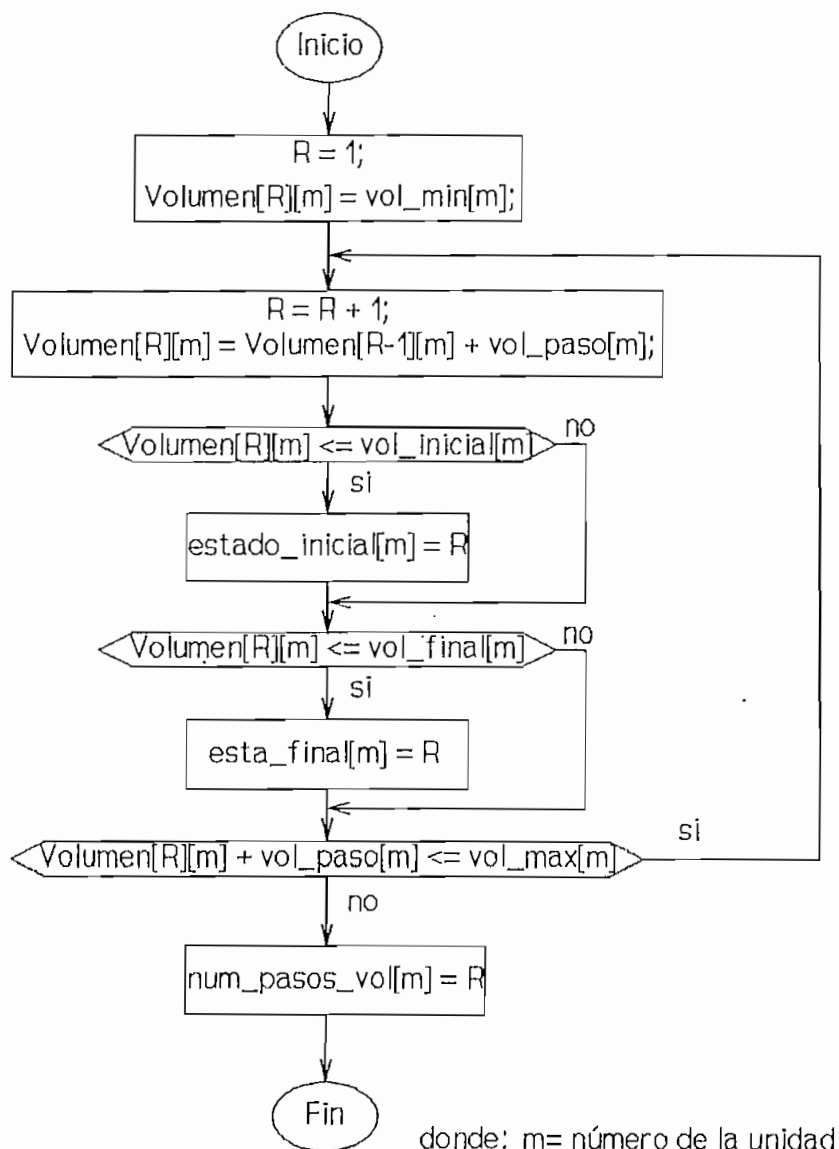


Figura 3.7 Discretización del Volumen del Reservorio

$V_1$  representa el volumen para un estado inicial cualquiera del reservorio y  $V_k$  representa el volumen para un estado final cualquiera del reservorio.

Las potencias hidroeléctricas se calculan despejando  $P_{Hj}$  de la función  $q_j = q(P_{Hj})$ , para los caudales antes obtenidos. Estas potencias deben estar dentro de los límites de generación, o pueden ser cero.

Si se trata de centrales de pasada, como el valor de potencia ya ha sido especificado en los datos, no se requiere de cálculo alguno.

Con los valores  $P_{Hj}$  calculados, se obtienen la potencias térmicas  $P_{e_j}$  como una diferencia entre la potencia de carga  $P_{Lj}$  y las potencia hidráulicas  $P_{Hj}$ .

$$P_{e_j} = P_{Lj} - P_{Hj}$$

Estos valores de  $P_{e_j}$  se los reemplaza en la función de costos de la unidad térmica y se obtienen los costos de producir  $P_{e_j}$  MW, en el período  $j$ .

$$f_j = a P_{e_j}^2 + b P_{e_j} + c$$

El cálculo del caudal, potencia hidráulica, potencia térmica y costo de producción para cada  $V_1$  y  $V_k$  descritos se lo representa en la figura 3.8

La solución para el período  $j$  y estado final  $k$  es el mínimo costo total de producción para el período  $j$  y estado final  $k$ , esto es:

$$\text{costo\_total}_{j,k} = \min_{\{k\}} [\text{costo\_total}_{j-1,k} + f_j]$$

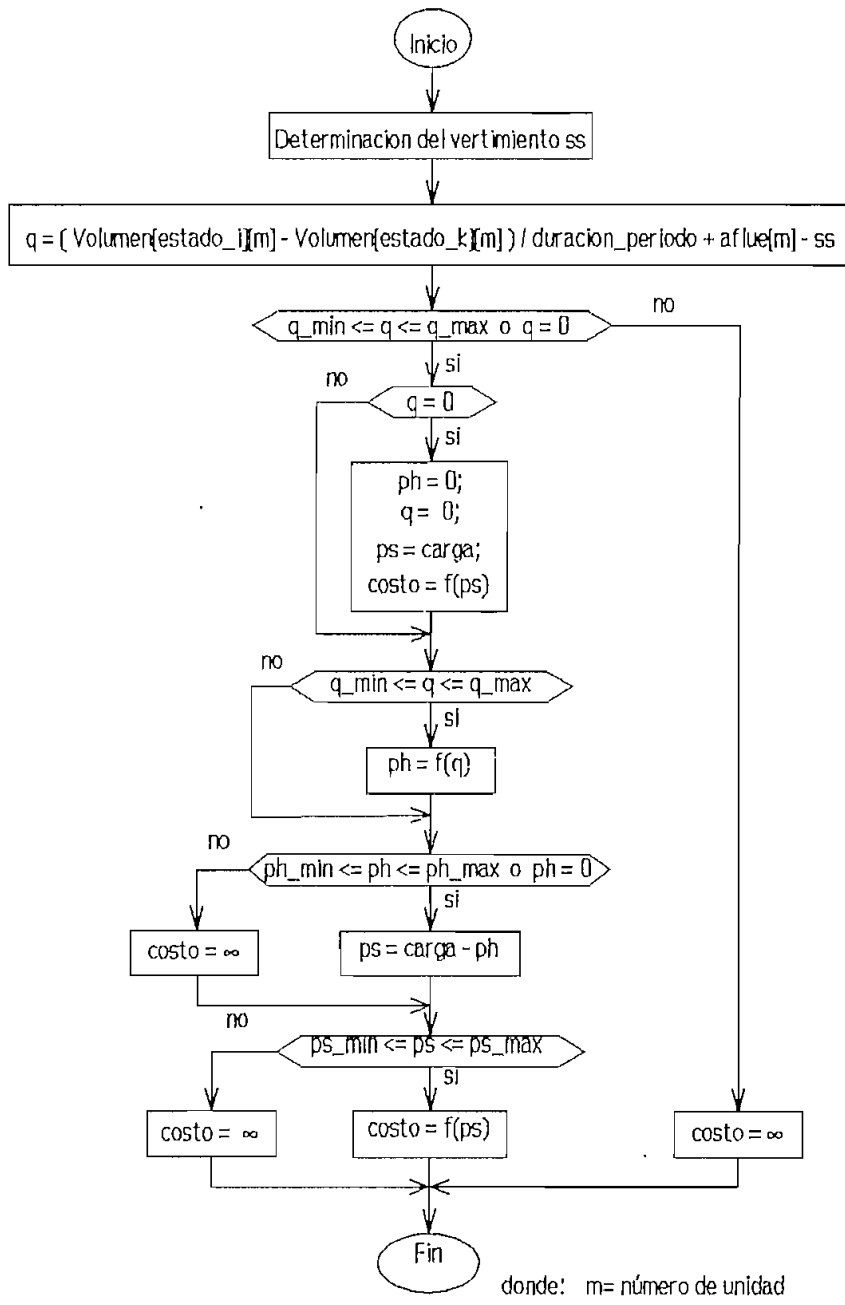


Figura 3.8 Cálculo de q, ph, ps y costo de producción

Todas estas soluciones están almacenadas en la memoria del computador y su dirección está asociada al estado final k y al período j.

Cuando se ha terminado de hacer el cálculo de todas las

posibles soluciones para todos los períodos, se procede a realizar la optimización en una forma regresiva. El volumen final  $V_k$  del último período  $N$  está asociado al estado final  $k$  y período  $N$ , que es una localidad de memoria  $x$ . A esta localidad de memoria se asocia también un caudal el cual ha sido calculado teniendo en cuenta dos estados: el estado inicial  $i$  y el estado final  $k$ , por lo que también se conoce la localidad en la que se encuentra el estado inicial  $i$ . Este estado inicial  $i$  del período en cuestión ( $N$ ), es el mismo estado final  $k$  pero para el período  $N-1$ . Como se puede observar, esta relación permite conocer las localidades de memoria de todos los estados óptimos. Con estas localidades de memoria, para cada período, se pueden conocer: caudales, volúmenes iniciales y finales, potencias de las unidades hidroeléctricas y térmicas, costos totales y parciales de producción.

El procedimiento descrito se lo realiza para todas y cada una de las unidades hidroeléctricas, hasta cuando la diferencia entre sus costos totales de producción no difiera, tal como se muestra en la figura 3.6. Puesto que la potencia que generan las centrales de pasada es la misma en todos los períodos, no se las incluye en el proceso de aproximaciones sucesivas, ya que de entrada dichas centrales estarían despachadas.

Una vez conocidas las potencias de la unidad térmica equivalente para cada uno de los períodos, se procede a hacer el despacho para dichas potencias considerando solamente las unidades térmicas, según lo explicado en el numeral 2.2.4. Dentro de este despacho, si es el caso, se introduce a la interconexión.

La discretización de la potencia, requerida para el despacho térmico, se la realiza de forma similar a la representada en la figura 3.7, en donde el volumen es reemplazado por la potencia y el paso de volumen es reemplazado por el paso de potencia.

Para esta parte del programa, se requieren los siguientes datos: función de costos de las unidades térmicas, potencias límites de generación de las unidades, paso de discretización de la potencia, potencias límites para cada bloque de energía tomado de la interconexión, costo por energía comprada a la interconexión, costo por exceso de compra a la interconexión.

La estructura del programa está detallada en el anexo "Manual del Programador".

CAPITULO 4: APLICACION A LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

Primeramente, en la introducción se desarrolla la modelación del SEQ, luego se presenta una reseña histórica de la demanda, se detalla el pliego tarifario vigente, y por último se realiza la aplicación del programa con los datos del SEQ.

#### 4.1 Introducción [2]

El Sistema Eléctrico Quito tiene una capacidad total instalada de generación propia de 141.4 MW, lo que significa una disponibilidad real al pico en condiciones hidrológicas buenas (más de 12 m<sup>3</sup>/seg) de 103.9 MW. En el cuadro 4.1 se precisan algunos aspectos técnicos de las centrales de generación de la EEQ.

Cuadro 4.1 Características de las Centrales de Generación

CENTRAL	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA [MVA]	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	CAPACIDAD REAL [MW]
Cumbayá	4	44.4	40.0	40.0
Nayón	2	33.0	30.0	30.0
Guangopolo H	6	25.3	21.5	11.0
Guangopolo T	6	42.9	34.4	10.6
Pasochoa	2	5.6	4.5	4.5
Chillos	2	2.2	2.0	1.8
Luluncoto	3	11.4	9.0	6.0
<b>TOTAL</b>		<b>164.8</b>	<b>141.4</b>	<b>103.9</b>

Las centrales utilizan las aguas de los siguientes ríos:

CENTRAL	RIO
Los Chillos	El Salto
Pasochoa	Pita
Guangopolo	San Pedro
Cumbayá	San Pedro
Nayón	San Pedro



Las tres últimas centrales se encuentran ubicadas en serie y en el mismo orden, en diferentes aprovechamientos del Río San Pedro.

Los reservorios de regulación horaria que se encuentran asociados a las tres últimas centrales, tienen las siguientes capacidades de almacenamiento: Guangopolo 125.000 m<sup>3</sup>, Cumbayá 360.000 m<sup>3</sup> y Nayón 4.400 m<sup>3</sup>.

La central Guangopolo tiene limitada su potencia a solamente 11 MW, debido a que la tubería de presión tiene una capacidad máxima de 18 m<sup>3</sup>/s.

Las centrales de Los Chillos y Pasochoa operan como centrales de pasada dependiendo de la potencia instantánea del caudal de los ríos.

La EEQ compra la potencia y energía a la central Machachi, que también es central de pasada, durante las horas en que su personal labora, esto es entre las 07H00 y las 22H00.

La estadística del caudal del río San Pedro para los últimos cinco años se presenta en el cuadro 4.2, de la cual se obtiene el caudal medio mensual a utilizarse en el predespacho.

Cuadro 4.2 Caudales del Río San Pedro

	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Enero	9.93	19.00	9.78	10.47	10.55	15.23
Febrero	10.73	16.60	11.08	9.82	13.16	15.13
Marzo	11.21	18.42	10.13	16.11	10.99	17.10
Abril	16.47	16.90	15.02	13.78	14.95	
Mayo	16.86	15.80	13.30	14.06	11.34	18.99
Junio	13.23	14.90	9.22	10.67	8.77	
Julio	11.14	13.90	7.68	9.31	7.38	
Agosto	8.96	10.53	6.05	8.52	6.97	
Septiembre	10.33	10.27	6.59	7.51	7.93	
Octubre	11.80	13.39	9.87	9.08	8.74	
Noviembre	17.61	11.00	9.14	12.41	8.78	
Diciembre	16.83	8.58	8.82	13.78	8.20	
Promedio	12.93	14.11	9.72	11.29	9.81	

Las funciones de costos para las centrales térmicas Gualberto Hernández y Luluncoto son:

Gualberto Hernández:  $f = 14700 + 10000 P + 10065.3 P^2$   
[S/./H]

Luluncoto:  $f = 6930 + 16950 P + 97500 P^2$   
[S/./H]

Estas funciones han sido obtenidas a partir de los costos variables de producción de potencia y energía, en el que se incluye los costos de combustibles, lubricantes, químicos, repuestos y costo de mano de obra para la operación y mantenimiento. El método que utiliza estos parámetros para la determinación de las funciones de costos, se lo detalla en el anexo "Características Entrada-Salida de Unidades Térmicas".

En el cuadro 4.3 se presentan los coeficientes de las funciones lineales potencia versus caudal y los límites de potencia de las centrales de la EEQ.

Cuadro 4.3 Características de las Centrales Hidroeléctricas

Central	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$P = k Q$
			k
Guangopolo	1	11	0.611
Cumbayá	5	40	1.11
Nayón	6	30	0.86
Pasochoa	2	4.5	De Pasada
Los Chillos	0.9	1.8	De Pasada
Machachi	0.6	1.1	De Pasada

Para las centrales de pasada se determina la potencia eléctrica directamente del caudal del río para las épocas de invierno y verano.

