

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS DE GRADO

DESPACHO ECONOMICO HIDROTERMICO
MEDIANTE PROGRAMACION EN REDES
INCLUYENDO LA RED ELECTRICA

Tesis previa la obtención del Título de
INGENIERO ELECTRICO
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

JOSE M. JARAMILLO AGUILAR

1993

Certifico que el presente
trabajo ha sido realizado
en su totalidad por el
Sr. José Marco Jaramillo Aguilar

JESUS JATIVA

Dr. Jesús Játiva Ibarra
DIRECTOR DE TESIS

Agradecimiento:

A los Señores profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, quienes en forma desinteresada supieron brindarme sus conocimientos.

Al Dr. Jesús Játiva Ibarra, por su acertada dirección y amistad durante este trabajo de tesis.

A mis padres ENRIQUE Y AMALIA, hermanos y esposa, mil gracias, de quienes siempre recibí apoyo y comprensión.

Al personal de la Dirección de Operación del SNI, en especial al Ing. Julio Gómez Coba, por su invaluable colaboración para salir adelante en este trabajo.

DESPACHO ECONOMICO HIDROTERMICO
MEDIANTE PROGRAMACION EN REDES
INCLUYENDO LA RED ELECTRICA

I N D I C E

	pág.
I	INTRODUCCION.....1
I.1	Descripción del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....3
I.1.1	Antecedentes.....3
I.1.2	Justificación.....4
I.1.3	Sistema de transmisión.....5
I.1.4	Generación6
I.1.5	Empresas Eléctricas.....7
I.2	Práctica actual utilizada para despacho de las unidades del SNI.....8
I.2.1	Despacho Nacional de Carga.....8
I.2.2	Consideraciones generales y restricciones operativas para 1993.....13
II	PROGRAMACION LINEAL EN REDES.....16
II.1	Programación lineal.....16
II.1.1	Propiedades de la solución del problema.....18
II.2	Método Simplex.....20
II.2.1	Descripción.....20
II.2.2	Determinación de la primera base.....22
II.2.3	Análisis del proceso de optimización.....23
II.2.4	Algoritmo.....28
II.3	Parámetros y variables de una red.....29
II.3.1	Flujo a través de los arcos.....29
II.3.2	Costo de un arco.....29
II.3.3	Límites de un arco.....30
II.3.4	Flujos externos en los nodos.....30
II.3.5	Redes sin ganancias.....31

	pág.
II.3.6	Representación de funciones no lineales de costo.....32
II.4	Programación de flujo en redes.....32
II.4.1	Terminología para la teoría de graficos.....33
II.4.2	Características de la base (matriz B).....36
II.4.3	Metódo simplex aplicado al flujo en redes con ganancias.....36
II.4.4	Metodo simplex aplicado al flujo en redes sin ganancias.....39
II.4.5	Algoritmo de flujo en redes sin ganancias...41
II.4.6	Solución inicial del algoritmo de flujo en redes sin ganancias.....43
III	REPRESENTACION DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA PROGRAMACION EN REDES.....45
III.1	Nodos de demanda.....46
III.2	Centrales térmicas.....46
III.3	Centrales hidráulicas.....49
IV	REPRESENTACION DE LA RED ELECTRICA.....53
IV.1	Flujos de potencia por el Método Newton- Raphson.....54
IV.1.1	Método de Newton-Raphson en coordenadas rectangulares.....56
IV.1.2	Algoritmo de solución por el método de Newton-Raphson.....58
IV.2	Cálculo de los factores de penalización.....59
IV.2.1	Factores de penalización para generadores...60
IV.2.2	Determinación de los factores de penaliza- ción a partir de los resultados del flujo de potencia por Newton-Raphson.....63

	pág.
V	DESARROLLO DEL PROGRAMA DIGITAL.....71
V.1	Despacho de generación hidrotérmica.....71
V.1.1	Algoritmo propuesto.....71
V.2	Programa de optimización en redes.....74
V.2.1	Objetivo.....74
V.2.2	Estructura.....74
V.3	Descripción de Subrutinas.....78
V.3.1	Subrutinas de optimización de flujo en redes.....78
V.3.2	Subrutinas del flujo de potencia.....85
V.3.3	Subrutinas de enlace entre flujo en redes y flujo de potencia88
V.4	Resultados.....89
V.5	Ejemplo de aplicación para despacho hidrotérmico.....90
V.6	Integración del flujo en redes y del flujo de potencia.....103
V.6.1	Algoritmo de solución para el despacho económico hidrotérmico incluyendo la red eléctrica.....105
VI	APLICACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....109
VI.1	Funciones entrada-salida de las unidades del SNI.....111
VI.2	Curvas de demanda del SNI.....113
VI.3	Programa de generación a corto plazo para el INECEL.....115

	pág.
VI.3.1	Hidrología esperada.....115
VI.3.2	Hidrología seca.....123
VI.3.3	Hidrología extremadamente seca.....132
VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....141
	BIBLIOGRAFIA.....146
ANEXO 1	Curvas de entregas de potencia activa a las empresas eléctricas interconectadas....148
ANEXO 2	Cálculo de los coeficientes de las curvas entrada-salida de unidades térmicas de INECEL.....160
ANEXO 3	Manual del usuario.....170
ANEXO 4	Manual del programador.....183
ANEXO 5	Datos del SNI.....189

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

Este trabajo tiene su origen, en la necesidad de ofrecer al Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) una herramienta de análisis fuera de línea para la programación de la operación técnica y económica de sus unidades de generación.

Debido a que un programa de despacho económico hidrotérmico no es parte del suministro del Sistema de Supervisión y Control (SSC) del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) por parte de ABB, el desarrollo de este programa constituye un aporte importante para la implantación del control de generación del SNI. El proyecto SSC se encuentra en plena ejecución por efecto del contrato suscrito el 19 de Diciembre de 1.991, con la firma ABB Network Control de Suecia.

Por no existir en el mercado informático de sistemas de potencia un paquete comercial de despacho hidrotérmico que se adapte al SNI, se ha visto conveniente desarrollar un programa digital con tecnología propia, aprovechando los recursos tanto de la Escuela Politécnica Nacional como de INECEL.

En la actualidad el despacho de las centrales del SNI se realiza mediante reglas heurísticas basado en el criterio de clase térmica y estacionalidad de las cuencas hidrográficas que alimentan los reservorios. Bajo esta óptica, INECEL carece de un algoritmo de despacho económico para realizar la programación de sus centrales hidráulicas y térmicas de generación.

El producto final de esta tesis es una herramienta computacional para el despacho económico de las centrales hidráulicas y térmicas del SNI mediante programación lineal en redes y flujo de potencia.

El modelo propuesto para el programa de generación de las centrales del SNI está basado en la técnica de optimización de programación lineal de flujo en redes (network programming), mediante la minimización de la función de costo de las centrales térmicas, considerando las restricciones de potencia máxima y mínima de las unidades y los niveles máximo y mínimo de los embalses de las centrales hidráulicas. Las restricciones impuestas por la red eléctrica serán representadas por un programa de flujo de potencia que utiliza la técnica de Newton-Raphson.

El programa de generación obtenido en la optimización proporcionará los datos de potencia activa de generación a las barras PV para el flujo de potencia, mientras que el flujo de potencia realimentará al proceso de optimización las pérdidas de potencia activa del sistema y los factores de penalización correspondientes a las diferentes centrales de generación.

La incorporación de la red en el proceso de optimización permite obtener pérdidas de transmisión para cada condición de demanda y factores de penalización para cada central en línea. Este proceso interactivo converge cuando la diferencia de las pérdidas entre dos iteraciones sucesivas son menores o iguales a una tolerancia especificada.

Este trabajo proporciona una metodología de despacho diario, es decir un despacho económico fuera de línea, de un día posterior para un sistema hidrotérmico con un intervalo horario.

El método discretiza la función de costo de las centrales térmicas, por lo que su precisión dependerá fundamentalmente de la longitud del intervalo que el usuario defina, siendo imprescindible que las funciones de costo de las centrales térmicas sean convexas.

Las centrales hidráulicas serán representadas por su coeficiente de productividad en relación a la altura del embalse, sus límites de reservorio y costo de combustible nulo.

No se considerarán en este trabajo las centrales hidráulicas en cascada, pudiendo ser representadas por una central y un reservorio equivalentes.

I.1. Descripción del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

El SNI constituye la obra fundamental del INECEL; está conformado por el sistema de generación (centrales térmicas e hidráulicas) y el sistema nacional de transmisión (SNT). El SNT se encarga de transportar la energía generada hacia los puntos de entrega a las empresas eléctricas de distribución interconectadas.

I.1.1 Antecedentes

En 1966 se elaboró el Primer Plan Nacional de Electrificación, en el que se designó a INECEL como organismo técnico estatal responsable de llevar adelante el proceso de electrificación en el país. Se determinaron dos objetivos principales a cumplir:

- a. Creación de un Sistema Nacional Interconectado y,
- b. Integración eléctrica regional.

El primer objetivo consiste en el suministro de fluido eléctrico a todo el territorio nacional mediante el

establecimiento de un sistema integrado por grandes centrales de generación y un sistema de transmisión constituido por un anillo troncal y ramales hacia todas las provincias.

La construcción del SNI ha experimentado un avance sostenido y el país está beneficiándose de sus ventajas, conforme han entrado en operación sus diferentes etapas.

El segundo objetivo consiste en la estructuración de empresas eléctricas medianas a nivel provincial para la distribución y comercialización de la energía en sus respectivas áreas de concesión e integradas en forma paulatina hasta conformar un sistema interconectado único.

I.1.2 Justificación

En 1897 se inicia el servicio eléctrico público en el Ecuador con la creación de la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza de Loja, y la instalación de dos turbinas hidráulicas de 12 KVA cada una en el río Malacatos. Hasta el 23 de mayo de 1961, cuando se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación mediante decreto Ley de Emergencia Nº 24, publicado el treinta y uno de mayo del mismo año en el Registro Oficial Nº 227, el servicio eléctrico se había desarrollado en forma descoordinada, atomizada, dispersa, de mala calidad y con elevados costos de operación. Esta realidad había constituido una de las demoras del desarrollo nacional; surgió entonces la necesidad imperiosa de reorientarlo y de superar la forma caótica en que por más de medio siglo se había suministrado energía eléctrica a los ecuatorianos.

Fue con este propósito y con el fin de asumir la responsabilidad del desarrollo futuro del sector

eléctrico con criterio nacional, no localista, aislado ni inconexo como lo habían estructurado los municipios, organismos responsables hasta entonces del suministro de fluido eléctrico a sus respectivas jurisdicciones, que la electrificación se convirtió en una obra de carácter nacional y el gobierno tomó a su cargo la planificación, ejecución y control de ese sector a través de INECEL.

A partir de entonces, el Instituto reemplazó paulatinamente a más de cien entidades municipales y locales encargadas del suministro del servicio eléctrico en todas sus fases: generación, transmisión, subtransmisión y distribución. En la actualidad el suministro de energía eléctrica es realizado por INECEL y dieciocho empresas eléctricas.

La operación de las centrales de generación y del sistema de transmisión que cubre todo el país, al que se lo denomina SNI, se halla a cargo de INECEL, en tanto que la distribución y comercialización de la energía ha sido encargada a las empresas eléctricas regionales.

Para la generación y transmisión, INECEL ha construido un sistema troncal en anillo de 230 KV, que es alimentado por grandes centrales de generación, desde el cual entrega energía en bloque a las empresas eléctricas.

I.1.3 Sistema de Transmisión

La conformación actual de la red troncal es un anillo de 230 KV. Este anillo está constituido por líneas de doble circuito, del cual parten alimentaciones radiales a 138 KV a las distintas empresas. Las subestaciones de entrega a las empresas son generalmente de 138/69 KV con excepción de la Empresa Eléctrica Quito S.A., en la que hay subestaciones de 138/46 KV, de Riobamba y Milagro

hay subestaciones de 230/69 KV.

La expansión a nivel de subtransmisión en los dos grandes centros de consumo (Quito y Guayaquil), se está planificado a nivel de 138 KV, pero en general las redes de cubrimiento de las empresas empiezan con sistemas de subtransmisión y distribución con niveles de voltaje de 69 KV hacia abajo. A sus respectivos sistemas de subtransmisión, se conectan las centrales generadoras de su propiedad que a la presente fecha continúan siendo parte importante dentro de la capacidad

Para el período comprendido entre 1992 y 1996, el sistema de transmisión no tendrá variaciones significativas comparadas con el de 1993, salvo las alimentaciones a 138 KV de las interconexiones a las empresas eléctricas. En este período está contemplada la interconexión con Colombia.

I.1.4 Generación

En sus 32 años de vida, INECEL ha construido y puesto en operación tres grandes centrales hidroeléctricas: Pucará (1977) con una capacidad instalada de 76 MVA, primera etapa del sistema hidroeléctrico Paute: fases A y B (1983) con capacidad de 500 MVA, Agoyán (1987) con un capacidad de 156 MVA, fase C de Paute (1991) con una capacidad de 575 MVA.

Estas grandes centrales, conjuntamente con las térmicas (a gas y a vapor instaladas en Quito, Guayaquil y Esmeraldas) así como las centrales hidroeléctricas que se encuentran en construcción (Daule-Peripa) y las que se construirán en el futuro (Paute-Mazar y otras), permitirán atender adecuadamente los requerimientos de energía eléctrica que precisará el desarrollo del país hasta el año 2000.

En la actualidad el país cuenta con una capacidad de generación aproximada de 1800 MW (INECEL + Empresas Eléctricas), de los cuales 30% constituye generación termoeléctrica. El INECEL dispone de 1500 MW (75% del total), distribuidos en las centrales de generación indicadas en el Cuadro 1.1.

CUADRO 1.1 Centrales de Generación del INECEL

CENTRAL	TIPO (*)	No. UNIDADES (idénticas)	MW/TOTAL
Guangopolo	D	5	24.0
Pucará	H	2	70.0
G. Zevallos	V	2	140.0
G. Zevallos	G	1	25.0
Sta. Rosa	G	3	51.0
Esmeraldas	V	1	125.0
Paute (A,B)	H	5	500.0
Paute (C)	H	5	575.0
Agoyán	H	2	156.0

(*) D: Diesel

H: Hidráulica

V: Vapor

G: Gas

1.1.5 Empresas Eléctricas

Las empresas eléctricas más importantes son las que dan servicio a las ciudades de Quito y Guayaquil con el 22.4% y el 34.8% del consumo del país, respectivamente durante 1993. Quito es servida por la Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA) y Guayaquil por la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC).

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

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

En la figura 1.1 se incluye la conformación del SNI para el año 1993.

I.2 Práctica actual utilizada para Despacho de las unidades del SNI

La planificación de la operación del SNI, busca la alternativa más económica de generación térmica y el mejor aprovechamiento del recurso hidráulico, con la finalidad de abastecer el mercado eléctrico con un grado de confiabilidad adecuado, de acuerdo a las condiciones del diseño del sistema.

I.2.1 Despacho Nacional de Carga

El Despacho Nacional de Carga (DNC) es el departamento de la Superintendencia de Movimiento de Energía encargado de coordinar la operación en tiempo real del sistema eléctrico a nivel nacional.

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

El DNC no dispone en la actualidad de mecanismos adecuados de soporte para el cumplimiento de sus funciones, salvo la red de comunicaciones de PLC mediante la cual se comunica verbalmente con todos los operadores de las subestaciones y centrales.

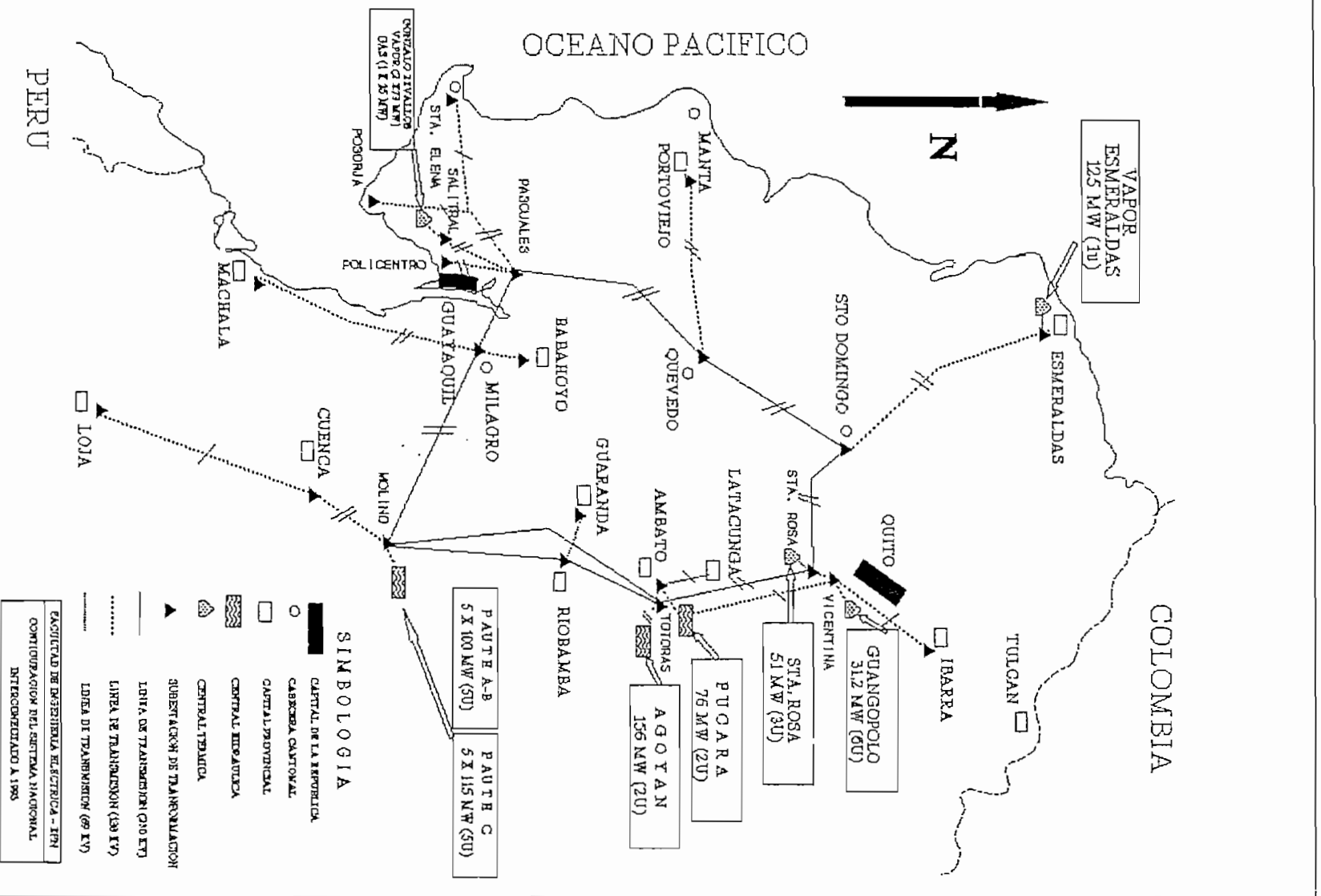


Figura 1.1 Sistema de Generación y Transmisión del SNI en 1993

Para realizar el despacho de carga se utiliza un programa de Planeamiento Operativo, el cual sirve solo para redes radiales. Una vez que se ha cerrado el anillo del SNI, este programa no tiene la capacidad de representar la nueva topología, por lo que quedó desactualizado.

El despacho actualmente se lo realiza utilizando reglas heurísticas de operación de prueba y error, cumpliendo con criterios de no sobrecargar generadores, líneas de transmisión, transformadores. Este procedimiento no asegura de ninguna manera una optimización en el despacho de generación.

Utilizando el programa heurístico las centrales se van despachando en orden creciente de costos de operación y las centrales hidráulicas mediante las cuotas energéticas fijadas por planeamiento operativo. Las restricciones de la red eléctrica no se toman en cuenta. Además, en la metodología actual no se consideran las afluencias reales; con lo cual el despacho de las centrales recae en el conocimiento y experiencia del operador, convirtiéndose en una tarea fundamentalmente manual. Al no existir un paquete comercial de despacho hidrotérmico para sistemas eléctricos con altas restricciones topológicas y económicas como el SNI, se ha visto conveniente desarrollar un programa digital con tecnología propia.

Las responsabilidades del Despacho Nacional de Carga son las siguientes:

Supervisión de red la información del sistema es recopilada en términos horarios por el personal de las subestaciones, centrales y empresas, de las cuales se transfiere información básica.

Los operadores luego transmiten la información hacia el DNC, mediante PLC o radio. Se supervisa el nivel de voltaje de subestaciones a 230 y 138 KV, y se supervisa la transferencia de potencia a las empresas distribuidoras.

Control supervisorio en este proceso están involucrados el despachador y los operadores de subestaciones; la responsabilidad del operador es recibir las instrucciones del despachador y actuar directamente sobre los elementos de la subestación.

Control de generación actualmente las actividades del despachador se circunscriben a las siguientes:

- Verificar los valores, previstos en el despacho, de la participación de las diferentes centrales para el cubrimiento de la demanda del sistema.
- Solicitar toma de carga, arranque y parada de unidades del SNI de acuerdo a la variación de la demanda o por alteraciones al despacho.
- Supervisar el cumplimiento de los límites de operación en lo que se refiere al valor de frecuencia y proceder a realizar los ajustes necesarios.
- Proporcionar información de coordinación a las centrales de generación del SNI.

Seguridad y control de voltaje a nivel de despacho se manejan ciertas directrices, que pueden considerarse en el campo de la seguridad.

- Los límites de transferencia máxima por ciertas líneas de transmisión.

- Esquemas topológicos de la red.
- Supervisión del voltaje en barras de entrega a Sistemas Regionales.
- Aplicación de mecanismos de rechazo de carga bajo condiciones de deficiencia de generación.

Archivo de información los operadores del despacho de carga registran y almacenan la información horaria y diaria, sobre las diversas condiciones de las variables operativas del sistema.

Planificación operativa y análisis operacional el objeto final del planeamiento operativo es proporcionar al despachador del SNI y a de cada una de las empresas la programación horaria de generación (pre-despacho) para el día siguiente. Actualmente su elaboración es responsabilidad del DNC.

Coordinación de la restauración del servicio bajo la presencia de perturbaciones operativas en el sistema eléctrico, el DNC es responsable de la restauración del servicio. Bajo condiciones anormales se adquiere la información del sistema que contribuye a identificar la naturaleza y ubicación de la contingencia. Esta información proviene directamente de los operadores de subestaciones, operadores de centrales y de despachadores de Sistemas Regionales. El despachador nacional determina el estado del sistema y procede a impartir instrucciones, las cuales son realizadas manualmente por el personal de las plantas y subestaciones.

En el caso de fallas mayores recibe la colaboración del Ingeniero de turno. Una vez restaurado el servicio, se inicia la actividad de reparación e identificación de la

ocurrencia de falla.

Procedimiento para la ejecución de trabajos en instalaciones en servicio dentro de la operación normal se incluyen los procedimientos requeridos para la realización de mantenimiento del equipo de subestación, centrales y líneas de transmisión, pruebas, construcción, etc.

Estos trabajos están bajo responsabilidad de la Superintendencia de Producción y Transporte de la DOSNI, pero es competencia exclusiva del DNC emitir órdenes de conexiones y desconexiones a través del despachador de turno.

La coordinación entre DNC y la Superintendencia de Producción y Transporte se la realiza mediante la aplicación del reglamento que establece los procedimientos a seguirse para el retiro y reposición de cualquier equipo o instalación que deba ser sometido a mantenimiento, reparación o pruebas.

I.2.2 Consideraciones generales y restricciones operativas para 1993^[3]

- El programa de operación: analiza tres escenarios hidrológicos posibles: esperado, seco y extremadamente seco.
- La ejecución de mantenimientos en las centrales de generación hidroeléctrica se hará en el estiaje (enero-marzo), excepto en noviembre y diciembre por presentarse en esta época la demanda máxima. En tanto que, los mantenimientos de las centrales de generación termoeléctrica se realizarán durante el período lluvioso (abril-octubre).

- Las unidades de vapor de EMELEC, operarán en estiaje con toda la potencia disponible y en el período lluvioso con potencias máximas de 50 KW y un factor de planta para ambos casos , variable entre 90 y 100%.
- La generación de turbinas a gas en Guayaquil, es indispensable para cubrir requerimientos de potencia reactiva en la zona, en las horas de máxima demanda, mientras no se defina la generación de reactivos por parte de ELECTROQUIL y la instalación de los bancos de capacitores en las subestaciones del SNI.
- Los embalses Amaluza (Paute) (97.85 Hm³) y Pisayambo (100 Hm³), deben estar en sus cotas máximas 1990 y 3565 msnm respectivamente, así como todo el parque termoeléctrico existente INECEL-Empresas que deben estar en condiciones aptas de operación a comienzos de la época de estiaje.
- La potencia instalada en Paute es de 1075 MW (5x100 + 5x115 MW), pero en el programa de operación considera una potencia máxima 880 MW, valor limitado por restricciones de transporte del sistema de transmisión.

