

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



“PROGRAMACION DE LA OPERACION ECONOMICA
EN EL CORTO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO
CENTRO NORTE DEL PERU”

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

MAXIMO LORENZO MEZA CASTRO.

Promoción 1977 - 1

LIMA - PERU - 1994

SUMARIO

El presente trabajo tiene por objetivo establecer una metodología que permita definir la programación de la operación en el corto plazo del sistema interconectado centro norte del Perú mediante el uso de los recursos energéticos disponibles para la producción de la energía eléctrica en forma óptima de tal manera que cubra la demanda de electricidad al mínimo costo y con un determinado grado de confiabilidad, calidad, y seguridad.

Para tal efecto toma en cuenta el contexto del nuevo marco regulatorio del subsector eléctrico, en particular presenta la creación organización y funcionamiento del ente encargado de la planificación de la operación económica COES. asimismo analiza el modelo JUNIN utilizado como herramienta de apoyo en los estudios de garantía tarifaria y se plantean las recomendaciones para modificar este modelo y obtener uno nuevo que permita su aplicación en la programación de corto plazo.

Finalmente se muestran los resultados obtenidos con este nuevo modelo en la aplicación real de la programación de la operación de corto plazo del S.I.C.N en el horizonte semanal.

"PROGRAMACION DE LA OPERACION
ECONOMICA EN EL CORTO PLAZO DEL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO
NORTE DEL PERU"

TITULO: "PROGRAMACION DE LA OPERACION ECONOMICA EL
CORTO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO
NORTE DEL PERU"

AUTOR: Máximo Lorenzo Meza Castro.

Proyecto para optar el título profesional
de Ingeniero Electricista.

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad Nacional de Ingeniería.

Lima - 1993.

E X T R A C T O

El presente tema de tesis tiene por objeto presentar la forma como se realiza la programación de la operación en el Sistema Interconectado Centro Norte del Peru, en el contexto del nuevo marco regulatorio del Sub-Sector Eléctrico en la estrategia global de desarrollo económico y social aplicada en el país.

En particular se presenta la creación, organización y funcionamiento del ente encargado de la planificación de la operación económica (COES), los modelos utilizados y modificados, las características de los sistemas hidro-térmicos y los resultados obtenidos en la operación real.

El contenido está dividido en 6 capítulos que se ilustran con ejemplos y procedimientos en los anexos para dar una idea clara sobre el contenido del mismo.

En el Capítulo I se define al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte, sus funciones básicas, constitución, organización así como los criterios de operación e información requerida para planificar la operación y efectuar las transferencias de energía entre sus integrantes.

En el Capítulo II se presentan las bases conceptuales sobre la tarificación de generación de energía eléctrica, se analizan algunos aspectos teóricos sobre tarificación basada en costos marginales de energía e ilustrada con ejemplos numéricos.

En el Capítulo III se presenta en una forma clara y de fácil comprensión lo que significa el despacho económico a largo, mediano y corto plazo para la operación óptima de un sistema de potencia hidrotérmica.

Luego en el Capítulo IV se detallan las características principales del modelo de gestión óptima del Lago Junín, basada en los principios de optimalidad de la programación dinámica para determinar las decisiones óptimas de operación del Junín y de las correspondientes centrales de Malpaso, Mantaro y Restitución.

Asimismo, en el Capítulo V se efectúa un diagnóstico del Modelo Junín utilizado por la Comisión de Tarifas Eléctricas y se comentan las limitaciones en la determinación del costo mínimo de una etapa.

El cálculo del costo marginal, la función de evaporación, la función de interpolación del CFA, el número de estados el tratamiento de la hidrología, luego se plantean las recomendaciones para determinar el valor del agua embalsada y con ese valor definir una política de operación para las centrales dependientes del Lago Junín, bajo diferentes consideraciones de afluencia y disponibilidad de las instalaciones.

Con las recomendaciones planteadas en el Capítulo V, se efectúan modificaciones sustanciales al Modelo Junín obteniéndose un modelo aplicable a la operación del corto plazo denominado y una red que permite definir los programas de operación semanal cuya metodología y resultados se muestran en el Capítulo VI.

Finalmente, se resumen las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	PAG
PROLOGO	1
CAPITULO I	
NUEVO MARCO REGULATORIO Y EL COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE DEL PERU.	
1.1. Disposiciones generales	6
1.2. Organización del COES	8
1.3. Criterios de operación	10
1.4. Información requerida por el COES para la planificación de la operación	12
1.5. Transferencias de electricidad entre integrantes.	12
CAPITULO II	
BASES CONCEPTUALES SOBRE TARIFICACION DE GENERACION ENERGIA ELECTRICA	
2.1 Requisitos esenciales de un Sistema de Tarificación	15
2.2 Requisitos conceptuales de la tarificación marginalista.	16
2.3 Tarificación a costo marginal	27
2.4 Costo marginal de largo y corto plazo.	
2.5. CMgLP Y CMgCP A nivel generación	33

CAPITULO III

DESPACHO ECONOMICO MARCO TEORICO

3.1	Introducción	34
3.2	Modelaje de la demanda	38
3.3	Características de las plantas térmicas	43
3.4	Características de los sist. hidráulicos	46
3.5.	Despacho económico de sistemas hidrotérmicos	54

CAPITULO IV

SINTESIS DE LOS MODELOS DE OPTIMIZACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

4.1.	Modelo Junín	66
4.2	Tratamiento de variables aleatorias	69
4.3	Solución del problema	70
4.4	Tratamiento de la aleatoriedad hidrológica	73
4.5	Representación del Sistema Interconectado Centro Norte	75
4.6	Aplicaciones del modelo	79
4.7	Programa Computacional	80

CAPITULO V

DIAGNOSTICO DEL MODELO JUNIN

5.1	Presentación del modelo	84
5.2.	Comentarios al modelo JUNIN	96
5.3	Recomendaciones en relación a los comentarios del punto 5.2.	

CAPITULO VI

RESULTADOS DE LA PROGRAMACION DE LA OPERACION DE
CORTO PLAZO EN EL S.I.C.N

6.1 Formulación de casos	114
6.2 Resultados	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
ANEXOS	122
BIBLIOGRAFIA	162

INTRODUCCION

El Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) del Perú está conformado por un conjunto de instalaciones de generación-transmisión pertenecientes a Empresas de Electricidad y autoproducción con una potencia instalada total de 2659.1 MW de los cuales el 75.3% (2001.3 MW) son hidráulicos y el 24.7% (657.8 MW) termoeléctricos, así mismo tiene una potencia efectiva de 2182.5 MW, 1692 MW (77.5%) de origen hidro y de 490.5 MW (22.5%) de origen térmico.

El S.I.C.N., en lo que vá de 1993, registra una demanda máxima diaria que supera los 1800 MW (1823 MW), también registra una demanda diaria de energía de 32 Gwh en días de trabajo, y 220 Gwh de demanda semanal y una demanda anual de 11,000 Gwh valorizados en aproximadamente US \$ 308'000,00.

Por consiguiente para garantizar el uso óptimo de los recursos hidrotérmicos es necesario planificar la operación en el largo, mediano y corto plazo, este último período en etapas semanales y diarias.

Regulación de la actividad de distribución a través de un régimen de obligaciones y derechos en los cuales el sistema tarifario es de vital importancia. Dicho sistema tarifario consiste en la regulación de precios de compra y venta de las empresas distribuidoras, en base a los costos marginales del sistema producción-transmisión y valores agregados de distribución.

.

Creación de los Comités de Operación Económica (COEs) y coordinación de la actividad de generación a través de la creación de las condiciones de competencia y el establecimiento de transferencias entre empresas generadoras a costo marginal de corto plazo.

Establecimiento del uso compartido de los sistemas de transmisión.

Los COES así creados, tienen la responsabilidad de preservar la seguridad del sistema eléctrico y garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones de generación-transmisión.

Para cumplir con la responsabilidad de garantizar la operación a mínimo costo, la seguridad de servicio y **valorizar** las transferencias entre las empresas generadoras, el COES-SICN cuenta en la actualidad con un conjunto de modelos de programación dinámica para lograr la optimización conjunta.

OBJETIVOS

El presente trabajo tiene por objetivo presentar forma como se realiza la programación de la operación en el corto plazo del Sistema Interconectado Centro Norte-Peruano, en el contexto del nuevo marco regulatorio del Sub-Sector Eléctrico, así mismo, hace una presentación del Comité de Operación Económica (COES) los modelos utilizados y modificados, las características de los sistemas hidrotérmicos y los resultados realizados en la operación real.

ALCANCES

El presente trabajo abarca la programación de la operación de los sistemas de generación y transmisión pertenecientes a los integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro-Norte del Perú (COES-SICN), considerando la producción de los autoprodutores, como pre-despachados a excepción de la Central Malpaso del Sistema de Centromín, ya que la operación depende de la optimización de las centrales de la cuenca del Junín-Mantaro

Valorizar las transferencias de energía entre integrantes del COES al CMgCP.

Calcular la potencia y energía firme de cada unidad generadora sujeta a coordinación.

Garantizar a los integrantes la venta de su potencia firme y energía firmes.

Calcular los precios de potencia y energía e informarlos a la Comisión de Tarifas Eléctricas.

1.1.2. CONSTITUCION E INTEGRANTES DEL COES.

Deberá constituirse un COES en un sistema que cumpla simultáneamente las siguientes condiciones:

- a. Que exista más de un propietario de central cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada efectiva del sistema y comercialice más de 50% de su producción de energía

firme.

- b. Que la potencia instalada total del sistema sea mayor o igual que 100 MW.

Los COES estarán integrados por los titulares de las centrales cuya producción total anual esté contratada con empresas generadoras integrantes del COES.

Se podrán eximir de integrar el COES los titulares de centrales cuya producción total anual esté contratada con empresas generadoras integrantes del COES.

1.2. Organización del COES

Los COES estarán conformados por un directorio y una dirección de operación.

En el directorio existirá un representante de cada integrante y la presidencia de éste será rotativa. Las funciones serán:

Resolver por unanimidad, si las funciones de la dirección de operación serán encargadas

a una persona jurídica.

- Aprobar los informes y estudios para la Comisión.
- Aprobar, por unanimidad, el reglamento interno del COES.
- Resolver por unanimidad, los conflictos que le someta a consideración la dirección de operación.

La Dirección de Operación tendrá las siguientes funciones:

Elaborar los programas de operación de largo, mediano y corto plazo del sistema y comunicárselo a sus integrantes.

- Controlar el cumplimiento de los programas.
- Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y controlar su cumplimiento.
- Calcular los CMgCP de energía.
- Valorizar las transferencias de energía entre

los integrantes del COES.

Calcular la potencia y energía firme de las centrales del sistema.

- Proponer al Directorio el reglamento interno y sus modificaciones.
- Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto anual.

Elaborar los estudios de precios de potencia y energía en barra y someterlo al Directorio.

- Elaborar los informes regulares establecidos en la ley y en el reglamento.
- Efectuar las tareas que el Directorio le encomiende.

1.3. Criterios de operación.

A continuación se señalan los criterios generales de operación de los COES.

La operación en tiempo real de las unidades y líneas de transporte será efectuada por sus

propietarios, los cuales deberán ceñirse a la programación emanada de la dirección de operación.

- Los integrantes sólo podrán apartarse de la programación por salidas de servicio intempestivas causadas por fuerza mayor o por imprevistos, los cuales serán calificados por la Dirección de Operación.

La programación de corto plazo será efectuada diariamente para cada una de las 24 horas del día siguiente.

La programación de mediano plazo considerará la producción mensual para los próximos 48 meses.

La programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de operación del sistema que minimicen los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de generación y transmisión, preservando la seguridad de servicio del sistema.

La programación a mediano y largo plazo deberá ser actualizada a lo menos una vez al mes.

1.4. Información requerida por el COES para la planificación de la operación.

La información requerida por el COES para planificar la operación deberá ser entregada por las empresas y por el Ministerio de Energía y Minas.

Las empresas deberán entregar la siguiente información: niveles en los embalses; stocks de combustibles en centrales; caudales afluentes presentes e históricos en centrales hidroeléctricas; operatividad y rendimiento de las unidades generadoras; precios de combustibles para el año, con validez mínima de 2 meses dentro de los cuales los precios sólo se podrán cambiar por acuerdo unánime; topología y características del sistema de transmisión; y otras de similar naturaleza que se acuerde entre los integrantes.

El Ministerio de Energía y Minas deberá entregar el programa de obras a utilizar para la Planificación y el costo de racionamiento.

La Dirección de Operación deberá elaborar y entregar la previsión de demanda de potencia y

energía, tanto de corto como de mediano y largo plazo, así como su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

1.5. Transferencias de electricidad entre integrantes.

1.5.1 Transferencias de Energía.

Las normas que regirán las transferencias de energía entre integrantes serán las siguientes:

Cada integrante deberá estar en condiciones de satisfacer su demanda de energía bajo condiciones de hidrología seca (90%) y disponibilidad promedio de sus unidades termoeléctricas.

Si un consumo es abastecido por dos o más integrantes, se deberá verificar que el factor de carga mensual de las ventas de cada entidad sea igual al factor de carga mensual del consumo.

El COES calculará por cada hora o un grupo de horas de igual demanda, el CMgCP de

energía en las barras de aquellas subestaciones en las horas que se originen transferencias entre integrantes.

El CMgCP será el correspondiente a la operación real del sistema, no pudiendo ser inferior al costo marginal de central marginal.

Si se produce racionamiento, el costo marginal será igual al costo de racionamiento.

Si se alcanza la condición de vertimiento, el costo marginal será nulo.

A cada integrante se le sumarán las inyecciones y restarán los retiros, ambos valorizados a los CMgCP correspondientes.

Los integrantes que obtengan un saldo negativo deberán pagar a los integrantes con saldo positivo en la proporción que participa en el saldo positivo total.

CAPITULO II

BASES CONCEPTUALES SOBRE TARIFACION DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

2.1. Requisitos esenciales de un Sistema de Tarificación.

En principio, un sistema tarifario debe reunir los siguientes requisitos:

Eficiencia económica.

- Equidad.
- Suficiencia.
- Inteligibilidad.

La eficiencia económica significa que los precios deben constituir la señal para la correcta asignación de recursos. Los precios basados en el costo marginal de suministro cumplen este requisito.

La equidad implica la no discriminación de los precios según el destino que tenga la electricidad: los precios deben ser los mismos

para todos los clientes con características de consumo similar.

La suficiencia se entiende en el sentido de proveer a la empresa de los recursos necesarios para una explotación y desarrollo eficiente de las instalaciones. Este objetivo puede, en el caso de existir economías o deseconomías importantes de escala, ser contradictorio con el objetivo de eficiencia.

Finalmente, la inteligibilidad significa que las tarifas deben ser suficientemente simples de comprender por parte de los usuarios y fáciles de controlar por parte de las autoridades reguladoras.

2.2. Requisitos conceptuales de la tarificación marginalista.

En el presente capítulo se analizan algunos aspectos teóricos sobre tarificación basada en costos marginales de energía. Para ello, es importante tener en cuenta que cualquier esquema de tarificación, debe ser parte de tres elementos fundamentales e íntimamente relacionados:

1. Decisiones de Inversión.
2. Decisiones de Operación.
3. Esquema de Tarificación.

La tarificación marginal permite un equilibrio financiero a los inversionistas, cuando la expansión del sistema se ha desarrollado en forma óptima y la operación del sistema se realiza también en forma óptima.

Por lo anterior, la tarificación marginal crea los incentivos para la participación de inversionistas que desarrollen el sistema en forma óptima y posteriormente lo operen a mínimo costo, redundando en definitiva en un óptimo global y en la definición de precios económicamente eficientes para la energía eléctrica.