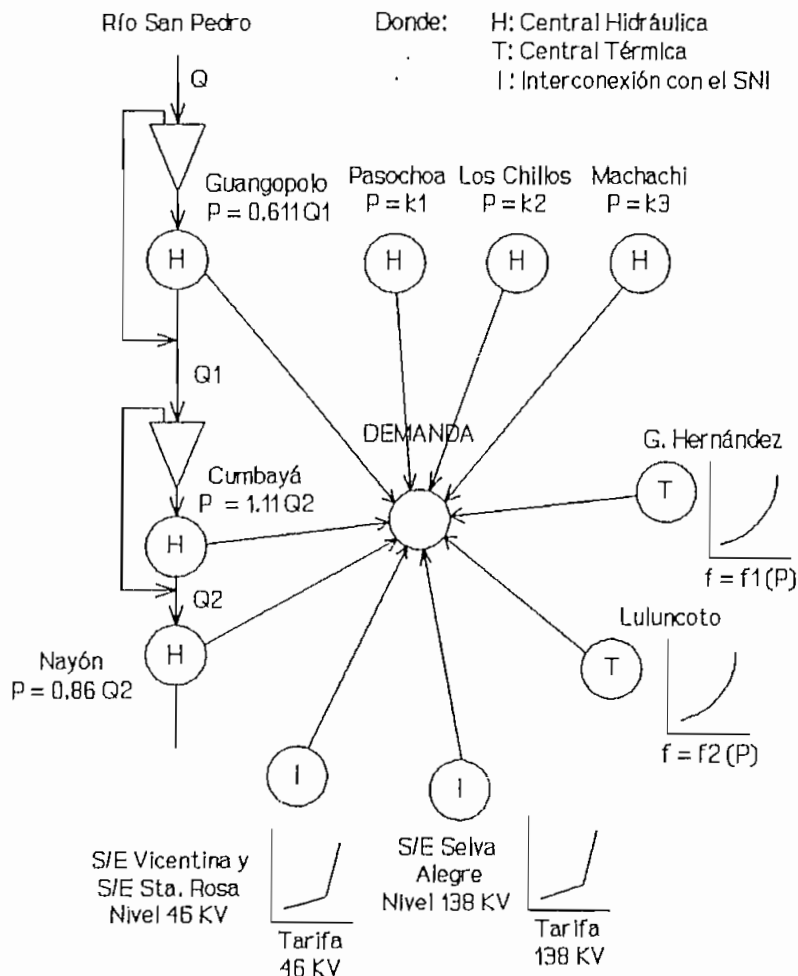


Figura 4.1 Modelo del Sistema Eléctrico Quito

En la figura 4.1 se indica la modelación de la EEQ a ser estudiada. En la figura se destaca la representación de las centrales Guangopolo, Cumbayá y Nayón acopladas en cascada. Todas las centrales y la interconexión con el SNI se encuentran suministrando energía a un único nodo de demanda.

#### 4.2 Información Histórica de la Demanda [2]

La EEQ actualmente da servicio a una área de aproximadamente 4000 Km<sup>2</sup>, dentro de la cual se encuentra la ciudad de Quito, los cantones Quito, Mejía, Rumiñahui, parte de Pedro Moncayo y Quijos.

El número de abonados en 1990 y 1991 fue de 306.096 y 321.351, respectivamente. En el cuadro 4.4 consta la distribución de abonados por tipo de consumo.

Cuadro 4.4 Número de Abonados por Tipo de Consumo

Tipo de consumo	1990	1991
Residencial	261.596	275.357
Comercial	36.976	38.064
Industrial	5.024	5.358
Alumbrado Público	1	1
Otros	2.499	2.572
<b>TOTAL</b>	<b>306.096</b>	<b>321.351</b>

La energía total requerida por los usuarios en el año 1991 alcanzó los 1662 MWH y la demanda máxima fue de 310.8 MW. En el cuadro 4.5 se presenta la evolución de la energía requerida y la demanda máxima desde el año de 1980.

Cuadro 4.5 Evolución de la Energía y la Demanda Máxima requerida por el SEQ

Año	Energía [MWH]	Crecimiento Energía [%]	Demanda [MW]	Crecimiento Demanda [%]
1980	822.48	-	163.8	-
1981	874.30	6.03	171.2	4.52
1982	941.30	7.66	183.6	7.24
1983	992.21	5.42	194.1	5.72
1984	1055.97	6.42	203.6	4.89
1985	1116.97	5.78	219.5	7.81
1986	1205.32	7.87	235.7	7.38
1987	1258.12	4.38	244.5	3.73
1988	1353.72	7.60	257.4	5.28
1989	1397.37	3.22	270.7	5.17
1990	1486.32	6.37	289.1	6.80
1991	1611.94	8.45	310.8	7.51

#### 4.3 Sistema Tarifario Vigente [11]

##### 4.3.1 Cargos Tarifarios Nominales para el SNI<sup>2</sup>

##### 4.3.1.1 Nivel de voltaje de Entrega: 46 - 69 KV

###### Cargos por Demanda

S/. 7.408.00/KW de potencia contratada.

S/.10.370.00/KW de potencia de exceso<sup>3</sup>.

###### Cargos por Energía

Primeros 250 KWH/KW S/. 55.59/KWH

Segundos 250 KWH/KW S/. 64.30/KWH

Exceso de Energía S/. 49.48/KWH

<sup>2</sup> Son nominales porque algunas Empresas al aplicárseles los descuentos, los valores finales que se obtendrán serán menores.

<sup>3</sup> Corresponde al 40% adicional que el cargo de potencia contratada.

#### 4.3.1.2 Nivel de Voltaje de Entrega: 138 KV

##### Cargos por Demanda

S/. 7.194.00/KW de potencia contratada.

S/.10.072.00/KW de potencia de exceso.

##### Cargos por Energía

Primeros 250 KWH/KW S/. 53.89/KWH

Segundos 250 KWH/KW S/. 62.33/KWH

Exceso de Energía S/. 48.02/KWH

#### 4.3.2 Demanda Facturable

Se entiende por demanda facturable en un mes, dentro del período de contratación determinado, la demanda máxima de potencia integrada en un período de 15 minutos sucesivos y registrada en el lapso comprendido entre el inicio y el último día del mes para el cual se realiza la facturación.

##### 4.3.2.1 Límite Superior de la Demanda Facturable

El valor de la demanda facturable mensual podrá variar entre el valor de la potencia contratada más un 10% adicional para aquellas Empresas que contraten hasta 30 MW, y entre el valor de la potencia contratada más un 5% adicional para aquellas Empresas que contraten más de 30 MW, manteniéndose en este caso igual cargo unitario por demanda para cada KW comprendido en los porcentajes de variación indicados.

#### 4.3.2.2 Límite Inferior de la Demanda Facturable

En el caso de que la demanda máxima en el mes para el cual se realiza la facturación sea menor que la potencia contratada para un año determinado o un período estacional considerado, será esta última potencia contratada la que se tome como demanda facturable.

#### 4.3.3 Modificación de la Potencia Contratada y Recargo por Exceso de Potencia

Si en un determinado mes la demanda máxima presentada por la Empresa supera el límite superior se considerará como demanda facturable el valor determinado como límite superior, el mismo que se convertirá automáticamente en la potencia contratada, para los meses subsiguientes y así sucesivamente cada vez que ocurriere. El exceso a este límite será facturado con los valores indicados en las respectivas tarifas.

En este caso, INECEL puede o no atender el exceso de potencia requerida por la Empresa, y en ningún caso, este exceso de potencia podrá presentarse por más de cinco veces en días consecutivos o no, durante el mes que se trate. Si se presenta este exceso por más de cinco veces, automáticamente y en adelante se convertirá en potencia contratada el valor máximo de la demanda que se haya registrado.

#### 4.3.4 Reajuste de la Demanda Facturable

Para casos no programados, y salvo causas de fuerza mayor, si INECEL, por alguna razón pese a que la Empresa

requiere la potencia contratada, no puede entregar dicha potencia por más de cuatro días consecutivos o no, se aplicará un factor de corrección a la demanda máxima entregada para determinar la demanda facturable en ese mes al mismo que se calculará de la siguiente manera:

$$fc = \frac{\sum DN + \sum DR}{n DM}$$

Donde:

fc: Factor de corrección.

ΣDN: Sumatoria de las demandas diarias máximas entregadas en los días en que la potencia fue igual o superior a la potencia contratada, durante las horas de máxima demanda.

ΣDR: Sumatoria de las potencias diarias entregadas en los días en que aquellas fueros inferiores a la potencia contratada durante las horas de máxima demanda.

DM: Demanda máxima del mes.

n: Número de días del mes.

#### 4.3.5 Suministro de Energía de Sustitución

##### 4.3.5.1 Suministro de Energía de Sustitución durante las Horas de Demanda Máxima

Si la empresa, debido a su programación operativa técnico-económica anual, requiere hacer funcionar grupos



térmicos para no aumentar la potencia contratada al SNI e INECEL está en capacidad de reemplazar esa generación, por mutuo acuerdo de las partes y por así convenir a los intereses del país, la potencia adicional que INECEL transfiera a la Empresa por este concepto no será considerada en la aplicación del cargo por demanda, y la energía adicional entregada se facturará el precio del último bloque de la tarifa vigente en el mes de facturación.

La programación operativa técnico-económica, deberá realizarse en base a las unidades efectivamente disponibles para la operación que disponga la Empresa. Esta operación será analizada conjuntamente entre INECEL y la Empresa y aceptada de mutuo acuerdo. En caso de que INECEL no pueda sustituir esta potencia o que económicamente no sea conveniente para el país, la Empresa deberá generar con sus grupos térmicos.

La potencia de sustitución que resulte de la programación operativa técnico económica, para aquellas empresas que tengan este servicio, deberá ser revisada en la medida en la que las condiciones económicas que determinaron la misma sufran modificaciones.

#### **4.3.5.2 Suministro de Energía de Sustitución durante las Horas de Demanda Media**

Se considerará además, bajo el tratamiento económico especial mencionado anteriormente, la energía que el SNI reemplace a las unidades generadoras térmicas de las E.E., cuyo costo variable de generación sea menor que el precio de la energía que la Empresa pueda obtener del

SNI con la aplicación de la tarifa vigente.

Este suministro de sustitución deberá obedecer a una programación operativa integral realizada de mutuo acuerdo entre la Empresa e INECEL, bajo las consideraciones técnico-económicas de cada una de las partes. En caso de que el SNI no pueda sustituir a estas unidades generadoras por alguna razón técnica o que no sea económicamente conveniente para el país, la Empresa deberá generar con sus grupos térmicos.

#### 4.3.6 Resumen del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctricas entre el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y la Empresa Eléctrica Quito [12]

El contrato tiene una duración de cinco años. Los actuales puntos de suministro de potencia y energía eléctricos son los siguientes: S/E Santa Rosa y S/E Vicentina a nivel de 46 KV y la S/E Selva Alegre a nivel de 138 KV de propiedad del INECEL.

INECEL y la Empresa establecerán en el mes de diciembre de cada año, las magnitudes de potencia y energía que se transferirán durante el próximo período anual. Esta potencia pasará a ser la potencia contratada para ese año y se formalizará mediante cruce de comunicaciones. Si existieren varios puntos de entrega, se considerará la demanda coincidente para establecer la demanda máxima de la Empresa. Se podrán establecer dos períodos de demanda para cada año en función de las características de cada sistema, de las proyecciones del mercado y de las disponibilidades de generación propia de la Empresa.

El valor de la factura mensual será el resultado de la aplicación de las tarifas vigentes para el consumo del mes facturado.

La Empresa Eléctrica Quito, luego del análisis realizado por el área de Despacho relacionado con la determinación de la potencia que requiere comprar al SNI de INECEL, ha procedido a contratar las siguientes cuotas para el año 1993: 208 MW para el período enero-marzo/93 y 224 MW para el período abril-diciembre/93.

Con el objeto de considerar un solo punto de entrega a la EEQ desde el SNI se realiza una tabla equivalente de costos promedios ponderados de acuerdo a la capacidad de transformación de las subestaciones de enlace. El cuadro 4.6 contiene dichos costos considerando que están disponibles uno o dos transformadores de la S/E Vicentina.

Cuadro 4.6 Cargos Ponderados por Energía [S/./KWH]

Bloque de Energía	Costos a 46 KV	Costos a 138 KV	Costos Ponderados	
			Un Transformador	Dos Transformadores
Primero	55.59	53.89	54.23	54.45
Segundo	64.30	62.33	62.72	62.98
Exceso	49.48	48.02	48.31	48.50

El costo por energía comprada representa el costo incremental. Puesto que éste tiene un valor constante para cada bloque de energía, la función de costos para la interconexión tiene la forma:

$$f = a P \quad [S/./H]$$

donde, P está dada en MW.

El costo incremental es la derivada respecto a la potencia de la función de costos, entonces:

$$df/dP = a \quad [S./KWH]$$

Por lo tanto, el valor de  $a$  es igual al costo incremental dado para cada bloque de energía.

Las potencias límites de cada bloque se calculan multiplicando la potencia contratada por 250 KWH/KW, que representa la máxima energía que puede ser consumida en cada bloque por KW de potencia demandada. Este factor está dado para calcular la energía consumida en un mes.

Para la potencia contratada de 224 MW, la máxima potencia para el primer bloque de energía es:

$$P_1 = 224000KW * \frac{250 \text{ KWH}}{KW\text{-mes}} * \frac{1 \text{ mes}}{30 \text{ días}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ H}} * \frac{1 \text{ MW}}{1000 \text{ KW}}$$

$$P_1 = 77.78 \text{ MW}$$

Considerando los costos incrementales promedios ponderados, las funciones de costos están definidas así:

Primer Bloque de Energía:

$$f = 54450 P \quad [S./H] \quad 0 \leq P \leq 77.78 \text{ MW}$$

Segundo Bloque de Energía:

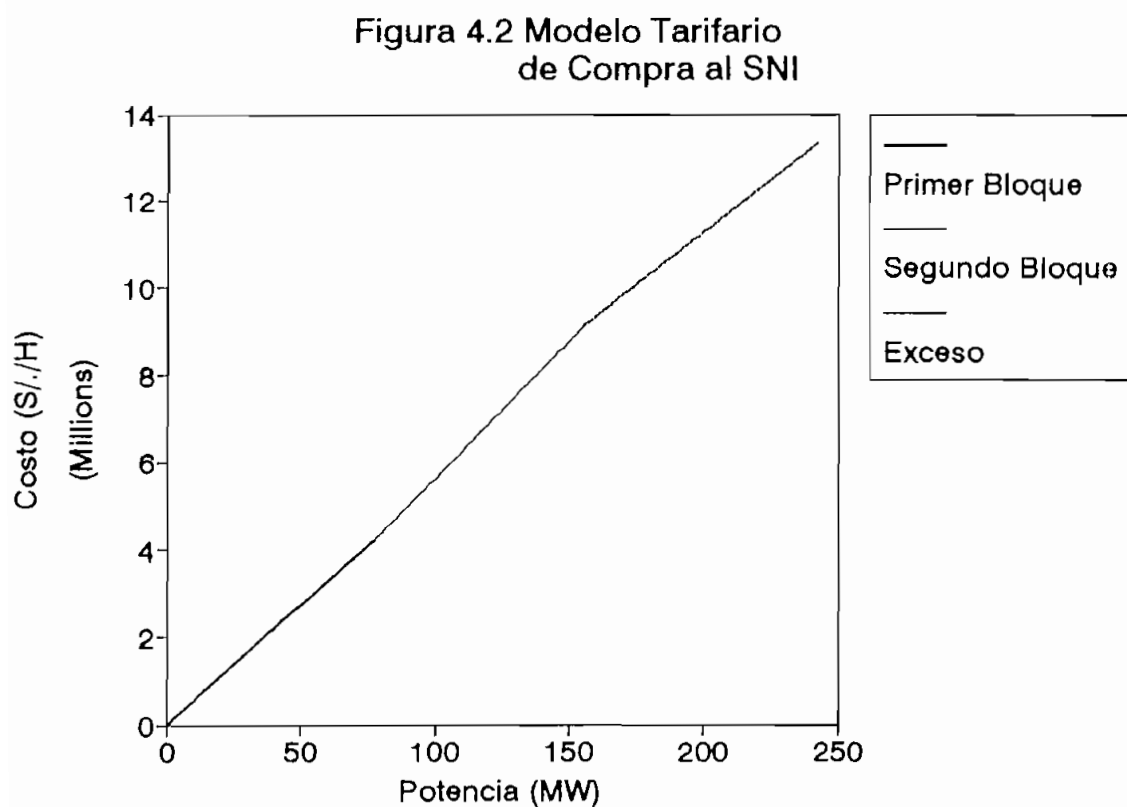
$$f = 62980 P \quad [S./H] \quad 77.78 < P \leq 155.56 \text{ MW}$$

Exceso de Energía:

$$f = 48500 P \text{ [S./H]}$$

$$P > 155.56 \text{ MW}$$

La figura 4.2 representa el modelo tarifario de compra al SNI.



#### 4.4 Predespacho Hidrotérmico para Varias Condiciones de Demanda

Se realiza el predespacho para dos temporadas del año: normal y emergencia energética.

Para el estudio, se comparan despachos efectuados los días lunes 7 de junio de 1993 (temporada normal) y lunes 25 de enero de 1993 (temporada de emergencia) y los resultados optimizados con el método propuesto. Además se presentan gráficos que muestran la dinámica de los reservorios y la contribución de las unidades de generación al despacho de potencia. En el programa se determinan las potencias de salida en periodos de 30 minutos.