La tesis está compuesta de 7 capítulos y 5 anexos. En el capítulo II se presenta la programación lineal en redes, base del proceso de optimización. En el capítulo III se señala la representación del sistema de potencia; demanda, centrales térmicas e hidráulicas para programación en redes. En el capítulo IV se indica un método para considerar la red eléctrica de transmisión en el proceso de optimización, basado en el cálculo de pérdidas activas y factores de penalización para centrales generadoras. En el capítulo V se desarrolla

el programa digital y se presenta un ejemplo de aplicación de despacho hidrotérmico. En el capítulo VI se realiza una aplicación formal al SNI considerando condiciones reales de demanda, topología y generación. Finalmente en el capítulo VII se destacan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo. En los anexos se presentan las curvas de entrega de potencia activa a las empresas eléctricas interconectadas, cálculo de los coeficientes de las características de entrada-salida de unidades térmicas de INECEL, manual del usuario, manual del programador y datos del SNI.

C A P I T U L O I I

PROGRAMACION LINEAL EN REDES

Las técnicas de investigación operativa permiten obtener información de un sistema mediante un modelo. Existen varios tipos de modelos: físicos, analógicos y analíticos.

Dentro del modelo analítico se encuentra la optimización. Para optimizar una función $f(x)$ sujeta a condiciones $g_1(x)=0$, se utilizan modelos de programación matemática con restricciones. Los elementos se especifican como: Componentes (variables, función y restricciones) y limitaciones (número de variables y cuantificación).

Existen varias técnicas de programación: lineal, entera, mixta, cuadrática, no lineal, dinámica, heurística, geométrica, paramétrica, simulación, teoría de redes, teoría de filas, cadenas de Markov y optimización en redes.

II.1 Programación Lineal^[11]

La programación lineal surge de la necesidad de resolver problemas económicos.

En cada uno de estos problemas es preciso hallar el valor máximo (o mínimo) de cierta función lineal de variables:

$$f = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n,$$

con la condición que estas variables estén supeditadas a un sistema dado de desigualdades lineales (entre las cuales forzosamente va incluida la condición de que las

variables x_1, \dots, x_n no sean negativas).

A pesar de la variedad de contenido, en el planteamiento de estos problemas hay mucho en común. En cada problema se buscan valores de varias incógnitas, además, es preciso que:

- a) estos valores sean no negativos;
- b) estos valores satisfagan cierto sistema de ecuaciones lineales o desigualdades lineales;
- c) con estos valores cierta función lineal sea mínima (o máxima).

Se puede observar que el contenido de la condición b) parece más bien divisor que unificador, pues, en un caso las incógnitas deben satisfacer ecuaciones y en otro, desigualdades.

La formulación matemática general de un problema de la programación lineal se expresa como sigue.

Sea un sistema de ecuaciones lineales:

$$\begin{aligned}
 a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1, \\
 a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2, \\
 \dots & \\
 a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m,
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

y la función lineal

$$f = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n. \tag{2.2}$$

Se busca una solución no negativa

$$x_1 > 0, x_2 > 0, \dots, x_n > 0, \tag{2.3}$$

del sistema (2.1), con la cual la función f adquiera su

valor mínimo.

Las ecuaciones (2.1) se llaman restricciones del problema. De hecho, las condiciones (2.3) también son restricciones pero no es usual llamarles así, ya que no son típicas para el problema dado, sino comunes para todos los problemas de programación lineal.

Suponiendo que entre las limitaciones de un problema dado hay una desigualdad.

$$a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n + b > 0. \quad (2.4)$$

Se introduce una incógnita nueva x_{n+1} , llamada suplementaria o adicional, relacionada con las incógnitas x_1, x_2, \dots, x_n mediante la ecuación:

$$a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n + b = x_{n+1}$$

La desigualdad (2.4) equivale a la condición de que x_{n+1} no sea negativa. Si en cada una de las desigualdades que forman el sistema de limitaciones del problema se introduce una incógnita suplementaria, procurando además que todas ellas sean no negativas, entonces el problema adquiere una forma normalizada como en (2.1), (2.2) y (2.3), aunque con gran cantidad de incógnitas.

Cualquier solución no negativa de un sistema de restricciones se llama admisible. La solución admisible que da el mínimo a la función f , se llama óptima. La solución óptima (si es que existe) no es, forzosamente, única, puede haber casos en los que exista un conjunto infinito de soluciones óptimas.

II.1.1 Propiedades de la solución del problema

Propiedad 1.- El conjunto de todas las soluciones

viabiles del problema de programación lineal es un conjunto convexo, ver figura 2.1.

Un conjunto se llama convexo, cuando al seleccionar dos puntos cualquiera y unirlos con un segmento, todos los puntos de este pertenecen al conjunto.

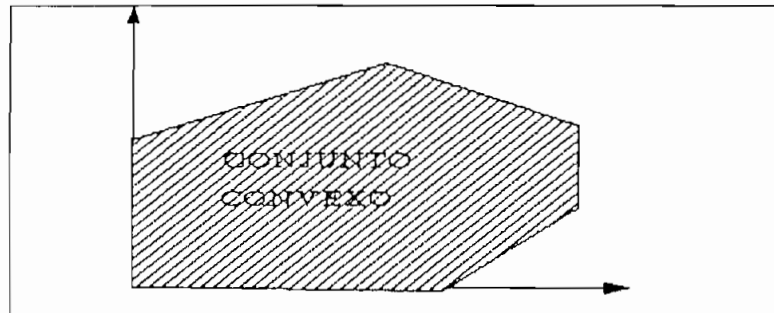


Figura 2.1 Ejemplo de conjunto convexo

Propiedad 2.- La función objetivo tiene su mínimo en un punto extremo del conjunto convexo de soluciones viabiles.

Si se alcanza el mínimo en más de un punto extremo, entonces la función objetivo posee el mismo valor para toda la combinación convexa de estos puntos.

Propiedad 3.- Si puede encontrarse un conjunto de l vectores ($1 \leq m$) P_1, P_2, \dots, P_l linealmente independientes y tal que:

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_l P_l = P_0, \quad x_i \geq 0, \text{ para todo } i$$

entonces el vector $x = (x_1, x_2, \dots, x_l, 0, 0, \dots, 0)$ es un punto extremo del conjunto de soluciones.

En este caso el vector x es un vector n -dimensional cuyos últimos $(n-l)$ elementos son cero, siendo: $m =$ número de restricciones y $n =$ número de componentes del

vector x

II.2 Método Simplex^[1.1]

Los problemas reales de programación lineal contienen, por regla general, gran cantidad de restricciones incógnitas.

Naturalmente que la resolución de estos problemas va relacionada con gran cantidad de cálculos.

El algoritmo que compone la base de un programa digital puede estar relacionado con las especificidades de una clase determinada de problemas. Así, por ejemplo, para resolver el problema del transporte existen algoritmos sumamente simples, condicionados por las particularidades del sistema de limitaciones. No obstante, también existen métodos comunes que permiten hallar la solución de cualquier problema de la programación lineal realizando un número determinado de cálculos (pasos), a éstos pertenece el llamado "método simplex" y algunas de sus modificaciones.

II.2.1 Descripción

Dado un cierto sistema de ecuaciones lineales con n incógnitas x_1, x_2, \dots, x_n y cierta función lineal f , ver ecuación 2.2, se busca una solución que minimice la función f entre las soluciones no negativas del sistema.

Para comenzar los cálculos por el método simplex es necesario que el sistema de ecuaciones sea reducido de tal forma que algunas incógnitas sean expresadas mediante las restantes y además que los términos independientes de estas expresiones sean no negativos. Suponer por ejemplo, que $n = 5$ y que las incógnitas, expresadas mediante las restantes, son x_1, x_2, x_3 .

Por consiguiente, el sistema de limitaciones se reduce a la forma:

$$\begin{aligned}x_1 &= \alpha + \alpha_4 x_4 + \alpha_5 x_5, \\x_2 &= \beta + \beta_4 x_4 + \beta_5 x_5, \\x_3 &= \tau + \tau_4 x_4 + \tau_5 x_5,\end{aligned}\tag{2.5}$$

siendo $\alpha \geq 0, \beta \geq 0, \tau \geq 0$.

Las incógnitas x_1, x_2, x_3 de los primeros miembros del sistema (2.5), se denominan incógnitas básicas y todo el conjunto $\{x_1, x_2, x_3\}$, llamdo base (B), las demás incógnitas se denominan no básicas o independientes.

Sustituyendo en la expresión inicial de la función f las incógnitas básicas por sus expresiones obtenidas mediante las no básicas de (2.2), se escribe esta misma función f mediante las incógnitas no básicas x_4 y x_5 :

$$f = c + c_4 x_4 + c_5 x_5$$

Considerando todas las incógnitas no básicas iguales a cero:

$$x_4 = 0, x_5 = 0,$$

y mediante el sistema (2.5), se halla el valor de las incógnitas básicas:

$$x_1 = \alpha, x_2 = \beta, x_3 = \tau$$

La solución admisible de este sistema, tiene la forma

$$(\alpha, \beta, \tau, 0, 0)\tag{2.6}$$

Esta solución se llama básica y corresponde a la base $B = \{x_1, x_2, x_3\}$. Con la solución básica el valor de la

función f es igual a:

$$f_B = c$$

El proceso de resolución de problemas de programación lineal mediante el "método simplex", se divide en una serie de etapas.

Cada etapa consiste en pasar de la base dada B a otra B' de tal forma que el valor de f disminuya o, por lo menos, no aumente: $f_{B'} \leq f_B$. Para obtener la base nueva B' a partir de la vieja B se elimina una de las incógnitas y en lugar de ella se introduce otra (de las no básicas anteriores). Claro está que el cambio de base conduce a la reestructuración correspondiente del sistema (2.5). Después de una cantidad k de etapas iguales, se obtiene la base $B^{(k)}$, para la cual $f_{B^{(k)}}$ es el mínimo pedido de la función f y la correspondiente solución básica es óptima, o bien el problema no tiene solución.

II.2.2 Determinación de la primera base

En el apartado anterior se describe el proceso de resolución de problemas de programación lineal utilizando el "método simplex". En calidad de condición previa se exige que el sistema de restricciones sea reducido a la forma.

$$\begin{aligned} x_1 &= \alpha + \alpha_{r+1}x_{r+1} + \dots + \alpha_n x_n, \\ x_2 &= \beta + \beta_{r+1}x_{r+1} + \dots + \beta_n x_n, \\ &\dots\dots\dots \\ x_r &= \tau + \tau_{r+1}x_{r+1} + \dots + \tau_n x_n, \end{aligned} \quad (2.7)$$

siendo $\alpha \geq 0$, $\beta \geq 0$, ..., $\tau \geq 0$; con lo que las incógnitas x_1, x_2, \dots, x_r forman una base.

En muchos problemas de programación lineal la base se

percibe directamente. En otros casos dicha base debe buscarse.

II.2.3 Análisis del proceso de optimización^[2]

Sea la función objetivo del problema de programación lineal:

$$\text{Minimizar } z = h \cdot f \quad (\text{función objetivo}) \quad (2.8)$$

$$\text{sujeto a: } A \cdot f = b \quad (2.9)$$

$$f \geq 0$$

A matriz $m \times n$ con rango m

donde:

$$h = [h_1, h_2, \dots, h_n]$$

$$f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix}$$

Un vector f es una solución básica factible del sistema $A \cdot f = b$, si la matriz A puede ser descompuesta en $A = [B; N]$, tal que la matriz B está constituida por $(n-1)$ columnas linealmente independientes. A la matriz B se denomina base y a las variables asociadas a estas columnas (h_B) se denominan básicas. N es una matriz constituida por las columnas de A que no se encuentran en B y las variables asociadas a estas columnas (h_N) se denomina no-básicas o están fuera de la base.

Suponer que se tiene una solución básica factible:

$$f = \begin{bmatrix} B^{-1}b \\ 0 \end{bmatrix}$$

con cuyo valor la función objetivo es:

$$Z_0 = h \begin{bmatrix} B^{-1}b \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_B & h_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B^{-1}b \\ 0 \end{bmatrix} = h_B B^{-1} b \quad (2.10)$$

donde

h_B : variables básicas de h

h_N : variables no básicas de h

Suponiendo otra solución factible:

$$f = \begin{bmatrix} X_B \\ X_N \end{bmatrix} \quad X_B \geq 0, \quad X_N \geq 0 \quad (2.11)$$

donde

X_B : vector básico de X

X_N : vector no básico de X

Se tiene que: $B X_B + N X_N = b$

Premultiplicando por B^{-1} :

$$X_B + B^{-1} N X_N = B^{-1} b$$

$$X_B = B^{-1} b - B^{-1} N X_N$$

$$X_B = B^{-1} b - \sum_{j \in N} (B^{-1} a_j X_j) \quad (2.12)$$

Reemplazando (2.7) en (2.8) se obtiene:

$$Z = \begin{bmatrix} h_B & h_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_B \\ X_N \end{bmatrix} = h_B X_B + h_N X_N \quad (2.13)$$

Reemplazando (2.12) en (2.13):

$$Z = h_B \left[B^{-1}b - \sum_{j \in N} B^{-1} a_j X_j \right] + h_N X_N$$

$$Z = h_B B^{-1}b - \sum_{j \in N} h_B B^{-1} a_j X_j + \sum_{j \in N} h_j X_j$$

$$\text{Si: } Z_j = h_B B^{-1} a_j$$

$$Z = h_B B^{-1}b - \sum_{j \in N} Z_j X_j + \sum_{j \in N} h_j X_j$$

$$Z = Z_0 - \sum_{j \in N} (Z_j - h_j) X_j \quad (2.14)$$

El valor obtenido para la función objetivo con la nueva solución es:

$$Z = Z_0 - \sum_{j \in N} (Z_j - h_j) X_j$$

Para disminuir el valor de la función objetivo se debe incrementar el valor de las variables no básicas cuyo valor $(Z_j - h_j) > 0$ desde su valor actual, cero.

Para conseguir el máximo beneficio se debe escoger aquella variable X_k cuyo coeficiente $(Z_k - h_k) > 0$ sea el máximo y mantener el resto de variables no básicas en cero, con lo que el valor de la función objetivo quedará:

$$Z = Z_0 - (Z_K - h_K) X_K$$

Siendo $(Z_K - h_K) > 0$, es provechoso incrementar X_K tanto como sea posible. Sin embargo, al incrementar X_K las variables básicas varían de acuerdo a la ecuación (2.12)

$$X_B = B^{-1} b - \sum_{j \in N} B^{-1} a_j X_j$$

Si $j = K$, $X_B = B^{-1} b - B^{-1} a_K X_K$

$$\begin{bmatrix} X_{B1} \\ X_{B2} \\ X_{B3} \\ \vdots \\ X_{Br} \\ \vdots \\ X_{Bm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{b}_1 \\ \bar{b}_2 \\ \bar{b}_3 \\ \vdots \\ \bar{b}_r \\ \vdots \\ \bar{b}_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{y}_{1K} \\ \bar{y}_{2K} \\ \bar{y}_{3K} \\ \vdots \\ \bar{y}_{rK} \\ \vdots \\ \bar{y}_{mK} \end{bmatrix} X_K \quad (2.15)$$

Si $\bar{y}_{1K} < 0 \implies X_{B1}$ incrementa su valor

Si $\bar{y}_{1K} > 0 \implies X_{B1}$ disminuye su valor y eventualmente se reducirá a cero.

El máximo incremento de X_K será entonces aquel que reduce una de las variables básicas a cero, y será precisamente aquella

que sale de la base:

$$X_K = \min_{1 \leq i \leq m} \left\{ \frac{\bar{b}_i}{y_{iK}}, y_{iK} > 0 \right\} = \frac{\bar{b}_r}{y_{rK}} \quad (2.16)$$

La variable X_r sale de la base y X_K entra a la base.

El valor de la función objetivo será:

$$Z = Z_0 - (Z_K - h_K) \frac{\bar{b}_r}{y_{rK}} < Z_0$$

El nuevo valor de las variables básicas se obtiene reemplazando (2.16) en (2.15):

$$\begin{bmatrix} X_{B1} \\ X_{B2} \\ X_{B3} \\ \vdots \\ X_{Br} \\ \vdots \\ X_{Bm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{b}_1 \\ \bar{b}_2 \\ \bar{b}_3 \\ \vdots \\ \bar{b}_r \\ \vdots \\ \bar{b}_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{y}_{1K} \\ \bar{y}_{2K} \\ \bar{y}_{3K} \\ \vdots \\ \bar{y}_{rK} \\ \vdots \\ \bar{y}_{mK} \end{bmatrix} \frac{\bar{b}_r}{y_{rK}}$$

$$X_K = \frac{\bar{b}_r}{y_{rK}}$$

$$X_j = 0 \quad j \in N, \quad j \neq K$$

En la expresión anterior, se ha cambiado una combinación lineal de vectores, con una base diferente. Esto equivale gráficamente, a pasar de un vértice a otro adyacente del polígono de soluciones viables, ver figura. 2.2. El método simplex consiste en pasar de una base a otra (pasar de un vértice a otro adyacente del polígono de soluciones viables), hasta llegar a aquel que optimiza la función objetivo.

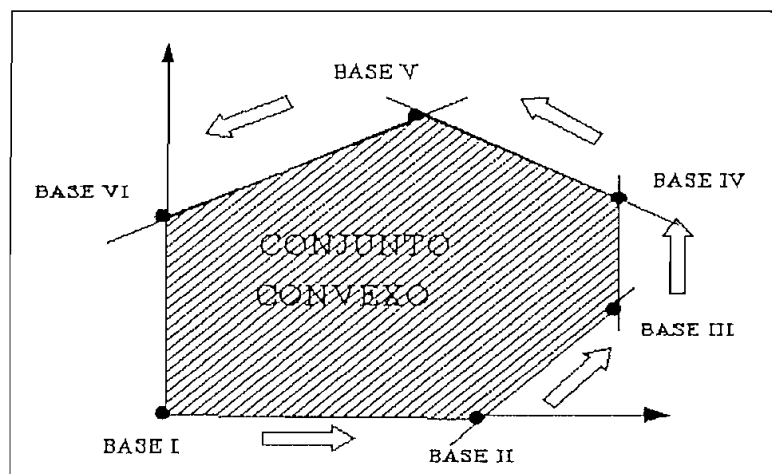


Figura 2.2 Cambio de una base a otra

II.2.4 Algoritmo

Se supone que se cuenta inicialmente con una solución viable básica, ubicada en el origen, para el problema:

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar} && z = h \cdot f && \text{(función objetivo)} \\ &\text{sujeto a:} && A \cdot f = b; && f \geq 0 \\ &&& A \text{ matriz } m \times n \text{ con rango } m \end{aligned}$$

1 Etapa: Buscar un vector f , solución viable básico
 $A \cdot f = b$, $f \geq 0$

2 Etapa:

2.1 Calcular los $Z_j - h_j$, para todo j

- 2.2 Si $Z_j - h_j \leq 0$, la solución es óptima , FIN.
- 2.3 Si $Z_j - h_j > 0$, es decir si existen uno o más $Z_j - h_j$ mayores que cero, seleccionar el vector que entra en la base. Para esto seleccionar $(Z_j - h_j)$ más positivo.
- 2.4 Seleccionar el vector que sale de la base. Para lo cual calcular:
- $$\min \left\{ \frac{\bar{b}_i}{y_{ik}} , y_{ik} > 0 \right\} \quad 1 \leq i \leq m$$
- 2.5 Volver al paso 2.1 y repetir el ciclo

II.3 Parámetros y variables de una red^[1]

II.3.1 Flujo a través de los arcos

Este flujo puede o no conservarse en el arco. El caso en que el flujo se conserva en los arcos (ganancia = 1), se denomina problema de flujo en redes sin ganancias.

II.3.2 Costo de un arco

Los arcos de una red tienen asociado un costo que depende del flujo que pasa por este arco, siendo independiente de los otros arcos de la red.

Si h_k (f_k) es la función de costo del arco, el costo total en la red será:

$$H = \sum_{k=1}^m h_k (f_k)$$

donde: m = número de arcos
 f_k = flujo a través del arco

El objetivo será minimizar este costo total H .

II.3.3 Límites de un arco

Estos parámetros reflejan limitaciones físicas tanto superior e inferior de las variables del problema.

Por ejemplo, en la planta térmica el límite superior está representado por el dato de placa de la máquina y el inferior puede estar considerada por valores de operación mínimo, tal como evitar problemas de estabilidad.

$$C_k \leq f_k \leq \bar{C}_k$$

donde: C_k límite inferior
 \bar{C}_k límite superior

II.3.4 Flujos externos en los nodos

Estos flujos entran o salen de la red en los nodos y representan las relaciones del sistema en estudio con el mundo externo. Por ejemplo una relación de los centros de consumo con el exterior serían las demandas del producto. Estos flujos externos pueden ser fijos o variables.

Un flujo fijo en un nodo i , denotado por b_i , es aquel que debe cumplirse estrictamente y no tiene ningún costo adicional. Un flujo variable en un nodo i , denotado por $b_{\pm i}$, es aquel que puede o no ser cumplido.

Para establecer si un flujo externo entra o sale de la

red, ver figura 2.3, se usa la siguiente convención:

- a) $b_i > 0$ el flujo entra a la red en el nodo i
 b) $b_i < 0$ el flujo sale de la red en el nodo i

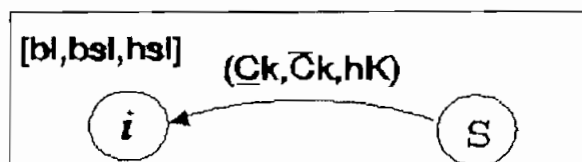


Figura 2.3 Parámetros y variables de una red

II.3.5 Redes sin ganancias

Para esta clase de problemas es mejor transformar únicamente los flujos variables externos (b_{s1}), por arcos equivalentes y realizar la reducción del límite inferior a cero, en cuyo caso no es necesario el nodo sumidero y se requiere solo el nodo fuente u oscilante (slack). Debe notarse que las ganancias en todos los arcos son iguales a 1.

Aplicando la idea anterior el flujo en redes sin ganancias, puede ser planteado en términos de parámetros y de variables de la siguiente manera.

$$\text{minimizar} \quad H = \sum_{k=1}^m h_k (f_k) \quad (2.16.1)$$

$$\text{sujeto a:} \quad \sum_{k \in MO_i} f_k - \sum_{k \in MT_i} f_k = b_i, \quad i=1,2,\dots,n, \quad i \neq s$$

$$0 \leq f_k \leq C_k \quad (2.16.2)$$

donde:

- m = número total de arcos de la red transformada
 n = número total de nodos de la red transformada

f_k = flujo a través del arco

s = nodo fuente u oscilante

MO_i = conjunto de arcos que se originan en el nodo i .

MT_i = conjunto de arcos que termina en el nodo i

II.3.6 Representación de funciones no lineales de costo

En el formato de redes solo pueden representarse funciones de costo no lineales convexas.

Considere la función convexa representada en la figura 2.4. En este caso el arco h_1 se satura antes que el flujo circule por el arco h_2 , debido a que el costo del arco h_1 es menor que el costo del arco h_2 .

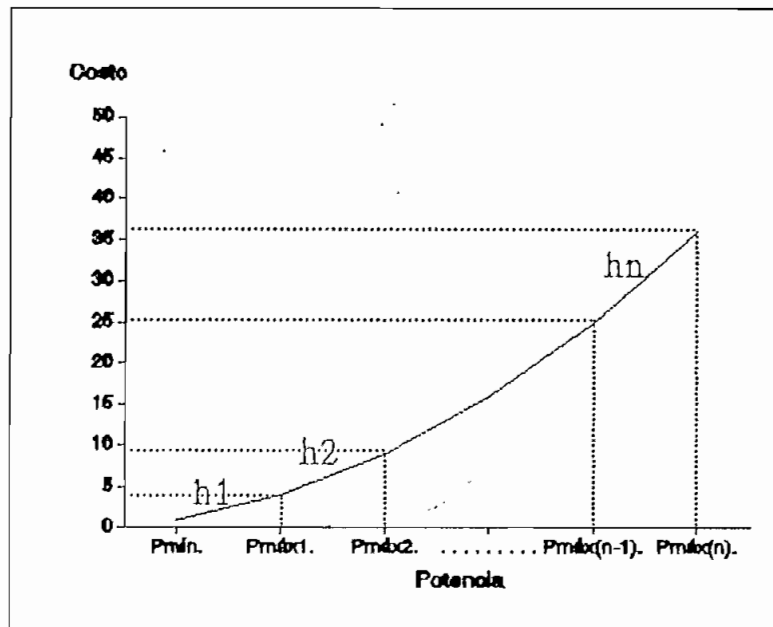


Figura 2.4 Función no lineal de costo

II.4 Programación de flujo en redes^[1]

La programación de flujo en redes es un tópico de la programación lineal, en la cual están comprendidos problemas con características de flujo. Entre los más usuales se tienen problemas de redes eléctricas,

hidráulicas, transporte, etc, en las cuales una cierta cantidad de producto parte desde un nodo hasta otro nodo, estableciéndose la ruta más corta entre varios nodos.

II.4.1 Terminología para la teoría de gráficos

Red dirigida.- Que consiste de un conjunto de nodos $G = \{1,2,\dots,n\}$ y un conjunto de arcos $M = \{1,2,\dots,m\}$.