Por otra parte, como se mostrará más adelante, el equilibrio financiero para los inversionistas, entendido como tal, la recuperación de costos de operación, mantención y capital, incluida la rentabilidad, se logra con independencia del tipo de inversión (central térmica a vapor, turbina de gas o central hidráulica), lo que asegura una expansión diversificada que permite una mayor seguridad y

confiabilidad del suministro, al disponer de un parque generador hidrotérmico.

Adicionalmente, en lo que se refiere la operación, la tarificación marginal y la posibilidad de que existan transferencias de energía entre generadores, hace que las decisiones de operación óptima sean tomadas independientemente por cada uno de los generadores, sin la necesidad de que existan organismos reguladores que se preocupen de asegurar el óptimo global del Sistema. Lo anterior significa que existen las condiciones para que el mercado de generación eléctrica se comporte como un mercado competitivo.

En la práctica, esta competencia no se logra absolutamente, ya que los actores en el mercado de generación no son muchos, y que se requieren altas inversiones para producir energía, lo que crea barreras a la entrada. Para subsanar esto, existen Organismos de Coordinación, denominados Centros o Comités de Despacho Óptimo de un Sistema Interconectado, que se encargan de la operación coordinada del sistema y de la determinación de los costos marginales, que a su vez se usan en la valorización de las transferencias de energía entre los generadores.

Es importante señalar entonces, que en la medida que existan muchos generadores, las decisiones tomadas por cada actor serán exactamente las mismas que determine el organismo coordinador de la operación.

En resumen, la tarificación marginal permite tener precios eficientes desde el punto de vista económico, en el sentido que ellos dan señales que propenden a que las Empresas Generadoras tomen decisiones descentralizadas que permiten alcanzar un óptimo global para el sistema eléctrico.

A continuación, se muestra un ejemplo numérico en el cual se comprueba lo ya señalado, respecto a que la tarificación marginal permite rentar de la misma forma las inversiones que conforman parte de un plan óptimo de expansión.

La importancia de tener un plan óptimo de expansión, que minimice el costo futuro de operación más inversión, está en el hecho de que él aseguraría que los costos de desarrollo (costos marginales de largo plazo), sean iguales a los costos marginales de corto plazo, lo cual permite que tarificando a costos variables de corto plazo se logre rentar las inversiones.

Desarrollar un plan óptimo corresponde básicamente a definir las inversiones futuras de modo que el costo total actualizado de abastecer una demanda dada sea mínimo.

En el ejemplo, se supone que la demanda a abastecer es 100 kW, con una curva de duración de la forma

$$P(t) = 100 - 70 * t/60$$

Para suministrar esta demanda se cuenta con 3 alternativas de generación con costos de capital y operación, según lo indicado en tabla adjunta, en donde se ha supuesto una tasa de capital de 10% y un horizonte muy grande, de modo que el costo de inversión anual se determina como la inversión dividida por la tasa de capital.

Para que las inversiones correspondan a un mínimo costo, se debe minimizar la función de costos de inversión más operación, lo que significa que en la base de la curva de carga, en donde los costos de operación son muy importantes dado el tiempo de funcionamiento de las unidades en base, el término correspondiente al costo de operación es más relevante que el

costo de inversión, lo que significa instalar una central hidráulica, situación que se mantendrá mientras,

$$180 + 0 \cdot t < 100 + 0,025t$$

lo cual ocurre para $t > 3200$. A partir de ese instante conviene invertir en centrales térmicas, mientras se mantenga

$$100 + 0,025t < 30 + 0,080t$$

lo que ocurre hasta $t=1272,7$, momento en que conviene invertir en turbinas de gas.

En definitiva, las inversiones óptimas se obtienen reemplazando los tiempos obtenidos en la función $P(t)$, con lo cual se tiene:

74.4 kW en centrales hidráulicas.

15.4 kW en centrales térmicas.

10.2 kW en turbinas de gas.

Esta política óptima de inversión inmediatamente define la política óptima de operación, confirmando lo indicado al principio del

presente anexo. La operación óptima es con la central hidráulica operando en base, la turbina a gas en punta y la central térmica el resto del tiempo.

La operación indicada define los costos marginales de corto plazo, los que se indican en la figura anexa y que son: 0 para las horas en que sólo funciona la central hidraulica; 0,025 para las horas en que funciona la central hidráulica y térmica: y 0,080 para las horas de punta, en las cuales operan todas las unidades.

La valorización de la energía, debe hacerse por los bloques horarios indicados, multiplicando por el costo marginal toda la energía de cada bloque, independientemente de su procedencia (térmica, hidro o turbina). Esta valorización se muestra en la tabla resumen, en donde se valoran los ingresos y costos de cada una de las centrales generadoras, demostrándose que ellas rentan a la tasa de capital definida previamente.

E J E R C I C I O S

CENTRAL	INVERSION US \$/kW	INVERSION ANUAL US \$/kW	COSTO OPERACION US \$/kWh
Turbina	300	30	0,080
Térmica	1,000	100	0,025
Hidro	1,800	180	0,000

VENTAS DE POTENCIA

CMg potencia = 30 US \$/kW

	POTENCIA kW	INGRESO US \$
Turbina a gas	10.2	306
Térmica carbón	15.4	462
Hidro	74.4	2232

GASTOS VARIABLES

(US \$)

T. GAS	519,3	-	-
TERMICA	490,0	371,0	-
HIDRO	-	-	-

TURBINA

TERMICA

HIDRO

INGRESOS-GASTOS	306	1540	13391,9
INVERSION	3060	15400	133920
TIR	10%	10%	10%

2.3. TARIFACION A COSTO MARGINAL

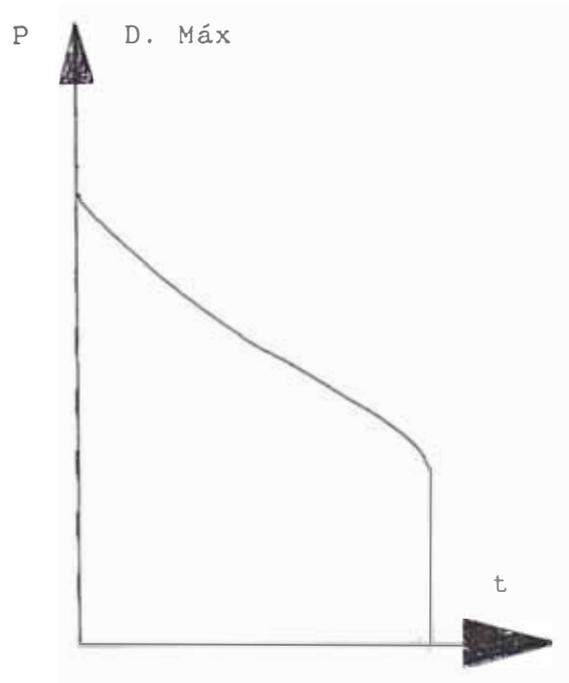
Supongamos que para abastecer la demanda eléctrica, deben seleccionarse los tipos de centrales a usar y las potencias a instalar en cada una de ellas, a partir de n alternativas caracterizadas por los siguientes parámetros.

a - Costo anual del kW instalado (US\$/kW/año).

b - Costo variable de operación del kW instalado (US\$/kWh).

La demanda eléctrica está representada por la curva de carga anual $P(t)$.

F i g u r a 2.1



Existe por lo tanto un conjunto de tipos de centrales generadoras candidatas $\{C_1 (a_1, B_1), C_2 (a_2, b_2), C_3 (a_3, b_3) \dots C_n(a_n, b_n)\}$, que supondremos ordenados de acuerdo a valores crecientes de b , y a partir del cual deberá realizarse

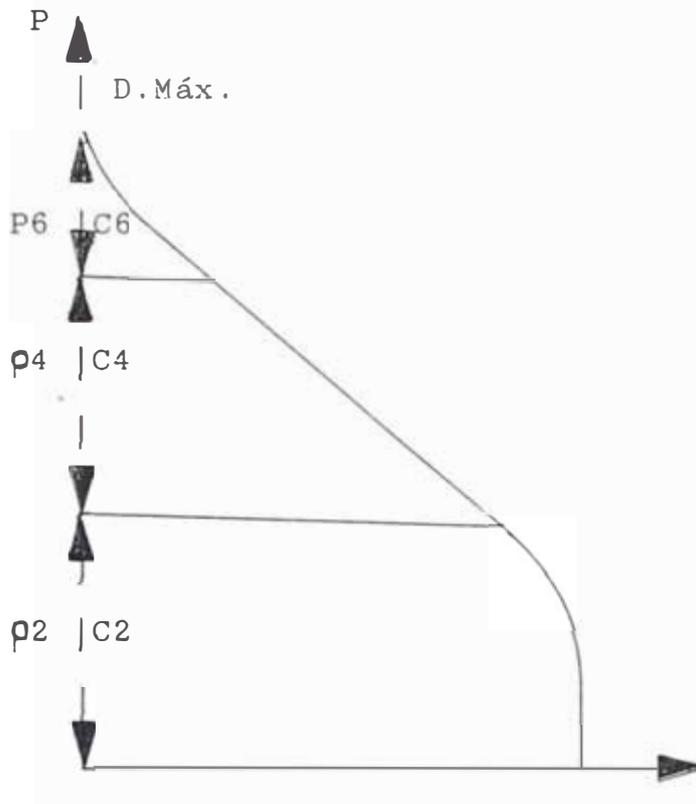
la selección. Una solución podría ser por ejemplo:

Tipo de Central	Potencia a instalar
C2	P2
C4	P4
C6	P6

Con $P_2+P_4+P_6= D$. Máx.

Como los valores de b están ordenados en forma creciente las centrales se ubicarán en la curva de carga de la siguiente manera.

F i g u r a 2.2



Los valores "a" resultantes de la selección, una vez ubicadas las centrales en la curva de carga, dan origen a una función $a = a(P)$.

A cada selección se corresponden distintas funciones $a = a(P)$ y el problema planteado se reduce a buscar aquella función que minimice el costo total del capital + operación del sistema en el año.

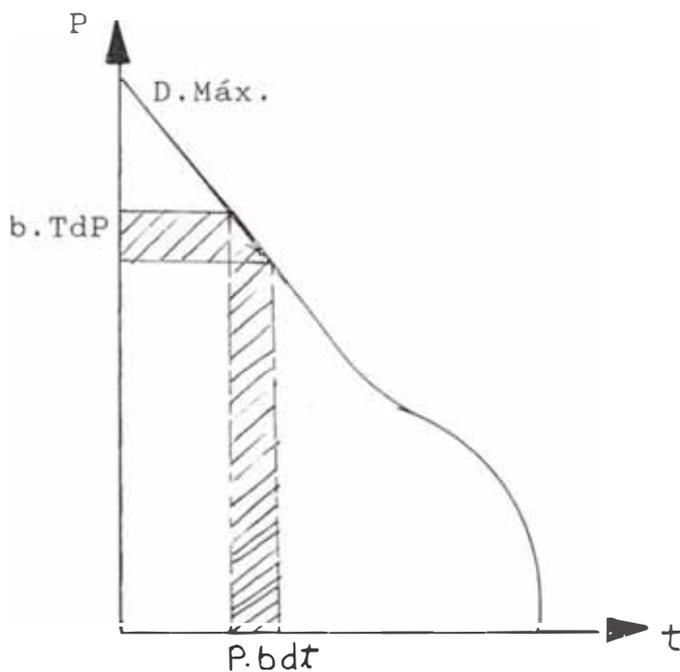
Para el desarrollo, supondremos continuidad de todas las funciones involucradas.

Se busca minimizar el costo

$$\phi = \int_0^{D.\max} (a+bt) dP \quad (1)20$$

la condicion de ler orden es $d\phi/da =$

Figura 2.3



$$\frac{d\phi}{da} = 0 = \int_0^{D.\max} (1 + \frac{db}{da} * t) dP \quad (2)$$

$$P.bdt \quad t$$

$$(1 + db/da * t) = 0$$

$$\text{de donde } da + tdb = 0 \dots (1)$$

La ecuación (1) puede expresarse así:

"Si a_i, b_i son los costos anuales de capital y de operación respectivamente de la central de orden i en la curva de carga, y a_{i+1}, b_{i+1} los correspondientes a la central de orden $i+1$, en el óptimo debe cumplirse que

$$a_{i+1} + b_{i+1} P + a_i + b_i P$$

En el óptimo, el costo total de abastecimiento (capital y operación) será

$$\Phi = \int_0^{D.\max} a_i dP + \int_0^{D.\max} b_i dt P = \int_0^{D.\max} a_i dP + b_i P \int_0^{D.\max} dt - \int_0^{D.\max} P dt b_i - \int_0^{D.\max} P b_i dt \quad (3)$$

$$\Phi = \int_0^{D.\max} a_i dP + \int_0^{D.\max} P da_i + \int_0^{D.\max} P b_i dt \quad (4)$$

en efecto, $P dt b_i - P da_i$ según (1) y $dt < 0$

$$\Phi = \int_0^{D.\max} d(a_i P) + \int_0^{D.\max} P b_i dt = a_i(D.\max) * D.\max + \int_0^{D.\max} P b_i dt = \Phi \dots \dots \quad (5)$$

Interpretemos estos dos términos:

El primero es igual a la demanda máxima multiplicada por el costo por kW de la potencia que se instala en la punta.

El segundo representa, de acuerdo a la figura 3, la energía demandada valorizada en cada instante al costo marginal del Sistema.

En consecuencia 2) se puede expresar así:

"En el óptimo, la suma de los ingresos que se obtienen de vender la energía al costo marginal instantáneo y de los ingresos resultantes de facturar la demanda máxima al costo de instalación de la potencia de punta, son iguales al costo de capital y de operación de un sistema eléctrico".

2.4. Costo marginal de largo y corto plazo.

Si un sistema productivo está adaptado (desarrollo y explotación a costo mínimo) vale decir que se está en la curva de costos totales de largo plazo, el CMgLP es igual al CMgCP.

La figura siguiente muestra las relaciones entre curvas de costos totales, medios y marginales de largo y corto plazo.

Cabe destacar que la noción de largo y de corto plazo no están relacionadas conceptualmente con el tiempo, sino mas bien con la capacidad de alterar el equipamiento (lo cual eventualmente se podría hacer en plazos muy breves).

2.5. CMgLP Y CMgCP a nivel generacion

Es posible demostrar que si el parque de generación está optimizado, los ingresos obtenidos por la venta de energía (kWh) a un precio igual a su costo marginal de corto plazo y por la venta de la potencia máxima demandada por el sistema, a un precio igual al costo de desarrollo de las unidades más económicas para abastecer demanda de punta, permiten cubrir exactamente los costos totales (capital mas operación) del sistema generador.

CAPITULO III

DESPACHO ECONOMICO MARCO TEORICO

3.1 Introducción

El objetivo de la operación económica de un sistema de potencia, es usar los recursos energéticos (térmicos, hidráulicos, solares, viento, etc), disponibles para la generación de energía eléctrica en una forma óptima, de tal manera que se cubra la demanda de electricidad en un mínimo costo y con un determinado grado de confiabilidad, calidad y seguridad.

La operación económica de un sistema interconectado con recursos hidrotérmicos, ofrece las siguientes ventajas sobre la operación de un sistema aislado:

Utiliza sobrantes de unas áreas para cubrir déficits en otras.

Disminuye la probabilidad de vertimientos en unos embalses reduciendo descargas en otros.

Disminuye la generación térmica reduciendo así los costos de combustible.

Aprovecha la complementariedad de recursos y de regímenes hidrológicos que se presentan entre las diversas regiones del país.

Permite la competencia entre las diferentes empresas de energía eléctrica lográndose así un uso más eficiente de los recursos energéticos del país.

Para realizar la operación de un sistema interconectado se desarrollan procedimientos, algunos sistematizados y otros manuales y se establecen mecanismos comerciales que propician el uso de los recursos en una forma óptima.