##### 4.4.1 Predespacho para Temporada Normal

Los datos obtenidos del despacho de potencia realizado el día lunes 7 de junio de 1993 se presentan en el cuadro D.1 del Anexo D.

La bondad del método utilizado se prueba comparando los datos de despacho ya efectuados por la EEQ y los resultados del programa obtenidos para suministrar las mismas curvas diarias de carga.

La central Los Chillos tuvo un caudal que le permitió generar una potencia de 1.8 MW durante todo el día. La central Pasochoa generó una potencia de 4.4 MW, decayendo en los últimos periodos a 4.3 y 4.2 MW. La central Machachi funcionó entre las 07H30 y las 21H00

generando 0.6 MW. Las otras centrales ajustaron su generación a la demanda basadas en las reglas heurísticas de operación establecidas por el departamento de Despacho de Carga de la EEQ. El caudal del río San Pedro fue de 13 m<sup>3</sup>/s durante todo el día. Las centrales térmicas Luluncoto y Gualberto Hernández no fueron puestas en línea.

La carga diaria consumió 4264.13 MWH y tuvo una demanda máxima de 296 MW. El sistema exigió 3366.25 MWH de la interconexión y una demanda máxima de 219 MW.

#### Despacho Optimizado:

Las características de las unidades son las siguientes:

Central: Pasochoa (pasada)

Potencia (MW): 4.30000

Central: Los Chillos (pasada)

Potencia (MW): 1.80000

Central: Machachi (pasada)

Potencia (MW): 0.60000

Central : Guangopolo (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.12500

Vol. min. (Hm3): 0.00000

Vol. inicial (Hm3): 0.12500

Vol. final (Hm3): 0.12500

Paso vol. (Hm3): 0.01250

Afluencia (m3/s): 13.00000

Pot. max. (MW): 11.00000

Pot. min. (MW): 1.00000

Central : Cumbayá (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.36000

Vol. min. (Hm3): 0.04000

Vol. inicial (Hm3): 0.36000

Vol. final (Hm3): 0.04000

Paso vol. (Hm3): 0.00800

Afluencia (m3/s): 0.00000

Pot. max. (MW): 40.00000

Pot. min. (MW): 5.00000

Central : Nayón (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.00440

Vol. min. (Hm3): 0.00000

Vol. inicial (Hm3): 0.00440

Vol. final (Hm3): 0.00440

Paso vol. (Hm3): 0.00022

Afluencia (m3/s): 0.00000

Pot. max. (MW): 30.00000

Pot. min. (MW): 6.00000

Central: Gualberto Hernández (térmica)

Función de costos:  $f(P) = 14700 + 10000 P + 10065.31 P^2$   
[S./H]

Pot. max. (MW): 10.60000

Pot. min. (MW): 1.00000

Central: Luluncoto (térmica)

Función de costos:  $f(P) = 3960 + 16950 P + 97500 P^2$   
[S./H]

Pot. max. (MW): 6.00000

Pot. min. (MW): 1.00000



Central: Interconexión (térmica)

Potencia Primer Bloque (MW) :	77.76
Costo Primer Bloque (S/./H) :	54.45
Potencia Segundo Bloque (MW):	155.56
Costo Segundo Bloque (S/./H):	62.98
Costo Exceso (S/./H) :	48.50

El predespacho obtenido de la aplicación del método se lo presenta en el cuadro D.2 del Anexo D.

Como resultado de la aplicación del método, se obtuvo que las centrales térmicas no intervinieron en el despacho debido a que su operación es más costosa que comprar energía al SNI.

Se consiguió un consumo menor de energía de parte de la EEQ a la interconexión. Además, la demanda máxima al SNI bajó de 219 MW a 212.3 MW.

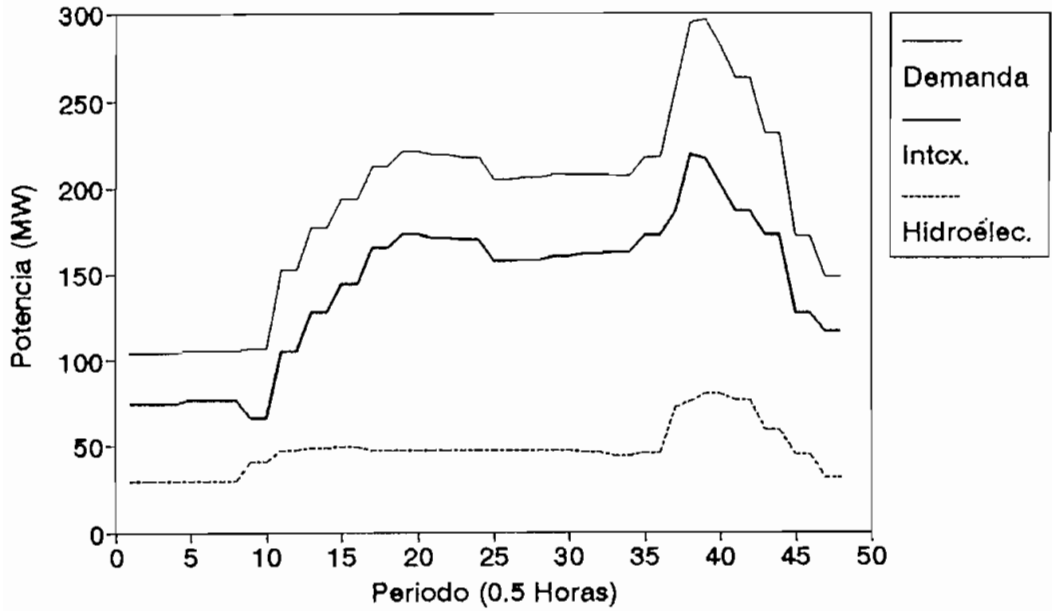
Durante las horas pico de demanda, esto es entre las 09H00 y las 12H00 y entre las 19H00 y 19H30, la contribución de las centrales hidráulicas aumenta. Luego del primer pico del día los reservorios guardan la suficiente agua que es descargada en el siguiente pico del día.

Debe notarse que la central Guangopolo genera 7.9 MW en todos los períodos, por tanto se comporta como una central de pasada. Su reservorio no tiene variaciones de volumen ya que la afluencia es suficiente para generar dicha potencia.

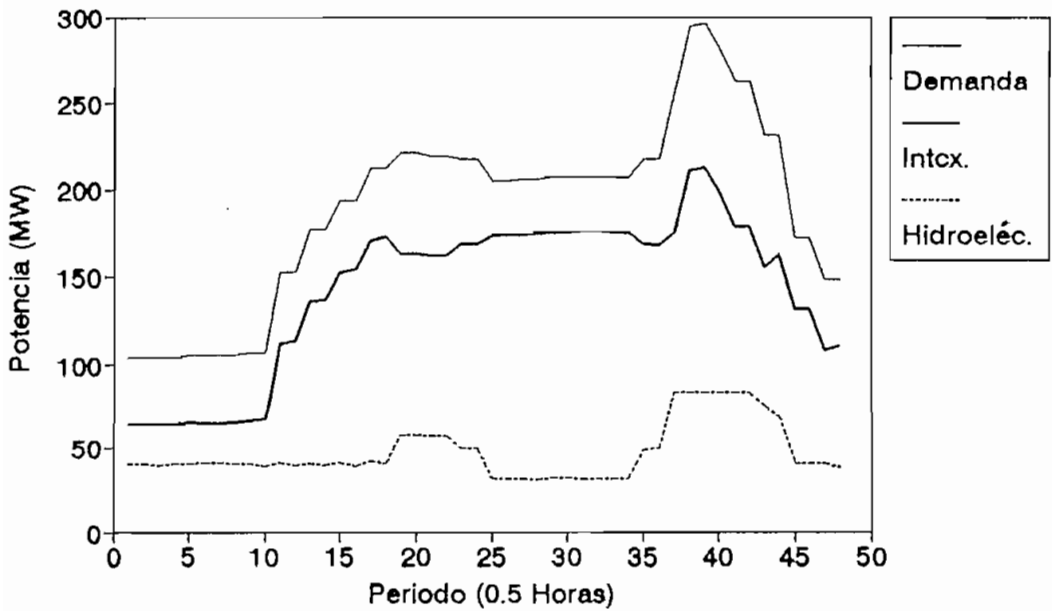
Las trayectorias de los aportes de potencia de las

centrales Cumbayá y Nayón son similares. El reservorio de Cumbayá permanece sin variación durante las primeras horas del día. En el pico de la mañana hay una gran descarga de agua. Después el reservorio recupera su nivel inicial para luego bajar a su mínimo nivel de operación como consecuencia de la gran demanda de energía que tiene lugar en las horas de la tarde y noche.

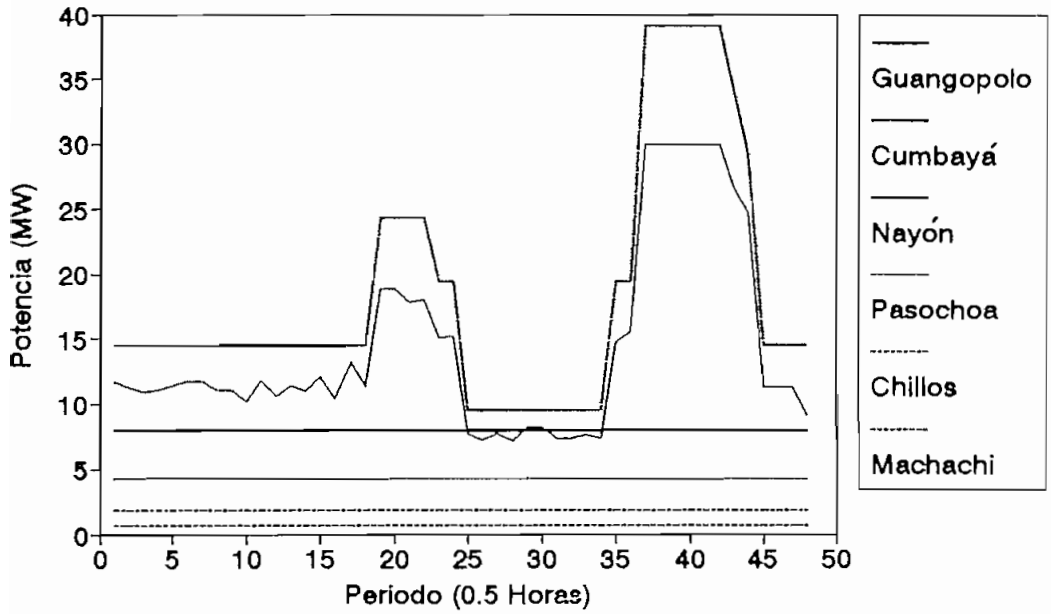
## Despacho No Optimizado Temporada Normal



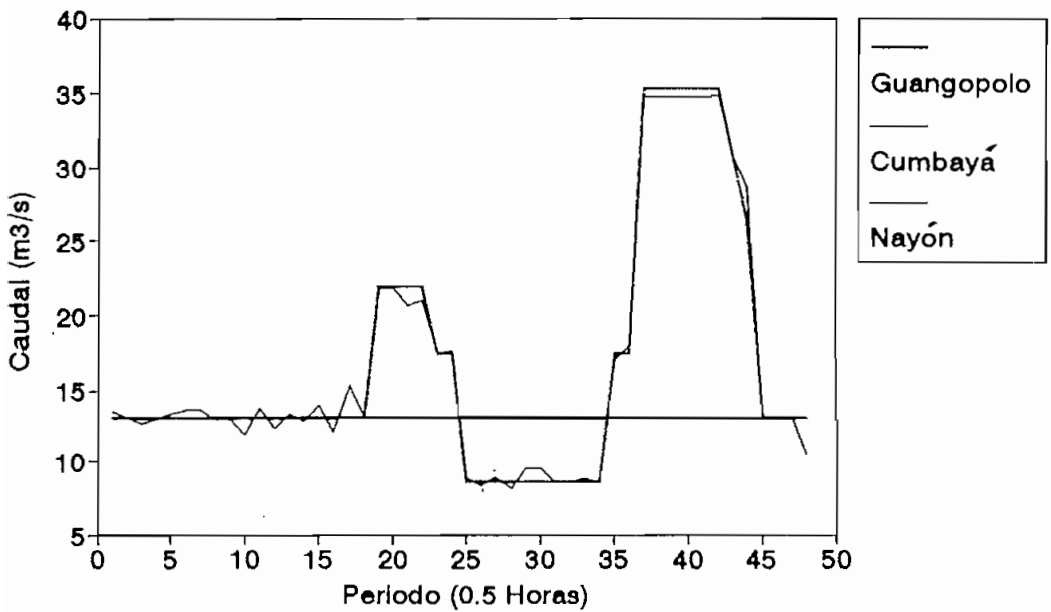
## Despacho Optimizado Temporada Normal



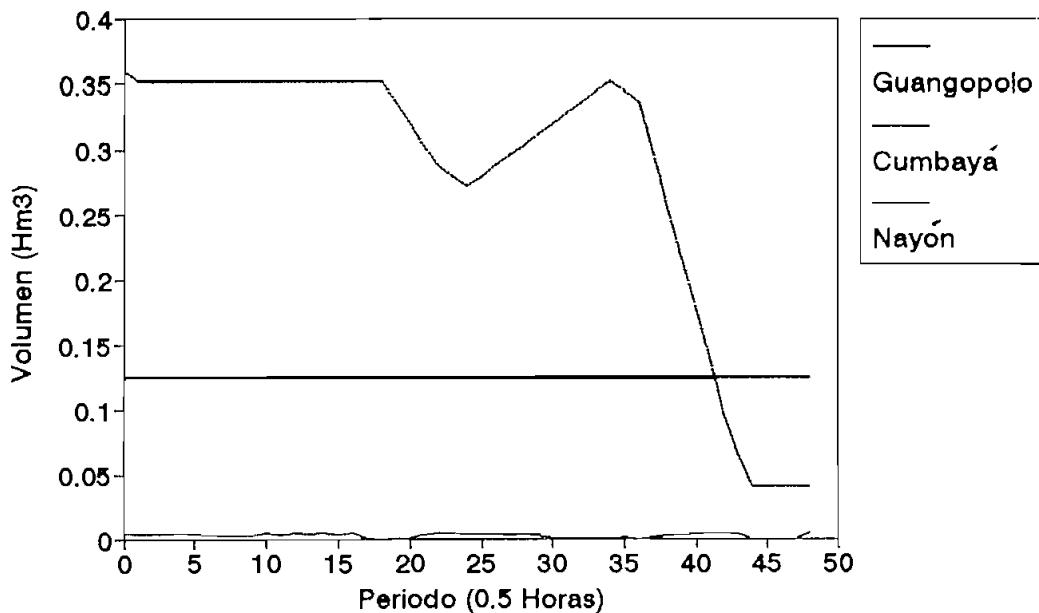
## Generación Hidroeléctrica Temporada Normal



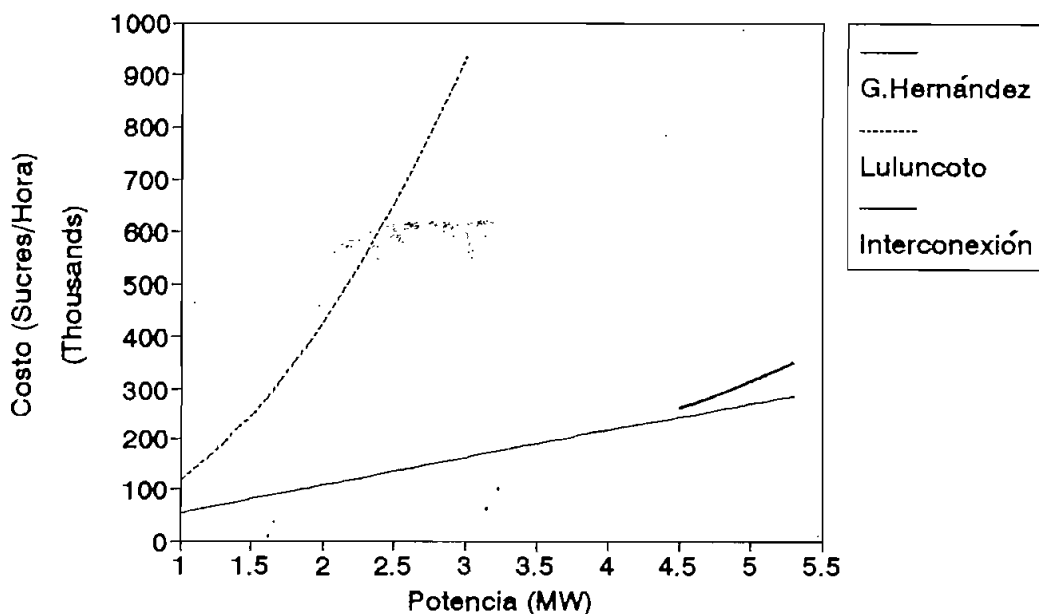
## Caudales Descargados Temporada Normal



## Trayectoria de los Reservorios Temporada Normal



## Funciones de Costo y Costo por Energía Comprada al SNI



#### 4.4.2 Despacho para Emergencia Energética

Los datos obtenidos del despacho de potencia realizado el día lunes 25 de enero de 1993 se presentan en el cuadro D.3 del Anexo D.