Un arco $k(i,j)$ está definido como un par ordenado de nodos, en donde i es el nodo de origen y j el nodo terminal.

En forma gráfica se representa con un círculo para los nodos y un segmento dirigido para los arcos que conecta su nodo origen con su nodo terminal.

La red dirigida se forma al conectarse un conjunto de nodos mediante un conjunto de arcos, ver figura 2.5.

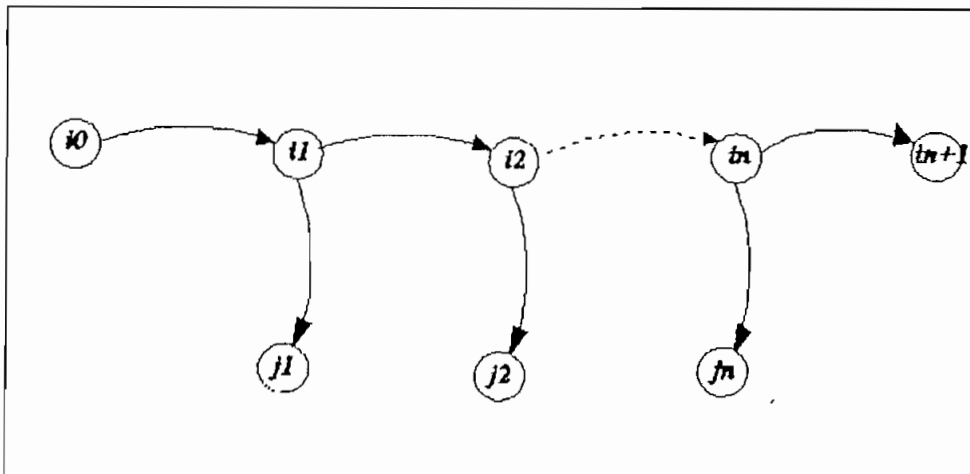


Figura 2.5 Ejemplo de red dirigida

Subred.- Es un subconjunto de una red dirigida.

Árbol dirigido.- Un árbol dirigido es una subred que

define un único camino desde algún nodo especificado, al cual se denomina nodo raíz, a cada uno de los nodos terminales.

Camino dirigido.- Es una secuencia alternada de nodos y arcos, que empieza en un nodo y termina en otro, de modo que cada arco empieza en el nodo precedente y termina en el nodo siguiente, de tal forma que no tiene ningún nodo o arco repetido, ver figura 2.6.

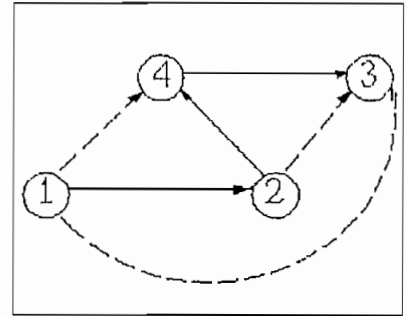


Figura 2.6 Camino dirigido

Trayectoria dirigida.- Es un camino dirigido con la particularidad de que no tiene arcos repetidos, ver figura 2.7.

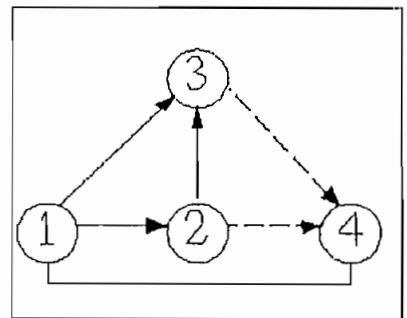


Figura 2.7 Trayectoria dirigida

Subred generadora.- Es una subred de una red dirigida.

Ciclo.- Es un camino dirigido sin nodos repetidos excepto el primero, ver figura 2.8.

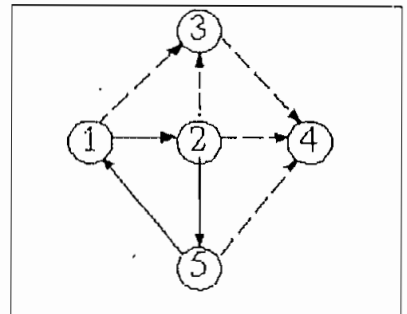


Figura 2.8 Ciclo

Árbol generador.- Es un árbol dirigido de una red dirigida con las siguientes características, ver figura 2.9:

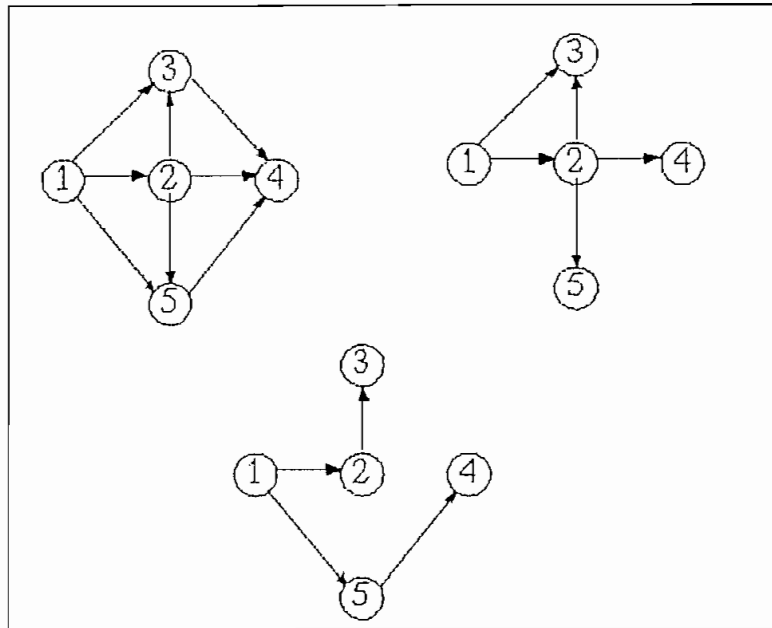


Figura 2.9 Arbol Generador

- a) El número de nodos del árbol es mayor que el número de arcos, por tanto tiene $(n-1)$ arcos y nodos.
- b) Un sólo arco termina en cada nodo excepto en el nodo raíz.
- c) Cualquier número de arcos pueden originarse en cada nodo de un árbol dirigido.
- d) Para cualquier par de nodos de un árbol hay un único camino, el cual se origina en uno de los nodos y termina en el otro.
- e) Las $n-1$ columnas linealmente independientes que forman la matriz B (base) del sistema $B \cdot f_B = b$, corresponde a un conjunto de arcos de un árbol generador, a los cuales se denomina arcos básicos. Los arcos que no se encuentran en el conjunto de arcos básicos, se denominan arcos no básicos.

II.4.2 Características de la base (matriz B)

El problema de escoger una base B esto es, un conjunto de arcos básicos, que consiste en seleccionar $n-1$ columnas linealmente independientes de la matriz A asociadas con los arcos básicos, pues esto asegura que el determinante de la matriz B sea diferente de cero y por esta razón exista su inversa.

Una base puede obtenerse escogiendo un conjunto de arcos que formen un árbol generador.

Para problemas de flujo en redes sin ganancias la única base aceptable es un árbol generador con raíz en un nodo.

II.4.3 Metodo simplex aplicado al flujo en redes con ganancias

La selección de la variable para entrar en la base en el método Simplex, se realiza mediante el cálculo de los valores $(Z_j - h_j)$.

- Si $f_j = 0$ y $(h_j - Z_j) < 0$ la variable $f_j \in N$ es candidato a entrar a la base incrementando su valor a partir de su límite inferior cero.
- Si $f_j = C_j$ y $(h_j - Z_j) < 0$ la variable $f_j \in N$ es candidato a entrar en la base disminuyendo su valor a partir de su límite superior C_j .

Debido a que este cálculo requiere de la obtención de la inversa de la base B , es necesario que el proceso de encontrar B^{-1} sea muy eficiente, pues problemas de flujo en redes en general tiene un gran número de variables y el empleo de métodos tradicionales sería impracticable computacionalmente. Sin embargo, debido a la

estructura especial de este tipo de problemas puede encontrarse B^{-1} de manera indirecta, sencilla y rápida.

II.4.3.1 Cálculo de los valores $(h_j - Z_j)$

Se analiza el producto $-h_B B^{-1} N$. Sea $\pi = -h_B B^{-1}$, entonces $-h_B B^{-1} N = \pi N$. Pero el término $\pi = -h_B B^{-1}$ es la solución del sistema de ecuaciones $\pi B = -h_B$.

Para un arco $k(i,j) \in B$ se tiene: $\pi_i - a_{jk} \pi_j = -h_k$

El sistema de ecuaciones obtenido puede ser resuelto directamente en la red, sin recurrir al cálculo de la inversa de B , como se verá posteriormente. Por lo tanto, supóngase que se ha resuelto este sistema encontrando los valores de π .

Estos parámetros π asociados a los nodos se conocen como variables duales o potenciales de nodo.

Por lo tanto: $Z_j - h_j = \pi_i - a_{jk} \pi_j + h_k$, pues los π_i han sido calculados resolviendo previamente el sistema $\pi B = -h_B$.

La selección de la variable a entrar en la base para el caso de flujo en redes con ganancias esta dado por:

- Si $f_k = 0$ y $\pi_i - a_{jk} \pi_j + h_k < 0$, el arco $f_k \in N$ es candidato a entrar en la base incrementando su valor en una magnitud $\Delta_k > 0$.
- Si $f_k = C_k$ y $\pi_i - a_{jk} \pi_j + h_k > 0$, el arco $f_k \in N$ es candidato a entrar en la base disminuyendo su valor en una magnitud $\Delta_k > 0$.

Sea un arco $k(i,j)$, si se asigna al nodo i el parámetro π_i y al nodo j el parámetros π_j y el arco con sus

respectivos parámetros:

$$(C_k, \bar{C}_k, h_k, a_k) \quad a_k = \text{ganancia del arco}$$

Para obtener una unidad de flujo en el nodo j pasando a través del arco k , el flujo que sale del nodo i es $1/a_k$.

Si el costo de llevar una unidad de flujo hasta el nodo i es π_i , el costo de una unidad de flujo en el nodo j será:

$$\pi_j = \frac{1}{a_k} (\pi_i + h_k) \quad (2.17)$$

Esto sugiere el cálculo de los π directamente en la red sin recurrir al cálculo de la inversa de la matriz B .

Como la red básica o base puede ser un árbol con raíz en un nodo o un árbol con raíz en un ciclo, el cálculo de los π se los hace para estos casos.

II.4.3.2 Cálculo del término $B^{-1}N$ y cambios de flujo de una trayectoria

Se analiza primeramente el cambio de flujo en una trayectoria determinada.

En un árbol con $1, 2, \dots, n$ arcos, donde el nodo 1 es el nodo fuente y el nodo n es el sumidero, se desea obtener X unidades de flujo en el nodo sumidero (n) y se desea saber cual es el flujo en cada uno de los arcos de la red. Planteando las ecuaciones de la red se tiene:

$$\begin{aligned} -a_1 f_1 + f_2 &= 0 \\ -a_2 f_2 + f_3 &= 0 \\ -a_{n-2} f_{n-2} + f_{n-1} &= 0 \\ -a_{n-1} f_{n-2} &= -X \end{aligned} \quad (2.18)$$

Si se realiza una sustitución regresiva en las ecuaciones (2.18) se obtiene que:

$$\begin{aligned} f_{n-1} &= X/a_{n-1} \\ f_{n-2} &= f_{n-1}/a_{n-2} = X/(a_{n-1}a_{n-2}) \\ f_{n-3} &= f_{n-2}/a_{n-3} = X/(a_{n-1}a_{n-2}a_{n-3}) \\ f_2 &= f_3/a_2 = X/(a_{n-1}a_{n-2}\dots a_3a_2) \\ f_1 &= f_2/a_1 = X/(a_{n-1}a_{n-2}\dots a_3a_2a_1) \end{aligned} \quad (2.19)$$

Asignando a los nodos un parámetro adicional, al que se denomina τ_j , igual a la inversa del producto de las ganancias de los arcos que se encuentran en la trayectoria que une el nodo j con el nodo i .

Para el ejemplo anterior ($n=i$) se tiene:

$$\tau_n = 1; \tau_{n-1} = 1/a_{n-2}; \tau_2 = 1/(a_{n-1}a_{n-2} \dots a_3a_2) \quad (2.20)$$

Las ecuaciones (2.19) de flujos para este ejemplo considerando redes sin ganancias ($\tau=1$) se reducen a:

$$\begin{aligned} f_{n-1} &= X \\ f_{n-2} &= X \\ f_{n-3} &= X \end{aligned}$$

II.4.4 Metodo simplex aplicado al flujo en redes sin ganancias

Este es un caso especial del flujo en redes con ganancias, donde las ganancias en todos los arcos son iguales a 1, el método estara basado respecto a lo que se vió para redes con ganancias haciendo $\tau_n = 1$.

La característica de la matriz B ya fue analizada, concluyéndose que representan un árbol generador con raíz en un nodo y que un ciclo no puede formar parte de la base.

El cálculo de las variables duales π se reduce al caso de un árbol con raíz en un nodo, donde la ecuación de cálculo es:

$$\pi_j = (\pi_i + h_k), \quad \pi_i \text{ conocido}$$

La selección del arco candidato a entrar a la base se reduce a:

- Si $f_k = 0$ y $\pi_i - \pi_j + h_k < 0$, el arco $f_k \in N$ es candidato a entrar en la base incrementando su valor en una magnitud $\Delta_k > 0$.
- Si $f_k = h_k$ y $\pi_i - \pi_j + h_k > 0$, el arco $f_k \in N$ es candidato a entrar en la base disminuyendo su valor en una magnitud $\Delta_k > 0$.

El cálculo de la variación de flujo en una trayectoria sería diferente, pues no es necesario calcular los parámetros τ , porque las ganancias son unitarias.

Para esta clase de problemas el cálculo de la variación de flujo en una trayectoria es:

- a) Para una trayectoria constituida por arcos directos ($k > 0$), orientados en la misma dirección, que incrementan su magnitud de flujo:

$$\alpha_1 = \min \{C_k - f_k \mid k \in M_T, k > 0\} = C_r - f_r$$

r = índice del arco candidato a salir de la base

- b) Para una trayectoria constituida por arcos inversos ($k < 0$), orientados en la misma dirección y que disminuye su magnitud de flujo.

$$\alpha_2 = \min \{f_k \mid k \in M_T, k < 0\} = f_q$$

q = índice del arco candidato a salir de la base

Si una trayectoria está compuesta de arcos directos e inversos, el máximo cambio de flujo en la trayectoria sería:

$$\Delta_k = \min \{\alpha_1, \alpha_2\}$$

Esto equivale al cálculo de Δ_j del método Simplex de programación lineal. Obviamente:

Si $\Delta_k = \alpha_1$ el arco r sale de la base
 Si $\Delta_k = \alpha_2$ el arco q sale de la base
 Si $\Delta_k = C_k$ el arco k , candidato a entrar a la base permanece fuera de ella con valor C_k si $k > 0$ o cero si $k < 0$.

Lo único que resta es realizar el cambio de flujo en la trayectoria, luego retirar el arco que sale de la base e incluir el arco entrante.

II.4.5 Algoritmo de flujo en redes sin ganancias

El algoritmo de flujo en redes sin ganancias se puede representar por los siguientes pasos:

- a) Encuentra una solución inicial factible y calcula las variables duales (π).
- b) Selecciona el arco candidato a entrar en la base:
- c) Lazo para todo k perteneciente a N
- d) Si $f_k = 0$ y $\pi_i - \pi_j + h_k < 0$, $X=k$ e ir a g) de lo contrario ir a e)
- e) Si $f_k = C_k$ y $\pi_i - \pi_j + h_k > 0$, $X=k$ e ir a g) de lo contrario ir a f)

- f) Si termina el lazo la solución es óptima y finaliza sino continua en c)
- g) Determina la trayectoria T perteneciente a B donde se va a realizar la variación de flujos.
- h) Determina la máxima variación de flujos.

$$\alpha_1 = \min \{C_k - f_k \mid k \in M_T, k > 0\} = C_r - f_r$$

$$\alpha_2 = \min \{f_k \mid k \in M_T, k > 0\} = f_q$$

r, q = índices del arco candidato a salir de la base

- i) $\Delta_k = \min \{C_k, \alpha_1, \alpha_2\}$
- j) Si $\Delta_k = C_k$ $W=X$ e ir a m) de lo contrario a k)
- k) Si $\Delta_k = \alpha_1$ $W=r$ e ir a m) de lo contrario a l)
- l) Si $\Delta_k = \alpha_2$ $W=q$ e ir a m)
- m) Realiza la variación de flujo Δ_k en la trayectoria T
- n) Si $X > 0$ entonces $f_k = f_k + \Delta_k$ e ir a o) de lo contrario $f_k = f_k - \Delta_k$
- o) Lazo para todo l perteneciente a la trayectoria T
- p) Si $l > 0$ entonces $f_l = f_l + \Delta_k$ e ir a r) de lo contrario $f_l = f_l - \Delta_k$
- q) Si termina el lazo continua en s) sino continua en o)
- r) Si $X = W$ ir a b) de lo contrario ir a s)

- t) Arco X entra en la base
Arco W sale de la base
- u) Calcula los nuevos valores de la variables duales (π) e ir a b)

II.4.6 Solución inicial del Algoritmo de flujo en redes sin ganancias

De acuerdo a las condiciones de optimalidad, la factibilidad inicial es:

$$\sum_{k \in MO_1} f_k - \sum_{k \in MT_1} f_k = b_1$$

Esta ecuación sugiere tomar como solución inicial un conjunto de arcos artificiales de la siguiente manera:

- Si $b_1 \geq 0$ el arco se origina en el nodo i y termina en el nodo slack, sus límite superior e inferior serán 0 y b_1 , respectivamente con un costo M grande y el flujo en estos arcos iguales a b_1 .

En este caso se tomaría los arcos inversos para tener la base orientada en un mismo sentido.

- Si $b_1 < 0$ el arco se origina en el nodo slack y termina en el nodo i , sus límites inferior y superior serán 0 y $-b_1$, con un costo M grande y el flujo en los arcos iguales a $-b_1$.
- Hacer todos los flujos en los arcos de la red original iguales a cero.

Estos arcos artificiales serán los que forman la base inicial.

Cabe anotar que el algoritmo de flujo en redes sin ganancias es muy superior en eficiencia al flujo en redes con ganancias, pues el cálculo de las variables duales y la determinación de la trayectoria de variación de flujos son muy sencillos.

Además, la determinación del arco a entrar a la base no requiere ningún factor de multiplicación. El cálculo de las variables duales es simplemente:

$$\pi_j = (\pi_1 + h_k), \quad j \in B$$

donde $\pi_1 = \pi_s = 0$, por lo que esta ecuación se reduce a $\pi_j = h_k$ para los arcos directos y $\pi_j = -h_k$ para los arcos inversos.

C A P I T U L O I I I

REPRESENTACION DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA PROGRAMACION EN REDES [1]

El modelo propuesto considera un mercado determinístico representado por una curva de duración de carga con período de una hora y afluencias medias diarias determinísticas obtenidas por modelos de previsión. Además, se considera que el combustible en las centrales térmicas está siempre disponible en cantidades suficientes. Si existieran restricciones al respecto se podrían tomar en cuenta fácilmente en el algoritmo.

Al ser un despacho económico de corto plazo, se considera que el costo variable de operación está principalmente influenciado por las potencias activas de generación y ligeramente por los niveles de voltaje o sea, se supone que el costo de operación es únicamente función de las potencias activas:

$$C_k = h_k (f_k) \quad (3.1)$$

donde:

f_k = potencia activa [MW] generada en la unidad k.

C_k = costo de operación de la unidad k.

Luego, el costo total de operación de un sistema hidrotérmico es:

$$H = \sum_{k=1}^m h_k (f_k) \quad (3.2)$$

El objetivo es minimizar este costo total de operación. El análisis realizado en el capítulo anterior conduce a tratar de representar los elementos que conforman un

sistema hidrotérmico en función de los elementos de una red; esto es, obtener una representación mediante arcos y nodos.

III.1 Nodos de demanda

El mercado a ser servido es representado por curvas de duración de carga en los respectivos nodos de demanda.

Obviamente, estas curvas de duración de carga pueden estar dadas en valores hora a hora para lo cual adopta un número de segmentos adecuados que permitan mantener las principales características del mercado, a la vez que sea factible computacionalmente.

El nodo de demanda se caracteriza por un valor negativo (fijo para cada intervalo) del límite inferior ($-b_1$), igual a su potencia de carga, cero para el valor variable (b_{s1}) y costo cero (h_{s1}).

En la solución inicial se asume que un arco parte del nodo slack y termina en el nodo de demanda b_1 , con flujo máximo b_1 , flujo mínimo cero y un costo inicial elevado (M); ver figura 3.1.

III.2 Centrales térmicas

Este tipo de centrales utilizan combustibles para su generación y su costo de producción tiene generalmente una forma convexa, la cual debe representarse mediante aproximaciones lineales. Su equivalente en redes está definido por:

- a) Capacidad máxima de generación [MW] dada por el dato de placa de la máquina, al cual se denominará:
- $$\bar{C}_k$$

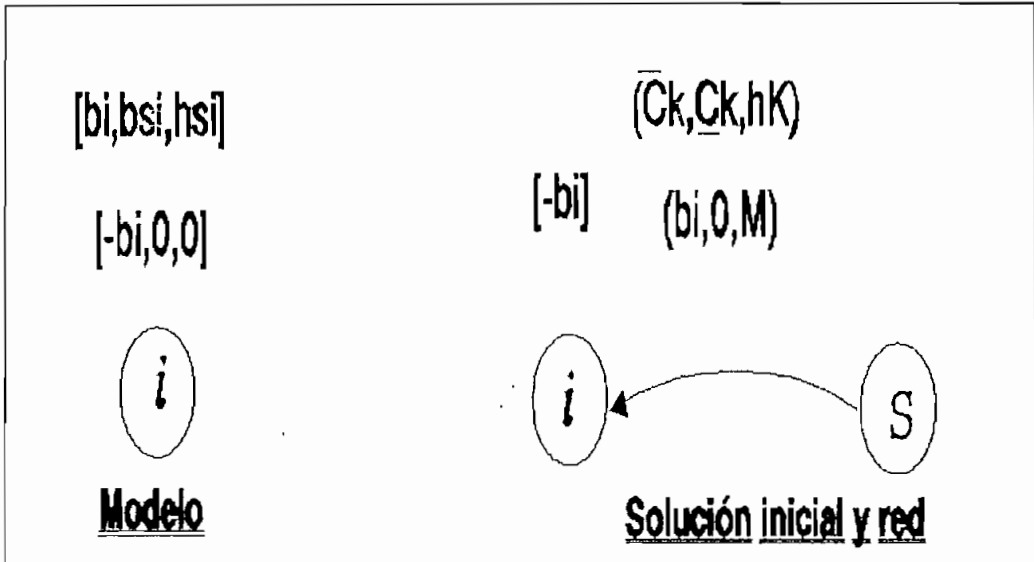


Figura 3.1 Modelo, solución inicial y red para nodos de demanda

- b) Generación mínima [MW], determinada por condiciones operativas inherentes a este tipo de centrales: estabilidad de la máquina, problemas en tuberías de vapor, etc, a la cual se denomina Q_k .

Suponiendo un costo lineal h_k de producción, lo expuesto se expresa analíticamente:

$$\text{Costo de producción: } H = \sum_{k=1}^m h_k f_k \quad (3.3)$$

La curva de costo se discretiza de tal forma que para cada discretización consecutiva se encuentra un valor de costo incremental que es el valor que se utiliza en el proceso de optimización. El flujo por la red es energía eléctrica medida en KW-h, que al multiplicarle por el costo incremental del arco, dado en \$/KW-h se obtiene el costo en sucres, ver figura 3.2.