La operación de un sistema de potencia debe efectuarse con los mismos criterios con los cuales se ha expandido; en el siguiente diagrama se muestran los pasos principales a seguir en el desarrollo de un sistema:

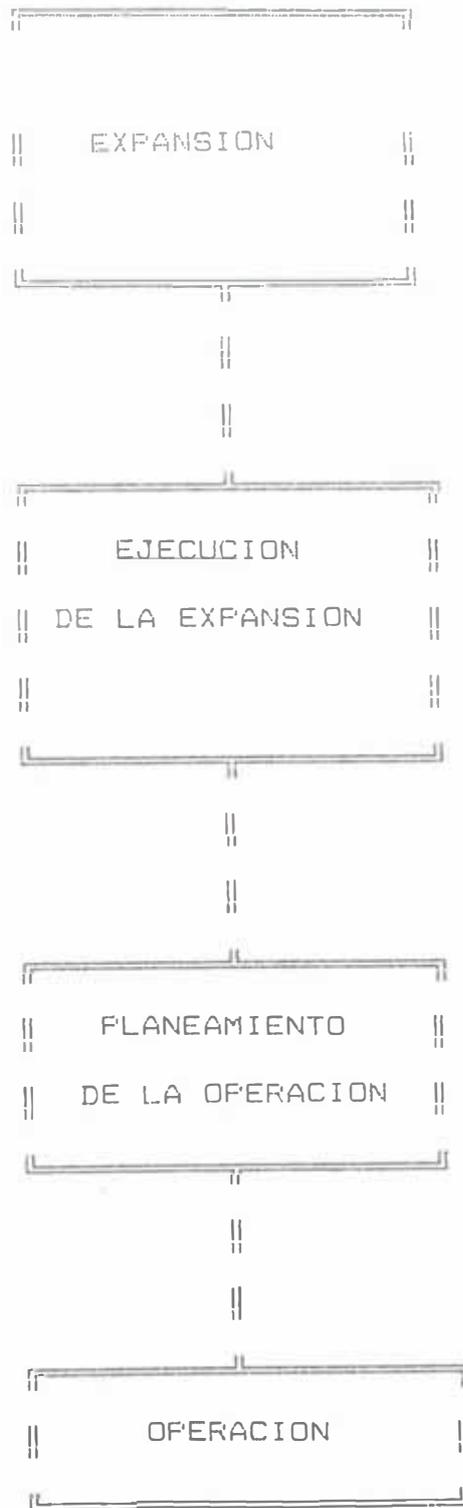


Fig: 3.0

El tamaño del problema es de una magnitud tal que es necesario descomponerlo para encontrar la solución. La descomposición se hace de una forma funcional y de una temporal.

Descomposición funcional:

Energía.

Potencia.

Mantenimiento.

Análisis eléctricos.

Funciones de soporte (predicciones de demanda, hidrológicas y evaluación de parámetros).

Descomposición temporal:

Largo plazo.

Mediano plazo.

Corto plazo.

La duración de las anteriores etapas dependerá de las características de las fuentes primarias de energía, por ejemplo en un sistema hidrotérmico el horizonte de largo plazo debe ser superior al tiempo de regulación del embalse más grande, en el caso del S.I.C.N, se ha escogido un horizonte de 4 años(que se divide en 48 periodos de un mes .Para el mediano plazo se escoge un horizonte de 12 meses y para el corto plazo un horizonte de 1 semana.

3.2 MODELAJE DE LA DEMANDA

3.2.1. Curva horaria de carga.

La demanda de un sistema de potencia es variable con el tiempo tal como se muestra en

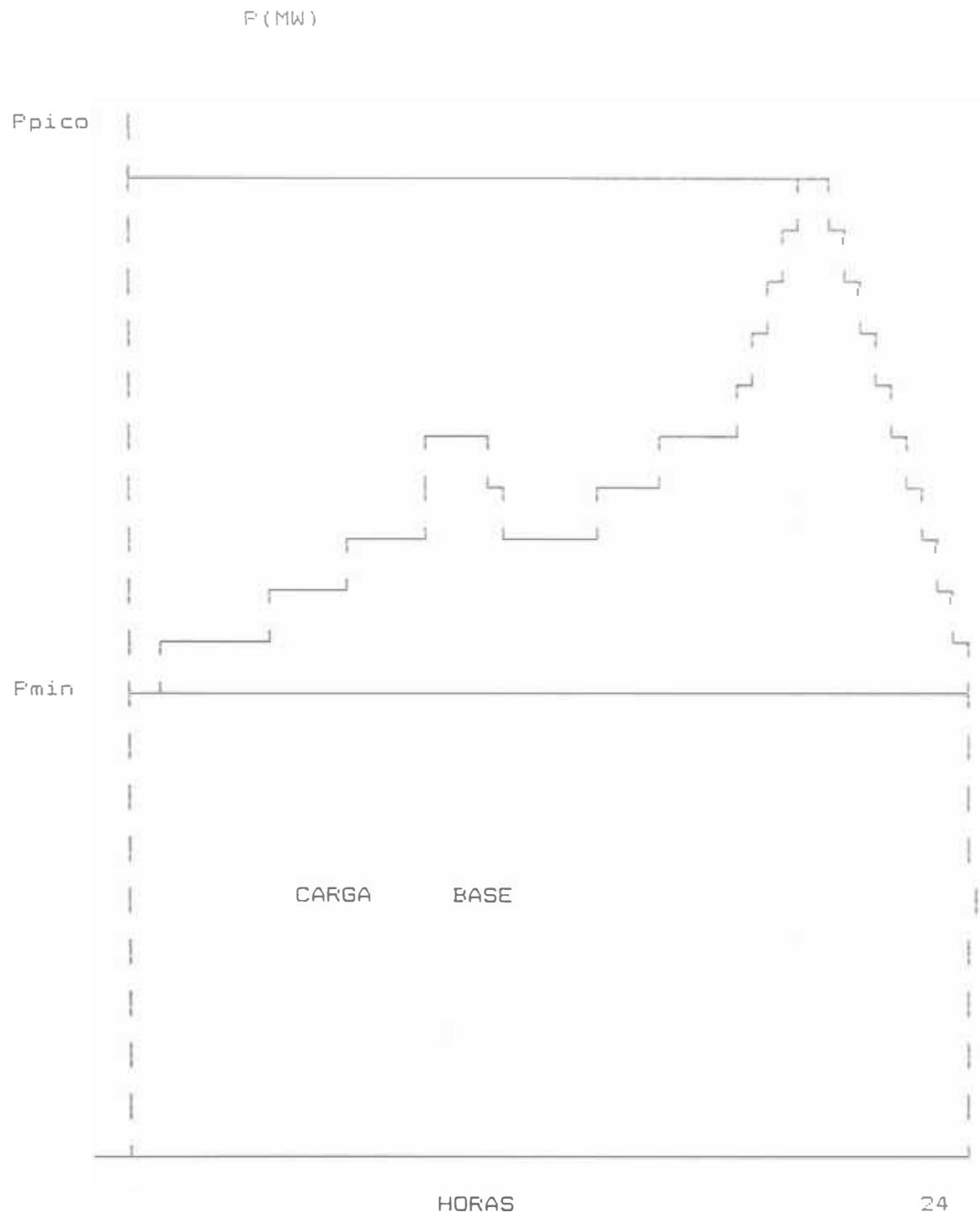


Figura 3.1. Curva horaria de carga.

Tiene un comportamiento cíclico día a día, los parámetros básicos que definen la demanda son:

- Potencia pico (P_{pico}): Máxima demanda de potencia.

$$ENERGIA = \int P dt$$

Factor de carga = Energía/ $P_{pico} \times T$; donde T es el período.

Factor de diversidad = $P_{pico} \text{ total} / \text{Sum } P_{picos}$ cuando se tienen varias curvas horarias de carga.

- $P_{media} = \text{Energía} / T$

Carga base es la energía que está por debajo de P_{min} .

La curva horaria de carga se utiliza para despacho a corto plazo, para horizonte de tiempo más largos se usan la curva de duración de carga y la curva integrada de carga.

3.2.2 Curva de duracion de carga.

Representa el tiempo que un nivel de carga es igualado o excedido. Con el siguiente ejemplo se ilustra el concepto de curva de duraci3n de carga (Figura 3.2).

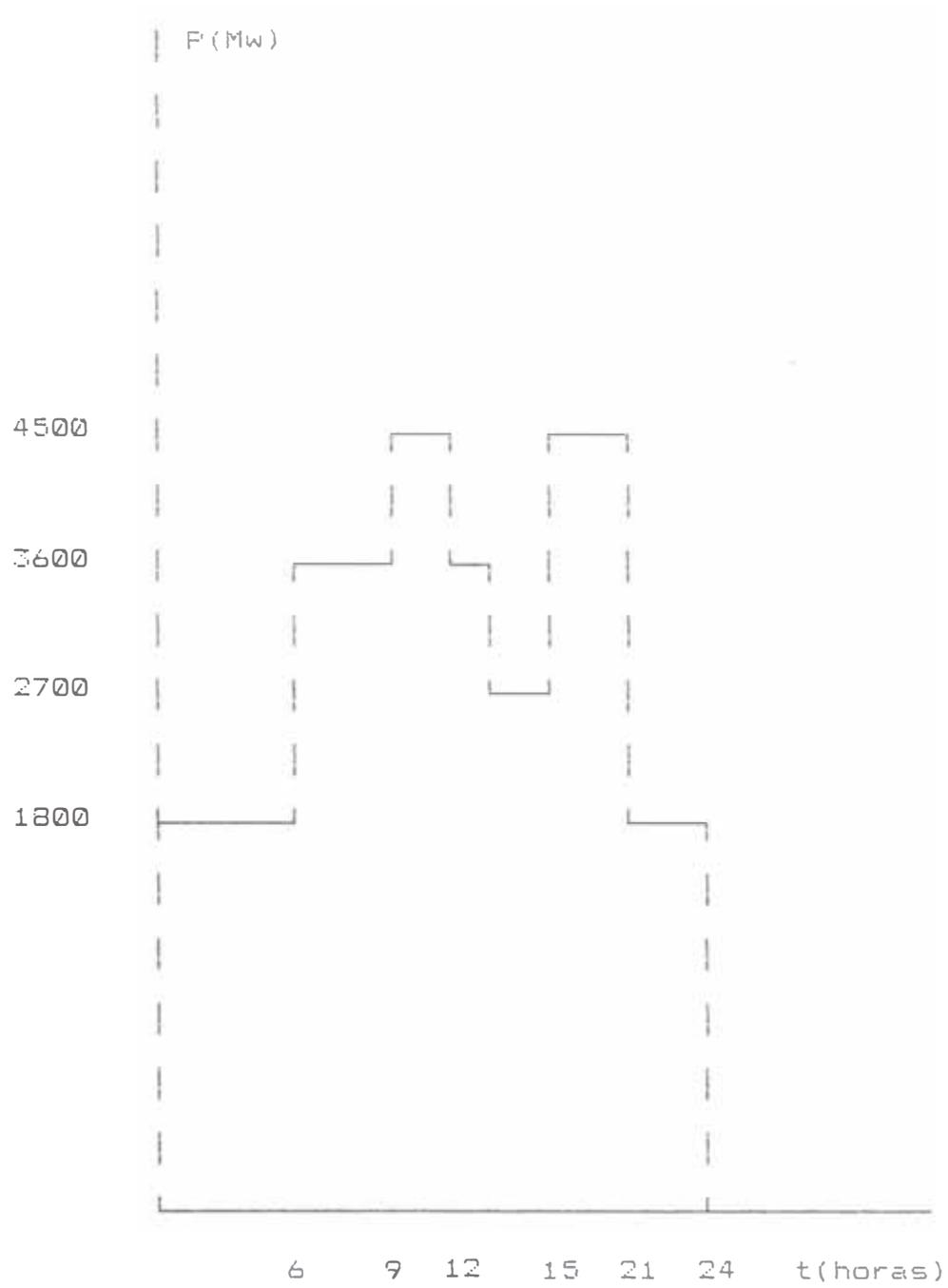
$$\begin{aligned} \text{Energía} &= 6 \times 4,500 + 6 \times 3,600 + 3 \times 2,700 + 9 \\ &\times 1,800 = 72,900 \text{ MWh.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Factor de carga} &= \frac{72,900}{4,500 \times 24} = 0.68 \end{aligned}$$

$$\text{Energía base} = 1,800 \times 24 = 43,200 \text{ MWh.}$$

$$P_{\text{media}} = \frac{72,900}{24} = 3.037,5 \text{ MW}$$

Las ventajas de la curva de duraci3n son: Que no es c3clica y es decreciente.



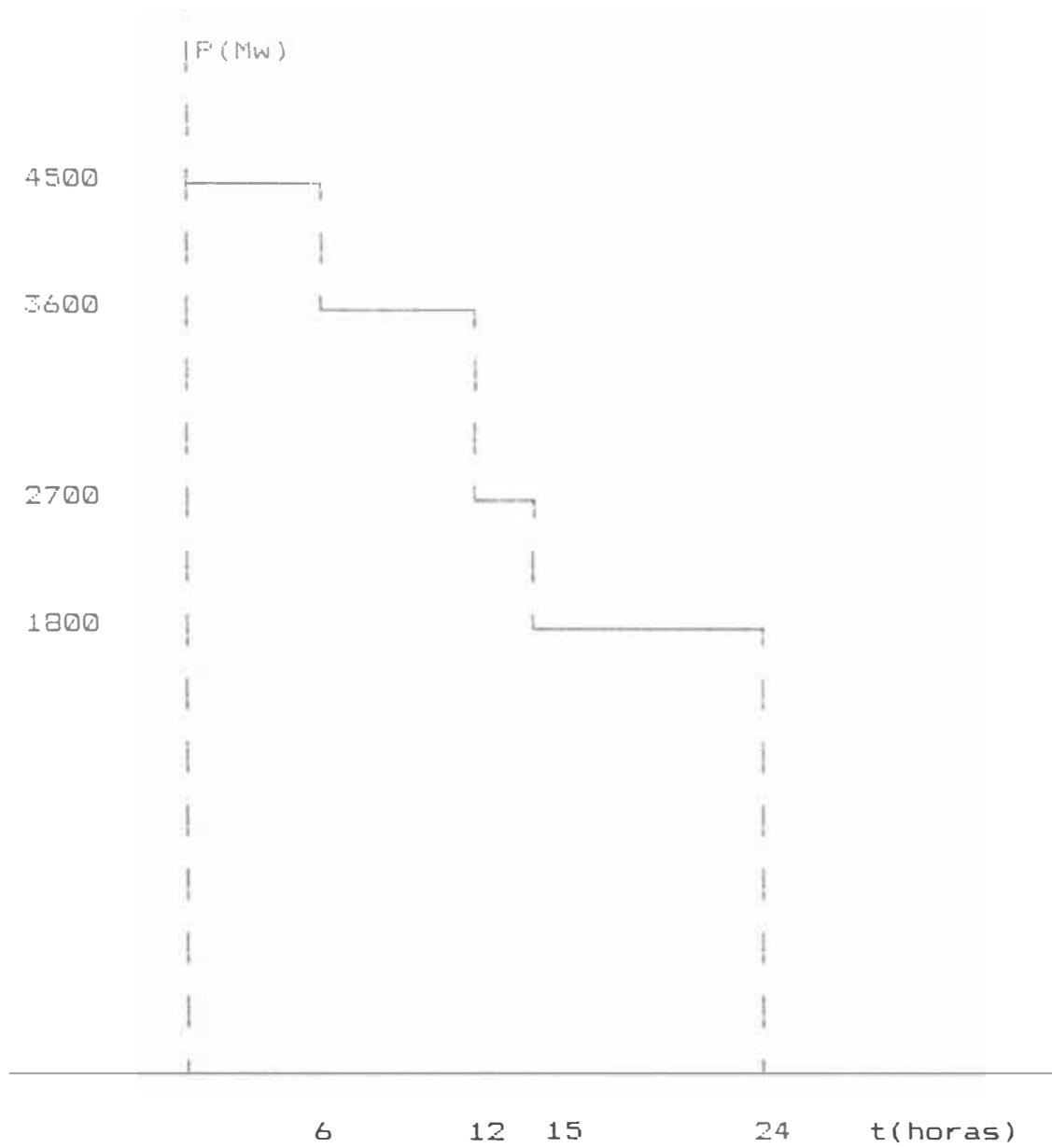


Figura 3.2. Curva horaria de carga. Curva de duracion de carga.