La central Los Chillos tuvo un caudal que le permitió generar una potencia de 1.8 MW entre las 00H00 y las 08H00 y entre las 19H00 y las 24H00; entre las 08H00 y las 19H00 generó 0.9 MW. La central Pasochoa generó de forma irregular potencias comprendidas entre 3.2 y 3.5 MW. La central Machachi entregó potencias de 0.9 MW en horas de la mañana para en la tarde generar potencias comprendidas entre 1.1 y 0.7 MW. Las otras centrales ajustaron su generación a la demanda basadas en las reglas heurísticas de operación establecidas por el departamento de Despacho de Carga de la EEQ. El caudal del río San Pedro fue de 10 m<sup>3</sup>/s durante gran parte del día, y luego bajó a 9.5 y 9 m<sup>3</sup>/s en horas de la noche.

Las centrales térmicas Luluncoto y Gualberto Hernández fueron puestas a generar a su máxima potencia durante todo el día.

La carga diaria consumió 4468.85 MWH y tuvo una demanda máxima de 283.3 MW. El sistema exigió 3362.75 MWH de la interconexión y una demanda máxima de 195 MW.

Despacho Optimizado:

Las características de las unidades son las siguientes:

Central: Pasochoa (pasada)

Potencia (MW): 3.20000

Central: Los Chillos (pasada)

Potencia (MW): 1.80000

Central: Machachi (pasada)

Potencia (MW): 0.90000

Central : Guangopolo (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.12500

Vol. min. (Hm3): 0.00000

Vol.inicial (Hm3): 0.12500

Vol. final (Hm3): 0.12500

Paso vol. (Hm3): 0.01250

Afluencia (m3/s): 13.00000

Pot. max. (MW): 11.00000

Pot. min. (MW): 1.00000

Central : Cumbayá (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.36000

Vol. min. (Hm3): 0.04000

Vol.inicial (Hm3): 0.04000

Vol. final (Hm3): 0.04000

Paso vol. (Hm3): 0.00800

Afluencia (m3/s): 0.00000

Pot. max. (MW): 40.00000

Pot. min. (MW): 5.00000

Central : Nayón (regulación)

Vol. max. (Hm3): 0.00440

Vol. min. (Hm3): 0.00000

Vol.inicial (Hm3): 0.00000

Vol. final (Hm3): 0.00000

Paso vol.	(Hm3):	0.00022
Afluencia	(m3/s):	0.00000
Pot. max.	(MW):	30.00000
Pot. min.	(MW):	6.00000

Central : Interconexión (regulación)

Vol. max.	(Hm3):	1.40000
Vol. min.	(Hm3):	0.30000
Vol. inicial	(Hm3):	0.30000
Vol. final	(Hm3):	0.85000
Paso vol.	(Hm3):	0.02500
Afluencia	(m3/s):	110.00000
Pot. max.	(MW):	220.00000
Pot. min.	(MW):	70.00000

Central: Gualberto Hernández (térmica)

Función de costos:  $f(P) = 14700 + 10000 P + 10065.31 P^2$   
[S././H]

Pot. max.	(MW):	10.60000
Pot. min.	(MW):	1.00000

Central: Luluncoto (térmica)

Función de costos:  $f(P) = 3960 + 16950 P + 97500 P^2$   
[S././H]

Pot. max.	(MW):	6.00000
Pot. min.	(MW):	1.00000

El predespacho obtenido de la aplicación del método se lo presenta en el cuadro D.4 del Anexo D.

Se consiguió disminuir el consumo de energía de parte de la EEQ a la interconexión. Además, la demanda máxima al SNI bajó de 195 MW a 182.2 MW.



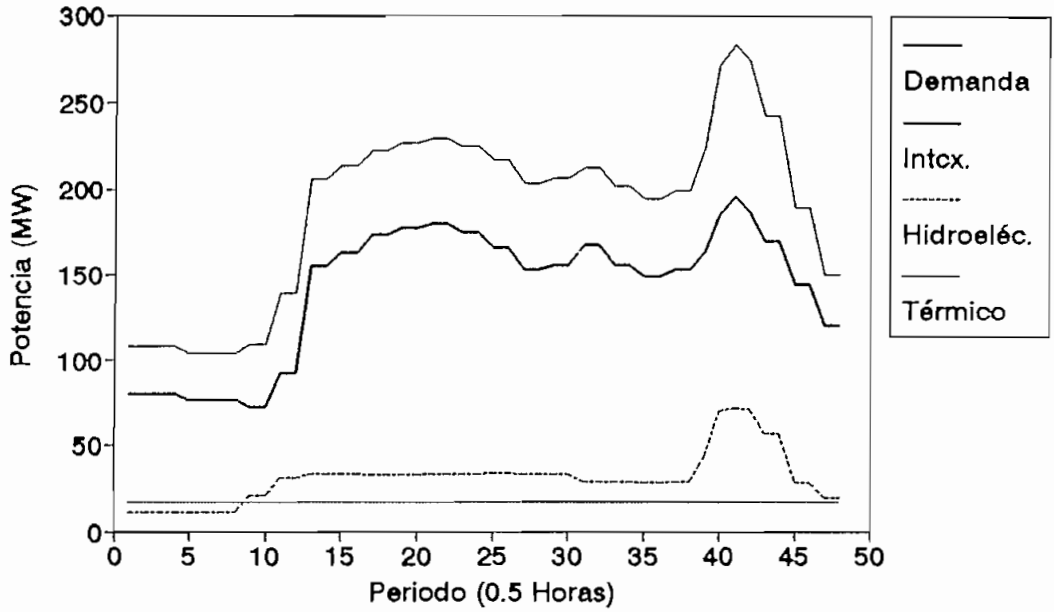
Durante las horas pico de demanda, esto es entre las 08H00 y las 12H00 y entre las 20H00 y 20H30, la contribución de las centrales hidráulicas aumenta. Luego del primer pico del día los reservorios guardan la suficiente agua que es descargada en el siguiente pico del día.

Cabe destacar la gran dinámica que tienen los reservorios para poder abastecer la demanda en las condiciones tan adversas de energía por las que atraviesa el sistema. El reservorio de la central Guangopolo descarga su nivel durante el primer pico del día, luego se recupera para poder ayudar a las otras centrales a cubrir la demanda del pico de la noche. El reservorio de la central Cumbayá inicia el despacho en su nivel más bajo; hasta el medio día el nivel del reservorio ha sido recuperado para otra vez bajar a su mínimo nivel en horas de la noche.

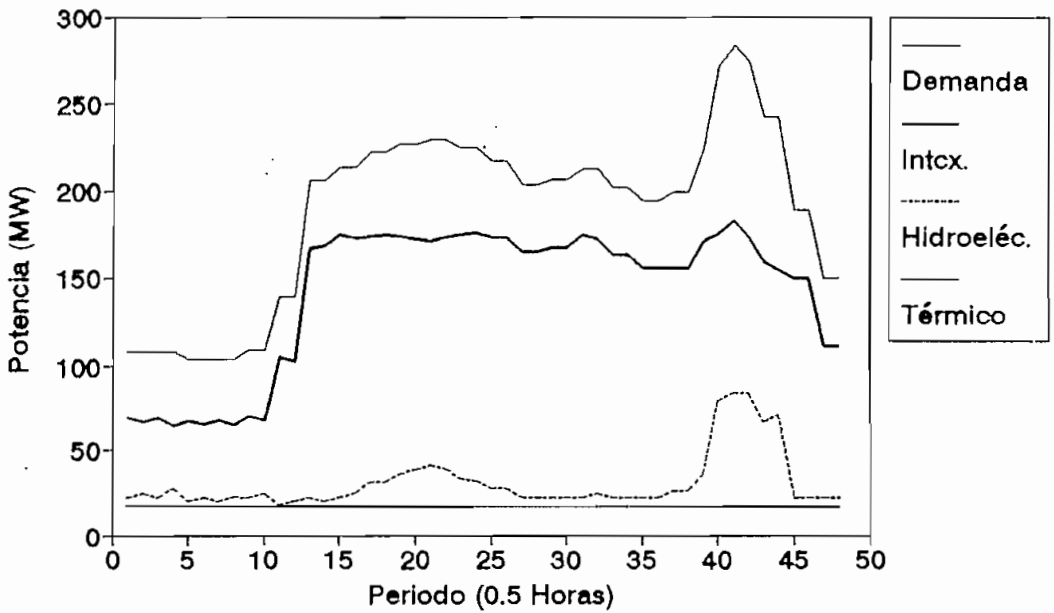
Las potencias generadas por las centrales hidroeléctricas responden a las trayectorias tan irregulares de sus reservorios.

Desde el punto de vista económico no es conveniente hacerles operar a las unidades térmicas. Su puesta en operación obedece a requerimientos de ahorro de energía.

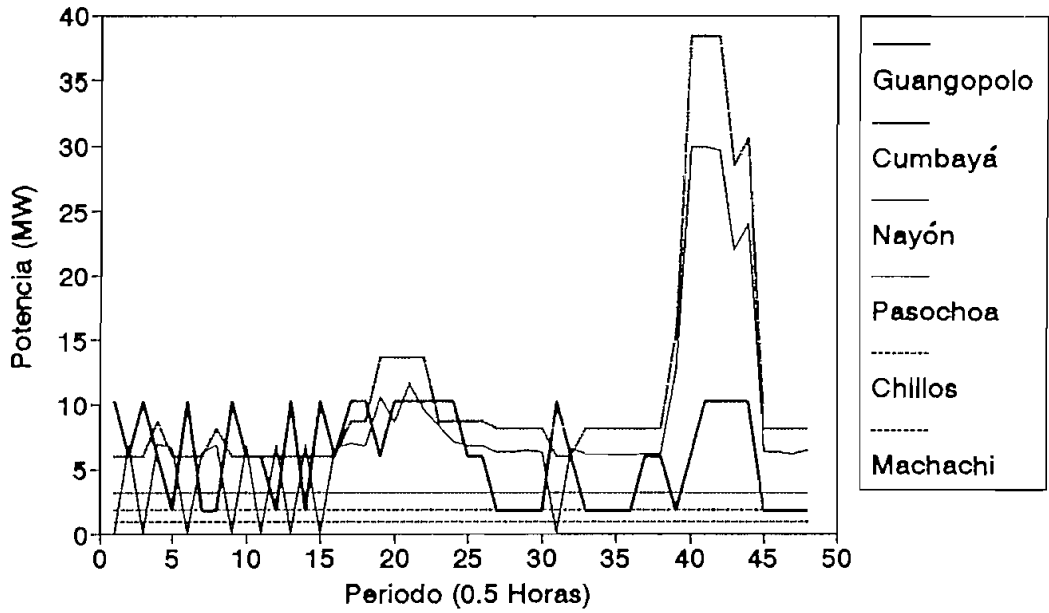
## Despacho No Optimizado Temporada de Emergencia Energética



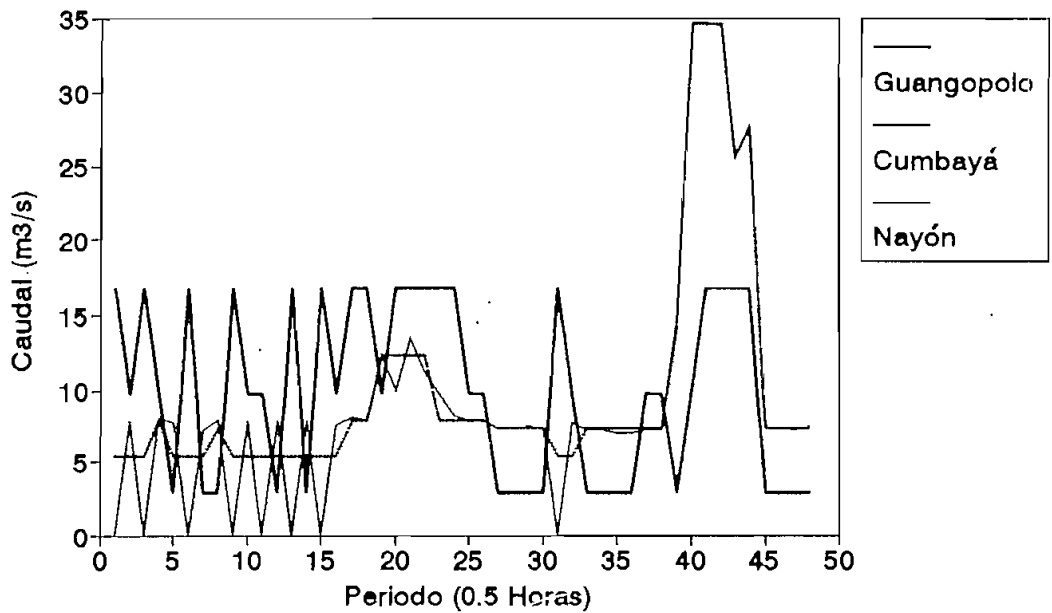
## Despacho Optimizado Temporada de Emergencia Energética



## Generacion Hidroelectrica Temporada de Emergencia Energética

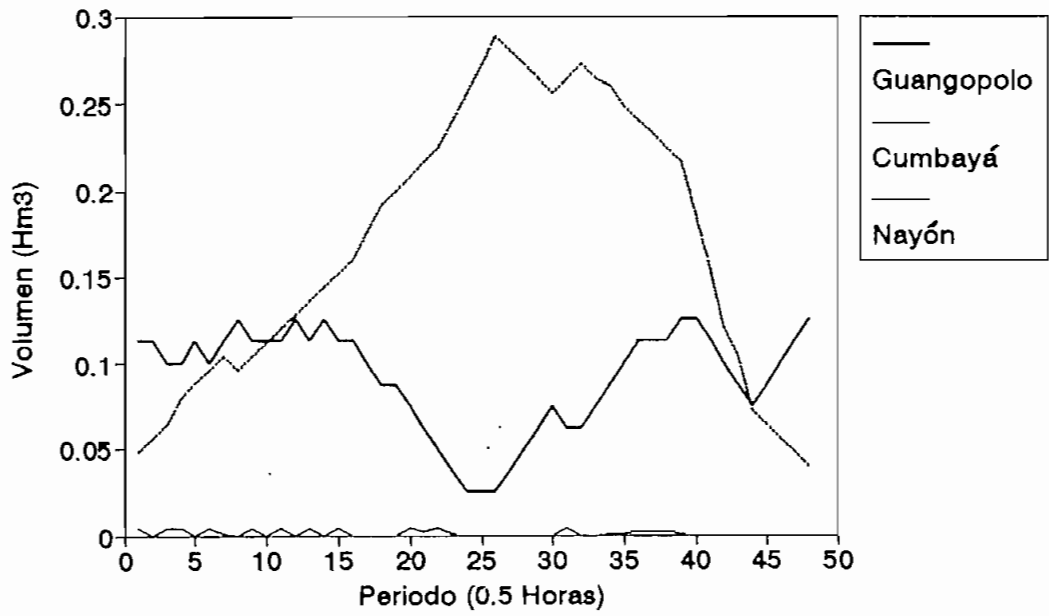


## Caudales Descargados Temporada de Emergencia Energética



# Trayectoria de los Reservorios

## Temporada de Emergencia Energética



## CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo matemático desarrollado constituye una herramienta aplicable a la solución de los problemas relacionados con el despacho económico. El modelo permite planear la forma en que se han de operar las centrales hidráulicas y térmicas de generación de propiedad de las Empresas Eléctricas con el propósito de minimizar la cantidad de energía comprada a sistemas mayores, disminuir el pico de demanda, y minimizar los costos de generación térmica.