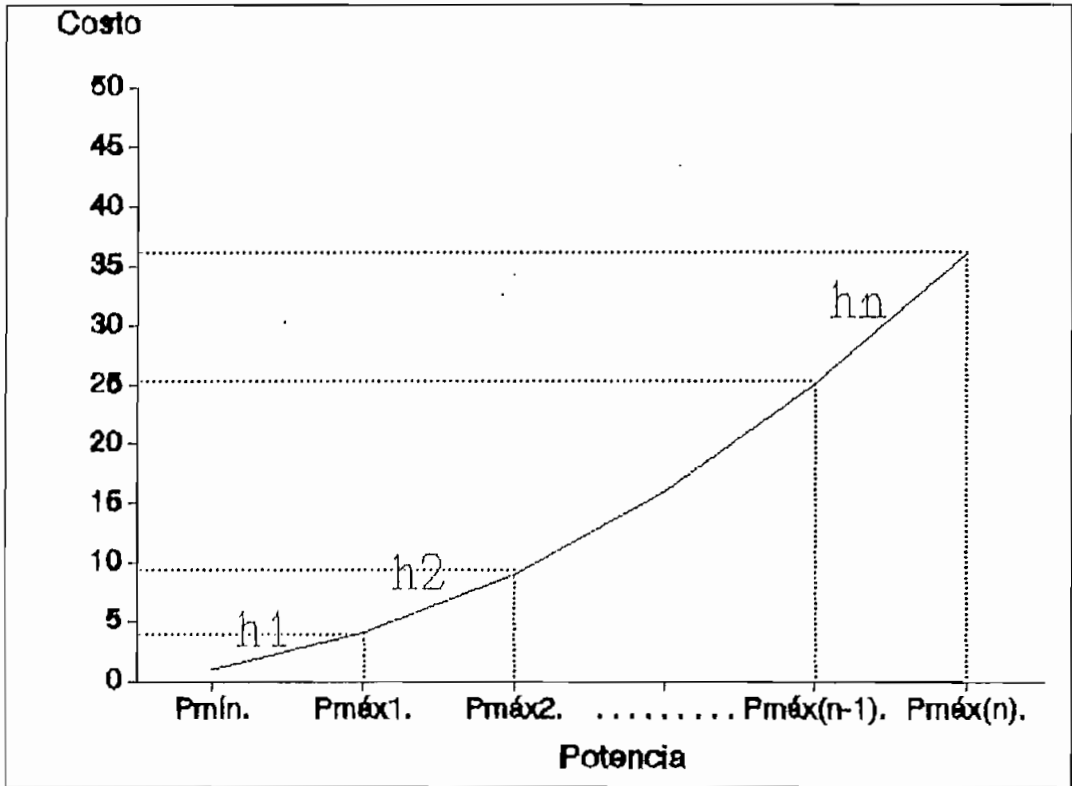


Figura 3.2 Curva de costo para nodos de centrales térmicas

El nodo de la central térmica se modela con la potencias mínima y máxima, que puede ser variable y un costo trasladado a los arcos que salen a otros nodos.

Los arcos contienen los límites inferior, superior y costo incremental de cada intervalo. A partir del segundo arco se restan las potencias máximas del arco precedente, ver figura 3.3.

Para la solución inicial se consideran dos arcos conectados al nodo slack, el arco dirigido desde la central al nodo slack tiene límites $P_{máx}$, 0 y costo 0 y el arco en sentido contrario tiene límites $P_{máx}$, 0 y costo M con la finalidad de que la central no transfiera potencia al nodo slack (el costo M es elevado), ver figura 3.4

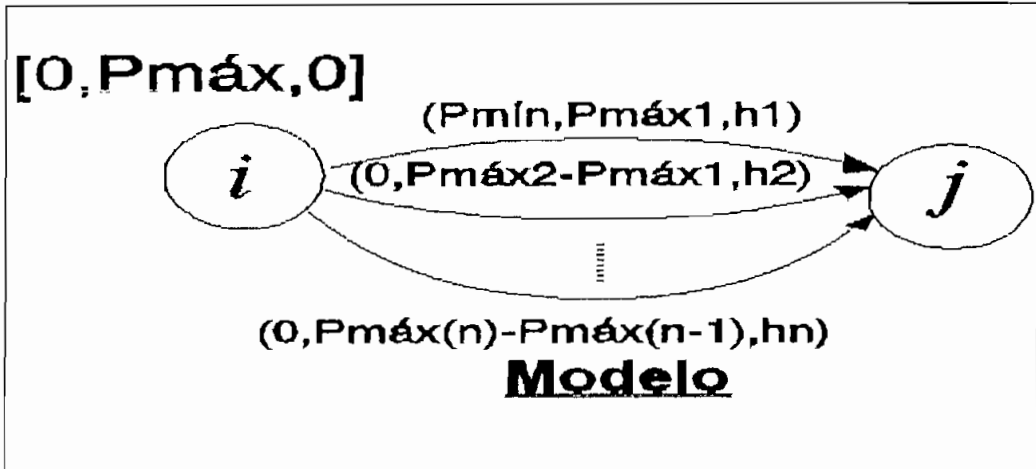


Figura 3.3 Modelo para centrales térmicas

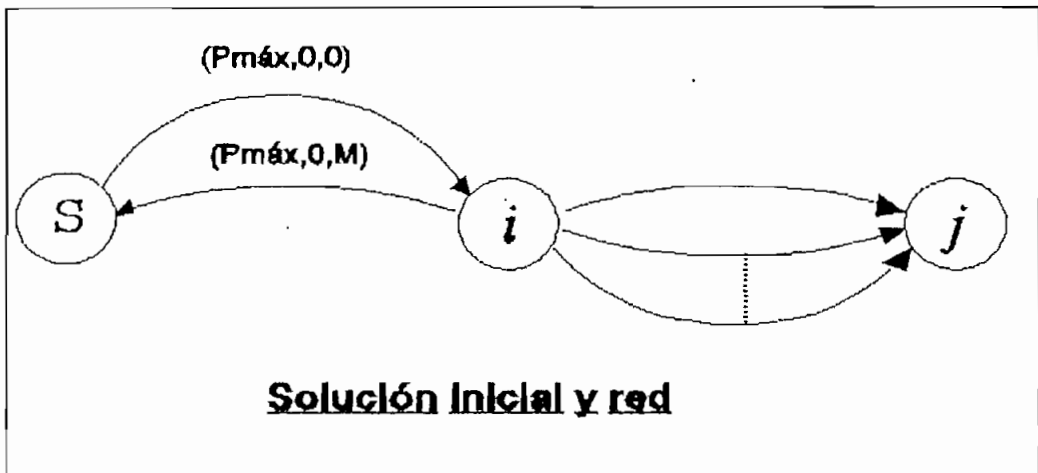


Figura 3.4 Solución inicial y red para centrales térmicas

III.3 Centrales hidráulicas

Las centrales hidráulicas poseen reservorios de dimensiones apreciables, lo que les permite almacenar agua en períodos lluviosos para luego utilizarla en períodos secos.

La aproximación que se hace con este tipo de centrales, es considerar una productividad media fija en el intervalo de la cuota energética asignada, dada en

KWh/m³. La operación de un reservorio esta dada por la ecuación de conservación de energía (3.4):

$$E_{v_f} = E_{v_i} + E_Q - E_P - E_{v_{ert}} \quad (3.4)$$

donde:

- E_{v_f} = Energía del nivel final del reservorio
- E_{v_i} = Energía del nivel inicial del reservorio
- E_Q = Energía de afluencia al reservorio
- E_P = Energía de producción de la central asociada al reservorio
- $E_{v_{ert}}$ = Energía de vertimiento del reservorio

Si la central asociada al reservorio genera una potencia P_k [MW] durante un tiempo t_k horas, su producción en un período de $T \geq t_k$ horas es:

$$E \text{ [MWh]} = \sum_{k=1}^m P_k \cdot t_k \quad (3.5)$$

m = número de discretizaciones del período T

Si Q es el caudal medio en m³/seg afluyente al reservorio durante el período T , esta afluencia en energía (E_a) es:

$$E_a = 3.6 \cdot \text{prod} \cdot Q \cdot T \text{ [MWh]} \quad (3.6)$$

prod = productividad media de la cuota energética asignada al reservorio en [KWh/m³] y la energía de un cierto volumen almacenado es:

$$E_{Va} = \text{prod} \cdot V_a \cdot 10^3 \text{ [MWh]} \quad (3.7)$$

V_a = Volumen almacenado [Hm³]

En el modelo de las centrales hidráulicas, los nodos se

representan para el período inicial y final por el volumen inicial y final, respectivamente. Los nodos intermedios son representados por un valor fijo que es el caudal promedio, un valor variable que es el vertimiento y un costo alto para evitar en lo posible este vertimiento.

Los arcos que interrelacionan el movimiento del embalse para los diferentes períodos toman valores en el límite superior de V_{\max} (volumen máximo), límite inferior V_{\min} (volumen mínimo) y un costo cero.

Los arcos que relacionan la producción asociada del embalse para cada período esta representada por el límite superior (potencia máxima de generación de la central), el límite inferior (potencia mínima de generación) a un costo cero, ver figura 3.5.

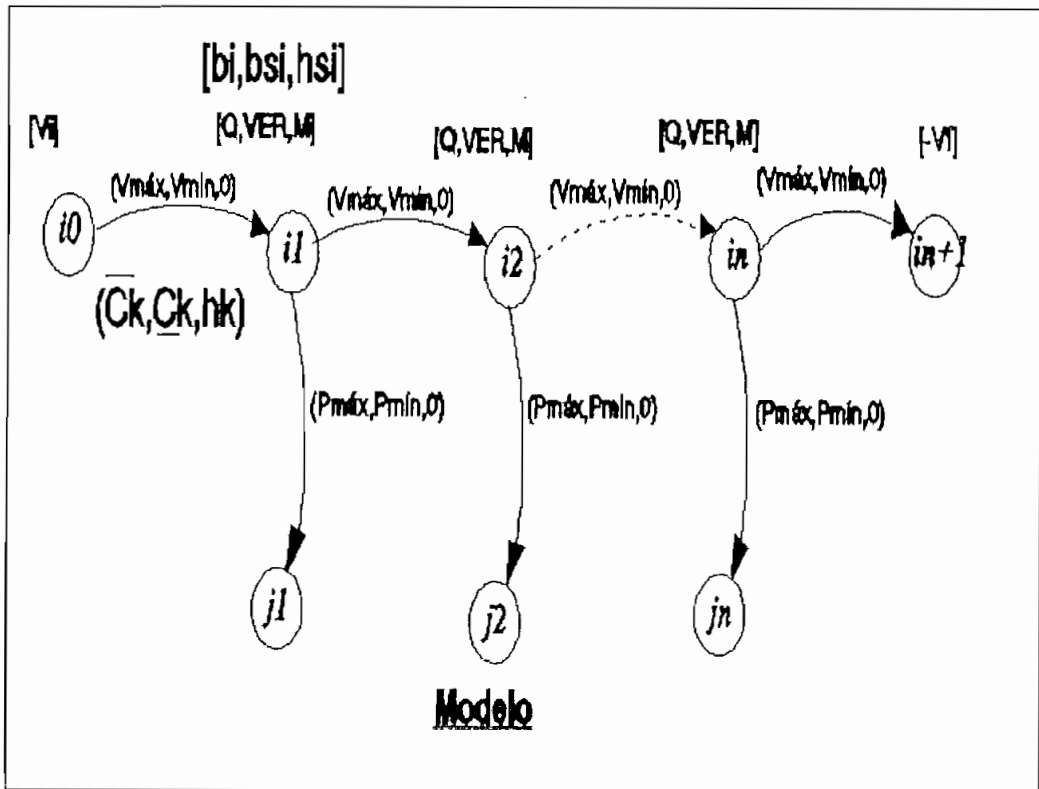


Figura 3.5 Modelo para centrales hidráulicas

La solución inicial para este tipo de central se asemeja a su modelo (ver figura 3.5) con la particularidad de que los valores variables (b_{e1}) y costos (h_{e1}) de los nodos que representan el reservorio para cada período, se trasladan hacia arcos artificiales que salen hacia el nodo slack. Así para la solución inicial se considera dos arcos para cada nodo dirigidos al nodo slack, excepto para los nodos inicial y final. El un arco contiene los límites Q , 0 y un costo M , el otro contiene los límites VER , 0 y costo 0 . El arco del nodo inicial al nodo slack tiene límites V_i , 0 y costo M , mientras que el arco desde el nodo slack al nodo final tiene límites V_f , 0 y costo M , ver figura 3.6.

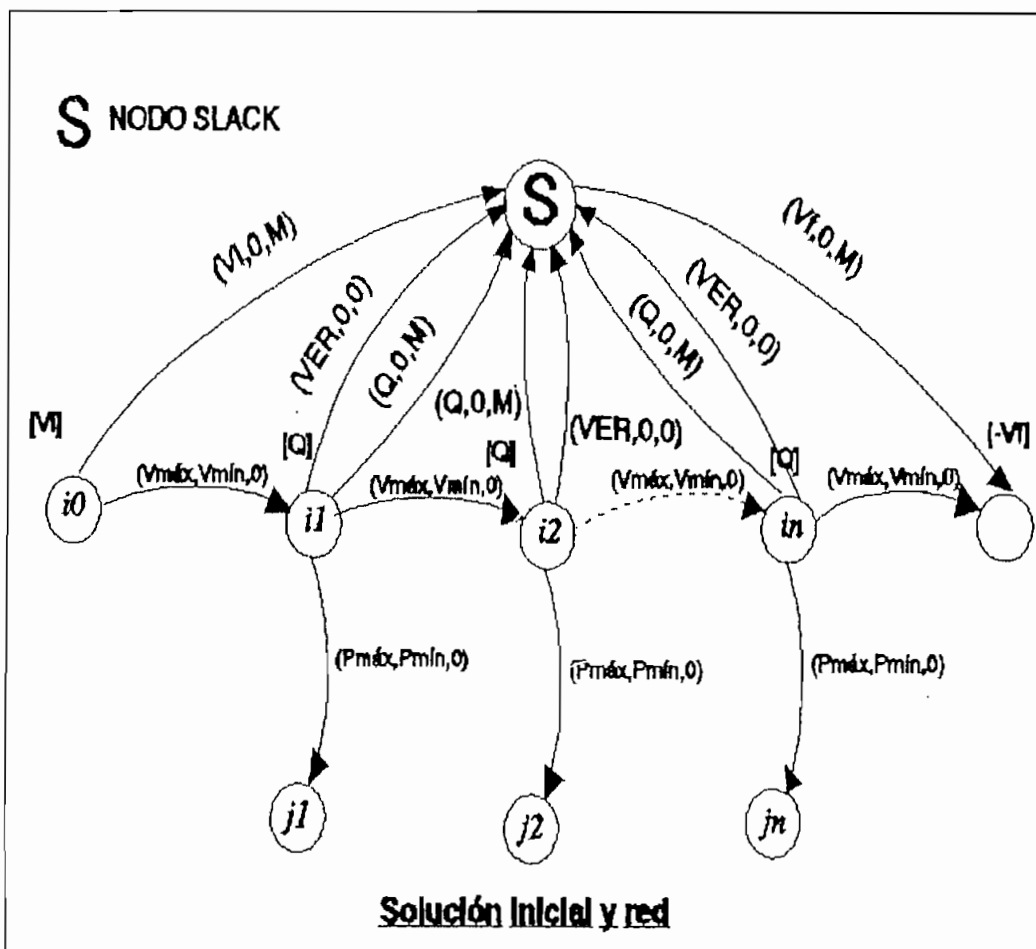


Figura 3.6 Solución inicial y red para centrales hidráulicas

C A P I T U L O I V

REPRESENTACION DE LA RED ELECTRICA

La mejor representación de la red eléctrica de un sistema de potencia es a través de la solución del flujo de potencia, en cada una de sus condiciones operativas.

En un sistema de potencia radial el efecto de la red eléctrica en programación de flujo en redes puede ser introducido mediante multiplicadores de los flujos en los arcos. Este método da lugar al llamado flujo en redes con ganancias.

Cuando se presentan lazos en la red eléctrica, el flujo en redes con ganancias no puede ser utilizado, ya que no satisface la segunda ley de Kirchoff (ley de voltajes en una malla). De ahí que es imprescindible la utilización del flujo de potencia para satisfacer las leyes eléctricas de un sistema de potencia. La dificultad causada por el uso del flujo de potencia se ve ampliamente recompensada con la precisión del cálculo de pérdidas y la extensión al cálculo de los factores de penalización.

En este trabajo se incorpora la red eléctrica, a través de un algoritmo de flujo de potencia resuelto por el método de Newton-Raphson.

El flujo de potencia proporciona la solución en estado estacionario de un sistema de potencia, bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red .

La información que se obtiene de un flujo de potencia, es normalmente, el módulo y ángulo de fase de los voltajes en cada una de las barras, así como las

potencias activa y reactiva que fluyen por cada uno de los elementos y las pérdidas del sistema en estudio.

IV.1 Flujos de Potencia por el Método Newton-Raphson [10]

Para el análisis de flujos de potencia se asume una red trifásica balanceada, de tal forma que se la represente por un diagrama de secuencia positiva con parámetros lineales y concentrados.

La ecuación de equilibrio del sistema se la plantea utilizando el sistema de referencia nodal.

$$I_B = [Y_B] E_B \quad (4.1)$$

La ecuación (4.1) representa un sistema de ecuaciones lineales, del cual fácilmente se podría determinar las variaciones de estado E_B para ciertas corrientes netas inyectadas a la red I_B .

En la realidad en un sistema de potencia no se conocen las corrientes inyectadas a cada una de las barras, sino las potencias en varias de ellas y no en todas, debido a que no se conocen las pérdidas de la red.

Es por ello que el planeamiento analítico del flujo de potencia requiere de cuatro variables en cada barra del sistema, estas son:

- P_1 : Potencia activa neta inyectada
- Q_1 : Potencia reactiva neta inyectada
- V_1 : Magnitud de voltaje
- θ_1 : Angulo de voltaje

Solamente dos de estas variables pueden definirse o conocerse a priori, el problema del flujo de potencia es el de encontrar las dos restantes para cada barra.

Teniendo en cuenta los diferentes tipos de barras que se pueden dar en un sistema de potencia, (n barras totales de las cuales existen m barras de carga, 1 barra oscilante y n-m-1 barras de generación) el sistema de ecuaciones a resolver para la solución del sistema de potencia, en forma polar, es:

$$P_p = \sum_q V_p V_q (G_{pq} \cos \theta_{pq} - B_{pq} \sin \theta_{pq}) \quad (4.2)$$

$$Q_p = \sum_q V_p V_q (G_{pq} \sin \theta_{pq} + B_{pq} \cos \theta_{pq}) \quad (4.3)$$

en forma general:

$$\begin{aligned} P_p &= P_p(V, \theta) & p &= 2, \dots, n \\ Q_p &= Q_p(V, \theta) & p &= 2, \dots, m \end{aligned}$$

Las ecuaciones en forma rectangular son:

$$P_p = \sum_q (u_p u_q G_{pq} - u_p v_q B_{pq} + v_p v_q G_{pq} + v_p u_q B_{pq}) \quad (4.4)$$

$$Q_p = \sum_q (v_p u_q G_{pq} - v_p v_q B_{pq} - u_p v_q B_{pq} - u_p u_q G_{pq}) \quad (4.5)$$

En forma general:

$$\begin{aligned} P_p &= P_p(u, v) & p &= 2, \dots, n \\ Q_p &= Q_p(u, v) & p &= 2, \dots, m \\ V_p^2 &= u_p^2 + v_p^2 & p &= m+1, \dots, n \end{aligned}$$

Las ecuaciones (4.4) y (4.5) constituyen un sistema de ecuaciones no lineales y requieren técnicas iterativas de solución tales como las denominadas de Gauss o Newton-Raphson.

En la solución de este sistema de ecuaciones se determinan las variables de estado de la red E_B , con lo cuales se calculan los flujos de potencia por los elementos, las pérdidas en la red, la generación de la barra oscilante y la generación reactiva en las barras de voltaje controlado.

IV.1.1 Método de Newton-Raphson en coordenadas rectangulares

Este método transforma el sistema de ecuaciones no lineales en un conjunto de ecuaciones lineales y mediante un proceso iterativo se llega a la solución del problema no lineal.

La linealización de las ecuaciones se basa en la expansión de las funciones no lineales en series de Taylor alrededor de un punto de solución.

Así, el método utilizado para resolver es:

Corrientes inyectadas en los nodos

$$I_P = \sum_{p=1}^n Y_{Pq} E_P$$

$$\begin{aligned} I_P &= G I_P + j B I_P & (4.6) \\ Y_{Pq} &= G_{Pq} + j B_{Pq} \\ E_P &= u_P + j v_P \end{aligned}$$

De las ecuaciones (4.6) obtenemos:

$$G I_P + j B I_P = \sum_{p=1}^n (G_{Pq} + j B_{Pq}) (u_P + j v_P) \quad (4.7)$$

$$GI_P + j BI_P = \sum_{p=1}^n [(G_{Pa}u_P - B_{Pa}v_P) + j (B_{Pa}u_P + G_{Pa}v_P)] \quad (4.8)$$

$$GI_P = \sum_{p=1}^n (G_{Pa}u_P - B_{Pa}v_P) \quad p = 2, \dots, n \quad (4.9)$$

$$BI_P = \sum_{p=1}^n (B_{Pa}u_P + G_{Pa}v_P) \quad p = 2, \dots, n \quad (4.10)$$

Potencias inyectadas en los nodos

$$S_P = E_P^* \cdot I_P \quad I_P = GI_P + j BI_P \quad (4.11)$$

$$E_P = u_P + j v_P$$

De las ecuaciones (4.11) se obtiene:

$$P_P + j Q_P = (GI_P + j BI_P) \cdot (u_P - j v_P) \quad (4.12)$$

$$P_P + j Q_P = (GI_P \cdot u_P + BI_P \cdot v_P) - j (GI_P \cdot v_P - BI_P \cdot u_P) \quad (4.13)$$

$$P_P = (GI_P \cdot u_P + BI_P \cdot v_P) \quad p = 2, \dots, n \quad (4.14)$$

$$Q_P = (GI_P \cdot v_P - BI_P \cdot u_P) \quad p = 2, \dots, n \quad (4.15)$$

Pérdidas de potencia activa del SEP

$$P_L = P_{Pa} + P_{qP}$$

$$P_L = \sum_{p=1}^n GI_P \cdot u_P + BI_P \cdot v_P \quad (4.14.1)$$

IV.1.1.2 Algoritmo de solución por el método de Newton-Raphson

El algoritmo de solución sigue los siguientes pasos:

- a. Lee los datos de entrada (topología de la red, impedancia de elementos, potencia y voltajes especificados según el tipo de barra)
- b. Forma la matriz admitancia de barra Y_B
- c. Asume valores iniciales para todos los voltajes $E_B(0)$
- d. Calcula P y Q mediante las ecuaciones 4.14) y 4.15)
- e. Evalua los términos del Jacobiano $[J]$
- f. Efectua la operación matricial $\Delta E = [J]^{-1} \Delta S$
- g. Calcula los nuevos voltajes $E_B = E_B(0) + \Delta E$
- h. Calcula la potencia reactiva de generación en las barras PV y determina si viola límites, en caso de que esto ocurra cambiarla a barra PQ haciendo $Q=Q_{lim}$; en este caso la barra de generación no puede mantener el voltaje especificado. En la siguiente iteración hay que probar si puede mantener el voltaje con el valor de V_p calculado y volver a barra PV.
- i. Si hay cambio de tipo de barra volver a d, caso contrario continuar a j.
- j. Prueba convergencia $\Delta E \leq \epsilon$
- k. Si no hay convergencia volver a d, caso contrario

E_B es la solución del flujo de potencia.

1. Calcula el flujo de potencia por los elementos, la potencia generada por la barra oscilante, la potencia reactiva de las barras de voltaje controlado y las pérdidas del sistema.

IV.2 Cálculo de los factores de penalización [4] [9] [12]

En un sistema como el SNI, en el cual existen restricciones tanto técnicas como económicas, es fundamental considerar las pérdidas de potencia y energía en el sistema de transmisión .

La incorporación de estos parámetros en un programa de generación posibilita la distribución óptima de la demanda entre las unidades de generación, considerando la cantidad de pérdidas en la red de transmisión producidas por cada una de las centrales.

Una de las técnicas apropiadas para introducir las pérdidas en la programación óptima de generación es a través de los llamados Factores de Penalización (PF's) los PF's contienen la información de pérdidas de potencia en la red de transmisión que un generador produce debido a su cantidad de potencia de salida. Los PF's son función de la topología de la red, la condición de demanda del sistema, las unidades en línea, así como también de la magnitud de potencia suministrada por cada unidad.

Para sistemas de potencia bien condicionados, la obtención de los PF's requieren de un procesamiento rápido de los resultados del flujo de potencia y las admitancias primitivas de la red de transmisión. En el caso del SNI, las características de su mal condicionamiento no permiten la obtención de los PF's

mediante este método directo, por lo que se hace indispensable el cálculo de otros elementos inherentes a las condiciones topológicas y de carga del sistema.

IV.2.1 Factores de penalización para generadores^[12]

Con el objeto de ubicar el problema en un ámbito ajustado a la realidad energética del país, se considera el problema de despachar tanto unidades térmicas como hidráulicas. La programación hidrotérmica requiere que una cantidad especificada de agua sea utilizada y adicionalmente que el costo de operación de las unidades térmicas sea el mínimo.