3.3. Características de las plantas térmicas

3.3.1 Costos de plantas térmicas.

El costo de éstas plantas puede ser dividido en fijos y variables:

Costos fijos: Costo de capital, servicios de alumbrado, mantenimientos independientes de las horas de operación, administración, etc.

Costos variables: Combustible servicios auxiliares y costos de mantenimiento proporcionales a las horas de operación.

En otras palabras podemos descomponer el costo variable (CV) en costo variable combustible (CVC) y costo variable no combustible (CVNC):

$$CV = CVC + CVNC$$

3.3.1.1. Método para el cálculo del costo variable no combustible

Para determinar el CVNC se toma en consideración los costos siguientes:

A). Costo de mantenimiento por horas de operación.

B). Costo de lubricantes por horas de operación.

C). Costo de arranque y parada de unidades.

El cálculo del CVNC se efectúa con la siguiente expresión:

$$CVNC = \frac{OV + (\sum Mi (\frac{N}{ni})) + Ca * na + Cl}{fop * P * (N - na * ha)}$$

F : capacidad de la unidad en Mw

OV : Costo de overhaul después de N horas equivalentes de operación (US\$)

Mi : Costo del mantenimiento después de ni horas de operación (US\$)

ha : horas equivalentes de operación por cada arranque

na : número de arranques habidas entre cada overhaul

ho : horas operación real entre dos overhaul

$$=(N-na*ha)$$

Ca : costo de energía para el arranque y parada

Gt : generación entre dos intervenciones por overhaul

$$Kwh=(N-na*ha)F(fop*1000)$$

fop : factor de operación promedio de la unidad.

lh : consumo de lubricantes por hora gal/1000 hrs

cl : costo del lubricante (US\$/gal)

CTl: costo total de lubricantes (US\$)

$$CTl=\{(N-na*ha)/1000\}*lh*cl$$

3.4 Características de los sistemas hidráulicos

La variable número uno de estos sistemas son las hidrologías, cuyas principales características son la aleatoriedad y la no controlabilidad. Para definir el despacho económico de los sistemas hidráulicos es necesario hacer predicciones de la hidrología con base en la información histórica y en algún método estadístico de predicción.

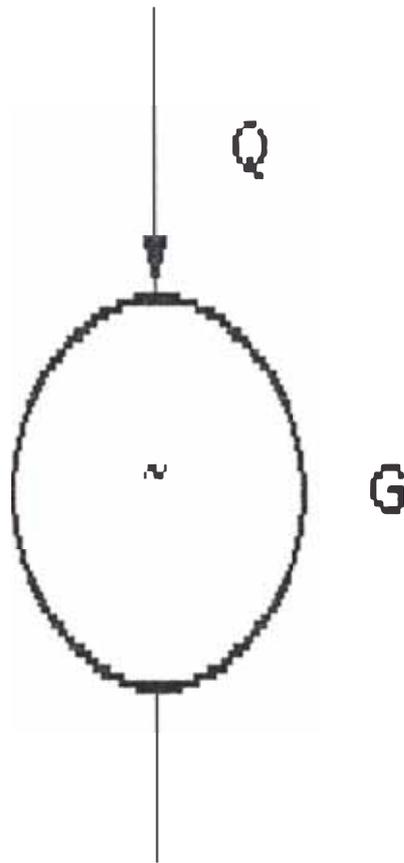
Dada la anterior característica para la solución del problema de despacho económico se hace necesario utilizar métodos estocásticos de optimización, que permiten el mejor tratamiento posible de la variable hidrología.

3.4.1 Tipos de plantas hidráulicas.

Se clasifican dependiendo de la regulación del agua.

Plantas filo de agua: Son aquellas que no tienen embalse o si lo tienen es muy pequeño, generan dependiendo del caudal que el río lleva, no tienen capacidad de regulación durante el período de análisis.

Figura 3.3 Plantas tipo filo de agua



Plantas con embalse: Tienen la capacidad de almacenar agua y la regulación es superior al período de análisis.



Figura 3.4 Plantas con embalse.

Plantas en cadena: Para tomar decisiones en esas plantas se debe tener en cuenta todo el conjunto, hay que manejar muy bien la operación de la cadena para optimizar el despacho económico de todo el conjunto.

El análisis a corto plazo en un sistema en cadena es importante el retardo del agua para llegar a un embalse a otro.

Considerese un embalse cualquiera en un período K .
 embalse en el período K tiene una hidrología W_K , un
 desembalsamiento U_K y un vertimiento S_K ; entonces se trata
 de representar el balance de agua en el embalse en un
 período K .

$$X_{K+1} = X_K + W_K - U_K - S_K.$$

X_K Volúmen de agua al principio del período K o al final
 del período $K-1$.

X_{K+1} - Volúmen de agua al final del período K o al
 principio del período $K+1$.

Del volúmen de agua que se saque de un embalse depende la
 energía ue se obtiene y dependiendo del volúmen que se
 tenga en el embalse se determina la cantidad de energía
 almacenada; la relación volúmen-energía se determina así:

$$E = F.C. \cdot Q \cdot T$$

V

$$P = F.C. \cdot \frac{V}{t}$$

t

E F.C. V Donde V = Volúmen.

Considérese por ejemplo un embalse con:

$$h = 741 \text{ m}$$

$$n = 0.89$$

$$n = n(tu)n(ge)n(CH)$$

Hidrología promedio durante el período 100 m³/seg.

Volúmen del embalse al principio del período 600 Mm³.

potencia promedio generada en el período 400 MW.

El volumen máximo del embalse es de 750 Mm³.

El período es de 1 mes = 720 horas.

Cuanto será el volúmen del embalse al final del período?

KW.seg

$$F.C. = 9.8 \times \quad \times h \text{ (-----)}$$

$$F.C. = 9.8 \times 0.89 \times 741$$

$$= 6463 \text{ KW seg/m}^3.$$

$$P = F.C. \cdot Q$$

$$Q = \frac{P}{F.C.}$$

$$Q = \frac{400 \times 10 \text{ KW}}{6463 \text{ KW. seg/m}^3} = 61.9 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

$$UK = 61.9 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \times 720 \text{ horas} \times \frac{3,600 \text{ seg}}{1 \text{ hora}}$$

$$UK = 160.42 \text{ Mm}^3$$

$$WK = 100 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \times 720 \text{ horas} \times \frac{3,600}{1 \text{ hora}}$$

$$WK = 259.2 \text{ Mm}^3.$$

Si $XK + WK - UK < 750 \text{ Mm}^3$ no hay vertimientos o sea que

$$SK = 0.$$

600 + 259.2 160.42 698.78 Mm³ < 750 Mm³ No hay
vertimiento

$XK + 1 \quad XK + WK - UK - SK$

$XK + 1 \quad 600 + 259.2 - 160.42 - 0$

698.78 Mm³ Volumen del embalse al final del
período.

3.4.2. Energía firme.

Es la cantidad de energía que se puede garantizar que se vá a generar con una probabilidad determinada.

La energía firme de una planta hidráulica cuando está en operación aislada es aquella energía que entrega con una confiabilidad determinada. Cuando está en operación integrada es la energía que aporta al sistema dada una confiabilidad.

3.5. Desocho económico de sistemas hidrotérmicos

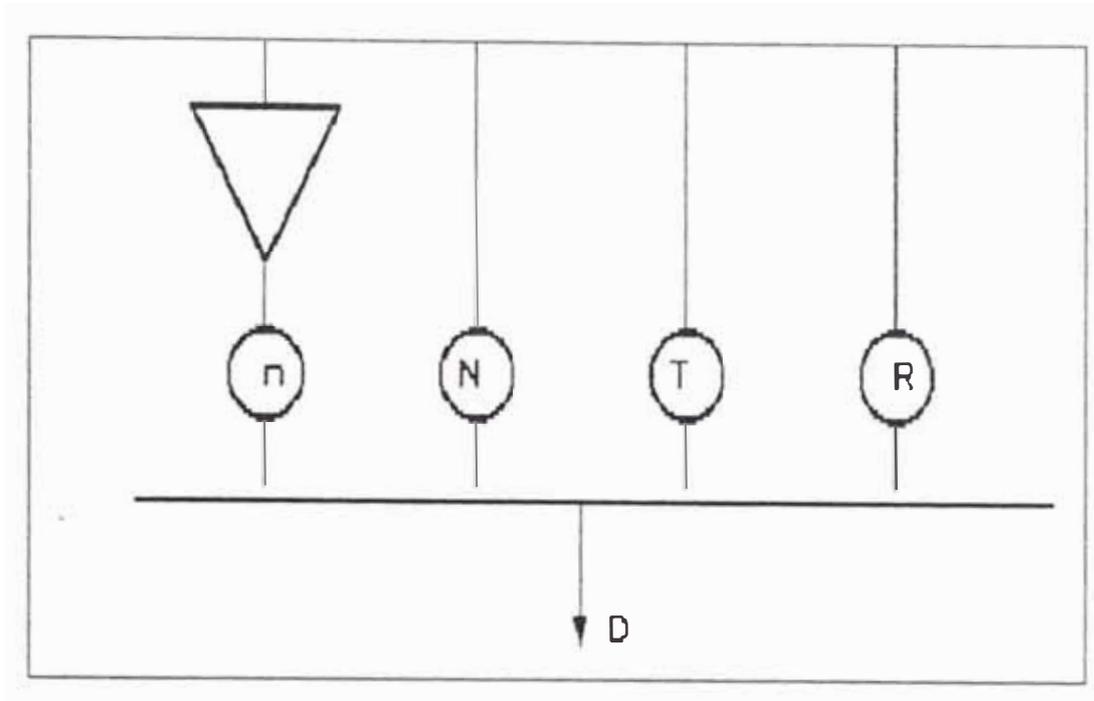


Figura 3.5 Sistema hidrotérmico

Se tiene un sistema con:

n Plantas con embalse.

N Plantas filo de agua.

T Plantas térmicas.

R Plantas de racionamientos.

D Demanda total.

Para que matemáticamente el problema sea siempre factible se modela una planta ficticia con un costo igual al costo de racionamiento, el cual, debe ser mayor que el de la planta térmica más costosa.

El objetivo general en la operación del sistema con una configuración definida es optimizar el uso de los distintos recursos energéticos (carbón, gas, agua, etc). garantizando una confiabilidad y calidad en el servicio adecuadas. El problema así planteado no es fácil de resolver dada la complejidad y diversidad de restricciones impuestas por el sistema hidroeléctrico y a la incertidumbre asociada a variables aleatorias como la demanda futura, los aportes hidrológicos y la disponibilidad del sistema de generación transmisión.

El problema del planeamiento de la operación se divide normalmente en planeamiento a largo plazo, mediano y corto plazo, fundamentalmente la coordinación de la operación hidrotérmica a largo plazo involucra la determinación del pronóstico de disponibilidad de agua a largo plazo y la política de descargas de agua durante intervalos que dependen de la capacidad de los embalses en el sistema.

La planeación a largo plazo involucra técnicas de optimización como la programación dinámica sobre todo el período de planeamiento y modelos de simulación para calcular los costos de producción y en general todas las estadísticas de operación del sistema.

Los modelos de costos de producción permiten obtener estimativos sobre los costos de producción (o de operación) y establecer políticas sobre provisión de

combustibles en el largo plazo. También se utilizan estos modelos probabilísticos para evaluar la confiabilidad del sistema y cuantificar déficits de energía así como para prever contratos de compras o ventas de energía (o potencia) entre las empresas interconectadas.

La planeación a mediano y corto plazo se define como encontrar el programa de generación hora a hora para las unidades o plantas del sistema que origine el mínimo costo de producción para el período de tiempo estudiado y cumpliendo restricciones de demanda del sistema eléctrico y en general de las plantas térmicas y el sistema de transmisión. Parte de las restricciones hidráulicas pueden ser dadas por condiciones finales (al final del intervalo total estudiado) provenientes de políticas de descargas óptimas a largo plazo. En el corto plazo las hidrologías que llegan a los embalses y las demandas se asumen conocidas previamente al igual que la disponibilidad de las unidades. Los niveles de los

embalses al inicio del período son un dato y la variación de su nivel a lo largo del período de solución se desprecia.

El despacho horario obtenido en el corto plazo es necesario verificarlo con programas de análisis de seguridad para chequear que se cumplan las restricciones impuestas por el sistema de transmisión.

3.5.1. Despacho económico a largo plazo.

Se debe obtener las descargas óptimas de cada uno de los embalses y con ello el volúmen de los embalses al final de cada periodo. Para la solución del largo plazo se utiliza un método matemático llamado programación dinámica y se basa en definir una función objetivo y minimizar costos sujeto a ciertas restricciones. El tiempo para el que se va a hacer el despacho se divide en periodos; el volúmen del embalse se discretiza en estados o niveles.

Existen dos formas de resolver el problema de optimización: Programación dinámica hacia adelante y programación dinámica hacia atrás; siéndo más eficiente la programación dinámica

hacia atrás; donde el punto de partida es el punto final.

Con la programación dinámica se encuentran los desembalsamientos U_{jk} para cada uno de los embalses a través de todos los periodos para los diferentes niveles con: $j = 1, \dots, n_e$. donde n_e es el número de niveles o estados en los que se discretiza el embalse y $k = 1, 2, \dots, n_p$. Donde n_p es el número de periodos para los que se hace el

que se discretiza el embalse y $K = 1, 2, \dots, n_p$. Donde n_p es el número de períodos para los que se hace el análisis. Se llama programación dinámica porque muestra la evolución de los embalses durante todo el tiempo; hay una forma gráfica de explicar el método. (Figura 3.6).

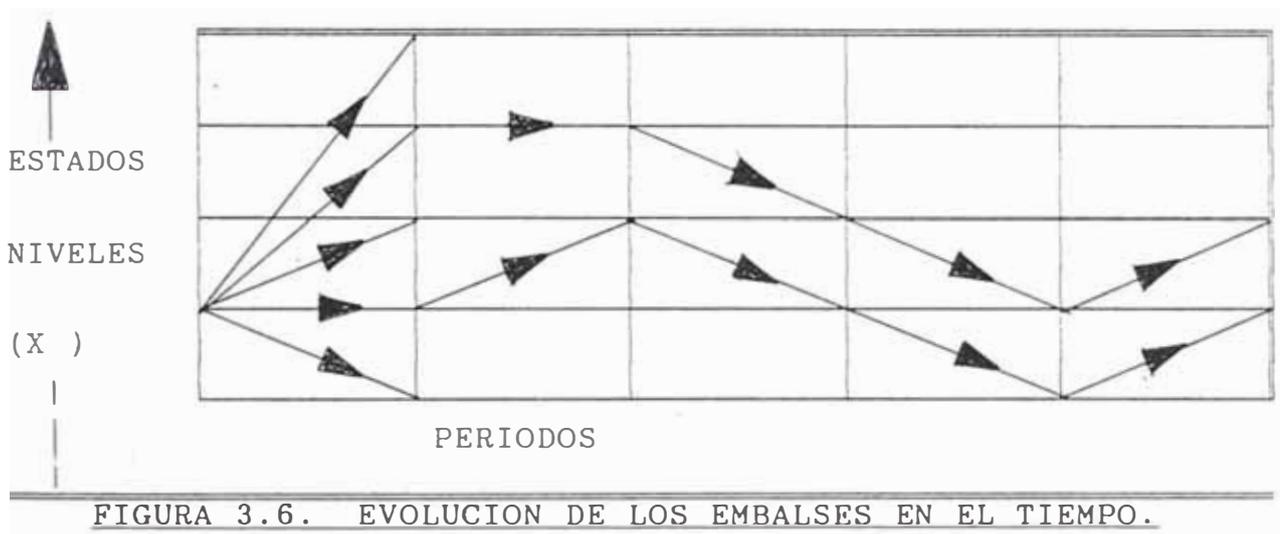


FIGURA 3.6. EVOLUCION DE LOS EMBALSES EN EL TIEMPO.