La metodología empleada hace posible computacionalmente la aplicación del modelo en sistemas hidrotérmicos encontrados normalmente en la práctica.

El programa desarrollado es muy robusto en cuanto tiene que ver con la convergencia. El método de la programación dinámica es una herramienta que ha permitido desarrollar un modelo bastante confiable para resolver el problema del predespacho de potencia de sistemas hidrotérmicos.

El problema de la dimensionalidad que provocan los sistemas hidrotérmicos con múltiples centrales ha sido resuelto gracias a las bondades que brinda la programación dinámica por aproximaciones sucesivas, el cual además de ahorrar el uso desmesurado de memoria ha permitido disminuir el tiempo de procesamiento.

Los datos que se requieren para el uso del programa son muy simples y fáciles de conseguir. Así, para las centrales de pasada únicamente se requiere la potencia

instantánea generada por el caudal estimado del río. En las centrales de regulación se necesitan los volúmenes límites del reservorio, la cuota energética que será descargada (expresada como volumen de agua), afluencias de los reservorios, la eficiencia y los límites operativos de la central. Las centrales en cascada son un caso particular de múltiples plantas hidroeléctricas. Dichas centrales están relacionadas por el flujo de agua del embalse que conecta las plantas sobre la misma cuenca. El orden de despacho de potencia es en dirección aguas abajo.

El modelo de la interconexión ha sido desarrollado de acuerdo a las condiciones estacionales. En invierno no se tiene ninguna clase de restricción ya que las condiciones energéticas así lo permiten y puede ser modelada como una planta térmica. En verano, hay la imposición de racionamientos de energía, debido a la restricción de energía hidráulica y al reducido parque térmico. Durante el verano a la interconexión se la modela como una central hidroeléctrica de regulación con una cuota limitada de energía.

La aplicación del método propuesto permite que las centrales hidroeléctricas aprovechen de manera óptima el agua disponible, guardándola para períodos de demanda máxima. Esto se refleja en el ahorro de energía eléctrica obtenida de las unidades térmicas y de la interconexión. De la trayectoria del volumen de los reservorios se puede observar que el nivel sube durante las horas de menor demanda, para luego poder abastecer la demanda en las horas pico del día. Este nuevo valor de demanda máxima podrá ser tomado como referencia para

fijar la nueva cuota de potencia contratada.

Se ha podido ver que el manejo de los reservorios, en cascada es una labor muy difícil de coordinar ya que sus estados están íntimamente ligados entre sí y que su manipulación indiscriminada se traduce en desperdicios de agua y mayores consumos de energía de otras centrales y de la interconexión.

La estrategia de operación seguida para el predespacho de la EEQ ha sido mejorada, ya que se ha logrado optimizar la generación hidráulica, se han reducido la potencia máxima demandada y la energía consumida desde el SNI. Se demuestra una mejor administración de los embalses durante la horas de la mañana en las que los niveles de agua son incrementados para que en las horas de la tarde y noche se puedan absorber cargas mayores.

El modelo desarrollado también puede ser aplicado a sistemas mayores como el SNI.

Se recomienda utilizar esta herramienta para el predespacho de potencia, con la finalidad de conseguir reducción de energía importada en el orden del 0.5%, y niveles máximos de potencia comprada en 5% aproximadamente.

## ANEXO A: MANUAL DEL USUARIO

El programa principal consta de dos programas: el primero realiza la coordinación hidrotérmica y el segundo el despacho térmico. El programa ha sido escrito en lenguaje C.

### A.1 Programa CH

Este programa realiza el predespacho de potencia de una unidad térmica y n centrales hidroeléctricas (de pasada y/o de regulación).

El programa pide si los datos van a ser ingresados a través del teclado o mediante un archivo de datos. Si se quiere ingresar mediante archivo de datos, se escribe el nombre del archivo. Luego se pregunta si se desea que los resultados sean enviados a pantalla o a un archivo de salida, en cuyo caso se debe escribir el nombre del archivo de salida de resultados. Adicionalmente, se pide el nombre de un archivo al que se destinarán el período, la demanda, la potencia térmica y la potencia hidráulica total para cada período.

#### Datos requeridos:

1. Duración de cada período de carga en horas [H].
2. Número de períodos.
3. Potencias que se van a despachar en [MW]. El número de cargas debe ser igual al número de períodos.
4. Número de centrales hidroeléctricas.
5. Nombre de la central hidroeléctrica.
6. Identificación que indique que se trata de una



central de pasada o de regulación.

7. Bandera de la central. Esta bandera es un número que identifica a las centrales que están situadas en diferentes aprovechamientos de un mismo río, o sea, que están acopladas en serie.
8. Volumen máximo del reservorio de la central en hectómetros cúbicos [ $\text{Hm}^3$ ].
9. Volumen mínimo del reservorio de la central en millones de metros cúbicos [ $\text{Hm}^3$ ].
10. Volumen inicial del reservorio de la central en millones de metros cúbicos [ $\text{Hm}^3$ ]. Este volumen es el que tiene el reservorio al inicio del despacho.
11. Volumen final del reservorio de la central en millones de metros cúbicos [ $\text{Hm}^3$ ]. Este volumen es el que tiene el reservorio al final del último período del despacho.
12. Paso de volumen en millones de metros cúbicos [ $\text{Hm}^3$ ]. Este valor sirve para discretizar el volumen de reservorio. El paso de volumen debe dividir en partes iguales al volumen del reservorio.
13. Afluencia al reservorio en metros cúbicos por segundo [ $\text{m}^3/\text{s}$ ].
14. Potencia máxima de la central en [MW].
15. Potencia mínima de la central en [MW].
16. Coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  de la función  $q=q(P)$ :

$$q = a_0 + a_1 P + a_2 P^2,$$

en donde,  $q$  está dada en [ $\text{m}^3/\text{s}$ ] y  $P$  en [MW].

17. Potencia máxima de la unidad térmica en [MW].
18. Potencia mínima de la unidad térmica en [MW].
19. Coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  de la función de costo de la unidad térmica:

$$f = a + b P + c P^2,$$

en donde, P está dada en [MW] y f en [S/./H].

La identificación requerida en 6 es la siguiente: si es una central de pasada se coloca la "s", si es de regulación se coloca la "n".

Si se tiene más de una central hidroeléctrica, se colocan los datos de los numerales 5 al 16 en forma seguida para la primera central, luego se colocan los datos de los numerales 5 al 16 para la siguiente central, y así sucesivamente.

Cuando se tienen centrales de pasada, se las coloca a todas juntas al principio de todas las centrales. En este caso solo se requiere el dato del numeral 6 y la potencia que genera la central.

Un grupo de centrales de regulación acopladas en serie, se debe identificar con la misma bandera y las centrales deben ir ordenadas aguas abajo y juntas. En caso de haber varios grupos de centrales acopladas en serie, los grupos deben tener diferentes banderas entre sí.

La potencia máxima de la unidad térmica debe ser mayor que cualquiera de las cargas de demanda. Este dato es únicamente para garantizar la corrida del programa.

Estructura del archivo de entrada de datos:

(Variable del programa: descripción).

duracion\_período: duración de cada período [H]. Real.  
 ultimo\_período: número de períodos del despacho. Entero.  
 ppcarga: potencia de demanda [MW]. Real.  
 num\_unid\_h: número de centrales hidroeléctricas. Entero.  
 nombre\_unidad: nombre de la unidad. Cadena de máximo 20  
 caracteres alfanuméricos incluido el  
 caracter "\_".  
 pasada: identificación de la central. "s" de  
 regulación. "n" de pasada.  
 Bandera: identifica si las centrales están acopladas en  
 serie o no. Entero.  
 vol\_max: volumen máximo del reservorio [Hm<sup>3</sup>]. Real.  
 vol\_min: volumen mínimo del reservorio [Hm<sup>3</sup>]. Real.  
 vol\_inicial: volumen inicial del reservorio [Hm<sup>3</sup>]. Real.  
 vol\_final: volumen final del reservorio [Hm<sup>3</sup>]. Real.  
 vol\_paso: paso volumen [Hm<sup>3</sup>]. Real.  
 afluencia: caudal de agua que ingresa al reservorio  
 [m<sup>3</sup>/s]. Real.  
 ph\_max: potencia máxima de la central [MW]. Real.  
 ph\_min: potencia mínima de la central [MW]. Real.  
 a\_0, a\_1, a\_2: coeficientes de la función  $q=q(P)$ .  
 Reales.  
 ps\_max: potencia máxima de la unidad térmica [MW]. Real.  
 ps\_min: potencia mínima de la unidad térmica [MW].  
 Real.  
 ps\_a, ps\_b, ps\_c: coeficientes de la función de costos  
 de la unidad térmica. Reales.

## A.2 Programa DT

Este programa realiza el predespacho de potencia únicamente de unidades térmicas.

Este programa también da la posibilidad de introducir los datos mediante un archivo de entrada de datos y obtener los resultados en un archivo de salida de resultados.

Datos requeridos:

1. Duración de cada período de carga en horas [H].
2. Número de períodos.
3. Potencias que se van a despachar en [MW]. El número de cargas debe ser igual al número de períodos.
4. Pregunta la inclusión o no de interconexión al sistema.
5. Número de unidades térmicas.
6. Nombre de la unidad térmica.
7. Coeficientes de la función de costos de la unidad.

$$f = a_0 + a_1 P + a_2 P^2 + a_3 P^3$$

en donde, f está en [S/./H] y P en [MW].

8. Potencia máxima de la unidad [MW].
9. Potencia mínima de la unidad [MW].
10. Potencia máxima para el primer bloque de energía comprada a la interconexión [MW].
11. Costo para el primer bloque de energía [S/./H].
12. Potencia máxima para el segundo bloque de energía comprada a la interconexión [MW].
13. Costo para el segundo bloque de energía [S/./H].
14. Costo de la energía tomada en exceso [S/./H].
15. Paso de potencia [MW].

Los datos de los numerales 10 al 14 se omiten en caso de que la respuesta del numeral 4 sea negativa.

Los datos de los numerales del 6 al 9 deben ir agrupados para cada unidad.

Estructura del archivo de entrada de datos:

(Variable del programa: descripción).

duracion\_período: duración de cada período [H]. Real.

ultimo\_período: número de períodos del despacho. Entero.

ppcarga: potencia de demanda [MW]. Real.

ch1: incluir o no interconexión. "s" es si, "n" es no.

num\_unid: número de unidades térmicas. Entero.

nombre\_unidad\_t: nombre de la unidad. Cadena de  
máximo 20 caracteres alfanuméricos  
incluido el caracter "\_".

a\_0, a\_1, a\_2, a\_3: coeficientes de la función de costos  
de la unidad. Reales.

pot\_max: potencia máxima [MW]. Real.

pot\_min: potencia mínima [MW]. Real.

pot\_bloque\_1: potencia primer bloque de energía [MW].  
Real.

a1: costo primer bloque de energía [S./H]. Real.

pot\_bloque\_2: potencia segundo bloque de energía [MW].  
Real.

a2: costo segundo bloque de energía [S./H]. Real.

Costo\_Pot\_exceso: costo por energía tomada en exceso  
[S./H]. Real.

paso\_pot: paso de potencia [MW].

### A.3 Programa DESPACHO

El programa que realiza el predespacho de potencia se lo corre ejecutando el archivo despacho.exe.

Este programa puede despachar centrales hidroeléctricas, de pasada y/o de regulación, junto con unidades térmicas e interconexión a varios niveles de voltaje.

Datos requeridos:

Se requieren los mismos datos que en los programas CH y DT en ese orden, excepto, los datos de los numerales 1, 2 y 3 del programa DT.

**A.4 Ejemplo**

Considerar un sistema de potencia que consta de: dos centrales de pasada; dos centrales de regulación acopladas en serie y cuatro unidades térmicas.

Archivo de Entrada de Datos:

4 6

1150 1250 950 1150 1050 850

4

Pasada\_1  
s 20

Pasada\_2  
s 30

Hidraulica\_1  
n 1  
22.203 7.401  
7.401 19.736  
0.61675 342.6388889  
200 0  
89.08611111 3.426388889 0

Hidraulica\_2  
n 1  
22.203 7.401  
22.203 9.868  
0.61675 0  
200 0

89.08611111 3.426388889 0

1250 200

700 4.8 0.0005

n

Termica\_1

0 7 0 0

100 0

Termica\_2

4 6 0 0

200 0

Termica\_3

5 8 0 0

100 0

Termica\_4

7 9 0 0

100 0

10

Archivo de Salida de Resultados:

Central : Pasada\_1

Potencia (MW): 20.00000

Central : Pasada\_2

Potencia (MW): 30.00000

Central : Hidraulica\_1

Vol. max. (M<sup>3</sup>): 22.20300

Vol. min. (M<sup>3</sup>): 7.40100

Vol.inicial (M<sup>3</sup>): 7.40100

Vol. final (M<sup>3</sup>): 19.73600

Paso vol. (M<sup>3</sup>): 0.61675

Afluencia (m<sup>3</sup>/s): 342.63000

Pot. max. (MW): 200.00000

Pot. min. (MW): 0.00000

Central : Hidraulica\_2

Vol. max. (M<sup>3</sup>): 22.20300

Vol. min. (M<sup>3</sup>): 7.40100

Vol.inicial (M<sup>3</sup>): 22.20300

Vol. final (M<sup>3</sup>): 9.86800

Paso vol. (M<sup>3</sup>): 0.61675

Afluencia (m<sup>3</sup>/s): 8.88888  
 Pot. max. (MW): 288.88888  
 Pot. min. (MW): 8.88888

Fecha: 1993/17/87  
 Hora : 02:26:47

Periodo	Carga (MW)	Unidad	Potencia (MW)	Caudal (m <sup>3</sup> /seg)	Volumen(t) (millones de m <sup>3</sup> )	Costo (Suces)	
1	1158.8	Generacion Termica	981.88				
		T Termica_1	388.88			8488.88	
		T Termica_2	288.88			4816.88	
		T Termica_3	388.88			9628.88	
		T Termica_4	188.88			3628.88	
		H Pasada_1	28.88				
		H Pasada_2	38.88				
		H Hidraulica_1	8.88	8.88	12.335		
H Hidraulica_2	199.88	778.94	11.181				
2	1258.8	Generacion Termica	982.88				
		T Termica_1	388.88			8488.88	
		T Termica_2	288.88			4816.88	
		T Termica_3	388.88			9628.88	
		T Termica_4	188.88			3628.88	
		H Pasada_1	28.88				
		H Pasada_2	38.88				
		H Hidraulica_1	111.58	471.13	18.485		
H Hidraulica_2	186.58	728.11	7.481				
3	958.8	Generacion Termica	988.88				
		T Termica_1	388.88			8488.88	
		T Termica_2	288.88			4816.88	
		T Termica_3	388.88			9628.88	
		T Termica_4	188.88			3628.88	
		H Pasada_1	28.88				
		H Pasada_2	38.88				
		H Hidraulica_1	8.88	8.88	15.419		
H Hidraulica_2	8.88	8.88	7.481				
4	1158.8	Generacion Termica	913.58				
		T Termica_1	388.88			8488.88	
		T Termica_2	288.88			4816.88	
		T Termica_3	388.88			9628.88	
		T Termica_4	118.88			3988.88	
		H Pasada_1	28.88				
		H Pasada_2	38.88				
		H Hidraulica_1	186.58	728.11	9.868		
H Hidraulica_2	8.88	8.88	17.886				



5	1858.8	Generacion Termica	863.58			
		T : Termica_1	388.88			8488.88
		T : Termica_2	288.88			4816.88
		T : Termica_3	388.88			9628.88
		T : Termica_4	68.88			2188.88
		H : Pasada_1	28.88			
		H : Pasada_2	38.88			
		H : Hidraulica_1	8.88	8.88	14.882	
		H : Hidraulica_2	136.58	556.79	9.868	
6	858.8	Generacion Termica	888.88			
		T : Termica_1	388.88			8488.88
		T : Termica_2	288.88			4816.88
		T : Termica_3	388.88			9628.88
		T : Termica_4	8.88			8.88
		H : Pasada_1	28.88			
		H : Pasada_2	38.88			
		H : Hidraulica_1	8.88	8.88	19.736	
		H : Hidraulica_2	8.88	8.88	9.868	

(\*) Estos volúmenes son de los reservorios al final del periodo de tiempo.