Considerando sistemas térmicos e hidráulicos equivalentes, el problema de programación de generación se define como sigue:

$$\text{Mín } \sum_{i=1}^n f_i(PGT_i) \quad \begin{array}{l} \text{función de costos de} \\ \text{unidades térmicas} \end{array} \quad (4.17)$$

$$\text{sujeto a: } \sum_{i=1}^n (PGT_i + PGH_i - P_{Di} - P_{Li}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (4.18)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i(PGH_i) - V_{TOT} = 0 \quad \begin{array}{l} \text{función de caudal para} \\ \text{centrales hidráulicas} \end{array} \quad (4.19)$$

$$V_i |_{i=0} = V_I \quad \text{Volumen inicial}$$

$$V_i |_{i=n} = V_F \quad \text{Volumen final}$$

$$q_{\min} \leq q_i \leq q_{\max} \quad \begin{array}{l} \text{Límites de caudal para} \\ i=1 \dots n \end{array}$$

$$q_i = Q_i$$

Descarga fija para una hora particular

Se asumen cargas constantes para cada período. La función aumentada de costo (función de Lagrange) para desarrollar el proceso de optimización esta dada por:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^n f_i(P_{GTi}) - \lambda_1 (\sum_{i=1}^n P_{GTi} + P_{GH1} - P_{D1} - P_{L1}) - \gamma_1 (\sum_{i=1}^n q_i(P_{GHi}) - V_{TOT}) \quad (4.20)$$

λ_k , γ_k son multiplicadores de Lagrange

Las condiciones para obtener el mínimo costo son:

$$\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P_{GTi}} = 0, \quad \frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P_{GHi}} = 0, \quad \frac{\partial \mathcal{E}}{\partial \lambda} = 0$$

y para un intervalo horario específico $i=k$ de la ecuación (4.20), las ecuaciones de coordinación resultante son:

$$\mathcal{E} = f_k(P_{GTk}) - \lambda_k (P_{GTk} + P_{GHk} - P_{Dk} - P_{Lk}) - \gamma_k (q_k(P_{GHk}) - V_{TOT})$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P_{GTk}} = \frac{df_k(P_{GTk})}{dP_{GTk}} - \lambda_k - \frac{\partial \lambda_k(P_{Lk})}{\partial P_{GTk}} = 0 \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P_{GHk}} = -\lambda_k - \frac{\partial \lambda_k(P_{Lk})}{\partial P_{GHk}} - \frac{d\gamma_k q_k(P_{GHk})}{dP_{GHk}} = 0 \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial \lambda_k} = P_{GTk} + P_{GHk} - P_{Dk} - P_{Lk} = 0 \quad (4.23)$$

$\frac{df_k(PG_{Tk})}{\partial PG_{Tk}}$ y $\frac{dq_k(PG_{Hk})}{\partial PG_{Hk}}$ son costos y descargas incrementales para unidades térmicas e hidráulicas.

$\frac{\partial(P_{Lk})}{\partial PG_{Tk}}$ y $\frac{\partial(P_{Lk})}{\partial PG_{Hk}}$ son pérdidas incrementales por transmisión de unidades térmicas e hidráulicas.

De la ecuación (4.21) se obtiene:

$$\lambda_k = \frac{\frac{df(PG_{Tk})}{\partial PG_{Tk}}}{1 - \frac{\partial(P_{Lk})}{\partial PG_{Tk}}} \quad (4.24)$$

El factor de penalización (PF) de cada generador esta dado por la expresión (4.25):

$$PF_k = \frac{1}{1 - \frac{\partial(P_{Pk})}{\partial PG_{Tk}}} \quad (4.25)$$

El despacho económico considerando las pérdidas por transmisión se reduce a:

$$\frac{df(PG_{Ti})}{\partial PG_{Ti}} \cdot PF_k = \lambda_1 \quad (4.26)$$

$$\sum_{i=1}^n (PG_{Ti} + PG_{Hi} - P_{Di} - P_{Li}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (4.27)$$

Por lo tanto, la condición necesaria para la existencia de un costo mínimo de operación es que los costos

incrementales de todas las unidades térmicas penalizados por su participación en las pérdidas del sistema de potencia sean iguales a un valor del multiplicador λ_1 .

IV.2.2 Determinación de los factores de penalización a partir de los resultados del flujo de potencia por Newton-Raphson

Con la información que existe en el jacobiano de un flujo de potencia resuelto es posible calcular directamente las pérdidas incrementales de transmisión $\partial P_L / \partial P_{Gi}$ producidas por una variación de la potencia de salida de un generador i , y el correspondiente factor de penalización. Además de los resultados del flujo de potencia se calculan las pérdidas por transmisión P_L . Con esta información se pasa al módulo de optimización para despachar la carga total más pérdidas, las potencias subóptimas de generación retornan al flujo de potencia. Los factores de penalización corrigen estas generaciones en los costos incrementales de cada central.

Aún cuando $\partial P_L / \partial P_G$ se calcula con respecto a la barra de referencia, los PF's relativos suministran la relación exacta entre las unidades de generación en línea para el despacho económico. Por lo tanto, el factor de penalización para la barra oscilante será siempre unitario.

La potencia activa de pérdidas (P_L) de un sistema de potencia puede expresarse como una función de las potencias activas y reactivas netas inyectadas a las barras del sistema.

$$P_L = P_L(P_1, P_2, \dots, P_n, Q_1, Q_2, \dots, Q_n) \quad (4.28)$$

donde P_1 y Q_1 son funciones de las magnitudes y ángulos de los voltajes de barra del sistema:

$$P_1 = P_L(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, V_1, V_2, \dots, V_n) \quad (4.29)$$

$$Q_1 = P_L(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, V_1, V_2, \dots, V_n) \quad (4.30)$$

Los cambios en pérdidas de potencia activa con respecto al ángulo y a la magnitud de voltaje de la n -ésima barra se puede expresar usando la regla de la cadena de la diferenciación.

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_1} &= \frac{\partial P_L}{\partial P_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} + \frac{\partial P_L}{\partial P_2} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_1} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} + \\ &+ \frac{\partial P_L}{\partial Q_2} \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial Q_n} \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \end{aligned} \quad (4.31)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial V_1} &= \frac{\partial P_L}{\partial P_1} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} + \frac{\partial P_L}{\partial P_2} \frac{\partial P_2}{\partial V_1} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \frac{\partial P_n}{\partial V_1} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_1} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} + \\ &+ \frac{\partial P_L}{\partial Q_2} \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial Q_n} \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \end{aligned} \quad (4.32)$$

Se tiene entonces $2n$ ecuaciones y n incógnitas $\partial P_L / \partial P_G$

Escribiendo estas ecuaciones para todas las barras del sistema en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_2} \\ \dots \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_L}{\partial \theta_2} \\ \dots \\ \frac{\partial P_L}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (M4.3)$$

Para calcular las pérdidas incrementales de potencia activa respecto a las potencias activas netas de barra, se resuelve el sistema (M4.3) de n ecuaciones con n incógnitas. Los valores para la matriz $n \times n$ y el vector de términos independientes se calcula de los resultados del flujo de potencia y las admitancias primitivas de la red.

El flujo de potencia se resuelve por el Método de Newton-Raphson en coordenadas rectangulares, por lo que la forma de $\partial P_i / \partial \theta_i$ y $\partial P_L / \partial \theta_i$ en coordenadas rectangulares se determina a partir de las ecuaciones de potencia neta:

$$P_P = V_P (G I_P \cdot \cos(\theta_P) + B I_P \cdot \text{Sen}(\theta_P)) \quad (4.29a)$$

$$Q_P = V_P (G I_P \cdot \text{Sen}(\theta_P) - B I_P \cdot \cos(\theta_P)) \quad (4.30a)$$

Los términos del Jacobiano de la diagonal principal son:

$$\frac{\partial P_P}{\partial \theta_P} = V_P \left[\frac{\partial G I_P}{\partial \theta_P} \cos(\theta_P) - G I_P \text{Sen}(\theta_P) + \frac{\partial B I_P}{\partial \theta_P} \text{Sen}(\theta_P) + B I_P \cos(\theta_P) \right]$$

$$(4.33)$$

$$\frac{\partial GI}{\partial \theta_p} F = V_p [-G_{pp} \text{Sen}(\theta_p) - B_{pp} \text{Cos}(\theta_p)]$$

(4.34)

$$\frac{\partial BI}{\partial \theta_p} F = V_p [G_{pp} \text{Cos}(\theta_p) - B_{pp} \text{Sen}(\theta_p)]$$

(4.35)

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial \theta_p} F = & V_p [-G_{pp} \text{Sen}(\theta_p) - B_{pp} \text{Cos}(\theta_p)] \text{Cos}(\theta_p) + V_p [G_{pp} \text{Cos}(\theta_p) - \\ & - B_{pp} \text{Sen}(\theta_p)] \text{Sen}(\theta_p) - Q_p \end{aligned}$$

(4.36)

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial \theta_p} F = & V_p [-G_{pp} \text{Sen}(\theta_p) \text{Cos}(\theta_p) - B_{pp} \text{Cos}^2(\theta_p) + \\ & + G_{pp} \text{Cos}(\theta_p) \text{Sen}(\theta_p) - B_{pp} \text{Sen}^2(\theta_p)] - Q_p \end{aligned}$$

(4.37)

$$\frac{\partial P}{\partial \theta_p} F = -V_p^2 \cdot B_{pp} - Q_p$$

(4.38)

$$\frac{\partial P}{\partial \theta_p} F = -(u_p^2 + v_p^2) \cdot B_{pp} - Q_p$$

(4.39)

Los términos del Jacobiano fuera de la diagonal

principal ($p \neq i$) de las matriz anterior son:

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} = V_p \left[\frac{\partial GI_p}{\partial \theta_1} \cos(\theta_p) + \frac{\partial BI_p}{\partial \theta_1} \text{Sen}(\theta_p) \right] \quad (4.40)$$

$$\frac{\partial GI_p}{\partial \theta_1} = V_1 \left[-G_{p1} \text{Sen}(\theta_1) - B_{p1} \cos(\theta_1) \right] \quad (4.41)$$

$$\frac{\partial BI_p}{\partial \theta_1} = V_1 \left[G_{p1} \cos(\theta_1) - B_{p1} \text{Sen}(\theta_1) \right] \quad (4.42)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} = & V_1 \left[-G_{p1} \text{Sen}(\theta_1) - B_{p1} \cos(\theta_1) \right] \cos(\theta_p) + \\ & + V_1 \left[G_{p1} \cos(\theta_1) - B_{p1} \text{Sen}(\theta_1) \right] \text{Sen}(\theta_p) \end{aligned} \quad (4.43)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} = & V_p V_1 \left[G_{p1} (\text{Sen}(\theta_p) \cos(\theta_1) - \cos(\theta_p) \text{Sen}(\theta_1)) - \right. \\ & \left. - B_{p1} (\cos(\theta_1) \cos(\theta_p) + \text{Sen}(\theta_1) \text{Sen}(\theta_p)) \right] \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} = V_p V_1 \left[G_{p1} \text{Sen}(\theta_p - \theta_1) - B_{p1} \cos(\theta_p - \theta_1) \right] \quad (4.45)$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_1} = G_{p1} (v_p u_1 - v_1 u_p) - B_{p1} (u_1 u_p + v_1 v_p)$$

(4.46)

y el vector de términos independientes se calcula en la rama generalizada, ver figura 4.1.

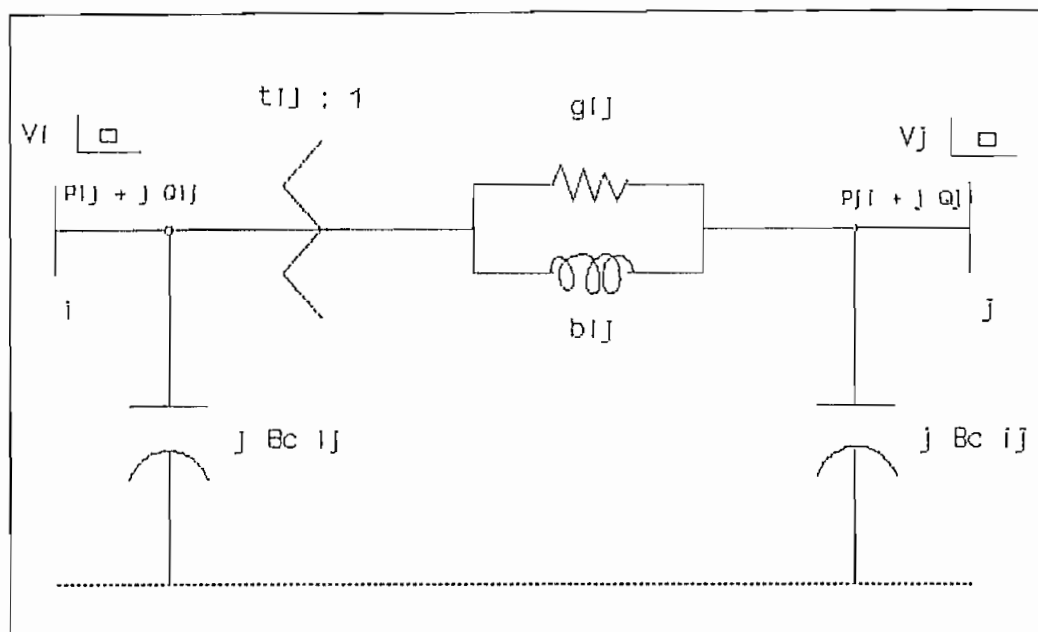


Figura 4.1 Rama generalizada de un SEP

Las pérdidas de potencia activa en la rama generalizada están dadas por:

$$P_L = \left[\frac{v_i^2}{t_{ij}} + v_j^2 - 2 \left(\frac{v_i}{t_{ij}} \right) v_j \cos(\theta_i - \theta_j) \right] g_{ij}$$

(4.47)

cuya derivada parcial respecto al ángulo θ_i es:

$$\frac{\partial P_{Lij}}{\partial \theta_i} = 2 \left[\left(\frac{v_i}{t_{ij}} \right) v_j \sin(\theta_i - \theta_j) \right] g_{ij}$$

(4.48)

sumando todas las $\partial P_L / \partial \theta_i$ de las ramas conectadas a la barra i, el i-ésimo elemento del vector del lado izquierdo de la ecuación (M4.1) está dado por:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = 2V_i \sum_{j \in i} [V_j \text{Sen}(\theta_i - \theta_j)] g_{ij}$$

(4.49)

Para expresar la ecuación (4.49) en coordenadas rectangulares se realiza las siguientes sustituciones:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = 2V_i \sum_{j \in i} [V_j [\text{Sen}(\theta_i) \text{Cos}(\theta_j) - \text{Sen}(\theta_j) \text{Cos}(\theta_i)]] g_{ij}$$

(4.50)

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = 2V_i \sum_{j \in i} [V_j \left(\frac{v_i}{V_i} \cdot \frac{u_j}{V_j} - \frac{v_j}{V_j} \cdot \frac{u_i}{V_i} \right)] g_{ij}$$

(4.51)

Con lo cual el término buscado se calcula como:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = 2 \sum_{j \in i} [v_i \cdot u_j - v_j \cdot u_i] g_{ij}$$

(4.52)

Conociendo la matriz H del jacobiano del flujo de potencia y el vector $\partial P_L / \partial \theta$, se resuelve la ecuación matricial (M4.1) para obtener las pérdidas incrementales de potencia activa respecto a variaciones de potencia de generación. Los PF's se obtienen directamente a partir de la ecuación (4.25).

C A P I T U L O V

DESARROLLO DEL PROGRAMA DIGITAL

V.1 Despacho de generación hidrotérmica

V.1.1 Algoritmo propuesto

A continuación se desarrolla un algoritmo de solución basado en técnicas de programación lineal especializada para realizar la optimización y un flujo de potencia por el método de Newton-Raphson para el cálculo de las pérdidas de potencia activa y de los factores de penalización.

La programación lineal de flujo en redes es una técnica confiable y ha sido utilizada en INECEL para la programación a mediano y largo plazo con buenos resultados. El flujo de potencia resuelto por Newton-Raphson es una técnica mundialmente utilizada para resolver el problema de estado estable de un SEP.

En la figura 5.1 se presenta un diagrama de flujo del modelo iterativo desarrollado, y que se detalla a continuación.

- a. Se inicializa las pérdidas de potencia activa del sistema en cero y los factores de penalización para todas las barras de generación en uno. En la primera se iteración se resuelve un despacho económico simplificado, es decir sin tomar en cuenta la red eléctrica.
- b. Se realiza la optimización hidrotérmica por programación en redes para 24 periodos de una hora.

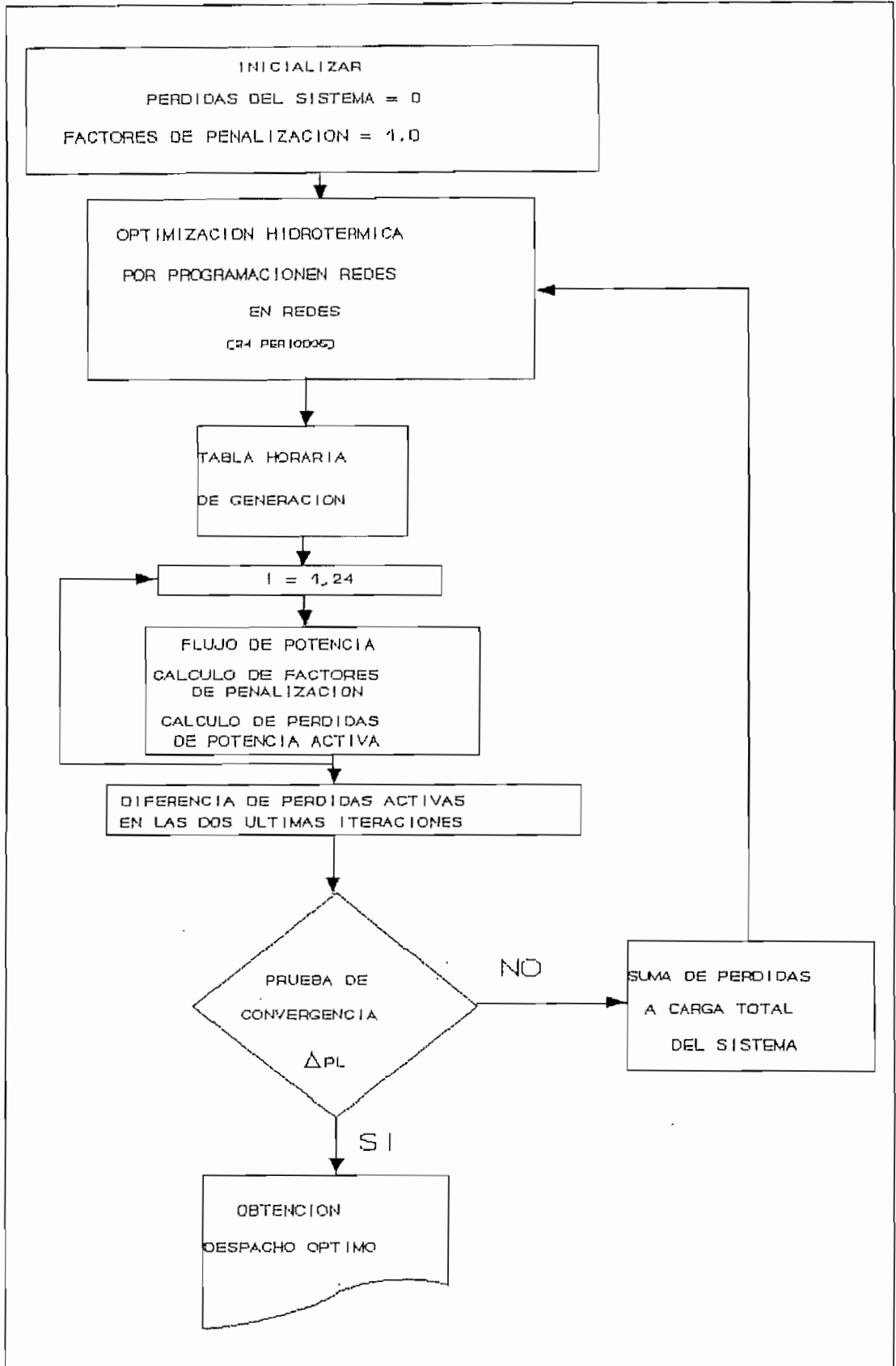


Figura 5.1 Algoritmo de despacho de generación

Se forma un sistema de arcos y nodos compuesto por los nodos de demanda (carga total del sistema más pérdidas) para los 24 períodos, nodos de centrales hidráulicas representadas por sus reservorios (tabla cota-volumen-productividad) y el generador asociado, nodos de las centrales térmicas representadas por una curva convexa de costo por hora vs. potencia de generación (discretizada en pasos concordantes a las disponibilidades físicas).

- c. Calcula una tabla de generación de las diferentes centrales para cada período, indicando la potencia activa de salida de cada central.
- d. Corre un flujo de potencia para cada período, calcula los factores de penalización y las pérdidas de potencia activa. La red eléctrica se representa por un flujo de potencia por el método de Newton-Raphson, del cual se utiliza la matriz del Jacobiano para encontrar pérdidas incrementales y los factores de penalización.
- e. Calcula la diferencia de pérdidas activas totales en las dos últimas iteraciones para cada uno de los períodos. El parámetro de convergencia es la diferencia de pérdidas activas entre dos iteraciones sucesivas, la cual debe ser menor a un valor de pérdidas de potencia activa del sistema. Este valor para el SNI puede estar en el orden de 1 MW a 4 MW.
- f. Realiza la prueba de convergencia para los 24 períodos.
- g. Si cumple convergencia entonces se obtiene el despacho óptimo de lo contrario continua en h.

- h. Se suma las pérdidas de potencia activa a la carga total del sistema, a la vez que se realiza la penalización a los costos incrementales de las centrales térmicas por medio de los factores de penalización y se regresa al paso b.

V.2 Programa de optimización en redes^[2]

La representación del sistema hidrotérmico mediante programación en redes implica la utilización de un volumen notable de datos.

Los arcos de enlace entre los períodos sucesivos, son los niveles finales de los embalses que se transmiten de período a período. Esta red así formada se soluciona con el algoritmo de flujo en redes sin ganancias.

V.2.1 Objetivo

El programa de optimización en redes calcula una tabla de generación horaria para un día en la cual se considera las pérdidas del sistema y los factores de penalización para las barras de generación.

V.2.2 Estructura

Básicamente está formado por subrutinas de lectura de datos para centrales hidráulicas, térmicas, nodos de demandas y datos de operación diaria. Esta información se pasa al lenguaje de programación en redes, es decir a nodos y arcos que formarán el flujo en redes.

Todo el modelo de la red está descrito por parámetros de arco y nodo. Para el problema del mínimo costo de flujo, los arcos tienen 3 parámetros, flujo mínimo, flujo máximo y costo por unidad de flujo. Asociado con cada nodo está un flujo externo fijo que es positivo si

el flujo ingresa al nodo, negativo si el flujo sale del nodo, igual a cero si el flujo no entra ni sale al nodo.

El método de arcos artificiales sirve para obtener una solución factible primaria. El método de arcos artificiales puede ser usado si se desea llevar a cabo una solución con certeza inicial, que a su vez es básica. El método provisiona arcos artificiales para satisfacer nodos factibles pero en lugar de estos arcos se pone un costo positivo. Algún procedimiento primario sería eventualmente que el flujo de estos arcos sea cero si la solución factible existe. Una alternativa podría ser poner un costo de uno en estos arcos y dar a los otros arcos un costo cero. Minimizar el costo de la red podría ayudar desde un costo cero si esta solución existe. Un costo mínimo diferente a cero indica que la red tiene una solución posible. La subrutina ARTIFIC provee a cada nodo diferente al slack con un arco artificial conectado al nodo slack. Si este nodo posee un flujo externo fijo que es grande o igual a cero el arco artificial termina en el nodo slack. Para nodos con flujo externo negativo el arco se origina en el nodo slack y termina en el nodo original.

El flujo de cada arco artificial es igual al valor absoluto del flujo fijo externo de cada nodo. La capacidad del arco es también el valor absoluto a menos que el valor fijo tenga un flujo cero.

Se encuentra una solución inicial al problema por medio de la subrutina ARTIFIC. Con esta solución inicial se procede a la optimización del problema por medio de la subrutina PRIMAL. Una vez que se ha conseguido el óptimo se presenta los resultados como una tabla de generación.