Se debe minimizar una función objetivo (f.o) (que es equivalente a minimizar costos), que depende de X , U , S , W ; sujeto a las siguientes restricciones:

Generación total Demanda total Pérdidas.

$X_{minjk} \leq X_{jk} < X_{máxjk}$ Depende de la capacidad del embalse.

$U_{minjk} < U_{jk} < U_{máxjk}$ Depende del diámetro de la tubería

$G_{\min} \leq G \leq G_{\max}$: Depende del generador.

$$\text{funcion objetivo (f.o)} = \min \left[\sum_{k=1}^{np-1} (Lk - Uk) \right] \quad (3)$$

Donde:

LK : Demanda del sistema en el periodo k.

UK : Desembalsamiento total en el periodo k.

$$t_k = \frac{1}{(1 + t_i)^k}$$

t_k : Función retorno, se usa para calcular el valor presente de cada uno de los valores.

t_i : Tasa interna de retorno.

La función objetivo es una ecuación recursiva y debe ser separable para que se pueda aplicar la programación dinámica, en la práctica se separa en dos términos:

$$f.o - \min \left[\sum_{k=1}^{np-1} (Lk - Uk)^2 * t_k \right] + \min \left[(L_{np} - U_{np}) \right] \quad (4)$$

En el último período se busca minimizar:

$$(L_{np} - U_{np})^2 t_{np} = I_{np}; \text{ es el costo mínimo.}$$

En el penúltimo período se busca minimizar:

$$I_{np} + (L_{np-1} - U_{np-1})^2 t_{np-1} = I_{np-1}$$

Y así sucesivamente.

En el período k se busca minimizar.

2

$$I_{k+1} + (L_k - U_k) * t_k = I_k$$

donde:

Esto es lo que se denomina en programación dinámica una

$$F. O - Min \left[\sum_k^{np} (L_k - U_k)^2 * t_k \right] \quad (5)$$

ecuación recursiva; se acaba al llegar al primer k :

Para minimizar los costos se hace maximizando la generación hidráulica y minimizando la generación térmica; para hacer esta minimización se utiliza el método de

aproximaciones sucesivas: Se suponen los desembalsamientos de todos los embalses excepto el que se vá a optimizar, con este resultado se encuentran los desembalsamientos óptimos del embalse que está optimizando. Luego se coge otro embalse para optimizar y se usa como datos de desembalsamiento las descargas inicialmente supuestas, excepto para el que optimizó, para el cual se toman como datos los obtenidos en la optimización de este. Se coge otro embalse, se encuentran los desembalsamientos óptimos utilizando las descargas inicialmente supuestas excepto para los dos que ya se optimizaron para los cuales se utilizan los datos desembalsamientos de todos los embalses, luego con estos resultados obtenidos se comienza de nuevo a optimizar el primer embalse y se sigue haciendo hasta que la diferencia entre una iteración y otra de los desembalsamientos sea menor que un error pequeño.

3.5.2 Despacho económico a mediano y corto plazo.

El mediano plazo es el enlace entre el largo plazo y el corto plazo en el planeamiento operativo, el horizonte de tiempo es de varios meses, con una resolución semanal. Los requerimientos para el modelaje de la generación y las restricciones de continuidad se manejan diferente para la primera semana que para el resto de las semanas del período en estudio: Para la primera semana, es usado el

modelaje horario de carga y para el resto del período. es usado el modelo de la curva de duración de carga; además la resolución básica para las **restricciones** de continuidad, especialmente los flujos de **agua** y el contenido de los embalses es diaria para la primera semana y semanalmente para las restantes semanas.

El objetivo del planeamiento a mediano plazo, es minimizar la suma de los costos de producción por generación térmica, costos de racionamiento y costos terminales de los embalses.

La formulación del problema a corto plazo, incluye un modelaje más detallado del sistema que en el planeamiento a mediano plazo; además de las diferencias de horizonte a intervalo de resolución, el planeamiento a corto plazo también determina la programación de las unidades térmicas e hidráulicas y cubre un horizonte de tiempo de varios días, con período de resolución de una hora y una frecuencia de utilización diaria. En esta etapa se incluyen todos los embalses del sistema, se distribuye la reserva entre las unidades más rápidas y con la predicción de la demanda e hidrología se encuentra el despacho horario para los dos días siguientes.

La planeación tiene como objetivo encontrar el programa de generación hora hora para las unidades o plantas del sistema que origine el mínimo costo de producción,

cumplimiento las restricciones de demanda del sistema eléctrico de las plantas térmicas y del sistema eléctrico de las plantas térmicas y del sistema hidráulico. Parte de las restricciones hidráulicas pueden ser dadas por condiciones finales provenientes de políticas de descargas óptimas a mediano plazo.

En el corto **plazo** las hidrologías que **llegan** a los **embalses**, las demandas y la disponibilidad de las unidades se asumen conocidas. Los embalses al inicio del periodo son un dato de entrada y la variación de su nivel a lo largo del periodo de solución, se desprecia para efectos de la eficiencia de las turbinas hidráulicas con relación al salto neto.

A corto plazo la disponibilidad de las unidades está relacionada con los problemas de selección de unidades y de reserva operativa. La selección de unidades tiene que ver con la asignación de unidades térmicas que deben estar en línea en cada subperíodo deben ser programadas para generar a mínimo costo.

La reserva operativa, es una restricción en el problema de selección de unidades y consiste en definir la cantidad de generación disponible en unidades sincronizadas al sistema, con el fin de evitar caídas bruscas en la frecuencia ante la pérdida súbita de generación del sistema.

Una coordinación y optimización detalladas primero por el programa de mediano plazo y luego por el de corto plazo, producen los despachos **horarios** a ser usados en la **operación**.

El despacho económico a mediano plazo y corto plazo se solucionan con la misma metodología siendo diferente sólo el modelaje y el período de tiempo, utilizándose para la solución en ambos casos programación lineal.

Aplicación de la programación lineal al despacho económico

Una forma de solucionar el problema de despacho económico a mediano y corto plazo es mediante la utilización de programación lineal.

El problema se plantea como la minimización de una función lineal sujeta a un conjunto de igualdades y desigualdades lineales.

$$\text{Min} \quad Z = CX$$

$$\text{s.a.} \quad AX = b$$

$$L \quad X \quad U$$

$$L \quad \emptyset$$

Dónde: Z: Minimizar.

Costos de producción (térmicos + racionamiento).

* Costos terminales (referidos a los embalses)

* Penalizaciones (vertimientos)

Sujeto a: Restricciones de continuidad.

Restricciones de demanda.

Límites mínimos y máximos.

CAPITULO IV

SINTESIS DE LOS MODELO DE OPTIMIZACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

4.1. Modelo Junín

4.1.2. Introducción

A continuación se detalla las características principales del Modelo de Gestión Óptima del Lago Junín (JUNIN).

El JUNIN se basa en los principios de optimalidad de la programación dinámica, para determinar las decisiones óptimas de operación del Lago Junín y de las correspondientes centrales Malpaso, Mantaro y Restitución que aprovechan sus aguas, en la cuenca del río Mantaro, en horizontes de mediano -meses- y largo plazo -años-.

A partir de las decisiones óptimas, es decir aquellas que en cada etapa minimizan los costos actualizados de operación y falla del sistema, se determinan costos marginales de energía del sistema en escenarios hidrológicos aleatorios.

4.1.3. Conceptos básicos en operación de embalses con fines de generación de energía eléctrica.

4.1.3.1. Planteamiento del problema

La operación de un embalse con fines de generación de energía eléctrica plantea el problema de decidir **entre** un consumo presente del agua versus su empleo futuro. La utilización presente de la totalidad del agua embalsada implica una menor generación térmica (hoy), decisión que conduce a que el embalse resulte deprimido, con las consecuencias de una mayor probabilidad que en el futuro se requiera utilizar instalaciones termoeléctricas **caras** o eventualmente aceptar falla en el abastecimiento. Por otra parte, es claro que si se decide almacenar toda el agua, con el fin de disponer de ello a futuro, se producirán costos elevados (y posiblemente falla en la operación actual). Existe por lo tanto una decisión óptima entre consumo presente y futuro, que minimiza el costo actualizado de operación y falla del sistema eléctrico.

4.1.3.2. Valor del agua

El valor del agua utilizada en un instante cualquiera **está** dado por el costo generación térmica o falla que ella **sustituye** en ese momento (precio sombra del agua).

El costo total actualizado de operación y falla del sistema disminuye al aumentar el volúmen inicial disponible en el embalse. Se puede interpretar como beneficio del agua almacenada a la diferencia entre el costo actualizado correspondiente al volúmen mínimo de operación del embalse y el correspondiente a cada nivel.

Una **variación** marginal en el volúmen embalsado significa una variación del costo actualizado de operación y falla del sistema para disponer o no de esa cantidad en el futuro. Esta variación de costos (pendiente de la curva de valores estratégicos) es el valor marginal del agua o de la energía embalsada.

4.1.3.3. Condiciones de óptimo

La operación óptima de un embalse en un horizonte tiempo, es aquella que de entre todas las posibilidades de operación **factibles**, minimiza costo total actualizado de operación y falla del sistema.

La operación del embalse **resulta** óptima cuando el beneficio marginal instantáneo es igual al beneficio marginal futuro asociado al embalse. En otra forma en el óptimo al realizar una pequeña extracción de agua del embalse, la disminución del costo instantáneo es igual al mayor costo futuro de operación del sistema.

4.2 Tratamiento de variables aleatorias

El costo de operación de un sistema eléctrico está afectado principalmente por tres variables aleatorias: demanda, hidrología y disponibilidad de unidades térmicas. El JUNIN considera un tratamiento probabilístico de la hidrología. En esta versión del modelo. La indisponibilidades de las centrales térmicas se han considerado sólo a través de una educación

de la capacidad de generación térmica, aleatoriedad de la demanda no sido incluida, en forma implícita, en curvas de duración de la carga discretizadas en bloques horarios.

La **introducción** variables aleatorias, significa para las condiciones de óptimo, que el valor estratégico y el valor marginal del agua pasan a ser variables calculadas en esperanza matemática. Por lo tanto, la operación óptima es aquella para la cual el valor marginal esperado de la energía embalsada es **igual** al valor esperado del costo marginal de producción en el instante de análisis.

4.3 Solución del problema

Programación dinámica.

El principio de Bellman, base de la programación dinámica, requiere que se cumplan dos condiciones: el estado del sistema resume toda la historia del mismo y la función objetivo debe ser de tipo aditiva. Esto permite separar el problema en etapas de análisis independiente, que pueden interrelacionarse a través de los respectivos estados inicial y final de las etapas.

En el caso de un embalse, se puede asociar cada nivel del embalse (cota) el costo correspondiente a la operación futura del sistema (valor estratégico). En cada etapa, para un cierto nivel del embalse (estado), la mejor decisión será aquella que minimiza el costo de operación en la etapa más el costo futuro representado por el valor estratégico asociado a cada nivel inicial.

Si se conoce una función de valores estratégicos al final del último período de análisis, se puede determinar la decisión óptima correspondiente a cada nivel inicial de este último período y el valor estratégico asociado a cada nivel inicial.

Avanzando del futuro al presente se puede determinar para cada instante y nivel de embalse la decisión óptima y el valor estratégico asociado. De esta forma se configura una malla de decisiones óptimas hasta llegar el primer período de análisis, en el nivel inicial es conocido. Recorriendo la malla de decisiones óptimas desde el punto inicial conocido, en el sentido del tiempo, se encuentra la secuencia de decisiones óptimas y la trayectoria del embalse.

4.3.1 Optimización de una etapa

En una etapa cualquiera t y para cada nivel inicial (estado) del **embalse** E_t se busca determinar el **caudal** extraer Q_t que haga mínimo el costo total actualizado de operación de ese instante en el futuro.

Este costo total actualizado es igual al costo de operación durante esta etapa C_t más el costo futuro después de esa etapa. Este costo futuro corresponde al valor estratégico V_{t+1} asociado al nivel final del embalse E_{t+1} .

El costo de operación C_t es sólo función del caudal extraído Q_t y del período t . Para un caudal afluente A_t dado, se puede escribir:

$$V_t(E_t) = \min_{Q_t} (C_t(Q_t, t) + \text{fact} * V_{t+1}(E_{t+1}))$$

donde: $E_{t+1} = E_t + A_t - Q_t - P_t$.

$C_t(Q_t, t)$ Costo de operación de la etapa t .

$V_{t+1}(E_{t+1})$ - Valor estratégico, asociado al nivel E_{t+1} .

At	Caudal afluente al embalse.
Ft	Pérdida por evaporación, rebases y filtraciones.
fact	Factor de actualización.
Qt	Variable decisión, caudal a extraer.

4.4 Tratamiento de la aleatoriedad hidrológica

El caudal afluente a centrales hidroeléctricas y por lo tanto la energía generable por ellas, es una variable aleatoria. En esta versión del modelo el tratamiento dado a estas variables es el siguiente:

Se considera independencia hidrológica entre etapas (meses).

La decisión de extracción del embalse en una etapa (mes) se ajusta perfectamente a la hidrología -esquema azar decisión-. Para cada condición hidrológica mensual, supuesta conocida, el sistema se opera en forma óptima y el valor estratégico a comienzos de cada etapa es calculado promediando los valores estratégicos de todas las hidrologías.

Para poder comenzar los cálculos es necesario tener una estimación inicial de la función de valores estratégicos fines del último período. Una forma simple de hacerlo, **considerar un par de** años de relleno, con iguales características del último año del horizonte que se desea analizar. El valor de partida **para** el último año de relleno puede ser cero.

El modelo **realiza** un tratamiento probabilístico a partir de estadísticas hidrológicas de centrales afluentes y régimen natural en las cuencas donde se encuentran las centrales hidroeléctricas.

La representación del sistema eléctrico es uninodal y la de la demanda es mediante una curva de duración de la carga discretizada en bloques.

El modelo permite representar las posibilidades de embalse de las restantes centrales hidroeléctricas. Eventualmente puede interrelacionarse con otros que optimicen la gestión de otros embalses, como es el caso de los reservorios de ELECTROLIMA, permitiéndolo una optimización conjunta.

4.5 Representación del sistema interconectado centro norte

El Sistema de cálculo requiere determinar para cada período mensual (considerando cada bloque horario de la curva de duración de la carga mensual) y para todas las cotas iniciales del Lago Junín las decisiones óptimas de operación, asociadas a cada condición hidrológica.

Existen complicaciones muy altas en la construcción de modelos que realicen una representación absolutamente fiel del Sistema. A continuación se señalan las principales características de la representación del modelo para la etapa de optimización:

El modelo es uninodal. La oferta y la demanda se concentran en un sólo punto (centro de gravedad del sistema). Es posible en forma externa al modelo considerar pérdidas de transmisión, a través de metodologías ya conocidas: Factores de penalización por pérdidas marginales, que permiten distribuir geográficamente los costos marginales calculados en un nudo único a las distintas barras del sistema.

Demanda del sistema. El modelo construye curvas de duración de la carga mensuales, discretizadas en bloques horarios, restando el aporte de las restantes centrales hidroeléctrica, no asociadas a la operación del lago Junin en la cuenca del Río Mantaro. la presente versión utiliza tres bloques horarios de demanda mensual.