T: Planta termica  
 T: Interconexion  
 H: Planta hidraulica  
 Exc.: Exceso de Potencia tomada de la Interconexion .

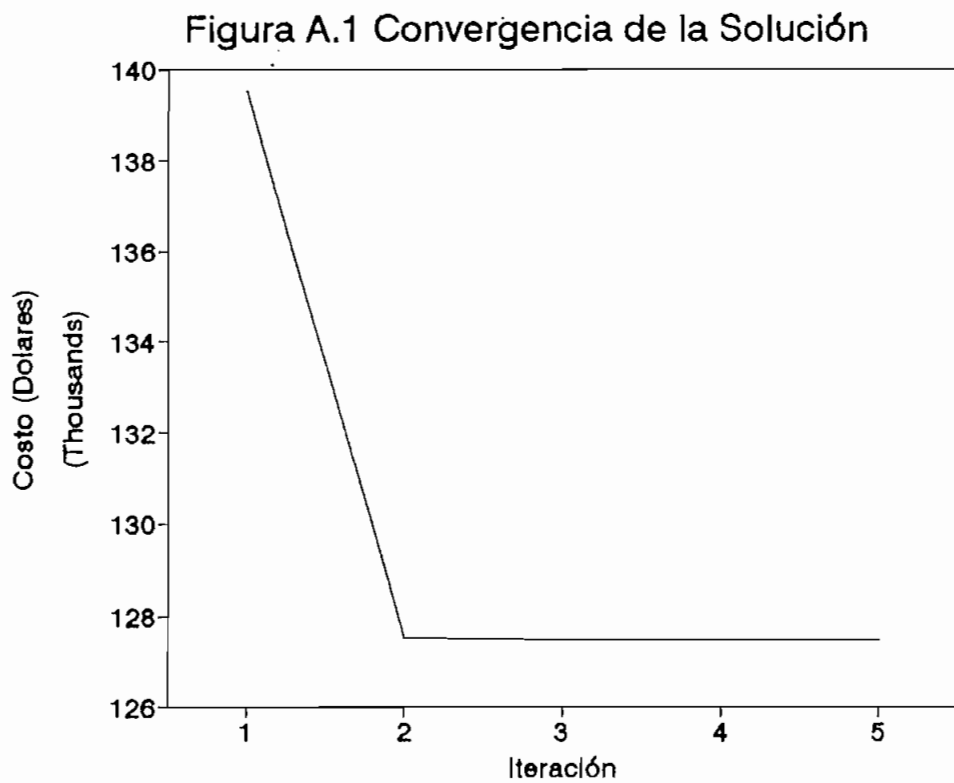
Minima Potencia Termica = 8.88 MW  
 Maxima Potencia Termica = 1888.88 MW

COSTO DEL DESPACHO PARA LAS UNIDADES DE LA EMPRESA = 154876.88

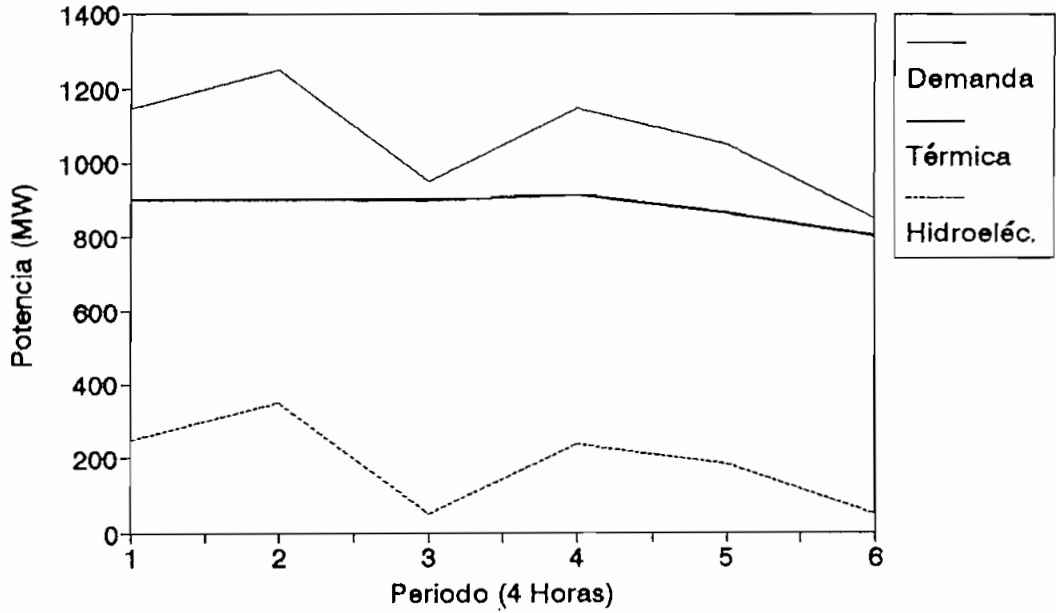
Este problema tiene la particularidad de que tiene dos centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente. El nivel de agua del reservorio de la central situada aguas abajo se incrementa si sus unidades no están generando y a la vez las unidades de la central situada aguas arriba están generando.

De acuerdo al modelo desarrollado para las centrales de pasada, éstas centrales permanecen todo el período completo de despacho generando la misma potencia.

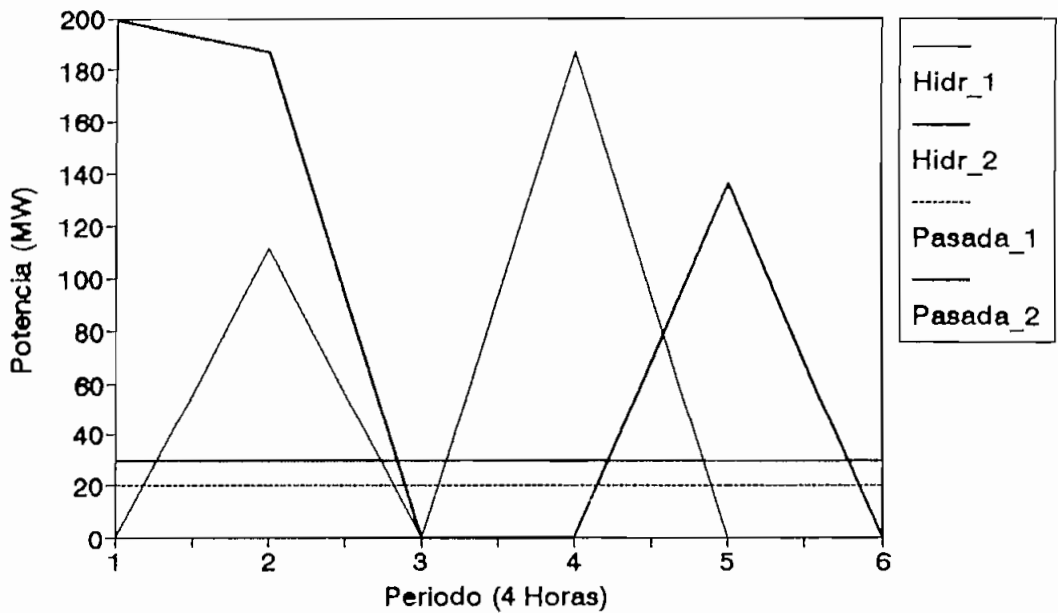
El proceso de convergencia para este problema se muestra en la figura A.1.



## Despacho Optimizado Ejemplo Anexo A

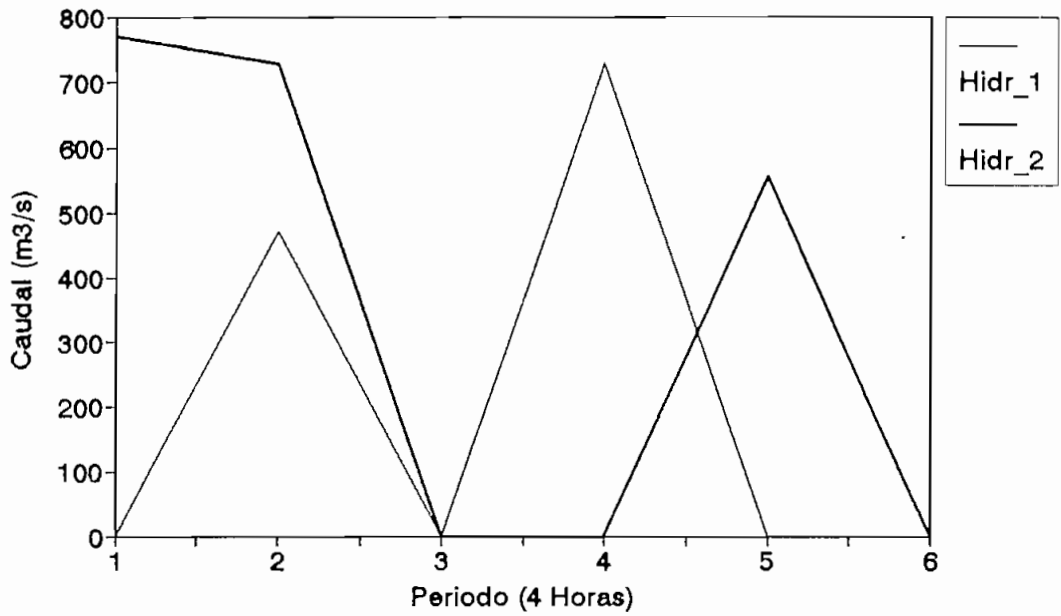


## Generación Hidroeléctrica Ejemplo Anexo A



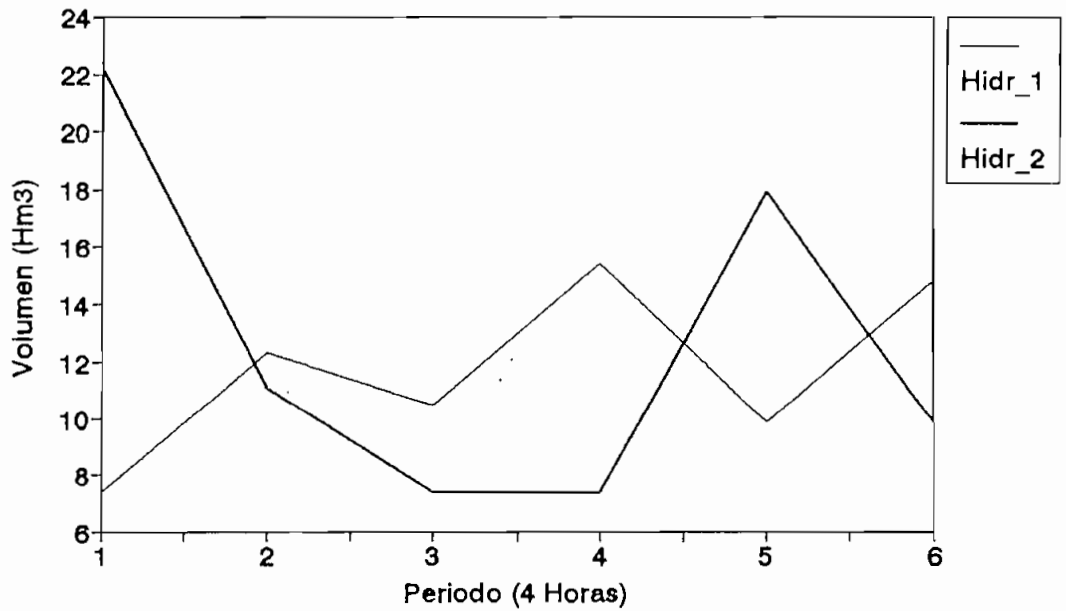
## Caudales Descargados

Ejemplo Anexo A



## Trayectoria de los Reservorios

Ejemplo Anexo A



ocupada la memoria que contiene los vectores o matrices que transfieren información del un programa al otro.

Puesto que el método de optimización desarrollado requiere de múltiples cálculos e iteraciones, el tiempo de ejecución del programa es del orden de los minutos. Además, ocupa gran cantidad de memoria. Por ello, es necesario contar con un computador que disponga de coprocesador matemático y de una buena cantidad de memoria destinada a la ejecución de programas.

Los límites dimensionales del programa están dados por las características de la memoria del computador.

El diagrama funcional del programa está representado en la figura B.1.

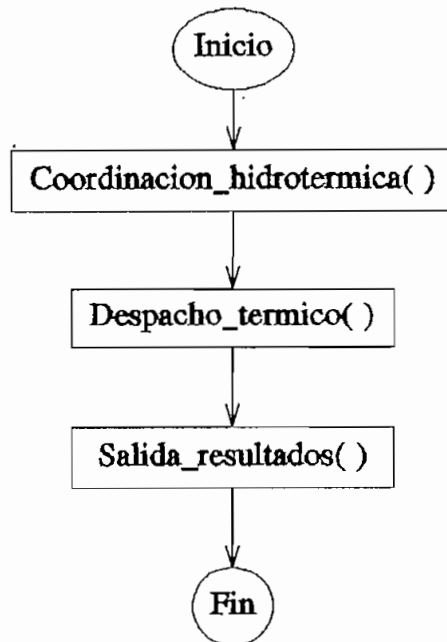


Figura B.1 Estructura del Programa Principal

La función `Coordinacion_hidrotermica()` representa al programa CH y la función `Despacho_termico()` representa al programa DT.

## B.2 Diagramas Funcionales

A continuación se presentan los diagramas funcionales de los programas CH y DT, y se describen las tareas que desempeñan las Funciones que los componen.

- Función `Coordinación_hidrotermica()`: Esta función realiza la coordinación hidrotérmica de múltiples unidades hidroeléctricas con una unidad térmica equivalente mediante la técnica de aproximaciones sucesivas (figura B.2).

- Función `datos_CH()`: Recoge toda la información requerida por el sistema y presentada en el archivo de datos.

- Función `Vol()`: Esta función es muy fundamental porque es la que realiza la discretización del volumen de los reservorios y asigna cada volumen a un estado (figura 4.7).

- Función `ht()`: Esta función es la que realiza el despacho entre una unidad térmica y una central hidroeléctrica, es decir, calcula todas las posibilidades de solución y traza la solución óptima para un problema en particular (figura B.3).

- Función `pc()`: Realiza el cálculo de vertimientos.

caudales, potencias hidroeléctricas, potencias térmicas y costos de producción. Es una de las funciones más importantes porque aquí radica todo el cálculo de los parámetros eléctricos, hidráulicos y económicos del sistema (figura B.4).

- Función Despacho\_termico(): Realiza el despacho de potencia para las unidades térmicas y para la interconexión si es el caso. Esto es, minimiza la función de costos para todas las potencias dadas por el paso de discretización de potencia, y para todos los períodos (figura B.5).

- Limites\_potencia(): Esta función recibe los datos requeridos por el programa para ejecutar el despacho térmico.

- Función Pot\_step(): Realiza la discretización de la potencia de cada unidad de acuerdo al paso dado. Además, asigna un estado a cada potencia (similar a figura 4.7).

- Función Costo\_gen\_th(): Evalúa el costo de producción de cada unidad para cada potencia discretizada.

- Función Salida\_resultados(): Esta función recibe los resultados obtenidos de la función Coordinacion\_hidrotermica(), esto es: potencias hidroeléctricas, caudales descargados, volúmenes al final de cada período y potencias térmicas. A su vez, para cada período, invoca a la función Despacho().

- Función Despacho(): Esta función despacha la potencia térmica, recogida de la función Salida\_resultados, o

sea, dicha potencia es repartida entre cada unidad y la interconexión de la forma más óptima. Invoca a las funciones `Costo_parcial()` y `Costo_exceso()`. Se la representa en la figura B.5.

- Función `Costo_parcial()`: Evalúa el costo de producción para la potencia asignada a cada unidad térmica o para la potencia tomada de la interconexión, siempre que dicha potencia no esté dentro del bloque de exceso de energía.

- Función `Costo_exceso()`: Evalúa el costo por potencia tomada del bloque de exceso de energía.