La estructura completa del modelo de programación de flujo en redes se detalla en la figura 5.2

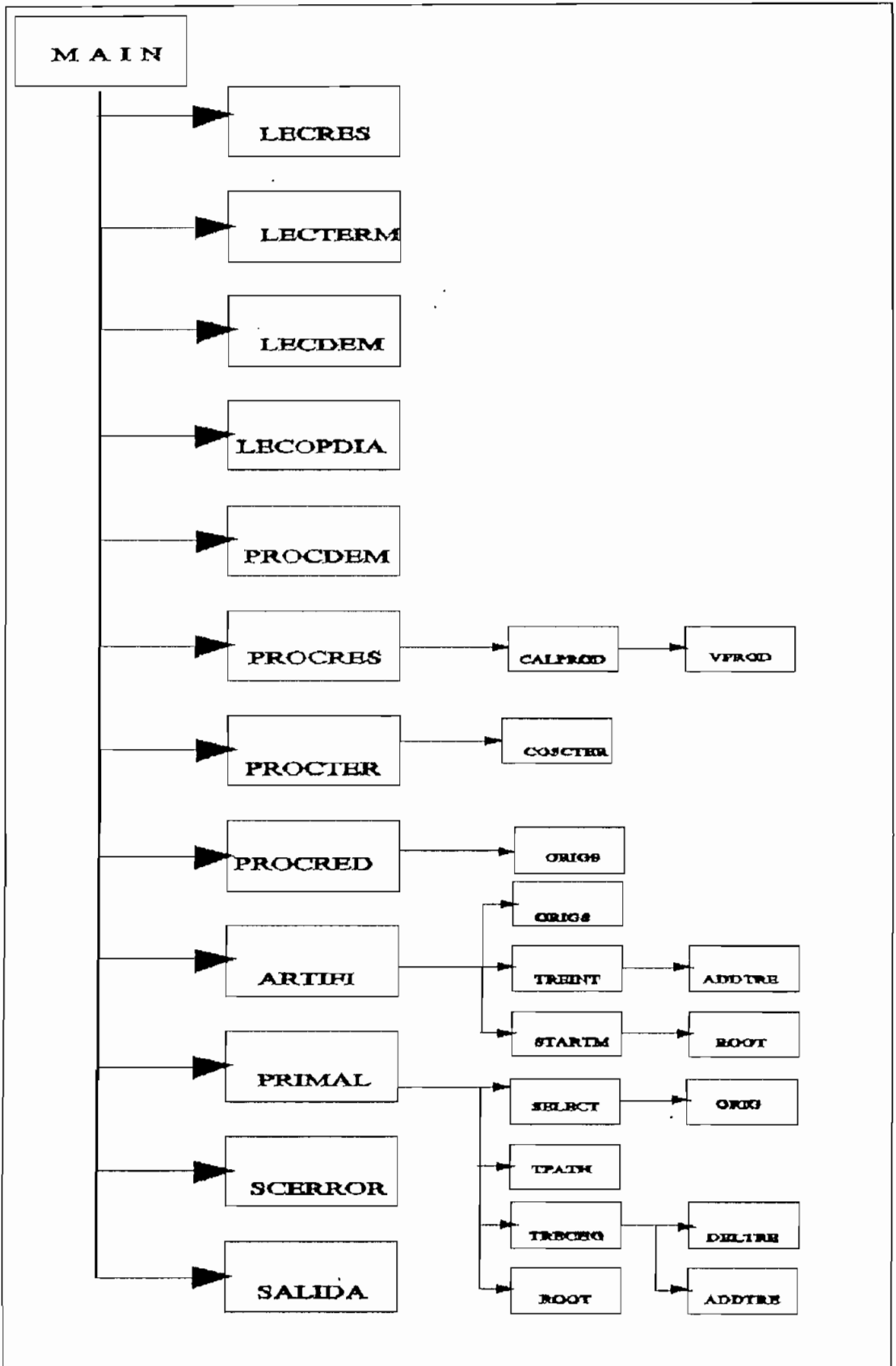


Figura5.2 Estructura del Módulo de Optimización en Redes

La estructura del programa consta de un programa principal (MAIN) desde donde se llaman a las subrutinas de lectura de datos (LECRÉS, LECTERM, LECDEM, LECOPDIA), subrutinas de procesamiento de datos (PROCDEM, PROCRES, PROCETER y PROCERED), subrutina de solución inicial (ARTIF), subrutina de optimización (PRIMAL) y subrutinas de salida (SCERROR Y SALIDA)

La subrutina PROCRES utiliza la subrutina CALPROD para el cálculo de la productividad promedio en función de las productividades de los volúmenes máximo y mínimo de operación diaria, dadas por la subrutina VPROD.

La subrutina PROCTER utiliza la subrutina COSCETER para encontrar los costos incrementales de las curvas entrada-salida de centrales térmicas.

La subrutina PROCRED utiliza a ORIGS para realizar el ordenamiento del flujo en redes.

La subrutina ARTIF crea una solución inicial la cual lo hace con la ayuda de las subrutinas ORIGS para recibir arcos, STARTM que crea un árbol básico, TREINT para inicialización de un árbol, ADDTRE para añadir arcos a un árbol, y ROOT para encontrar arcos y nodos que abarcan un surárbol.

La subrutina PRIMAL realiza el proceso de optimización, primero selecciona un arco que no cumpla las condiciones de optimalidad con la subrutina SELECT, luego encuentra una trayectoria en un árbol con TPATH y con la subrutina TRECHG hace cambios en el árbol, con la ayuda de DELTRE que borra el arco a salir de la base y ADTREE añade el arco a entrar en la base.

V.3 Descripción de Subrutinas

V.3.1 Subrutinas de optimización de flujo en redes^[2]

SUBROUTINA LECRES

Lee los datos de centrales hidráulicas con reservorio. Con esta subrutina se lee información más o menos fija de las diferentes centrales hidráulicas con reservorio. El archivo variará cuando se incluya una nueva central o ha existido variación ya sea en los límites de las potencias de los generadores o en los niveles del reservorio (por sedimentación o extensión).

SUBROUTINA LECTERM

Lee los datos de centrales térmicas. La información de este tipo central cambiará cuando hayan existido modificaciones en los límites de potencia o si han existido cambios en las curvas entrada-salida (costo/h vs. generación).

SUBROUTINA LECDEM

Lee los datos de demandas en barras. La información de este archivo se debe actualizar cada día. Se procede a leer la potencia tanto activa como reactiva de las diferentes barras de demanda; en el caso de la aplicación al SNI las entregas a las empresas eléctricas para los 24 períodos de estudio.

SUBROUTINA LECOPDIA

Lee los datos de operación del período. La información del archivo debe actualizarse a diario, indicándose los datos de caudales afluentes y volúmenes tanto máximo como mínimo, disponibles para generación de ese día;

centrales fuera de operación en determinadas horas; centrales con restricción de operación (límites de potencia de generación activa y reactiva para cierto número de horas).

SUBROUTINA PROCDEM

Procesa los datos de demandas. Esta subrutina procede a encontrar un valor de demanda global sumando las demandas de todas las barras de carga en cada período (entregas que se hacen a las empresas eléctricas interconectadas en la aplicación al SNI). Transforma esta información a nodos y arcos para realizar la optimización por programación en redes.

SUBROUTINA PROCRES

Procesa los datos de centrales hidráulicas. Procede a inicializar una matriz de trayectorias de nodos que representan centrales de generación y sus diferentes períodos de operación. Luego determina la productividad media para la franja de cotas asignada, hace el cálculo de energía afluente, en caso de ser el primer período se añade la energía correspondiente al volumen inicial.

Luego transforma los datos a información para programación de flujo en redes.

SUBROUTINA PROCTER

Procesa los datos de centrales térmicas con restricción de operación y con operación normal. Pasa los datos de centrales térmicas al formato de programación de flujo en redes.

SUBROUTINA PROCRED

Procesa los datos de nodos y arcos en formato de red para el problema de flujo de costo mínimo. Primero se realiza la lectura de nodos y arcos formados en PROCDEM, PROCRES y PROCTER y luego se pasa a formato de flujo en redes. Llama la subrutina ORIGS.

SUBROUTINA VPROD

Encuentra las productividades para las cotas asignadas de volúmenes máximo y mínimo de operación diaria utilizando la tabla cota-volumen-productividad de las centrales hidráulicas.

SUBROUTINA CALPROD

Realiza el cálculo de productividad media con las productividades encontradas en VPROD. Solicita a la subrutina VPROD.

SUBROUTINA COSCTER

Utiliza las discretizaciones de la función entrada-salida de las centrales térmicas para encontrar los costos incrementales que representarán el costo (h_k) de los arcos en el modelo de la central térmica.

SUBROUTINA ORIGS

Acepta un arco que tiene de datos:

K = número de arco
O(K) = nodo origen del arco
T(K) = nodo terminal del arco

$CL(K)$ = límite inferior
 $C(K)$ = límite superior
 $F(K)$ = flujo por el arco
 $H(K)$ = costo por unidad de flujo

y guarda en uno de los items de la lista de arcos ordenado desde el nodo origen en forma ascendente.

SUBROUTINA ORIG

Para determinar la lista de arcos (y sus nodos terminales), originados en un nodo i . Encuentra los apuntadores de inicio y fin de la lista de arcos originados en el nodo i . Si no hay tal arco, retorna. De lo contrario, coloca los arcos originados en i en la lista de arcos. Encuentra el nodo terminal de cada arco y lo pone en la lista de nodos.

SUBROUTINA TPATH

Dado un par de nodos i y j , existe un único camino desde i hasta j definido por los arcos del árbol. Encuentra el camino en un árbol desde el nodo i hasta el nodo j . EL resultado es la lista de arcos sobre el camino (LISA), la lista de nodos (LISN), el número de arcos en el camino (IC), la unión entre las partes de atrás y adelante del camino.

Los arcos y nodos del camino son listados en orden inversa. Si no hay un camino entre i y j , se hace $NP=1$.

SUBROUTINA ROOT

Encuentra los arcos y nodos que abarcan un subárbol dado un árbol raíz y un nodo, por medio de la lista de arcos (LISA) y la lista de nodos (LISN) que están en el árbol y nacen en el nodo IROOT.

SUBROUTINA DELTRE

Borra un arco $k(i,j)$ por medio de la representación de apuntadores del árbol.

SUBROUTINA ADDTRE

Añade un arco $k(i,j)$ en un conjunto de árboles. Los nodos i y j pueden ser de diferentes árboles y el nodo j puede ser raíz de un árbol.

SUBROUTINA TRECHG

Borra un arco (k_L) desde el árbol base, insertando otro arco (k_E) en el árbol base y redireccionando ciertos arcos en el árbol para mantener un árbol directo.

SUBROUTINA ARTIFI

Forma una solución inicial de costos mínimo del flujo en redes con todas las variables básicas B artificiales.

1. Se iguala todos los flujos a cero en los arcos y se cuenta el número de nodos (excluyendo al nodo slack).
2. Se determina la orientación y límites superiores sobre los arcos artificiales. Se coloca al límite inferior 0, y se pone al costo de los arcos un valor alto M . llama ORIGS.
3. Se obtiene el set de arcos que se originan en el nodo slack. Llama a ORIG.
4. Para cada arco del set se determina si es un arco artificial y si lo es, hace $f_k = C_k$.
5. Obtiene el set de arcos que termina en el nodo slack, determina si es arco artificial y hace $f_k = C_k$. Si $f_k \geq M$ entonces pone $f_k = 0$.
6. Forma el árbol básico inicial y cuenta las

variables duales asociadas.

SUBROUTINA TREINT

Realiza la inicialización de un árbol construyendo una representación de apuntadores del árbol dado conociendo el arco del apuntador para atrás, el cual forma hacia arriba el árbol.

1. Inicializa la lista de apuntadores:

PR(I) = apuntador hacia la derecha
 PD(I) = apuntador de nivel
 PB(I) = apuntador hacia atrás
 PF(I) = apuntador hacia adelante

2. Llama ADDTRE para cada arco del apuntador hacia atrás retorna a 1., hasta realizar todos los nodos de la red.

SUBROUTINA STARTM

Crea un árbol básico. Este algoritmo fija el nodo de tal modo que $\pi_i + h_k = \pi_j$ para cada arco básico $k(i,j)$.

SUBROUTINA PRIMAL

Ejecuta la técnica simplex en redes con problemas de flujo de costo mínimo. El algoritmo empieza con una solución básica factible.

1. Selecciona un arco $k(i,j)$ que viole las condiciones de optimalidad a entrar en la base llamado arco entrante $k_E(i_E, j_E)$. Llama a la subrutina SELECT.
2. Encuentra el cambio máximo de flujo. Cualquiera de los arcos de la base podría ser determinado a salir de la base. Se llamará arco saliente $k_L(i_L, j_L)$. Llama a la subrutina TPATH.

3. Modifica el árbol de la base para que k_E entre y k_L salga. Si k_E y k_L son del mismo arco el cambio no es necesario. Llama a TRECHG.
4. Modifica las variables duales asociadas para que la condición $\pi_i + h_k = \pi_j$ sea satisfecha por el nuevo árbol e ir al paso 1. Llama a ROOT.

Este proceso se repite hasta que las condiciones de optimalidad sean cumplidas por todos los arcos.

SUBROUTINA SELECT

Encuentra un arco que no satisface las condiciones de optimalidad usando la regla del "primer nodo más negativo".

1. Verifica el rango de nodos a analizar
2. Chequea las condiciones de optimalidad para cada arco. Si se encuentra que un arco viola las condiciones de optimalidad, continúa el chequeo de arcos para ese nodo. Cambia el arco para el cual las condiciones son más violadas.
3. Si en la búsqueda no se encuentra arcos que no violen las condiciones de optimalidad, la solución es óptima.

SUBROUTINA SCERROR

Da un aviso de error en la ejecución del programa.

SUBROUTINA SALIDA

Crea un archivo de salida con la tabla de generación de potencia activa del Sistema Eléctrico de Potencia en el archivo SALIDA.CHT.

SUBROUTINA RESTRAY

Realiza el despliegue de los resultados del movimiento de los embalse de centrales hidráulicas con reservorio en el archivo de resultados SALIDA.CHT.

V.3.2 Subrutinas del flujo de potencia^[12]

SUBROUTINA JACKET

Lee los datos para el flujo de potencia y la red eléctrica. Realiza la lectura de datos de barras (magnitud de voltaje, reactores/capacitores conectados a la barra), datos de líneas y transformadores.

SUBROUTINA JACKTB

Imprime los parámetros para el caso base de los datos de la red eléctrica en el archivo de salida PF's.CHT. Pone los datos a ser usados en el Jacobiano y en la resolución del flujo de potencia.

SUBROUTINA DATA1

Renumerar las barras reordenandolas. Realiza un reordenamiento de barras para operación con técnicas de matrices dispersas. Determina un ordenamiento de barras para la resolución de la ecuación del Jacobiano. Ordena una lista primero por filas, después por columnas, eliminando las que se repiten.

SUBROUTINA SORTY

Realiza el ordenamiento de nodos por medio de índices IR, IC, JR y JC. Ordena los pares (IR(I),IC(I)). Elimina los pares repetidos. Ordena sobre la segunda

coordenada, guardando el resultante en JR y JC.

SUBROUTINA RENUM

Esta subrutina se enlaza al subrutina NUMBER1, la cual establece el orden de las barras.

SUBROUTINA NUMBER1

Provee una área de trabajo para renumerar la subrutina NUMBER. Selecciona nodo i con NCN ramas conectadas. Asigna un nodo j anterior al nodo i. Coloca nodo j como último nodo con NCN ramas conectadas.

SUBROUTINA YM

Forma Y barra. En función de los datos de la red eléctrica elabora la matriz Y barra. Forma la red de admitancias sin ceros. Añade las capacitancias a tierra. Añade la contribución de cada subrama. Coloca las admitancias pertinentes para líneas y transformadores.

SUBROUTINA INDEXA

Localiza el número de línea dadas las barras p y q (NP(L) y (NQ(L))). Convierte números de barras no renumeradas (IBP,IBQ) a números internos de barras renumeradas (IP,IQ). Localiza la admitancia de la red:

$$(G(IANS) + (0.,1.)*B(IANS))$$

donde IANS=número del registro en la matriz Y_B del rama p-q

SUBROUTINA INDEXB

Asigna un número de registro en la matriz Y_B de la rama p-q como IANS

SUBROUTINA JACOB

Forma los arreglos con vectores de almacenamiento LOC1: términos del jacobiano para barras PV, LOC2: términos del jacobiano para barras PQ. IC, JC, ID definen el jacobiano después de la factorización y los guarda en la matriz jacobiana. Apuntadores del jacobiano y los arreglos que coordinan la solución en SOLVE.

SUBROUTINA SFACT

Forma los arreglos IC, JC, ID para la solución del jacobiano mediante reducción de Crout. Verifica si no se ha excedido la capacidad máxima de almacenamiento del jacobiano, si se ha excedido se para el programa.

SUBROUTINA LDFLOW

Encuentra una solución aceptable para el flujo de potencia. Inicializa las estimativas de voltaje. Verifica convergencia para el flujo de potencia.

SUBROUTINA VARLIM

Reclasifica las barras PV y PQ sobre un generador, formando barras PV sobre una barra base de magnitudes de voltaje. Existe una llave de control que dependiendo de su valor no reclasifica (0), reeclasifica solo barras PV (1), reclasifica solo barras PQ (2), reclasifica las barras PV y PQ (3).

SUBROUTINA LDFLWA

Utiliza el método de Newton-Raphson para resolver las ecuaciones de flujo de potencia. Realiza sucesivas estimaciones en las barras de voltaje en u y v,

iniciando por una primera estimación para u y v.

$$V = u + j v.$$

SUBROUTINA SOLVE

Resuelve el sistema de ecuaciones lineal $J.X = B$ mediante reducción de Crout y técnicas de matrices dispersas.

SUBROUTINA PENALF

Calcula los factores de penalización para barras de generación a partir de la solución del flujo de potencia.

SUBROUTINA CALPERD

Calcula la pérdidas de potencia activa a partir de la solución del flujo de potencia.

V.3.3 Subrutinas de enlace entre flujo en redes y flujo de potencia

SUBROUTINA FORMCOST

Incluye los factores de penalización para las centrales de generación. Se procede a multiplicar los costos de los arcos por los factores de penalización para las centrales de generación. Llama a la subrutina ORIG.

SUBROUTINA NEWARTIF[2]

Corrige la red de flujos existente para realizar la solución inicial en el módulo de optimización. Esta corrección la realiza a partir de la segunda iteración entre flujo en redes y flujo de potencia. Verifica

arcos que se originan en nodos de demanda, y los arcos que terminan en nodos de demanda. Se corrige los costos de centrales térmicas mediante los factores de penalización para esto se llama a la subrutina FORMCOST. Se encuentra la red inicial y flujos por los arcos artificiales.

Se llama a la subrutina TREINT y STARTM.

SUBROUTINA MISPQV

Realiza el enlace entre el módulo de optimización en redes y el flujo de potencia. Transfiere los datos de demanda total del período, incluyendo pérdidas del SEP y generación de potencia activa para las barras PV de los resultados de despacho económico hacia el flujo de potencia.

V.4 Resultados

Los resultados para el proceso de optimización se obtiene como una tabla de generación. Es decir la participación de cada unidad en la generación para cubrir la demanda en cada uno de los períodos en estudio. Este archivo de salida tiene el nombre de SALIDA.CHT

En este archivo se almacena la tabla de generación para las diferentes iteraciones y la solución final, cuando se ha logrado convergencia. Además, se encuentra la información del movimiento de embalses para los diferentes períodos.

Para los resultados referentes al flujo de potencia se crea el archivo PFS.CHT donde se puede ver los datos de la red eléctrica, convergencia de los flujos de potencia, convergencia entre los módulos de optimización y flujo de potencia y una lista de los factores de

penalización de las centrales de generación.

V.5 Ejemplo de aplicación para despacho hidrotérmico

Se tiene un sistema hidrotérmico que consta de una central hidráulica y una térmica con las siguientes características:

a) Central Hidráulica

Datos disponibles del embalse:

Coeficiente de productividad.....prod = 1.43 [KWh/m³]

Cota inicial: 1990.0 [m.s.n.m.] V_i=114.0 [Hm³]

Cota final : 1989.5 [m.s.n.m.] V_f=112.6 [Hm³]

$$E_{v_f} = E_{v_i} + E_Q - E_P - E_{v_{ert}} \quad (5.1)$$

donde:

E_{v_f} = Energía del nivel final del reservorio

E_{v_i} = Energía del nivel inicial del reservorio

E_Q = Energía de afluencia al reservorio

E_P = Energía de producción de la central
asociada al reservorio

E_{v_{ert}} = Energía de vertimiento del reservorio

En valores energéticos la energía de un cierto volumen almacenado (V_A) es:

$$E_{V_A} \text{ [MWh]} = \text{prod} \cdot V_A \cdot 10^3 \quad (5.2)$$

por lo tanto de (5.2):

E_{V_i} = 163,020.00 [MWh]

E_{V_f} = 161,018.00 [MWh]

$$y \text{ (EV}_1\text{-EV}_x\text{)} = \Delta E = 2,002.00 \text{ [MWh]}$$

Si Q [m^3/seg] es el caudal medio afluente al reservorio durante el período T , esta afluencia en energía (E_A) es:

$$E_A \text{ [MWh]} = 3.6 \cdot \text{prod} \cdot Q \cdot T \quad (5.3)$$

$$T = \text{período} = 1 \text{ [h]}$$

Afluencia = $Q = 50$ [$\text{m}^3/\text{seg.}$] y $E_A = 257.4$ [MWh]

Vertimiento = $\text{Vert} = 100$ [$\text{m}^3/\text{seg.}$] y $E_A = 514.8$ [MWh]

Además para los niveles mínimos y máximos del embalse se cumplen:

$$E_{V_{\text{Nivel mím(máx)}}} = \text{prod} \cdot V_{\text{Nivel mím(máx)}} \cdot 10^3 \quad (5.4)$$

Entonces de (5.4):

Nivel mínimo = 1,935 [m.s.n.m.] y $V_{\text{Nivel mím}} = 16$ [Hm^3]

Nivel máximo = 1,990 [m.s.n.m.] y $V_{\text{Nivel máx}} = 116$ [Hm^3]

$E_{V_{\text{Nivel mím}}} = 22,800$ [MWh]

$E_{V_{\text{Nivel máx}}} = 165,880$ [MWh]

b) Central térmica

Este tipo de central se representa por la curva entrada-salida (sucres/hora vs potencia) discretizada. Derivando esta curva para encontrar los costos incrementales sale que es de 68 sucres por kWh, ver figura 5.3.

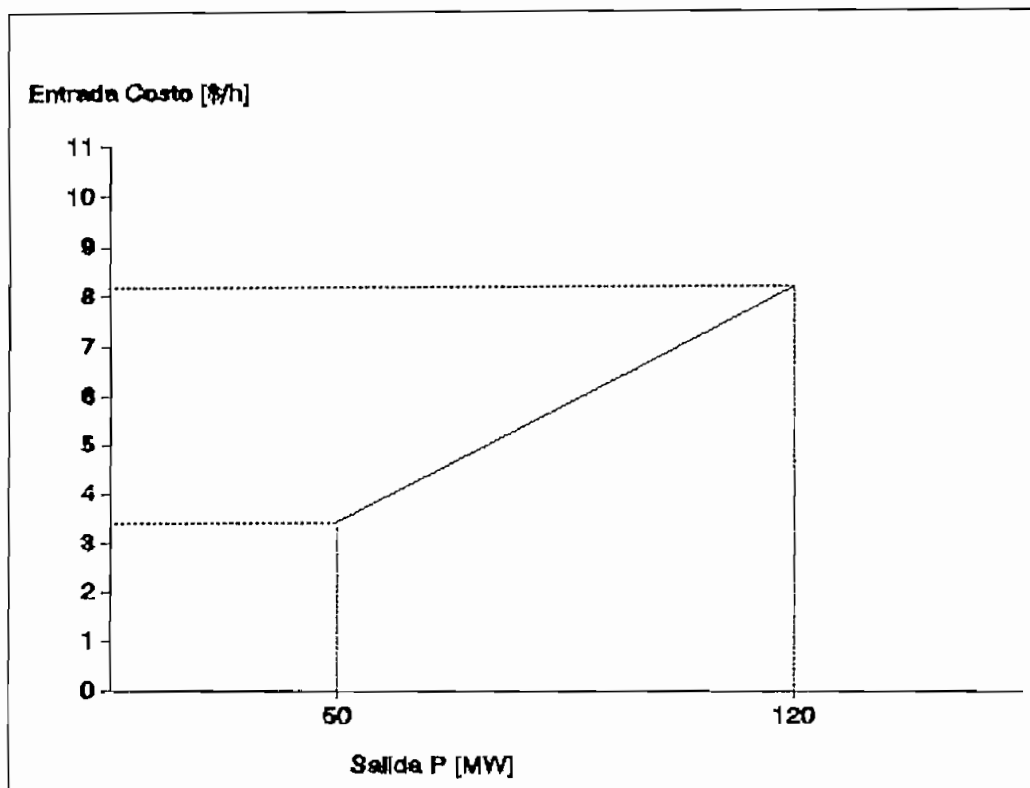


Figura 5.3 Costo de la central térmica

$$\text{Costo} = \frac{8.163 - 3.401}{120 - 50} = 0.068 * 1000 = 68 \text{ [$/KWh]}$$

Los respectivos límites de operación de la central son:

$$P_{\text{máx}} = 120 \text{ MW}$$

$$P_{\text{mín}} = 50 \text{ MW}$$

c) Demandas

La demanda se representa por medio de la curva de carga simplificada, con un valor para cada uno de los tres períodos de una hora, ver figura 5.4.