El JUNIN, eventualmente, puede interrelacionarse con modelos que representen la operación de otros embalses, como es el caso de los reservorios operados en la actualidad por la empresa Electrolima. Permittiéndole de esta forma realizar una operación conjunta de los embalses.

Considera un plan de obras que diferencia en el caso de centrales hidroeléctricas, cada una de las centrales, permitiéndole el ingreso de nuevas centrales. Para las centrales térmicas permite la entrada y salida de unidades individuales en todo el horizonte de análisis.

La presente versión considera un costo de falla único, que representa el costo que percibe el usuario por no ser abastecida su demanda de energía eléctrica.

4.5.1 Organización del modelo

Desde la perspectiva funcional, se distinguen dos fases en el modelo:

La primera fase, de optimización, se desarrolla mediante el procedimiento de programación dinámica. El resultado de esta fase es una estrategia de operación, matriz de decisiones óptimas, indicando para cada mes, para cada nivel del embalse, para cada condición hidrológica, para cada bloque de la curva de duración de la carga, la decisión óptima de operación del embalse.

Por lo tanto, el cumplimiento de las distintas variables con la operación del largo sólo se puede conocer a través de sus respectivas distribuciones de probabilidades y de estadísticas asociadas a dichas distribuciones (valor esperado, desviación estándar, etc).

La segunda fase tiene por objetivo estudiar el comportamiento futuro de estas variables y se realiza en esta versión por el método de Montecarlo.

El método de Montecarlo consiste **generar** series aleatorias de eventos; en este **caso** condiciones hidrológicas con **las** cuales se simula la operación del sistema eléctrico, en horizontes de varios años. Cada serie cubre un período igual al del estudio y se constituye por conjuntos de años hidrológicos elegidos al azar de la estadística disponible.

Partiendo de una cota conocida y dado que la etapa de optimización ha entregado las mallas con **las** decisiones óptimas de operación, es posible determinar el valor, en cada mes de estudio, que toman variables como: Cotas finales del Lago Junín y costos marginales en los distintos bloques de demanda.

Con un número de simulaciones relativamente elevado (1500 2000) se obtienen distribuciones de probabilidades de estas variables.

4.6 Aplicaciones del modelo

Este modelo es una herramienta de apoyo en estudios como :

Planificación de centrales futuras.

Determinación de costos marginales mensuales.
Análisis de seguridad de abastecimiento.
Evaluaciones de la operación de mediano plazo.
Análisis de sensibilidad de variables (precio de combustible, demanda, etc).

Para efectos de planificación de la operación a nivel mensual, el modelo entrega el costo marginal de energía para cada condición hidrológica mensual analizada, pudiéndose utilizar una hidrología determinística, que puede provenir de una proyección de condiciones hidrológicas de corto plazo. Con estas señales de costo marginal es posible **programar** el aporte mensual del parque térmico del sistema. Adicionalmente, es importante avanzar a estrategias coordinadas de operación de los embalses de Electrolima, pudiéndose desarrollarse modelos que permitan la operación conjunta de los embalses.

4.7 Programa computacional

La programación ha sido desarrollada en forma estructurada, en lenguaje FORTRAN 77. Consta de un programa principal que llama subrutinas modulares, las que resultan simples de perfeccionar y/o

modificar para otras aplicaciones (como las señaladas en el punto anterior).

4.7.1 Estructura del programa principal.

Programa principal:

Comienzo.

Lectura de datos.

Obtiene demanda residual para curva de duración de la carga discretizada y curvas con incrementos marginales de demanda.

Incorpora datos de mantenimientos de centrales térmicas e hidroeléctricas asociadas a operación del Lago Junín.

Realiza llenado óptimo de curvas de demanda residuales con centrales térmicas y falla.

Obtiene valores estratégicos al final del período de optimización.

Para año = año-inicial.

Para etapa = mes-final a mes-inicial.

Para hidrología = 1 a número de hidrologías.

Obtiene caudales afluentes al Lago Junín y hoya intermedia del río Mantaro.

Para cada estado (cota sobre el volúmen útil del L. Junín).

Llama a subrutina OPTIMO, que determina la decisión de extracción óptima desde el embalse,

en dicha etapa, dada la hidrología y el estado inicial y determina el valor estratégico asociado al estado inicial.

Calcula el costo marginal de energía asociado a un incremento marginal de la demanda en el bloque de punta.

Calcula el costo marginal de energía asociado a un incremento marginal de la demanda en bloques intermedio y base.

Almacena valores asociados a decisión óptima.

Fin para.

Imprime resultados.

Fin para.

Fin para.

Fin para.

Realiza proceso de simulación del tipo Montecarlo.

Imprime resultados finales del proceso de simulación.

FIN.

4.7.2 Archivos de entrada y salida

4.7.2.1 Junpar.Dat:

Archivo de entrada de parámetros principales:

Estados del Lago Junín, caudales máximos y mínimos, rendimientos y potencias máximas y mínimas de las centrales hidroeléctricas en la cuenca del río Mantaro: demandas de riesgo mensuales: número de condiciones hidrológicas de la estadística; principales características de las centrales térmicas; etc.

4.7.2.2 Junmen. Dat:

Archivo de entrada conteniendo datos factibles de variar en cada etapa (mes) del horizonte de estudio, por ejemplo: Costos de combustible de centrales térmicas, mantenimiento de unidades, etc.

4.7.2.3 Caudal. Dat:

Archivo de entrada con caudales afluentes al Lago Junín y a la hoya intermedia de la cuenca del Río Mantaro

4.7.2.4 Demfil. Dat:

Archivo de entrada conteniendo curvas de demanda mensual, discretizadas en tres bloques y aportes de

centrales hidroeléctricas no asociadas la operación del lago Junín a dichos bloques de demanda, considerando una estadística hidrológica.

4.7.2.5 Salid. Sal:

Archivo de salida conteniendo los resultados principales del proceso de optimización y simulación.

CAPITULO V

DIAGNOSTICO DEL MODELO JUNIN

5.1. Presentación del modelo

5.1.1. Estructura general

La estructura general del Modelo JUNIN se puede resumir de la siguiente forma:

Lectura de datos (Subprograma LECTO).

Incorporación de mantenimientos.

Determinación de la demanda residual.

Ordenación de las centrales termoeléctricas según costo.

Abastecimiento y falla, y determinación del costo total.

A este nivel, se dispone de la energía aportada por cada central termoeléctrica para abastecer la demanda en forma óptima sin participación de las centrales del JUNIN y de los costos de abastecimiento en esa condición.

Eter1 (año, hid, mes, central, bloque).

Ctot1 (año, hid, mes).

Eter (año, hid, mes, central, bloque, Num

bloque aumento Dda).

Ctota (año, hid, mes, Num bloque aumento

Dda)

Cvct (año, central, mes) Fnct (año,

central, mes).

Para las centrales del JUNIN se dispone de:

Emax (año, mes, bloque), qaf1a (hid, mes),

qmnpa (hid, mes).

Rendimientos, caudales máximos y mínimos.

Conocido el CFA al final del horizonte de estudio (CFF).

Para cada año (desde el último al primero)

(nano)

copia el CFA al final del mes en

arreglo de trabajo (CF1).

Para cada mes (desde el último al

primero) (neta)

inicializa en cero CFA a inicios
del mes

Para cada hidrología (nhid)

Para cada estado (nest)

Determina el óptimo
(costo mínimo Z^*)

Para cada bloque de
demanda (1)

Det. el óptimo
con Dda aumentada

Fin

Acumula el CFA a

inicios del mes

Fin

Fin

Copia el costo futuro a
inicios del mes en CFI

Fin

Copia el CFA a inicios del mes en
CFF

Fin

Simulación de la operación
Escritura de resultados

5.1.2. Determinación del costo mínimo en una etapa.

La determinación del óptimo en cada etapa se realiza con el método de la Sección Aurea.

Dicho método, supone que la función a la cual se le determina el mínimo es una función convexa. En términos simples, una función es convexa cuando a trazar una

recta entre dos puntos cualesquiera de la curva, dicha recta no **corta** curva en ningún otro punto.

En el caso del Modelo JUNIN la función a la cual se le determina el mínimo es la función Evalúa.

La función Evalúa determina la suma de los Costos Inmediato y Futuro, en una etapa dada, para una hidrología y estado inicial dados, en función del volumen del Lago JUNIN al final de la etapa.

Evalúa Costo Inmediato/ f_1 + CFA
(V_{final}) f_2

Con f_1 factor de actualización es la siguiente:

Se determina el rango en que puede estar la solución (Volúmenes máximo y mínimo).

Se obtiene el valor de la función para dos puntos ubicados a una distancia de 0,382 veces el rango de solución de cada extremo.

Se compara el valor de la función para los

dos puntos anteriores, determinando a que lado de los puntos evaluados se encuentra el menor valor. Dado que la función tiene un único mínimo, se puede descartar uno de los extremos.

Se redefine el rango de solución dejando fuera el extremo en que no se encuentra la solución.

repite el proceso hasta que el rango de solución es menor que un valor definido como error de precisión.

Graficamente el método se ilustra en el siguiente ejemplo:

5.1.3. Determinación del costo inmediato y del costo futuro.

Se denomina Costo Inmediato, al costo de generación termoeléctrica requerida para abastecer la demanda residual en una etapa t , considerando un aporte en punta de las centrales del Complejo JUNIN, dado por un volumen final elegido en el proceso de cálculo del mínimo de la función Evalúa.

La generación total de las centrales del Complejo JUNIN se obtiene multiplicando el redimiento de cada central por el caudal extraído más los caudales intermedios (limitado a los caudales máximos de cada central).

O sea G_j

$$(q_{ext}+q_{mlp}) * R_{mal} + (q_{ext}+q_{mlp}+q_{mnp}) * (R_{man} + R_{res}).$$

Con $q_{ext}+q_{mlp}$ limitado a q_{mxmal} y $q_{ext}+q_{mlp}+q_{man}$ limitados a q_{mxman} y q_{mxres} respectivamente.

$$y \quad q_{ext} = (V_{final} - V_{inicial}) / T_s + q_{af} - q_{ev} + q_{reb}$$

en que q_{reb} es obtenido como la diferencia entre q_{mxjun} y $(V_{final}-V_{inicial})/T_s + q_{af} - q_{ev}$ si este último es mayor que q_{mxjun} .

Luego, el costo de generación termoeléctrica de la etapa (costo Inmediato), se obtiene, descontando del costo total de abastecer la demanda solamente con centrales termoeléctricas y

falla, el costo de energía desplazada por las centrales del JUNIN, asumiendo que colocan su energía en punta.

Cabe hacer notar que, al desplazar las centrales termoeléctricas más caras colocadas en punta para abastecer la demanda residual, la energía de las centrales del JUNIN es limitada al valor máximo $E_{mxjun}(nb)$, obtenido como la suma de las energías posibles de colocar en cada bloque nb por las tres centrales.

En el ejemplo siguiente se ilustra la forma en que se realiza el cálculo del costo inmediato.

Consideramos los siguientes datos:

$G_j = 150$, $E_{mxjun}(nb) = 50$ para nb de 1 a 3.

Energía colocada por las centrales termoeléctricas

Central energía colocada en cada bloque

	1	2	3	Costo Var.
1	30	30	30	20
2	60	60	60	30
3	40	25	10	40

$$\text{Costo total} = 90 \times 20 + 180 \times 30 + 75 \times 40 = 10.200 \text{ UM}$$

El método empleado en el Modelo, comienza desplazando la central más cara, con lo cual se obtiene:

$$G_j = 75, \text{Emxjun}(1) = 10, \text{Emxjun}(2) = 25, \\ \text{Emxjun}(3) = 40.$$

Central energía colocada en cada bloque

	1	2	3	Costo Var.
1	30	30	30	20
2	60	60	60	30
3	0	0	0	40

$$\text{Costo desplazado} = 75 \times 40 = 3000$$

Luego continúa con la central cuyo costo variable es de 30, obteniéndose:

$$G_j = 0, \text{Emxjun}(1) = 0, \text{Emxjun}(2) =$$

$$0, \text{Emxjun}(3) = 0$$

Central energía colocada en cada bloque

	1	2	3	Costo Var..
1	30	30	30	20
2	50	35	20	30
3	0	0	0	40

$$\text{Costo desplazado} = 10 \times 30 + 25 \times 30 + 40 \times 30 = 2,250$$

$$\text{Costo total desplazado} = 3,000 + 2,250 = 5,250$$

$$\text{Costo inmediato} = \text{Costo total} - \text{costo total desplazado} = 10,200 - 5,250 = 4,950$$

Se denomina Costo Futuro Actualizado (CFA), al mínimo costo de generación

El óptimo al cual llega el método de la Sección Aurea es precisamente el punto

* *

definido por V_{final} , Z .

5.1.4. DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL EN CADA BLOQUE.

El costo marginal en cada bloque, como se mencionó anteriormente, es determinado en base a un incremento de potencia en cada bloque en forma independiente. El cálculo del costo marginal es realizado determinando el mínimo de la función A_{valua} para cada uno de esos incrementos, con la expresión:

$$CMg (i) = \frac{(Z_i - Z^*) * f_2}{h_1 * \Delta pot_1} \quad (1)$$

En donde:

Z^* Es el mínimo costo inmediato + futuro

actualizado a inicios de la etapa.
para la demanda base.

z_1 Es el mínimo costo inmediato + futuro actualizado a inicios de la etapa, para una demanda incrementada en Δpot_1 en el bloque 1.

f_2 Es el factor de actualización Mensual.

h_1 Es el número de horas del bloque 1.

5.2. Comentarios al modelo Junin

5.2.1. Determinación del costo mínimo en una etapa

El principal problema detectado, radica en que al determinar el Costo Inmediato, mediante el desplazamiento de las unidades más caras, no se ha considerado los límites de generación de las centrales en forma independiente.

5.2.2. Cálculo del costo marginal

En el cálculo del costo marginal se pueden comentar tres aspectos:

Al no chequear la capacidad máxima generación en forma independiente en cada central, el costo marginal es calculado erróneamente. Así por ejemplo si Malpaso, única con disponibilidad de potencia, agotó su caudal disponible por lo tanto el costo marginal en ese bloque está dado por la central **termoeléctrica** cuyo costo variable es el inmediato en el orden de costos(Mils/kWh).

El aumento de potencia en la demanda para calcular el costo marginal, debiera estar relacionado con la potencia máxima de la central más pequeña. De acuerdo a los antecedentes proporcionados, existen centrales termoeléctricas del orden de 5 MW por lo que un aumento de potencia de 9 MW sería muy alto.

La forma de calcular el costo marginal

requiere gran cantidad de tiempo computacional, puesto que repite la optimización tres veces. Existen alternativas de cálculo del costo marginal que toman menos tiempo.

5.2.3. Funciones de evaporaciones

La función de evaporaciones en función del volumen del Lago presenta un punto de inflexión en torno a los 300 Mill ms. No es razonable pensar que a partir de ese volumen la tasa de filtraciones disminuya.

5.2.4. Función de interpolación del CFA

Se puede demostrar que la función de costo futuro es lineal por tramos. Por lo anterior y considerando que la interpolación parabólica puede introducir problemas como que el CFA aumenta con el volumen, no se considera apropiado utilizar función de interpolación parabólica.

5.2.5. Número de estados

Se sugiere estudiar el número de estados que se debe utilizar para realizar la optimización. Se considera que 10 estados un número muy reducido.

5.2.6. Tratamiento de la hidrología

En el modelo se considera que la hidrología presenta una característica de independencia mensual. Lo anterior significa que no existe correlación alguna entre los caudales de un mes cualquiera y los correspondientes a meses anteriores.

Este supuesto puede tener gran importancia si en la práctica existe alguna correlación en algún período del año.