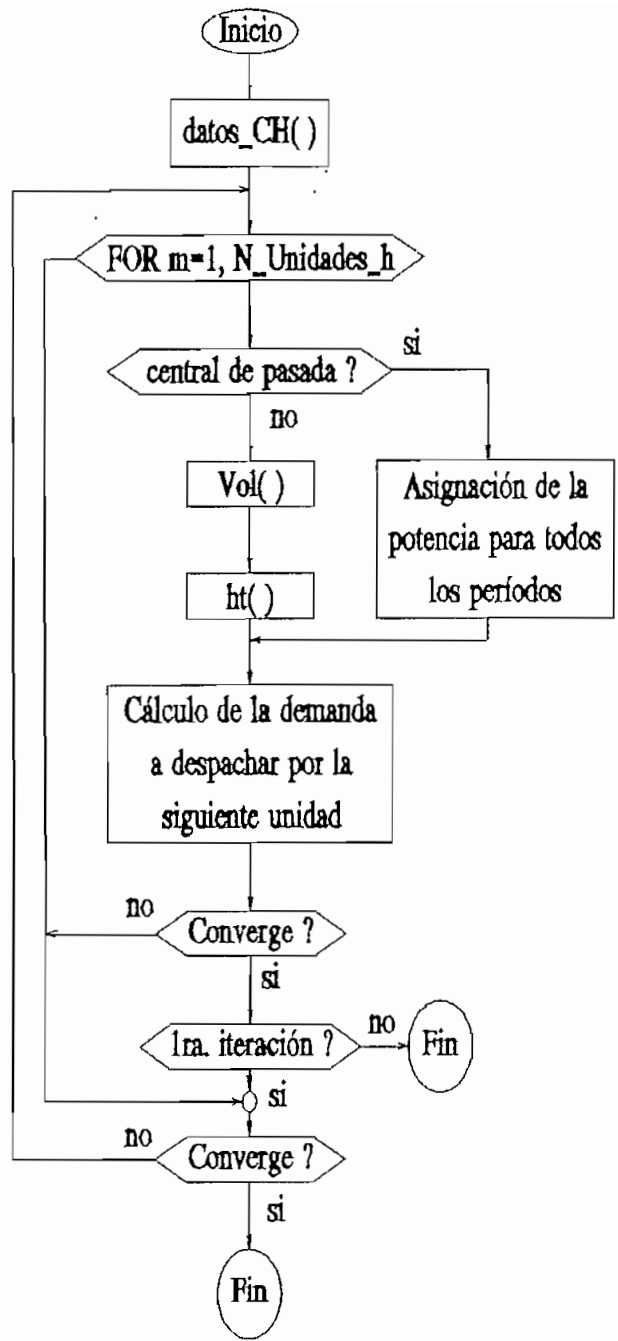


Figura B.2 Función Coordinacion\_hidrotermica()

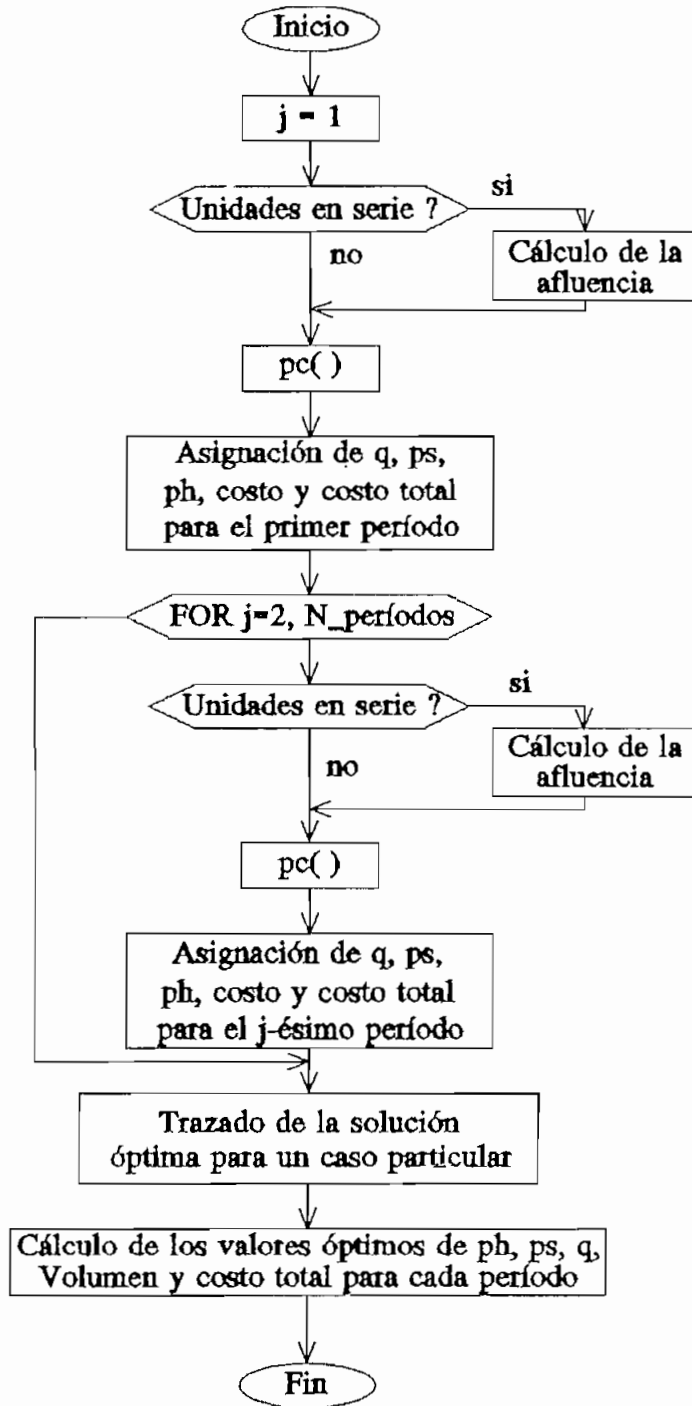


Figura B.3 Función ht()

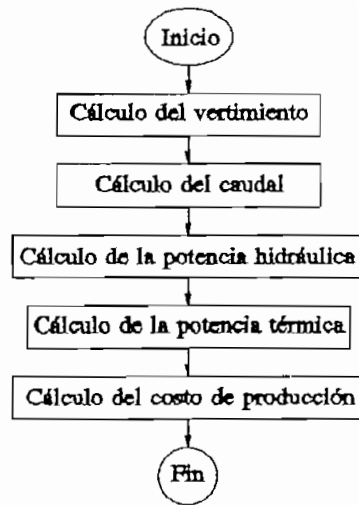


Figura B.4 Función pc()

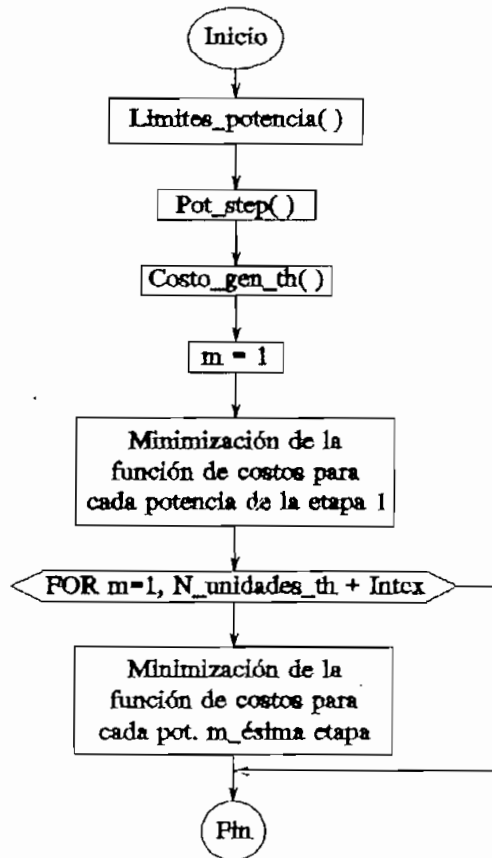


Figura B.5 Función Despacho\_termico()

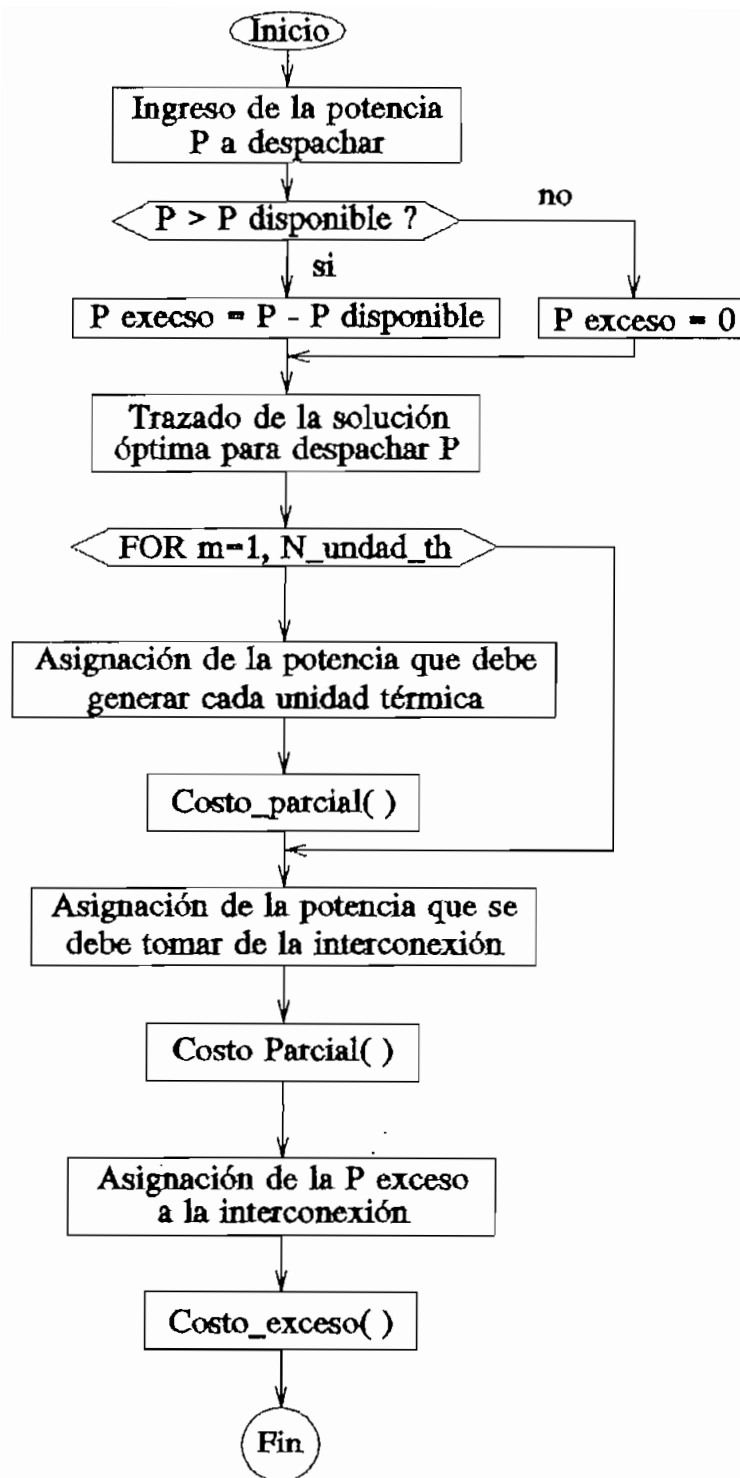


Figura B.6 Función despacho()

<p>ANEXO C: CARACTERISTICAS ENTRADA - SALIDA DE UNIDADES TERMICAS (APLICACION A LAS UNIDADES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO)</p>
---

C.1           Introducción [13]

En los problemas de operación económica optimizada de sistemas hidrotérmicos es fundamental la obtención de las características entrada-salida (costos por hora versus potencia de salida) de las unidades de generación térmica.

En la obtención de las características entrada-salida debe considerarse la potencia suministrada al sistema de servicios auxiliares de la central. Un generador con turbina térmica típicamente puede requerir entre el 2 y el 10% de la energía bruta de la unidad para suministrar potencia a los servicios auxiliares, tales como bombas de alimentación al caldero, ventiladores, bombas de agua circulante del condensador, etc.

C.2           Funciones Entrada-Salida de las Unidades del SNI [13]

A continuación se desarrolla una metodología para estimar las curvas entrada-salida de las unidades térmicas del SNI, en base a los siguientes costos variables de generación térmica en sucres por KWH (costo promedios anuales) disponibles en la Dirección de Operación del SNI:

- Combustibles
- Lubricantes
- Repuestos
- Varios

Debe destacarse que el costo de cada componente ha sido expresado directamente como función de KWH. En el cuadro C.1 se detallan los costos variables de las unidades del SNI.

Los valores en \$/KWH indican su fuerte asociación con la función de variación de costo respecto a variación de potencia de salida de la unidad. Siendo esta información un promedio anual, representa una buena aproximación al consumo específico para el valor medio de la potencia de salida de cada unidad. Es importante anotar la inclusión en estos valores de los costos prorrateados por KWH, de repuestos y varios.

Cuadro C.1 Costos Variables de Generación Termoeléctrica [\$/KWH] para las Unidades del SNI

CENTRAL	TIPO	Combustible	Lubricantes	Repuestos	Varios	TOTAL
Esmeraldas	Vapor	28.27	1.00	4.90	1.50	35.67
Gonzalo Ivallos	Vapor	31.70	1.00	3.65	1.22	37.57
Anibal Santos	Vapor	35.04	1.00	2.45	0.46	38.95
Guangopolo	Bunker	27.98	7.43	5.51	2.04	42.96
Gual. Hernández	Bunker	30.00	10.00	18.32	3.00	62.32
Manabí	Bunker	41.34	15.00	20.00	3.00	79.34
Guayaquil	Vapor	45.17	1.00	2.45	0.46	49.08
Emp. Eléctricas	Diesel	55.09	16.14	16.70	2.59	90.52
Santa Rosa	Gas	62.50	1.00	15.00	1.20	79.70
Estero Salado	Gas	77.33	1.00	6.94	0.00	85.27

Nota: Cálculos realizados para costos de combustibles a diciembre de 1992.  
 Bunker (residuo) \$430.00/galón  
 Diesel \$590.00/galón

Teniendo la información detallada en el cuadro C.1, la mejor aproximación a las curvas entrada-salida que se puede efectuar para las unidades del SNI es mediante una función de segundo grado dada por:

$$f = a P^2 + b P + c$$

en donde P es la potencia neta de salida de cada unidad, los coeficientes a, b y c necesitan ser determinados, y f es la función de costos expresada en [S./h]. Con lo cual la función de consumo específico es:

$$CE = \frac{f}{P} = aP + b + \frac{c}{P}$$

y la función de costo incremental es:

$$\frac{df}{dP} = 2 a P + b$$

El coeficiente c corresponde al costo de la unidad cuando está detenida, es decir, no depende de la potencia de salida. Por lo tanto, al coeficiente c se le adjudican los valores de los costos varios.

Para determinar el coeficiente b, se considera que el costo incremental para P igual a cero, es decir cuando la unidad está rodando y sin entregar potencia, es equivalente aproximadamente al costo de lubricantes.

Habiendo determinado b y c, el coeficiente a se lo puede calcular directamente del consumo específico para potencia de salida media. El coeficiente a tiene incluida la información de los costos de combustible, lubricantes, repuestos y varios. En el cuadro C.2 se presentan los coeficientes a, b y c para las unidades de vapor, bunker, gas y diesel del SNI.

El cuadro C.2 ha sido ordenado en forma ascendente de

acuerdo a los valores de a, los mismos que presentan la relación entre las derivadas de las funciones de costo.

Cuadro C.2 Coeficientes de Funciones de Costo para las Unidades del SNI

Central	Combustible	a	b	c
Esmeraldas	Vapor	402.30	1000	123750
Gonzalo Zevallos	Vapor	736.46	1000	58560
Anibal Santos	Vapor	1666.22	1000	10350
Gon. Zevallos (G4) * Estero Salado	Gas	5618.00	1000	0
Guayaquil (10 MW)	Vapor	5602.35	1000	3910
Guangopolo	Bunker	7125.53	7430	9588
Santa Rosa	Gas	8857.14	1000	10500
Gualberto Hernández	Bunker	10065.31	10000	14700
Guayaquil (5 MW)	Vapor	11905.00	1000	1840
Manabí	Bunker	13051.06	15000	14100
Empresas Eléctricas	Diesel	28716.00	16140	6475

\*: Se asumen los mismos costos.