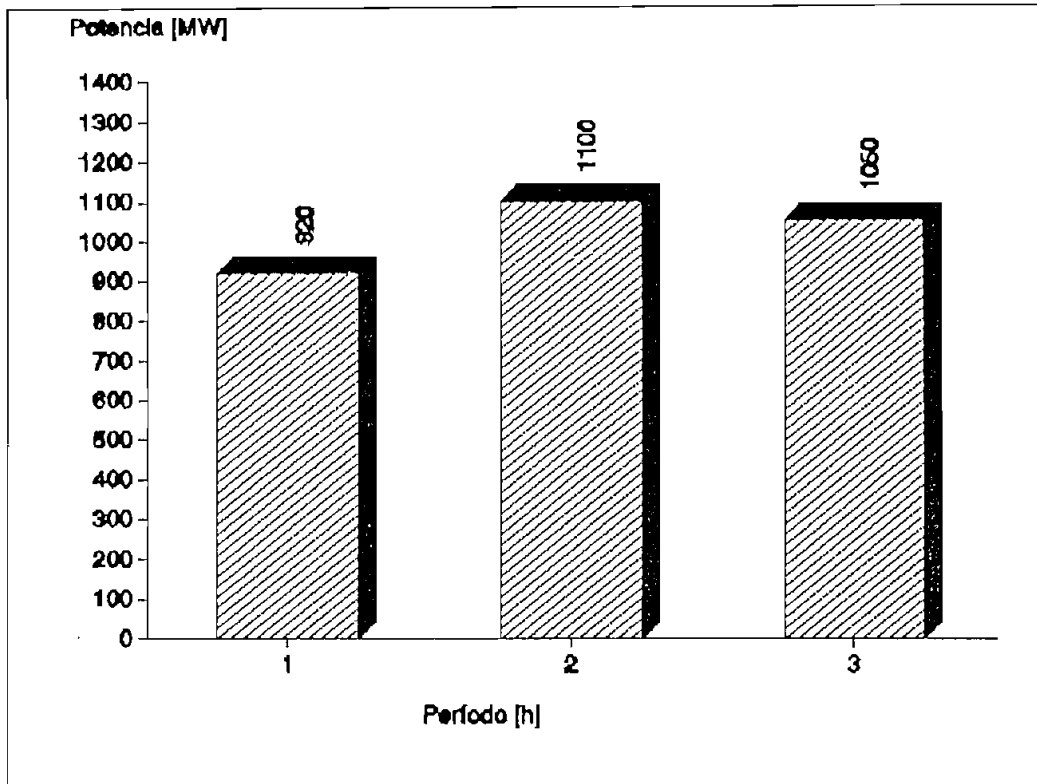


Figura 5.4 Demandas del Sistema

d) Proceso de resolución

Primeramente se realiza la lectura de datos por medio de las diferentes subrutinas de lectura, luego se trata esta información por medio de las subrutinas de procesamiento para presentarla en términos de programación en redes.

Los pasos en la resolución son:

- d.1) Expresar la información anterior en términos de programación en redes.

En la figura 5.5 se detalla la numeración de nodos. Los nodos 1,2,3 son de demanda, los nodos 4,5,6 de volúmenes del reservorio, los nodos 7,8,9 son de las centrales térmicas y el 10 es el nodo slack (fuente). Para los arcos se asignan igualmente los diferentes límites tanto

superior como inferior y el costo.

La red inicial se puede ver gráficamente en la figura 5.5 o en las tablas 5.1 y 5.2 donde se destacan las variables de la red con sus respectivos valores para arcos y nodos.

Tabla 5.1 Información de la red inicial para los arcos

K	O(K)	T(K)	CL(K)	C(K)	F(K)	H(K)
1	4	5	22880.00	143000.00	0.00	0.00
2	4	1	40.00	960.00	0.00	0.00
3	4	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
4	5	6	22880.00	143000.00	0.00	0.00
5	5	2	40.00	960.00	0.00	0.00
6	5	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
7	6	3	40.00	960.00	0.00	0.00
8	6	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
9	7	1	50.00	70.00	0.00	0.07
10	8	2	50.00	70.00	0.00	0.07
11	9	3	50.00	70.00	0.00	0.07
12	10	7	0.00	120.00	0.00	0.00
13	10	8	0.00	120.00	0.00	0.00
14	10	9	0.00	120.00	0.00	0.00

Donde:

- K = número de arco
- O(K) = nodo origen de arco
- T(K) = nodo terminal de arco
- CL(K) = límite inferior
- C(K) = límite superior
- F(K) = flujo por el arco
- H(K) = costo por unidad de flujo

Tabla 5.2 Información de la red inicial para nodos por medio de apuntadores

T

I	PR(I)	PD(I)	PB(I)	PF(I)	PO(I)	PI(I)	B(I)
1	0	0	0	0	1	0.000	-830.000
2	0	0	0	0	1	0.000	-1010.000
3	0	0	0	0	1	0.000	-960.000
4	0	0	0	0	1	0.000	140357.400
5	0	0	0	0	4	0.000	217.400
6	0	0	0	0	7	0.000	-137920.584
7	0	0	0	0	9	0.000	-50.000
8	0	0	0	0	10	0.000	-50.000
9	0	0	0	0	11	0.000	-50.000
10	0	0	0	0	12	0.000	0.000

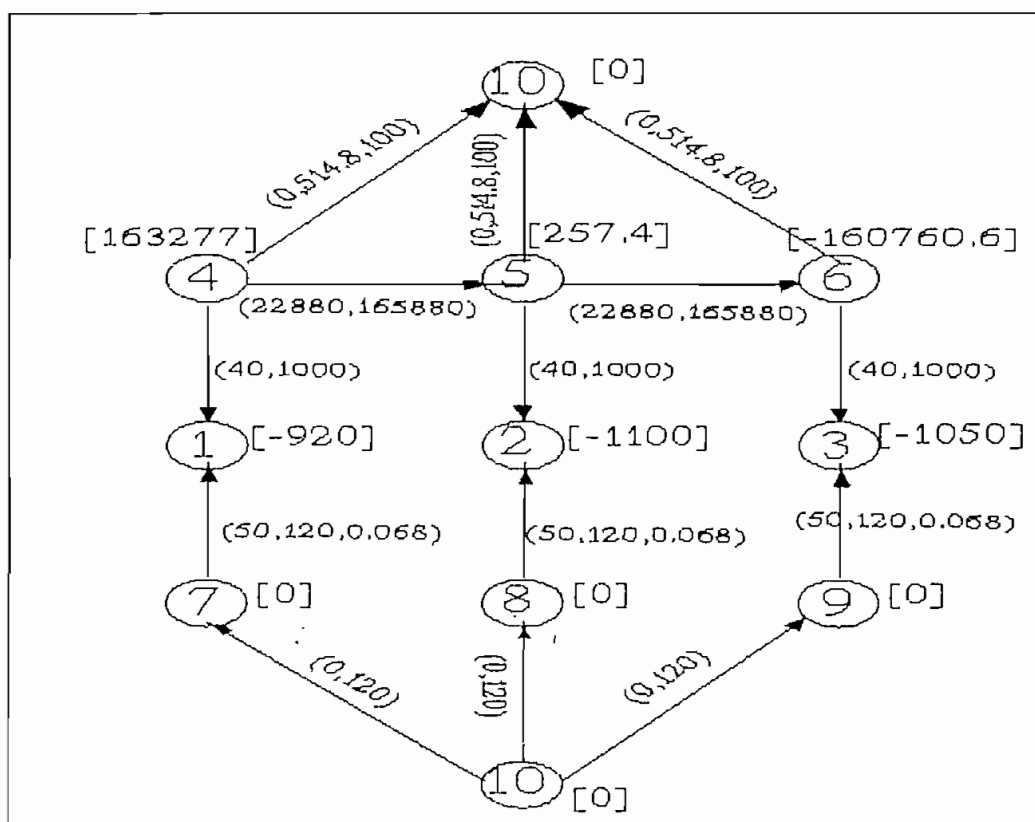


Figura 5.5 Red inicial del ejemplo

Donde:

- I = número de nodo
- PR(I) = apuntador hacia la derecha
- PD(I) = apuntador de nivel
- PB(I) = apuntador hacia atrás

PF(I) = apuntador hacia adelante
 PO(I) = vector de ordenamiento
 PI(I) = valor de la variable dual
 B(I) = flujo externo fijo

d.2) Primera solución factible (solución inicial trivial).

Para esto se forma una red trivial con arcos entre los diferentes nodos de la red y el nodo slack, ver figura 5.6.

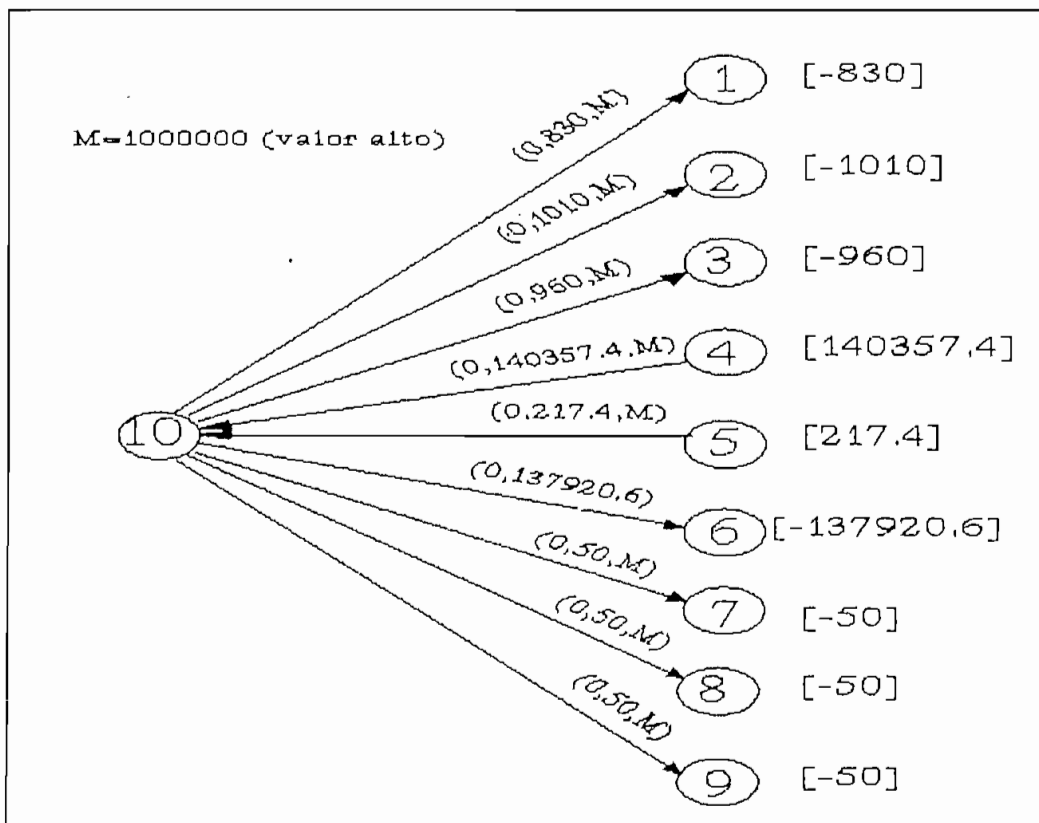


Figura 5.6 Solución Inicial del ejemplo

En la figura 5.7 se muestra la red inicial en forma de variables para realizar la solución con programas de optimización (método Simplex) y proceder a verificar con los resultados del algoritmo propuesto.

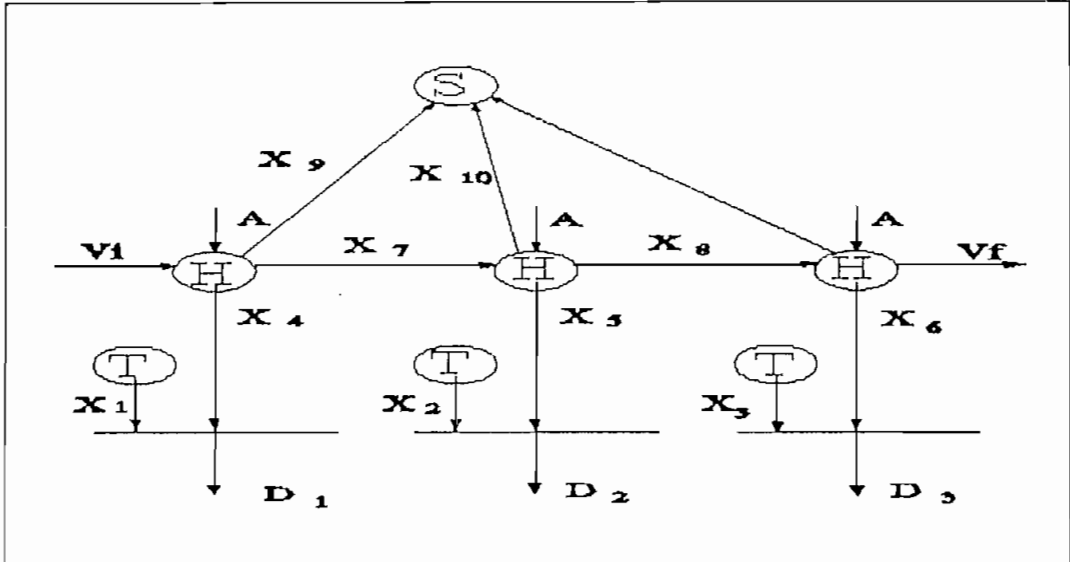


Figura 5.7 Red para sistema de ecuaciones del ejemplo

Los diferentes valores de las variables que toma la red para la solución inicial se presenta a continuación:

Salida de la subrutina ARTIFI - red de solución inicial

Tabla 5.3 Valores para las variables de los arcos de la solución inicial

I	O(K)	T(K)	CL(K)	C(K)	F(K)	H(K)
1	4	5	22880.00	143000.00	0.00	0.00
2	4	1	40.00	960.00	0.00	0.00
3	4	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
4	4	10	0.00	140357.40	140357.40	1000000.00
5	5	6	22880.00	143000.00	0.00	0.00
6	5	2	40.00	960.00	0.00	0.00
7	5	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
8	5	10	0.00	217.40	217.40	1000000.00
9	6	3	40.00	960.00	0.00	0.00
10	6	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
11	7	1	50.00	70.00	0.00	0.07
12	8	2	50.00	70.00	0.00	0.07
13	9	3	50.00	70.00	0.00	0.07

14	10	7	0.00	120.00	0.00	0.00
15	10	8	0.00	120.00	0.00	0.00
16	10	9	0.00	120.00	0.00	0.00
17	10	1	0.00	830.00	830.00	1000000.00
18	10	2	0.00	1010.00	1010.00	1000000.00
19	10	3	0.00	960.00	960.00	1000000.00
20	10	6	0.00	137920.58	137920.58	1000000.00
21	10	7	0.00	50.00	50.00	1000000.00
22	10	8	0.00	50.00	50.00	1000000.00
23	10	9	0.00	50.00	50.00	1000000.00

Tabla 5.4 Valores para los apuntadores y variables de los nodos

I	PR(I)	PD(I)	PB(I)	PF(I)	PO(I)	PI(I)	B(I)
1	0	1	17	0	1	1000000.000	-830.000
2	1	1	18	0	1	1000000.000	-1010.000
3	2	1	19	0	1	1000000.000	-960.000
4	3	1	-4	0	1	-1000000.000	140357.400
5	4	1	-8	0	5	-1000000.000	217.400
6	5	1	20	0	9	1000000.000	-137920.584
7	6	1	21	0	11	1000000.000	-50.000
8	7	1	22	0	12	1000000.000	-50.000
9	8	1	23	0	13	1000000.000	-50.000
10	0	0	0	9	14	0.000	0.000

d.3) Proceso de optimización: selecciona variables que pueden ser cambiadas para minimizar la función objetivo y a su vez readecuar la red (árbol).

Primeramente, se necesita encontrar un arco que no satisfaga las condiciones de optimalidad usando la regla del "primer nodo más negativo", lo cual se hace por medio de la subrutina SELECT. Una vez obtenido se dirige a la subrutina TRECHG donde se borra el arco saliente (k_L) desde el árbol base, insertando el arco entrante (k_E), redirecciona los arcos en el árbol para

mantener un árbol directo.

Salir de TRECHG y va a SELECT donde se obtiene:

Tabla 5.5 Nuevos valores para los arcos

O(K)	T(K)	CL(K)	C(K)	F(K)	H(K)
4	5	22880.00	143000.00	0.00	0.00
4	1	40.00	960.00	830.00	0.00
4	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
4	10	0.00	140357.40	139527.40	1000000.00
5	6	22880.00	143000.00	0.00	0.00
5	2	40.00	960.00	0.00	0.00
5	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
5	10	0.00	217.40	217.40	1000000.00
6	3	40.00	960.00	0.00	0.00
6	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
7	1	50.00	70.00	0.00	0.07
8	2	50.00	70.00	0.00	0.07
9	3	50.00	70.00	0.00	0.07
10	7	0.00	120.00	0.00	0.00
10	8	0.00	120.00	0.00	0.00
10	9	0.00	120.00	0.00	0.00
10	1	0.00	830.00	0.00	1000000.00
10	2	0.00	1010.00	1010.00	1000000.00
10	3	0.00	960.00	960.00	1000000.00
10	6	0.00	137920.58	137920.58	1000000.00
10	7	0.00	50.00	50.00	1000000.00
10	8	0.00	50.00	50.00	1000000.00
10	9	0.00	50.00	50.00	1000000.00

Tabla 5.6 Nuevos valores para los nodos

PR(I)	PD(I)	PB(I)	PF(I)	PO(I)	PI(I)	B(I)
0	2	2	0	1	-1000000.000	-830.000
0	1	18	0	1	1000000.000	-1010.000
2	1	19	0	1	1000000.000	-960.000

3	1	-4	1	1	-1000000.000	140357.400
4	1	-8	0	5	-1000000.000	217.400
5	1	20	0	9	1000000.000	-137920.584
6	1	21	0	11	1000000.000	-50.000
7	1	22	0	12	1000000.000	-50.000
8	1	23	0	13	1000000.000	-50.000
0	0	0	9	14	0.000	0.000

Este proceso se repite las veces que sean necesarias hasta que la subrutina SELECT no encuentre ningun arco que no satisfaga las condiciones de optimalidad esto es se ha conseguido la red optima.

d.4) Red final de despacho hidrotérmico óptimo

Una vez lograda la red óptima se obtiene la solución por flujo en redes, figura 5.8.

La solución para el sistema de ecuaciones utilizando un paquete de computación de programación lineal se presenta en la figura 5.9, con la finalidad de comparar los resultados.

En la solución final se cumple con los valores de demanda. Los flujos hacia el nodo slack son cero, ya que estos eran arcos artificiales.

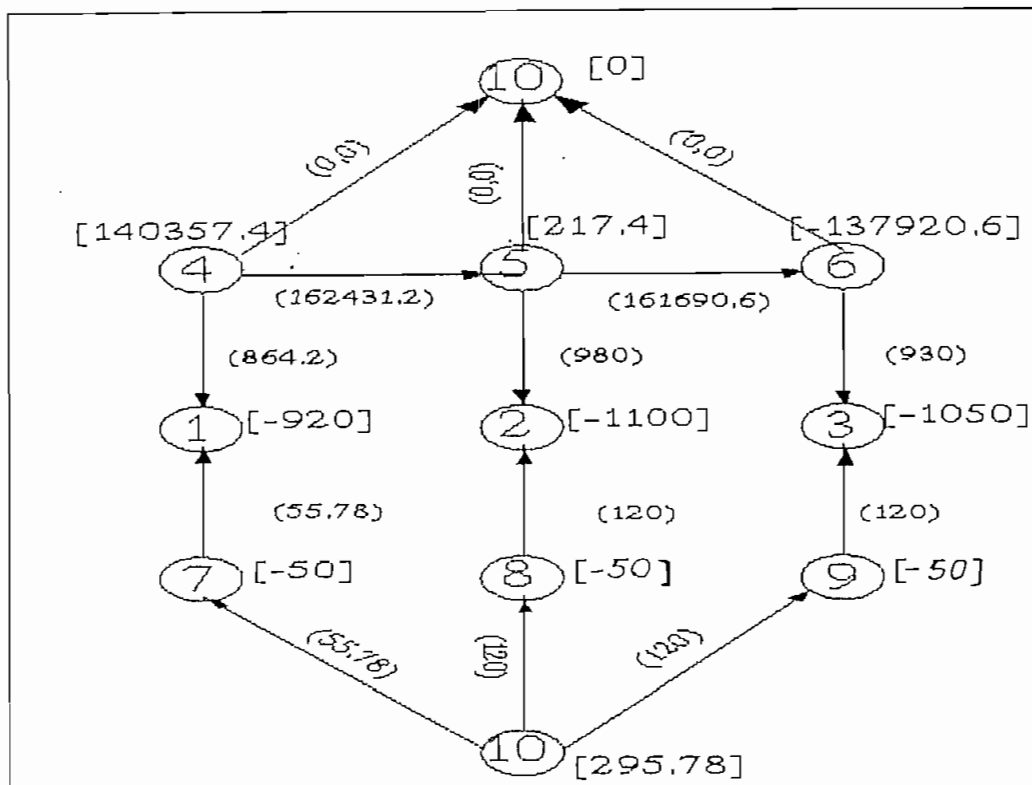


Figura 5.8 Solución final del ejemplo por flujo en redes

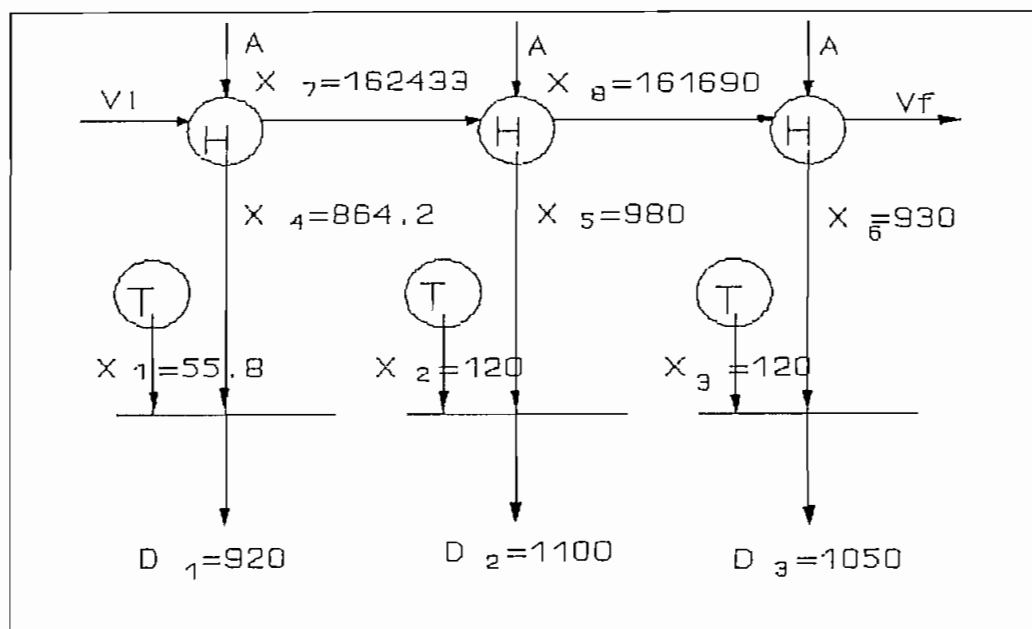


Figura 5.9 Solución final del ejemplo por el método Simplex

Tabla 5.7 Valores finales para arcos

O(K)	T(K)	CL(K)	C(K)	F(K)	H(K)
4	5	22880.00	143000.00	139533.18	0.00
4	1	40.00	960.00	824.22	0.00
4	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
4	10	0.00	140357.40	0.00	1000000.00
5	6	22880.00	143000.00	138810.58	0.00
5	2	40.00	960.00	940.00	0.00
5	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
5	10	0.00	217.40	0.00	1000000.00
6	3	40.00	960.00	890.00	0.00
6	10	0.00	514.80	0.00	1000.00
7	1	50.00	70.00	5.78	0.07
8	2	50.00	70.00	70.00	0.07
9	3	50.00	70.00	70.00	0.07
10	7	0.00	120.00	55.78	0.00
10	8	0.00	120.00	120.00	0.00
10	9	0.00	120.00	120.00	0.00
10	1	0.00	830.00	0.00	1000000.00
10	2	0.00	1010.00	0.00	1000000.00
10	3	0.00	960.00	0.00	1000000.00
10	6	0.00	137920.58	0.00	1000000.00
10	7	0.00	50.00	0.00	1000000.00
10	8	0.00	50.00	0.00	1000000.00
10	9	0.00	50.00	0.00	1000000.00

Tabla 5.8 Valores finales para nodos

PR(I)	PD(I)	PB(I)	PF(I)	PO(I)	PI(I)	B(I)
0	2	11	4	1	0.068	-830.000
0	5	6	0	1	0.068	-1010.000
0	6	9	9	1	0.068	-960.000
0	3	-2	5	1	0.068	140357.400
0	4	1	6	5	0.068	217.400
2	5	5	3	9	0.068	-137920.584
8	1	14	1	11	0.000	-50.000

0	1	15	0	12	0.000	-50.000
0	7	-13	0	13	0.000	-50.000
0	0	0	7	14	0.000	0.000

Comparando los resultados obtenidos por los dos métodos se observa gran similitud en los resultados de generación de los 3 períodos.

d.5) Respuesta del programa generación hidrotérmica del ejemplo obtenido por flujo en redes.

La tabla de generación (ver cuadro 5.9) indica la participación de generación de cada unidad o central para los tres períodos en estudio, disponiendo los recursos de acuerdo a las cuotas energéticas asignadas a la central hidráulica y el costo de la central térmica.

CUADRO 5.9 Tabla de generación para el ejemplo de despacho hidrotérmico [MW]

HORAS CENTRAL	1	2	3
PAUTE-H	864.2	980.0	930.0
ESMER-T	55.8	120.0	120.0

V.6 Integración de flujo en redes y flujo de potencia

Para conseguir la interacción entre el flujo en redes y el flujo de potencia es necesario crear una subrutina MISPQV que permite el intercambio de información entre estos dos módulos.