5.3. **Recomendaciones en relación a los comentarios del punto 5.2.**

Antes de presentar en detalle las recomendaciones en relación a los comentarios anteriores, es conveniente analizar las simplificaciones que están presentes en el

Modelo JUNIN. Las principales simplificaciones presentes en el Modelo son las siguientes:

Se considera solamente el embalse JUNIN.

No se considera el sistema de transmisión, por lo que la demanda está concentrada en una única barra.

Considera etapas mensuales, por lo que los caudales corresponden valores medios mensuales. Es decir, el modelo no ve crecidas al interior de un mes.

No se considera la aleatoriedad de la demanda.

La disponibilidad de las unidades generadoras es considerada con un factor promedio.

Se considera independencia mensual en la hidrología.

Es conveniente señalar que la mayor parte de estas simplificaciones, no es posible eliminarlas sin cambiar la metodología utilizada (Programación Dinámica Estocástica).

De las simplificaciones indicadas, la independencia de la hidrología y la utilización de etapas de menor duración, para considerar caudales medios de períodos más cortos, podrían ser modeladas en mejor forma.

De acuerdo con lo señalado anteriormente, a continuación se presentan recomendaciones en relación a los comentarios del punto 5.2, con el objeto último poder definir una política de operación para las centrales del JUNIN respecto de las centrales termoeléctricas del sistema.

La idea básica es determinar el valor del agua embalsada y, con ese valor, definir una política de operación de las centrales del complejo JUNIN bajo diferentes condiciones de afluencia y disponibilidad de las instalaciones.

5.3.1 Determinación del costo mínimo en una etapa

El problema de la determinación del costo mínimo en una etapa t cualquiera radica en el cálculo de la energía colocada por las centrales del JUNIN y en el cálculo del costo inmediato.

El desplazamiento de las centrales termoeléctricas, debe hacerse considerando las limitaciones de potencia máxima de cada central en cada bloque y la disponibilidad del caudal. Se supondrá que las tres

De acuerdo con lo señalado anteriormente, a continuación se presentan recomendaciones en relación a los comentarios del punto 5.2, con el objeto último de poder definir una política de operación para las centrales del JUNIN respecto de las centrales termoeléctricas del sistema.

La idea básica es determinar el valor del agua embalsada y, con ese valor, definir una política de operación de las centrales del complejo JUNIN bajo diferentes condiciones de afluencia y disponibilidad de las instalaciones.

5.3.1 Determinación del costo mínimo en una etapa

El problema de la determinación del costo mínimo en una etapa t cualquiera radica en el cálculo de la energía colocada por las centrales del JUNIN y en el cálculo del costo inmediato.

El desplazamiento de las centrales termoeléctricas, debe hacerse considerando las limitaciones de potencia máxima de cada central en cada bloque y la disponibilidad del caudal. Se supondrá que las tres

centrales pueden regular los caudales intermedios y las extracciones del Lago JUNIN.

En el Anexo N.2 se presenta un ejemplo que muestra el procedimiento utilizado.

Los valores finales obtenidos en ese ejemplo son los siguientes:

Energías disponibles (MWh).

Bloque

	1	2	3
Malpaso	735	16724	11707
Mantaro	0	0	27751
Restitución	0	0	9322

Energía colocada en cada bloque.

Central Energía colocada en cada bloque

	1	2	3	Costo Var
1	58050	37164	19729	20
2	13545	0	0	30
3	0	0	0	40

$$V_{\text{agua}} = \frac{d}{dV} CFA \dots \dots \dots \text{US \$ / m}^3 \quad (2)$$

Para llevar este valor del agua a US\$MWh, necesitamos conocer la expresión de la energía a generar por las centrales que hacen uso del agua, en función del volumen final V .

En efecto, conocida esa expresión podemos calcular el valor del agua en US\$MWh con la relación:

$$\frac{d}{dE} CFA = \frac{V_{\text{agua}}}{\frac{dE}{dV}} \quad (3)$$

ya que:

$$\frac{d}{dV} CFA = \frac{d}{dE} CFA * \frac{dE}{dV} = V_{\text{agua}} (V) \quad (4)$$

Dicha expresión para las centrales del lago JUNIN es la siguiente:

$$v = v_1 + (q_a - q_e - q_{ev}) * T_s \quad (a)$$

4	0	0	0	60
Malpaso	9714	0	0	
Mantaro	112230	179626	98168	
Restitución	38700	61940	33862	

$$\text{Costo inmediato} = (58050 + 37164 + 19729) * 20 + 13545 * 30 = 2.705.210 \text{ UM}$$

Este valor difiere en un 15% del valor calculado sin considerar las limitaciones de las centrales en forma independiente.

5.3.2 Cálculo del valor del agua almacenada en el lago Junin.

Utilizando programación dinámica podemos determinar en cada etapa del horizonte de planificación el costo futuro de operación y falla, en función del volumen almacenado en el embalse. Si llamamos $CFA(V)$ al costo futuro de operación y falla actualizado, en función del volumen al final de una etapa cualquiera, entonces el valor del agua almacenada en esa etapa para un volumen final V estará dada por:

Donde:

Es el volúmen al final de una etapa cualquiera.

V_i Es el volúmen inicial.

q_a Es el caudal afluente al Lago.

q_e Es el volúmen extraído en la etapa.

q_{ev} Es el caudal evaporado en la etapa.

Si llamamos "e" a la energía generada por las tres centrales, tenemos:

$$e = h_x(q_e \times R + q_{mal} \times R + q_{man} \times (R_{man} + R_{res}))$$

Con $R = R_{mal} + R_{man} + R_{res}$.

Llamando $e_p = h_x(q_{mal} \times R + q_{man} \times (R_{man} + R_{res}))$

Se tiene

$$q_e = (e - e_p) / R / h$$

Por otra parte, considerando que el caudal evaporado depende linealmente del volúmen medio, tenemos:

$$QGV = a + b + \left(\frac{V + V_i}{2} - V_{\min} \right) \quad (5)$$

Reemplazando en la ecuación (a) y reordenando se tiene:

$$V = C - \frac{a * T_s}{R * D} - \frac{b}{2} * T_s * V \quad (6)$$

Con $C = f(a, T_s, b, V_i, q_a, V_{\min}, R, h)$

con lo cual

$$\frac{d}{dQ} CFA = \frac{V_{\text{agua}}}{-R * D * \left(\frac{1}{T_s} + \frac{D}{2} \right)} [\text{US \$ / MWh}] \quad (7)$$

Es importante destacar que la expresión anterior se **ha obtenido** suponiendo que ninguna de las centrales tiene copada su capacidad de producción. Si alguna de las centrales **tiene** copada su capacidad de producción, entonces el valor del agua en

términos de energía, **debe** calcular considerando solamente aquellas centrales que tienen **capacidad** disponible. Lo anterior significa que el rendimiento a considerar **corresponde** a la suma de los rendimientos de las centrales que tienen capacidad disponible (sin vertimiento).

R R_{mal} para el caso en que Mantaro y **Restitución** tienen copada su capacidad de producción.

En general se pueden dar 6 casos y, adicionalmente en el caso en que las tres centrales están vertiendo, el valor sería infinito a menos que el Lago JUNIN esté vertiendo en cuyo caso el valor del agua es nulo.

5.3.3. Cálculo del costo marginal

En relación a la determinación del costo marginal en cada bloque se puede sugerir lo siguiente:

Al chequear capacidad máxima forma independiente en cada central se elimina el problema planteado en 5.2.2.

Existe una forma diferente de calcular el costo marginal, que no requiere calcular nuevamente el mínimo de la función evalúa para cada aumento de demanda, y no necesita utilizar un aumento de potencia arbitrario.

El método consiste en determinar, en el punto de operación óptima obtenido para la condición de demanda base, la central que es marginal.

Esa central marginal puede ser una central termoeléctrica o las centrales del Lago JUNIN con un determinado valor del agua.

En teoría existen las siguientes combinaciones posibles para el valor del costo marginal si es dado por una central del complejo JUNIN:

COMBINACIONES POSIBLES DE COSTO MARGINAL
EN CENTRALES DEL LAGO JUNIN.

Condición de capacidad disponible 0 no tiene, 1 tiene capacidad disponible.

Condición de vertimiento 0 sin vertimiento, 1 con vertimiento

qvmal	qvnr	dmal	dman	dres	CMg
0	0	0	0	0	∞
0	0	0	0	0	res
0	0	0	1	0	man
0	0	0	1	1	res+man
0	0	1	0	0	mal
0	0	1	0	1	mal+res
0	0	1	1	0	mal+man

El ∞ en la tabla indica que, de no ser cero el valor del agua en el lago JUNIN, el costo marginal sería infinito.

Cuando aparece Rmal, por ejemplo, significa que el costo marginal de abastecer una unidad adicional de demanda,

estaría dado por **valor del agua del lago JUNIN sin** capacidad disponible en Mantaro y Restitución. Es decir un aumento de demanda sería abastecido **por** la central Malpaso.

A continuación se muestra un algoritmo, que permite determinar el costo marginal teniendo en cuenta todas las situaciones anteriores y la posibilidad de que el costo marginal esté dado por una central termoeléctrica o por alguna de las centrales del lago JUNIN.

qvnr = vdnr / tseg caudal vertido en Man y Res

mal.en.vert qvmal > .05

manres.en.vert qvnr .05

FOR i = 1 TO 3

mal.dis = pmx1 (i) > .05

man.dis = pmxn (i) > .05

res.dis = pmxr (i) > .05

cmg.debe.ser.nulo = mal.en.vert AND mal.dis

OR manres.en.vert AND man.dis

OR manres.en.vert AND res.dis

```
IF (cmg.debe..ser.nulo) THEN
```

```
    cmgj(i) = 0
```

```
ELSE
```

```
    Rmal = Rendimiento Malpaso.
```

```
    Rman = Rendimiento Mantaro.
```

```
    Rres = Rendimiento Restitución
```

```
    IF (NOT mal.dis) THEN Rmal = 0
```

```
    IF (NOT man.dis) THEN Rman = 0
```

```
    IF (NOT res.dis) THEN Rres = 0
```

```
    R = Rmal + Rman + Rres
```

```
    IF (R > 0) THEN
```

```
        ff = (1/.0036 + b*h/2)*R*fact2
```

```
        cmgj (i) = vh2ov / ff
```

```
    ELSE
```

```
        cmgj(i) = infinito
```

```
END IF
```

```
cmga (i) = Min(cmgj(i), cvctma(i))
```

```
NEXT i
```

5.3.4. Función de evaporaciones

Se recomienda utilizar una función lineal para el caudal evaporado en función del volúmen.

Esta relación sería de la forma:

$$Q_{ev} = COEF_a + COEF_b * \left(\frac{V_i + V}{2} - V_{min} \right) \quad (8)$$

En donde

Q_{ev} Es el caudal evaporado en una etapa.

V_i Es el volúmen a inicios de la etapa.

V Es el volúmen a fines de la etapa.

V_{min} Es el volúmen mínimo del Lago.

5.3.5. Función de interpolación

Se sugiere utilizar interpolación lineal para determinar el costo futuro a fines de una etapa para un volúmen dado.

5.3.6. Número de estados

Se considera conveniente aumentar por lo menos al doble el número de estados utilizados actualmente, es decir utilizar 20 en lugar de 10. Sin perjuicio de lo anterior se recomienda estudiar el número adecuado.

5.3.7. Independencia de la hidrología

Se considera conveniente estudiar la correlación temporal que puede existir en la hidrología. Este estudio debe realizarse tanto para periodos de corto plazo como de largo plazo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El proceso utilizado actualmente entrega resultados satisfactorios en cuanto a la política de operación a nivel semanal de los embalses; sin embargo, se considera también la necesidad de contar con un modelo que resuelva el problema de operación en forma simultánea de todos los embalses, debido a que en el proceso iterativo los embalses (menos el Junín), operan en base a la señal de costo marginal esperado.
2. Las transferencias de energía entre generadores tarifcados a costo marginal instantáneo exige una adecuada modelación de todas las variables que intervinieron en el planeamiento de la operación en particular es imperativo representar adecuadamente el sistema de transmisión y la demanda.
3. La idea fundamental es determinar el valor del agua embalsada y con ese valor definir la política de operación de las centrales dependientes del Lago Junín bajo diferentes condiciones de afluencia y disponibilidad de las instalaciones.

determinación del costo mínimo una etapa "T" cualquiera radica en calcular la energía colocada por las centrales dependientes del Lago Junín y en el cálculo del costo inmediato.

El desplazamiento de las centrales termoeléctricas se hace considerando las limitaciones de potencia máxima de Malpaso, Mantaro y Restitución en cada bloque y la disponibilidad de caudal, ya que las tres centrales pueden regular los caudales intermedios las extracciones del Junín.

5. Los CMgCP es el S.I.C.N., tienen cambios bruscos (volatibilidad) en ciertos períodos del día ordinario principalmente por ser un sistema con generación preponderante hídrica.
6. Se modificó el modelo JUNIN para optimizar el mecanismo de cálculo de los costos marginales corregir errores introducidos por la representación del Complejo Mantaro (Malpaso-Mantaro-Restitución) como una sola central. El modelo corregido identifica individualaemnte cada una de las plantas y hace un cálculo más eficiente de los costos marginales.

7. El valor del agua almacenada o Costo Futuro Actualizado (CFA) del agua al final de una etapa de decisión es un concepto de especial importancia que permite tomar las decisiones de operación en el corto plazo mediante la resolución del problema de despacho en una sola etapa.

8. Se ha constatado que el programa JUNIN constituye unicamente el punto de partida de un conjunto de modelos que deben elaborarse en forma independiente o como una ampliación del modelo JUNIN. Entre estos modelos se encuentran los relacionados a:

Optimización en el uso de la memoria del computador.
Una mejor representación del despacho del Complejo Mantaro.

Reducción de la incertidumbre en la hidrología de las primeras etapas.

El problema de los multireservorios para representar adecuadamente los embalses de Electrolima.

RECOMENDACIONES

1. Respecto a la interdependencia de la hidrología, se considera conveniente **estudiar** la correlación temporal que pueda existir en la hidrología; este estudio debe llevarse a cabo, tanto para periodos de corto como de largo plazo.

2. Las principales simplificaciones adoptadas en el modelo Junín son las siguientes:

Se considera solamente el embalse Junín.

No se considera el sistema de transmisión por lo que la demanda está concentrada en una barra única.

Considera etapas mensuales, por lo que los valores corresponden a valores medios mensuales, es decir no ve crecidas al interior de un mes.

No se considera la aleatoriedad de la demanda.

La disponibilidad de unidades generadoras es considerada como un factor promedio.

Se considera independencia mensual en la hidrología.

Es conveniente señalar que la mayor parte de estas simplificaciones no es posible eliminarlas, sin cambiar de metodología (programación dinámica estocástica).

3. El CMgCF es el sistema de precios que debe usarse para la tarificación de las ventas de energía entre generadores, cuando estas ventas no responden a contratos de largo plazo con precios preestablecidos. En efecto, el CMgCF representa el valor de oportunidad real de kWh en el sistema; dado que en un

ambiente descentralizado y competitivo debe existir compatibilidad entre instrucción de operación de las centrales y señales de precios correspondientes. no cabe otra alternativa que asignarle el CMgCP las transacciones a nivel del despacho económico de carga.

4. La tarificación basada en la contabilidad histórica se aparta definitivamente de las reglas de mercado y puede terminar induciendo ineficiencias considerables en todo el sistema. La nueva Legislación Eléctrica Peruana, recoge efectivamente estos conceptos, al establecer un ambiente competitivo a nivel generación y tarifas a costo marginal en las ventas a distribuidoras.
5. De los desarrollos mencionados en las conclusiones el caso de los multireservorios es un problema de más largo aliento que debe tratarse una vez se hallan resuelto los otros. La solución explorada pasa por un proceso iterativo de convergencia entre el modelo existente y un modelo que represente únicamente a Electrolima tratando de aprovechar los costos marginales definidos por el JUNIN.