**ANEXO D: RESULTADOS**

En este anexo se presentan resúmenes de los despachos optimizado y no optimizado para las temporadas normal y de emergencia energética presentados en el capítulo 4. El cálculo de la energía se la realiza mediante la regla de integración de Simpson aplicada a la curva de potencia.

**D.1 Condiciones Normales**

**Cuadro D.1 Despacho No Optimizado**

Perio	Demand	Guang	Cumba	Nayón	Pasoc	Chill	Macha	Intercon
1	104.1	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	74.5
2	104.1	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	74.5
3	104.1	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	74.5
4	104.1	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	74.5
5	105.6	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	76.0
6	105.6	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	76.0
7	105.6	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	77.0
8	105.6	7.4	9.0	7.0	4.4	1.8	0.0	77.0
9	106.4	7.4	14.0	12.8	4.4	1.8	0.0	66.0
10	106.4	7.4	14.0	12.8	4.4	1.8	0.0	66.0
11	152.6	7.4	20.0	14.0	4.4	1.8	0.0	105.0
12	152.6	7.4	20.0	14.0	4.4	1.8	0.0	105.0
13	176.5	7.4	20.0	15.0	4.3	1.8	0.0	128.0
14	176.5	7.4	20.0	15.0	4.3	1.8	0.0	128.0
15	193.2	7.4	20.0	15.0	4.4	1.8	0.6	145.0
16	193.2	7.4	20.0	15.0	4.4	1.8	0.6	145.0
17	212.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	165.0
18	212.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	165.0
19	220.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	174.0
20	220.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	174.0
21	218.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	172.0
22	218.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	172.0
23	217.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	170.0
24	217.5	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	170.0
25	205.0	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	157.5
26	205.0	7.7	18.0	15.0	4.4	1.8	0.6	157.5
27	205.4	7.7	18.0	15.0	4.3	1.8	0.6	159.0
28	205.4	7.7	18.0	15.0	4.3	1.8	0.6	159.0
29	207.4	7.7	18.0	15.0	4.3	1.8	0.6	161.0
30	207.4	7.7	18.0	15.0	4.3	1.8	0.6	161.0
31	207.5	7.7	18.0	13.6	4.3	1.8	0.6	161.5
32	207.5	7.7	18.0	13.6	4.3	1.8	0.6	161.5
33	206.5	7.7	16.0	13.6	4.3	1.8	0.6	162.5
34	206.5	7.7	16.0	13.6	4.3	1.8	0.6	162.5
35	217.4	7.7	16.0	15.0	4.3	1.8	0.6	172.0
36	217.4	7.7	16.0	15.0	4.3	1.8	0.6	172.0
37	258.4	7.7	32.0	26.0	4.3	1.8	0.6	186.0
38	294.4	7.7	34.0	27.0	4.3	1.8	0.6	219.0
39	296.0	7.7	36.0	29.6	4.3	1.8	0.6	216.0
40	282.0	7.7	36.0	29.6	4.3	1.8	0.6	202.0
41	262.5	7.7	32.0	29.6	4.3	1.8	0.6	186.5
42	262.5	7.7	32.0	29.6	4.3	1.8	0.6	186.5
43	230.8	7.7	24.0	21.0	4.3	1.8	0.0	172.0
44	230.8	7.7	24.0	21.0	4.3	1.8	0.0	172.0
45	171.7	7.7	16.0	15.0	4.2	1.8	0.0	127.0
46	171.7	7.7	16.0	15.0	4.2	1.8	0.0	127.0
47	147.8	7.7	9.0	8.6	4.2	1.8	0.0	116.5
48	147.8	7.7	9.0	8.6	4.2	1.8	0.0	116.5
Energía (MW)								3366.25

Cuadro D.2 Despacho Optimizado

Perio	Demand	Guang	Cumba	Nayón	Pasoc	Chill	Macha	Intercon
1	104.1	7.9	14.4	11.6	4.3	1.8	0.6	63.4
2	104.1	7.9	14.4	11.2	4.3	1.8	0.6	63.8
3	104.1	7.9	14.4	10.9	4.3	1.8	0.6	64.1
4	104.1	7.9	14.4	11.1	4.3	1.8	0.6	63.9
5	105.6	7.9	14.4	11.4	4.3	1.8	0.6	65.1
6	105.6	7.9	14.4	11.7	4.3	1.8	0.6	64.8
7	105.6	7.9	14.4	11.7	4.3	1.8	0.6	64.8
8	105.6	7.9	14.4	11.1	4.3	1.8	0.6	65.4
9	106.4	7.9	14.4	11.1	4.3	1.8	0.6	66.2
10	106.4	7.9	14.4	10.2	4.3	1.8	0.6	67.2
11	152.6	7.9	14.4	11.9	4.3	1.8	0.6	111.7
12	152.6	7.9	14.4	10.6	4.3	1.8	0.6	112.9
13	176.5	7.9	14.4	11.4	4.3	1.8	0.6	136.0
14	176.5	7.9	14.4	11.0	4.3	1.8	0.6	136.4
15	193.2	7.9	14.4	12.1	4.3	1.8	0.6	152.1
16	193.2	7.9	14.4	10.4	4.3	1.8	0.6	153.8
17	212.5	7.9	14.4	13.2	4.3	1.8	0.6	170.2
18	212.5	7.9	14.4	11.3	4.3	1.8	0.6	172.1
19	220.5	7.9	24.3	18.8	4.3	1.8	0.6	162.8
20	220.5	7.9	24.3	18.8	4.3	1.8	0.6	162.8
21	218.5	7.9	24.3	17.8	4.3	1.8	0.6	161.7
22	218.5	7.9	24.3	18.0	4.3	1.8	0.6	161.5
23	217.5	7.9	19.4	15.1	4.3	1.8	0.6	168.4
24	217.5	7.9	19.4	15.2	4.3	1.8	0.6	168.3
25	205.0	7.9	9.5	7.7	4.3	1.8	0.6	173.2
26	205.0	7.9	9.5	7.2	4.3	1.8	0.6	173.7
27	205.4	7.9	9.5	7.7	4.3	1.8	0.6	173.6
28	205.4	7.9	9.5	7.1	4.3	1.8	0.6	174.2
29	207.4	7.9	9.5	8.2	4.3	1.8	0.6	175.0
30	207.4	7.9	9.5	8.2	4.3	1.8	0.6	175.0
31	207.5	7.9	9.5	7.4	4.3	1.8	0.6	176.0
32	207.5	7.9	9.5	7.4	4.3	1.8	0.6	176.0
33	206.5	7.9	9.5	7.6	4.3	1.8	0.6	174.8
34	206.5	7.9	9.5	7.4	4.3	1.8	0.6	175.0
35	217.4	7.9	19.4	14.6	4.3	1.8	0.6	168.8
36	217.4	7.9	19.4	15.5	4.3	1.8	0.6	167.9
37	258.4	7.9	39.1	29.9	4.3	1.8	0.6	174.7
38	294.4	7.9	39.1	29.9	4.3	1.8	0.6	210.7
39	296.0	7.9	39.1	29.9	4.3	1.8	0.6	212.3
40	282.0	7.9	39.1	29.9	4.3	1.8	0.6	198.3
41	262.5	7.9	39.1	29.9	4.3	1.8	0.6	178.8
42	262.5	7.9	39.1	30.0	4.3	1.8	0.6	178.7
43	230.8	7.9	34.2	26.6	4.3	1.8	0.6	155.3
44	230.8	7.9	29.3	24.7	4.3	1.8	0.6	162.2
45	171.7	7.9	14.4	11.2	4.3	1.8	0.6	131.4
46	171.7	7.9	14.4	11.2	4.3	1.8	0.6	131.4
47	147.8	7.9	14.4	11.2	4.3	1.8	0.6	107.5
48	147.8	7.9	14.4	9.1	4.3	1.8	0.6	109.6
Energía(MWH)								3363.31

## D.2

## Condiciones de Emergencia Energética

Cuadro D.3 Despacho No Optimizado

Perio	Demand	Guang	Cumba	Mayón	Pasoc	Chill	Macha	G.Her	Lulun	Intercon
1	108.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	82.0
2	108.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	82.0
3	108.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	82.0
4	108.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	82.0
5	104.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	78.0
6	104.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	78.0
7	104.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	76.0
8	104.0	5.5	0.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	76.0
9	109.0	5.5	9.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	74.0
10	109.0	5.5	9.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	74.0
11	139.2	5.5	12.0	7.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	96.0
12	139.2	5.5	12.0	7.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	96.0
13	205.3	5.8	12.0	10.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	157.0
14	205.3	5.8	12.0	10.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	157.0
15	213.2	5.8	12.0	9.8	3.3	1.8	0.9	10.6	6.0	166.0
16	213.2	5.8	12.0	9.8	3.3	1.8	0.9	10.6	6.0	166.0
17	222.2	6.0	12.0	9.6	3.2	0.9	0.9	10.6	6.0	173.0
18	222.2	6.0	12.0	9.6	3.2	0.9	0.9	10.6	6.0	173.0
19	226.6	6.4	12.0	9.6	3.2	0.9	0.9	10.6	6.0	177.0
20	226.6	6.4	12.0	9.6	3.2	0.9	0.9	10.6	6.0	177.0
21	228.8	6.4	12.0	9.6	3.2	0.9	1.1	10.6	6.0	179.0
22	228.8	6.4	12.0	9.6	3.2	0.9	1.1	10.6	6.0	179.0
23	224.3	6.0	12.0	10.5	3.2	0.9	1.1	10.6	6.0	174.0
24	224.3	6.0	12.0	10.5	3.2	0.9	1.1	10.6	6.0	174.0
25	216.9	6.0	12.0	11.0	3.3	0.9	1.1	10.6	6.0	167.0
26	216.9	6.0	12.0	11.0	3.3	0.9	1.1	10.6	6.0	167.0
27	203.0	6.0	12.0	10.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	153.0
28	203.0	6.0	12.0	10.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	153.0
29	206.0	6.0	12.0	10.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	156.0
30	206.0	6.0	12.0	10.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	156.0
31	212.6	6.0	9.0	8.6	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	167.0
32	212.6	6.0	9.0	8.6	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	167.0
33	201.7	6.0	9.0	8.6	3.5	0.9	1.1	10.6	6.0	156.0
34	201.7	6.0	9.0	8.6	3.5	0.9	1.1	10.6	6.0	156.0
35	194.0	6.0	9.0	8.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	149.0
36	194.0	6.0	9.0	8.0	3.4	0.9	1.1	10.6	6.0	149.0
37	198.8	5.5	9.0	9.6	2.2	1.8	1.1	10.6	6.0	153.0
38	198.8	5.5	9.0	9.6	2.2	1.8	1.1	10.6	6.0	153.0
39	223.9	3.5	18.0	16.0	3.4	1.8	1.1	10.6	6.0	163.5
40	271.4	5.0	32.0	27.0	3.4	1.8	1.1	10.6	6.0	184.5
41	283.3	5.0	32.0	28.4	3.4	1.8	1.1	10.6	6.0	195.0
42	274.4	5.0	32.0	28.4	3.4	1.8	0.7	10.6	6.0	186.5
43	242.6	5.5	24.0	21.6	3.4	1.8	0.7	10.6	6.0	169.0
44	242.6	5.5	24.0	21.6	3.4	1.8	0.7	10.6	6.0	169.0
45	188.8	5.5	9.0	8.0	3.2	1.8	0.7	10.6	6.0	144.0
46	188.8	5.5	9.0	8.0	3.2	1.8	0.7	10.6	6.0	144.0
47	149.8	5.5	0.0	8.0	3.2	1.8	0.7	10.6	0.0	120.0
48	149.8	5.5	0.0	8.0	3.2	1.8	0.7	10.6	0.0	120.0
Energía (MW)										3362.25

Cuadro D.4 Despacho Optimizado

Perio	Demand	Guang	Cumba	Nayón	Pasoc	Chill	Macha	G.Her	Lulun	Intercon
1	108.0	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	69.3
2	108.0	6.0	6.0	6.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	66.8
3	108.0	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	69.3
4	108.0	6.0	8.7	6.9	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	63.9
5	104.0	1.8	6.0	6.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	67.1
6	104.0	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	65.3
7	104.0	1.8	6.0	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	67.6
8	104.0	1.8	8.1	6.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	64.8
9	109.0	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	70.3
10	109.0	6.0	6.0	6.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	67.8
11	139.2	6.0	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	104.8
12	139.2	1.8	6.0	6.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	102.3
13	205.3	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	166.6
14	205.3	1.8	6.0	6.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	168.4
15	213.2	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	174.5
16	213.2	6.0	6.0	6.5	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	172.2
17	222.2	10.2	8.7	7.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	173.8
18	222.2	10.2	8.7	6.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	174.0
19	226.6	6.0	13.7	10.6	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	173.8
20	226.6	10.2	13.7	8.6	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	171.6
21	228.8	10.2	13.7	11.6	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	170.9
22	228.8	10.2	13.7	9.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	172.7
23	224.3	10.2	8.7	8.4	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	174.5
24	224.3	10.2	8.7	7.1	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	175.8
25	216.9	6.0	8.7	6.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	172.9
26	216.9	6.0	8.7	6.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	172.9
27	203.0	1.8	8.1	6.3	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	164.4
28	203.0	1.8	8.1	6.3	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	164.4
29	206.0	1.8	8.1	6.4	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	167.2
30	206.0	1.8	8.1	6.3	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	167.4
31	212.6	10.2	6.0	0.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	173.9
32	212.6	6.0	6.0	6.6	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	171.5
33	201.7	1.8	8.1	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	163.2
34	201.7	1.8	8.1	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	163.2
35	194.0	1.8	8.1	6.1	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	155.6
36	194.0	1.8	8.1	6.1	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	155.6
37	198.8	6.0	8.1	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	156.0
38	198.8	6.0	8.1	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	156.0
39	223.9	1.8	15.8	12.8	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	171.8
40	271.4	6.0	38.4	30.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	174.6
41	283.3	10.2	38.4	30.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	182.2
42	274.4	10.2	38.4	29.7	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	173.7
43	242.6	10.2	28.5	22.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	159.4
44	242.6	10.2	30.6	24.0	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	155.3
45	188.8	1.8	8.1	6.3	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	150.2
46	188.8	1.8	8.1	6.3	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	150.2
47	149.8	1.8	8.1	6.2	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	111.3
48	149.8	1.8	8.1	6.4	3.2	1.8	0.9	10.6	6.0	111.0
Energía(MWH)										3350.39

## REFERENCIAS

- [1] "Informe de Resultados de Operación del Sistema Eléctrico del INECEL. Período: Enero-Diciembre de 1992". DOSNI.
- [2] "Requerimientos Operativos del Sistema Eléctrico Quito". Empresa Eléctrica Quito. Mayo 1992.
- [3] W. D. Stevenson, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", McGraw Hill, Bogotá, 1979.
- [4] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [5] J. L. Cagigal G., "Programación Lineal", Universidad Técnica Particular de Loja, 1981.
- [6] R. E. Bellman and S. E. Dreyfus, "Applied Dynamic Programming", Princeton University Press, Princeton, N.J., 1962.
- [7] A. S. Debs, "Modern Power System Control and Operation", Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.
- [8] C. Lyra, H. Tavares, S. Soares, "Modelling and Optimization of Hydrothermal Generation Scheduling", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 8, August 1984.
- [9] L. K. Kirchmayer, "Economic Operation of Power

Systems", Wiley, New York, 1958.

- [10] G. Argüello Ríos, "Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1988.
  
- [11] "Pliegos Tarifarios para el Servicio Eléctrico del Ecuador". Unidad de Estudios Tarifarios. Proyecto de Estudios Tarifarios del Sector Eléctrico. INECEL, Noviembre 1988.
  
- [12] "Contrato de Suministro de Potencia y Energía entre INECEL y las Empresas Eléctricas Interconectadas. Período 1988-1995". INECEL.
  
- [13] J. Játiva y J. Gómez, "Características Entrada-Salida de Unidades Térmicas", EPN, INECEL, Mayo 1993.
  
- [14] H. Banda and D. Folkes, "Programming in C", University of Dundee, 1989.