CAPITULO VI

RESULTADOS DE LA PROGRAMACION DE LA OPERACION DEL CORTO PLAZO EN EL S.I.C.N.

6.1. Formulación de casos

Se ha simulado el caso de definir la programación de la operación para una semana.

6.2. Resultados

En el Cuadro N.1 del Anexo 1 se aprecia el resumen de la producción hidrotérmica prevista para la semana típica (Semana 50), podemos apreciar que la producción hídrica es del 97.1% y la térmica del 2.9%.

En el Cuadro N.2 del mismo anexo, se muestra el valor del agua y el costo futuro actualizado para la etapa 1 (Semana 50) y año 1 (1993), para

los diferentes volúmenes (Estados) del Lago Junín en los cuales el costo futuro actualizado para el rango entre 394.6 y 425.7 millones de m³ es de 364,744.9 US \$/miles de m³, ya que el volumen probable al final de esta semana estará en este rango.

El costo marginal de corto plazo (CmgCp) en el S.I.C.N varía para un día típico de la siguiente manera:

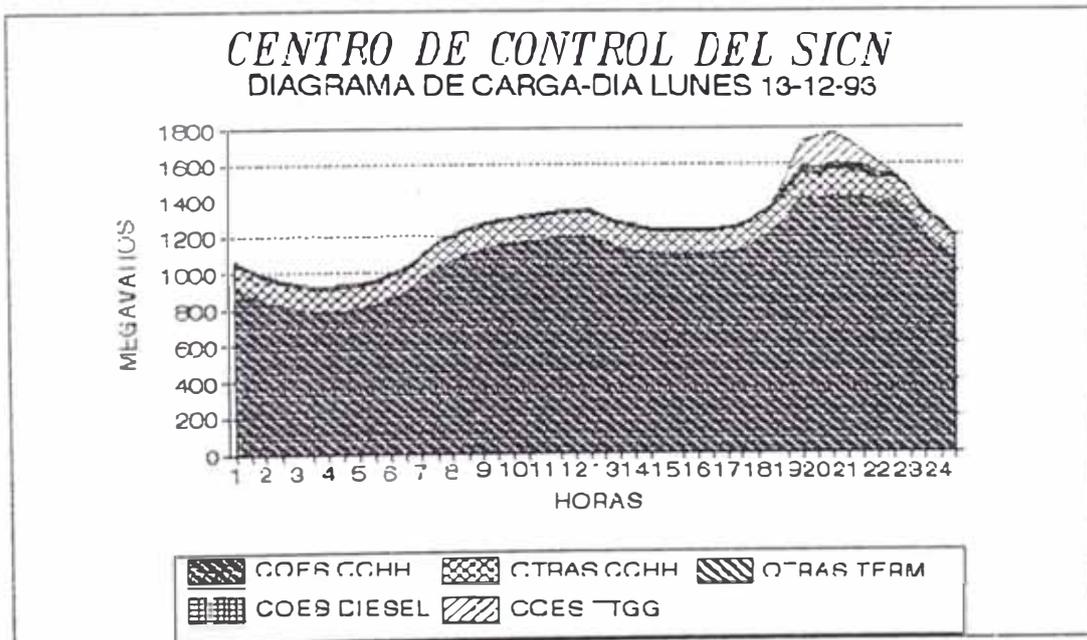
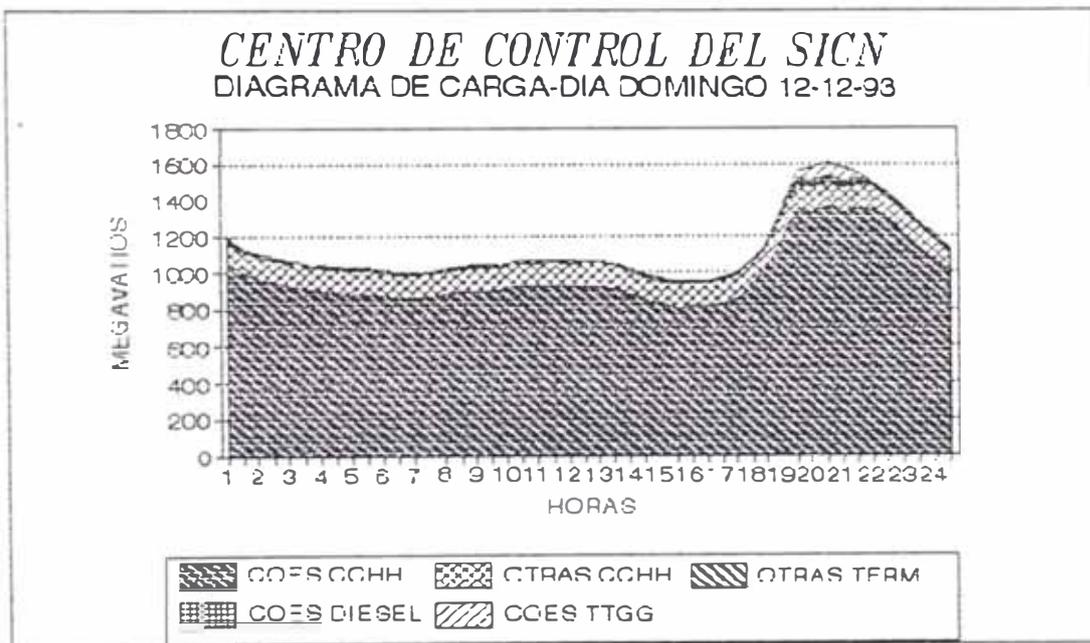
PERIODO (Hrs).	Cmg en (mills/Kmh)
00:00 ____ 18:30	00.00
18:30 ____ 19:00	117.82
19:00 ____ 21:00	134.0
21:00 ____ 21:30	117.82
21:30 ____ 24:00	00.00

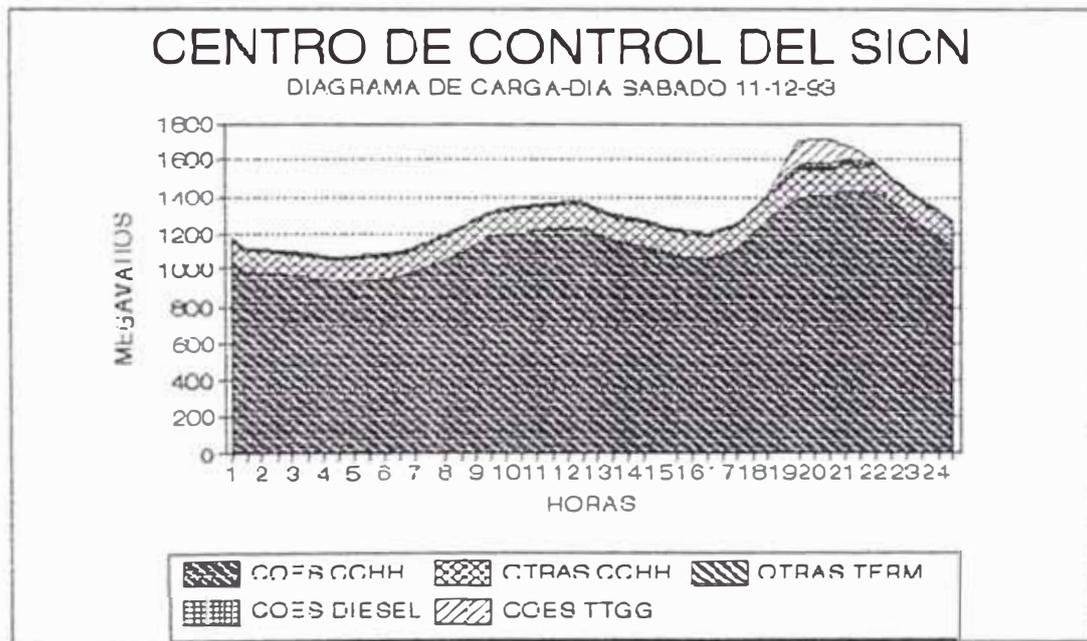
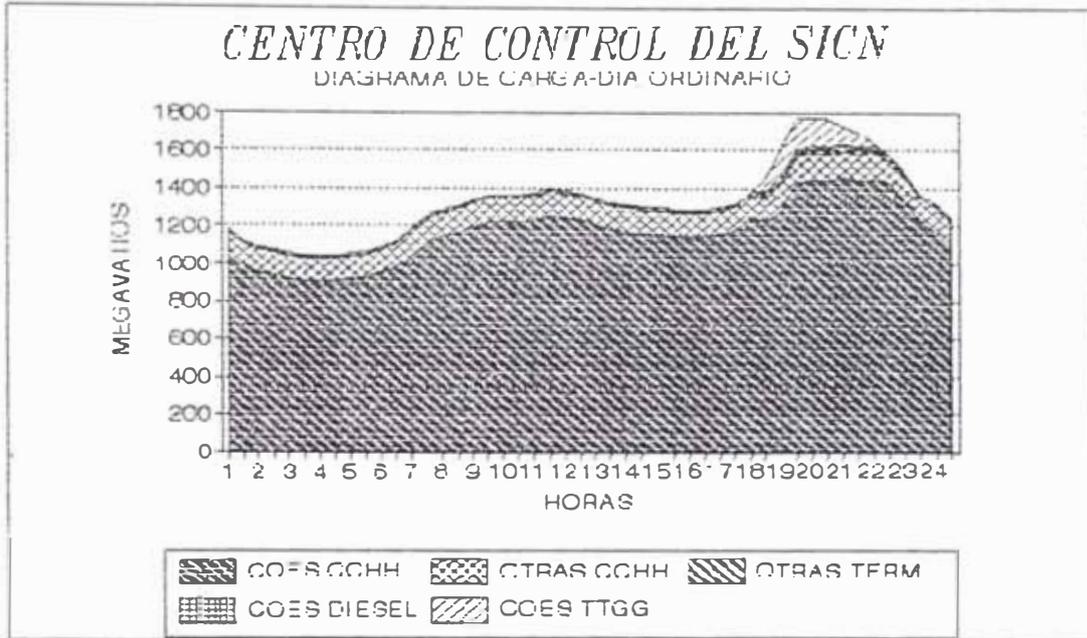
Estas variaciones muestran la volatilidad de los Cmg de corto plazo en el Sistema Interconectado Centro Peruano, debido a que los componentes del parque termoeléctrico están conformado por turbinas a gas que tienen un costo variable muy alto.

Asimismo, podemos apreciar que la hidrología que se presenta es abundante provocando vertimientos en Mantaro

y Restitución. En las centrales de pasada con pequeña regulación también se presentan vertimientos, más no en el reservorio más grande (Lago Junín), debido a que está en proceso de llenado.

Los resultados obtenidos se muestran en el Anexo 1.





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El proceso utilizado actualmente entrega resultados satisfactorios en cuanto a la política de operación a nivel semanal de los embalses; sin embargo, se considera también la necesidad de contar con un modelo que resuelva el problema de operación en forma simultánea de todos los embalses, debido a que en el proceso iterativo los embalses (menos el Junín), operan en base a la señal de costo marginal esperado.
2. Las transferencias de energía entre generadores tarifados a costo marginal instantáneo exige una adecuada modelación de todas las variables que intervinieron en el planeamiento de la operación en particular es imperativo representar adecuadamente el sistema de transmisión y la demanda.
3. La idea fundamental es determinar el valor del agua embalsada y con ese valor definir la política de operación de las centrales dependientes del Lago Junín bajo diferentes condiciones de afluencia y disponibilidad de las

instalaciones.

4. La determinación del costo mínimo en una etapa "T" cualquiera radica en calcular la energía colocada por las centrales dependientes del Lago Junín y en el cálculo del costo inmediato.

El desplazamiento de las centrales termoeléctricas se hace considerando las limitaciones de potencia máxima de Malpaso, Mantaro y Restitución en cada bloque y la disponibilidad de caudal, ya que las tres centrales pueden regular los caudales intermedios y las extracciones del Junín.

5. Los CMgCP es el S.I.C.N., tienen cambios bruscos (volatibilidad) en ciertos períodos del día ordinario principalmente por ser un sistema con generación preponderante hídrica.
6. Se modificó el modelo JUNIN para optimizar el mecanismo de cálculo de los costos marginales y corregir errores introducidos por la representación del Complejo Mantaro (Malpaso-Mantaro-Restitución) como una sólo central. El modelo corregido identifica individualmente cada una de las plantas y hace un cálculo más eficiente de los costos marginales.

7. El valor del agua almacenada o Costo Futuro Actualizado (CFA) del agua al final de una etapa de decisión es un concepto de especial importancia que permite tomar las decisiones de operación en el corto plazo mediante la resolución del problema de despacho en una sólo etapa.
8. Se ha constatado que el programa JUNIN constituye únicamente el punto de partida de un conjunto de modelos que deben elaborarse en forma independiente o como una ampliación del modelo JUNIN. Entre estos modelos se encuentran los relacionados a:

Optimización en el uso de la memoria del computador.

Una mejor representación del despacho del Complejo Mantaro.

Reducción de la incertidumbre en la hidrología de las primeras etapas.

El problema de los multireservorios para representar adecuadamente los embalses de Electrolima.

RECOMENDACIONES

1. Respecto a la interdependencia de la hidrología, se considera conveniente estudiar la correlación temporal que pueda existir en la hidrología; este estudio debe llevarse

a cabo, tanto para periodos de corto como de largo plazo.

2. Las principales simplificaciones adoptadas en el modelo Junín son las siguientes:

Se considera solamente el embalse Junín.

No se considera el sistema de transmisión por lo que la demanda está concentrada en una barra única.

Considera etapas mensuales, por lo que los valores corresponden a valores medios mensuales, es decir no ve crecidas al interior de un mes.

No se considera la aleatoriedad de la demanda.

La disponibilidad de unidades generadoras es considerada como un factor promedio.

Se considera independencia mensual en la hidrología.

Es conveniente señalar que la mayor parte de estas simplificaciones no es posible eliminarlas, sin cambiar de metodología (programación dinámica estocástica).

3. El CMgCP es el sistema de precios que debe usarse para la tarificación de las ventas de energía entre generadores,

cuando estas ventas no responden a contratos de largo plazo con precios preestablecidos. En efecto, el CMgCP representa el valor de oportunidad real de kWh en el sistema; dado que en un ambiente descentralizado y competitivo debe existir compatibilidad entre instrucción de operación de las centrales y señales de precios correspondientes, no cabe otra alternativa que asignarle el CMgCP a las transacciones a nivel del despacho económico de carga.

4. La tarificación basada en la contabilidad histórica se aparta definitivamente de las reglas de mercado y puede terminar induciendo ineficiencias considerables en todo el sistema. La nueva Legislación Eléctrica Peruana, recoge efectivamente estos conceptos, al establecer un ambiente competitivo a nivel generación y tarifas a costo marginal en las ventas a distribuidoras.
5. De los desarrollos mencionados en las conclusiones el caso de los multireservorios es un problema de más largo aliento que debe tratarse una vez se hallan resuelto los otros. La solución explorada pasa por un proceso iterativo de convergencia entre el modelo existente y un modelo que represente únicamente a Electrolima tratando de aprovechar los costos marginales definidos por el JUNIN.

BIBLIOGRAFIA

1. Corredor A Pablo H. "Operación económica de sistemas de potencia" MEDELLIN-1992
2. Bertil Matsson "Planning of operation and maintenance" SWEDISH STATE POWER BOARD ESTOCOLMO-1991
3. Alarcon Ignacio "Planificación en la operación en el sistema interconectado Chaleño" SANTIAGO-1992
4. Bernstein Sebastian "Tarificación a costo marginal" C.N.E CHILE 1979
5. SYNEX "Programa de garantía tarifaria" C.T.E LIMA 1992