La interacción se da en la siguiente forma, ver figura

5.10). Se realiza el flujo en redes para los 24 períodos, luego estas potencias de generación sirven como datos de entrada para las barras PV en el flujo de potencia para cada período. Se calcula los factores de penalización y las pérdidas activas totales del sistema de transmisión. Se realiza la prueba de convergencia; si no se cumple, los factores de penalización y las pérdidas son trasladadas al programa de flujo en redes para realizar la penalización de las centrales y aumentar las pérdidas del sistema a la carga total de demanda.

Este proceso se realiza hasta cumplir cierto valor de convergencia, el cual es el absoluto de la diferencia de potencia activa de pérdidas entre dos iteraciones sucesivas.

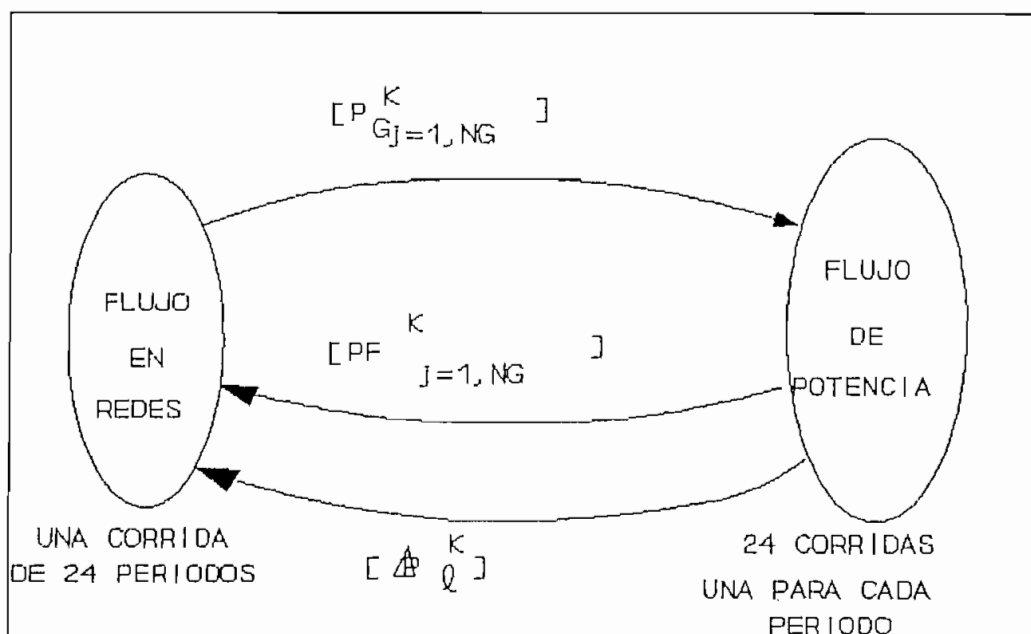


Figura 5.10 Diagrama de iteración entre flujo en redes y flujo de potencia.

En la figura 5.11 se indica el algoritmo utilizado para realizar el despacho económico hidrotérmico (DEH) tomando en cuenta la red eléctrica. Los pasos principales a seguirse se indican a continuación:

V.6.1 Algoritmo de solución para el despacho económico hidrotérmico incluyendo la red eléctrica^{[1][2][12]}

- a. ICOR=0 Inicialización de variables.
- b. LECRES Lectura de datos de reservorios.
- c. LECTERM Lectura de datos de centrales térmicas.
- d. LECDEM Lectura de datos de demanda.
- e. LECOPDIA Lectura de datos de operación diaria.
- f. PROCRES Procesamiento de los datos de las centrales con reservorio a programación en redes.
- g. PROTERM Procesamiento de los datos de las centrales térmicas a programación en redes.
- h. ICOR = ICOR + 1, ir al punto i
- i. FORMCOST Incluir los factores de penalización para las centrales de generación.
- j. PROCRED Ordenar arcos y nodos en formato de red.
- k. Si ICOR = 1 ir a l o sino ir a m.
- l. ARTIFI Encontrar una primera solución inicial factible

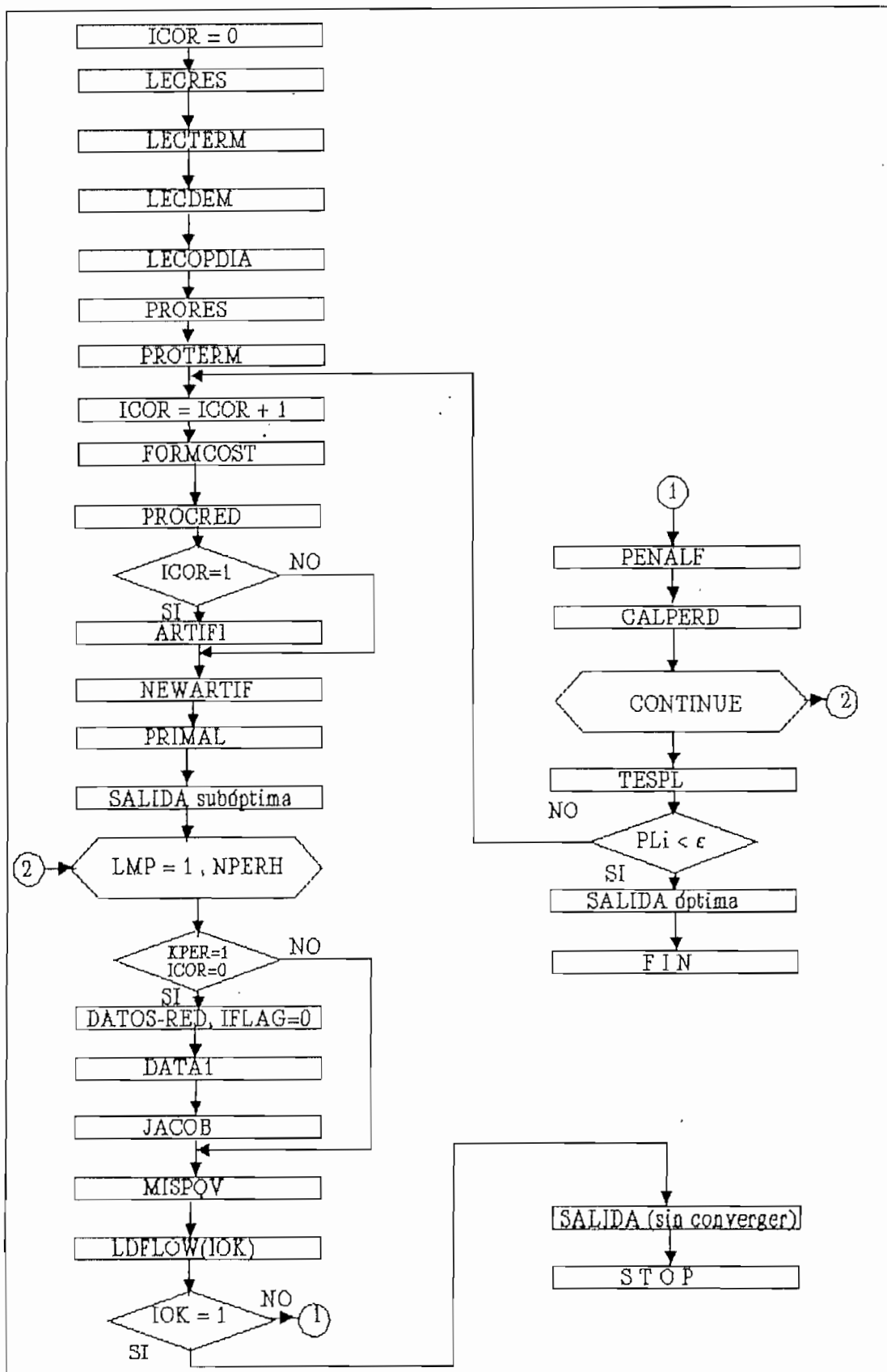


Figura 5.11 Algoritmo de Despacho Económico Hidrotérmico

- m. NEWARTIF Encuentra una solución inicial con la red de flujo en redes existente, con ciertas modificaciones.
- n. PRIMAL Encuentra la solución óptima.
- o. SALIDA subóptima Imprime la tabla de generación para cada iteración.
- p. LMP=1,NPERH Se inicia lazo para el número de períodos en estudio
- q. Si KPER=1 y ICOR=0 ? Se verifica si se trata de la primera iteración, si lo es continuar en r sino vamos a u.
- r. DATOS-RED Lectura de datos de la red eléctrica
- s. DATA1 Renumeración de barras (reordenamiento)
- t. JACOB Formar los arreglos LOC1,LOC2,IC,JC,ID. Apuntadores del jacobiano y los arreglos que coordinan la solución en SOLVE.
- u. MISPQV Transferir datos de demandas y generaciones desde los resultados de despacho económico hacia el flujo de potencia.
- v. LDFLOW(IOK) Encontrar una solución aceptable para flujo de potencia.
- w. Si IOK = 1 ? Verificamos si se ha cumplido convergencia para cada uno de los flujos de potencia. Si un flujo no converge vamos a x de lo contrario vamos z.

- x. SALIDA sin convergencia Imprime la carta de generación el momento que no se ha cumplido convergencia.
- y. STOP EL programa se detiene
- z. PENALF Calcula los factores de penalización a partir de la solución del flujo de potencia.
- aa. CALPERD Calcula la pérdidas de potencia activa para la red de transmisión.
- ab. CONTINUE Se cierra aquí el lazo iniciado en m.
- ac. TESPL Se prueba convergencia para el programa principal. Esto se hace comparando la diferencia de pérdidas activas de dos iteraciones sucesivas con un valor pequeño (ϵ)
- ad. Si $PL_i < \epsilon$? Si no cumple convergencia continua en h, de lo contrario ir a ae.
- ae. SALIDA óptima Se procede a imprimir la tabla final de generación (resultado óptimo)
- af. FIN Finaliza la ejecución del programa.

C A P I T U L O VI

APLICACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El modelo desarrollado se aplica al SNI considerando la generación de INECEL y las barras de entrega a las empresas interconectadas. La aplicación al SNI contempla 3 centrales hidroeléctricas, 7 unidades de generación térmica, 1 central térmica y 18 empresas eléctricas interconectadas a lo largo y ancho del Ecuador, las mismas que se ilustran en el diagrama unifilar simplificado de la figura 6.1. Se ha seleccionado, un horizonte de planeamiento de un día dividido en 24 períodos horarios.

Para la programación de generación a corto plazo, el volumen de los reservorios de regulación puede considerarse que opera en una franja determinada de niveles. Por lo que se utiliza el valor de productividad media correspondiente a la franja de desembalse determinada por el planeamiento de mediano plazo.

Las demandas para el horizonte diario se representan por una curva de duración de carga de 24 segmentos en cada uno de los 22 nodos de entrega a las empresas interconectadas al SNI.

La red total que representa al SNI tiene aproximadamente 2000 arcos y 300 nodos para su resolución por el algoritmo de flujo en redes. Esto equivale a resolver un problema de programación lineal standard de 2000 variables limitadas superiormente.

EL bloque de resultados corresponde a la generación global de las centrales. La tabla de generación se refiere a la participación en potencia activa de cada

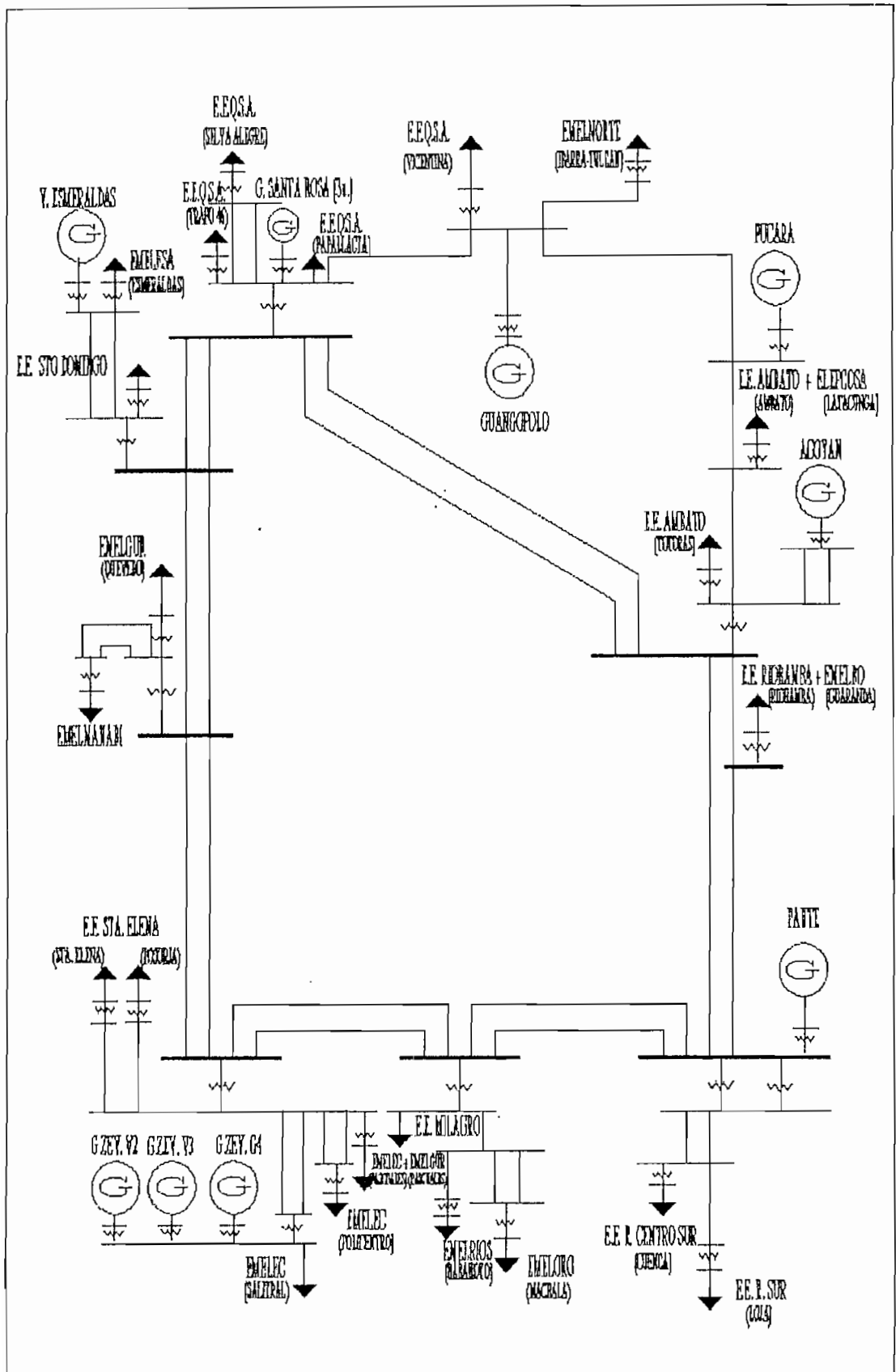


Figura 6.1 Diagrama unifilar simplificado con generación de INECEL y entregas a E.E. interconectadas

una de las centrales del sistema en la curva de duración de carga, para cada uno de los segmentos. Permite conocer la máxima potencia generada y por lo mismo la reserva en giro que se mantiene en cada central. Las centrales que no constan en el listado se encuentran en mantenimiento o simplemente fuera de operación de acuerdo al plan de mediano plazo.

Para efectos de la aplicación al SNI se han establecido tres escenarios probables de ocurrencia hidrológica: esperada, seca y extremadamente seca, en las cuencas de Paute, Pastaza y Pisayambo para un día de demanda viernes 23 de abril de 1993.

VI.1 Funciones entrada-salida de las unidades del SNI [13]

La no disponibilidad de funciones entrada-salida de las unidades del parque térmico del SNI ha imposibilitado el uso de técnicas de optimización modernas en la programación de la generación. Es así que tesis desarrolladas en la Escuela Politécnica Nacional desafortunadamente no han podido ser aplicadas con realismo a la solución de los problemas de programación de generación del SNI. Además los trabajos de optimización realizados en el INECEL utilizan las características medias de rendimiento (clase térmica) lo cual puede ocasionar pérdidas importantes de precisión en optimizaciones de corto plazo.

A continuación se desarrolla un metodología para estimar las curvas entrada-salida de las unidades térmicas del SNI, en base a los siguientes costos variables de generación térmica, dada en sucres por KWh (costos promedios anuales) disponibles en la Dirección de Operación del SNI: combustibles, lubricantes, repuestos y varios

Debe destacarse que el costo de cada componente ha sido expresado directamente como función de KWh. En el cuadro A.2.1 se detallan los costos variables de las unidades de INECEL.

Los valores en \$/KWh (sucres por kilovatio-hora) indican su fuerte asociación con la función de variación de costo respecto a variación de potencia de salida de la unidad.

Siendo esta información un promedio anual, representa una buena aproximación al costo incremental para el valor medio de la potencia de salida de cada unidad. Es importante anotar la inclusión en estos valores de los costos prorrateados por KWh de repuestos y varios.

Teniendo la información detallada en el Anexo 2 en los cuadros A.2.1 y A.2.2, la mejor aproximación a las curvas entrada-salida que se puede efectuar para las unidades del SNI es mediante una función de segundo grado dada por:

$$f = aP^2 + bP + c$$

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

$$\frac{df}{dP} = 2aP + b$$

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

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

Habiendo determinado b y c , el coeficiente a se lo puede calcular directamente del consumo específico para potencia media de salida.

$$\frac{f}{P} = aP + b + \frac{c}{P} = \text{Consumo específico (CE)}$$

De donde a se calcula como:

$$a = \frac{CE - b - c/P}{P}$$

El coeficiente a tiene incluida la información de los costos de combustible, lubricantes, repuestos y varios. En el cuadro A.2.2 se presentan los valores de las potencias, costos medios y coeficientes a , b y c para las unidades de vapor, bunker, gas y diesel del SNI.

En el Anexo 2 se presenta el cálculo de los coeficientes y las curvas entrada-salida de las unidades térmicas del INECEL.

VI.2 Curvas de Demanda del SNI

La demanda del SNI a ser despachada en el lapso de 24 horas se representa por curvas de carga en los 22 puntos de entrega del INECEL a las empresas interconectadas. Se ha tomado como referencia los datos de carga del día

Viernes 23 de Abril de 1993, obtenidos en Despacho Nacional de carga de INECEL. En la figura 6.2 se indica la curva de carga global que el INECEL debe despachar. Esta curva de carga esta compuesta por la suma hora a hora de todas las curvas de entrega de potencia activa de las empresas interconectadas. Con la finalidad de probar el programa bajo varias condiciones hidrológicas, se asumirán las mismas condiciones de demanda en todo el estudio.

La curva total de carga ingresa como dato en la parte de optimización por programación en redes, mientras que las curvas de entrega de potencia a las empresas eléctricas interconectadas entran como datos al módulo del flujo de potencia.

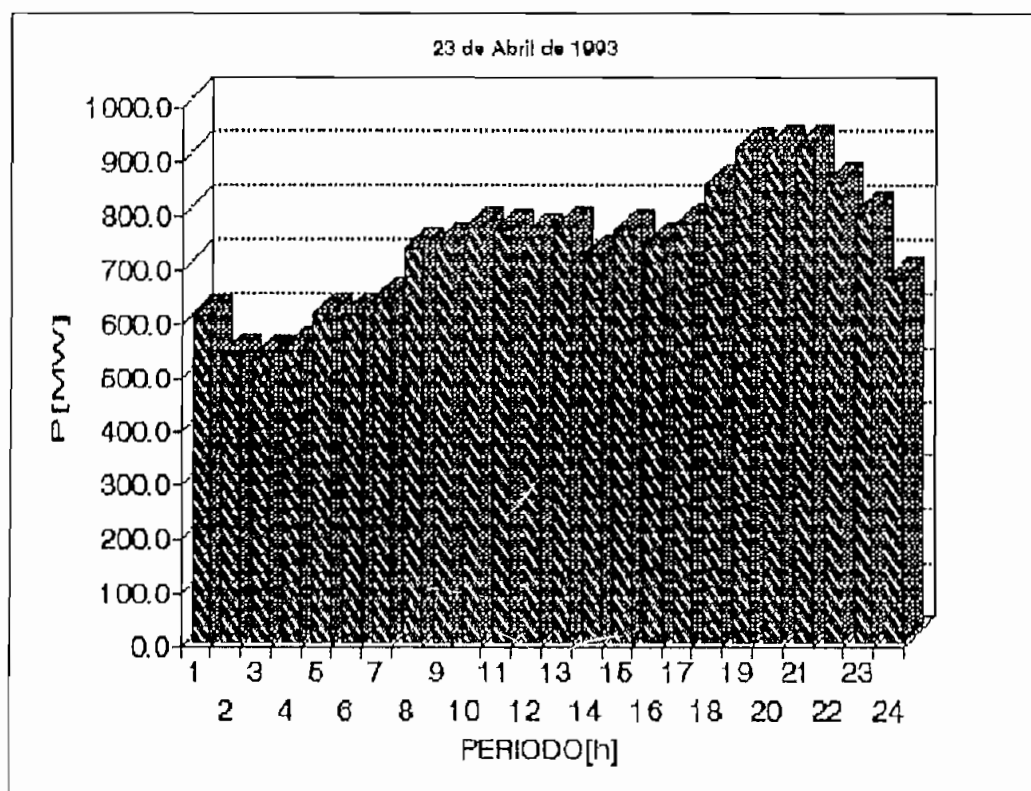


Figura 6.2 Curva de demanda global del SNI

En el Anexo 1 se muestran las curvas de entrega de potencia activa para todas las empresas interconectadas al SNI.

VI.3 Programa de Generación a corto plazo para el INECEL^[3]

Los caudales medios se han obtenido de los datos que se encuentran en el Programa de Operación del SNI Enero-Diciembre de 1993, PO-001/DOSNI.

Se consideran todas las unidades térmicas que dispone INECEL para los tres casos de hidrología, esto es central a vapor de Esmeraldas (1 unidad), central a vapor Gonzalo Zevallos (2 unidades), central a gas Gonzalo Zevallos (1 unidad), central a gas Santa Rosa (3 unidades) y central abunker Guangopolo (5 unidades). Los datos de estas centrales como las discretizaciones de las curvas de entrada-salida de las diferentes unidades se presentan en el Anexo 5.

Los valores de demanda para cada nodo de entrega se los puede ver en el Anexo 1, los datos correspondientes a la red eléctrica se presentan en el Anexo 5

VI.3.1 Hidrología Esperada

Los datos de operación diaria para los embalses son:

Embalse	Caudal [m ³ /Seg]	V _{inicial} [Hm ³]	V _{final} [Hm ³]
Pastaza	100.0	1.8714	1.8714
Amaluza	120.0	116.000	115.750
Pisayambo	7.8	100.700	100.399

En una primera etapa se obtiene la tabla de generación inicial, la cual no contempla pérdidas de potencia activa del SEP y se asume factores de penalización iguales a 1 para todas las barras de generación:

SOLUCION INICIAL

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AGOYA-H	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8
PAUTE-H	434.1	364.8	392.9	386.8	400.8	401.6	437.9	437.2	467.8	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	28.1	28.1	0.0	0.0	0.0	0.0	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.2
ESMER-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	34.0
V.GZ2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	23.0	23.0
V.GZ3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	23.0	23.0
G.GZE-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	5.0
G.SR1-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	2.5	2.5
G.SR2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	2.5	2.5
G.SR3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	2.5	2.5
B.GUA-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	4.0	4.0

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AGOYA-H	142.8	142.8	144.1	155.8	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	36.3
PAUTE-H	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	28.1	28.0	59.3	0.0	44.4	22.3	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	31.0	20.8	3.6	0.0	0.0	0.0	40.0	50.0	50.0	40.0	2.5	0.0
V.GZ2-T	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	24.2	53.2	55.0	27.8	23.0	23.0
V.GZ3-T	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	35.0	45.0	47.3	35.0	23.0	23.0
G.GZE-T	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	11.0	11.0	5.0	5.0	5.0
G.SR1-T	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	5.5	5.5	2.5	2.5	2.5
G.SR2-T	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	5.5	5.5	2.5	2.5	2.5
G.SR3-T	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	5.5	5.5	2.5	2.5	2.5
B.GUA-T	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	8.0	8.0	4.0	4.0	4.0

La solución final se logra en la cuarta iteración y el resultado es el siguiente:

SOLUCION FINAL

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AGOYA-H	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8
PAUTE-H	500.0	413.6	413.6	408.0	422.2	422.9	475.2	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	11.1	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	40.8	15.4	28.1	28.1	28.1	28.1
ESMER-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	169.6	114.4	125.0
V.GZ2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1
V.GZ3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.GZE-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR1-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
R.GUA-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AGOYA-H	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	156.0	129.7
PAUTE-H	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	28.1	28.1	28.1	28.1	28.1	41.8	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	125.0	125.0	125.0	92.7	125.0	102.2	125.0	125.0	125.0	125.0	116.6	17.5
V.GZ2-T	17.4	7.1	22.6	0.0	15.7	0.0	52.9	73.0	73.0	58.7	0.0	0.0
V.GZ3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.4	48.3	0.0	0.0	0.0
G.GZE-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0
G.SR1-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
R.GUA-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Los flujos de potencia aproximadamente necesitan de 4 a 6 iteraciones cada uno para su convergencia. Un ejemplo de convergencia para la segunda iteración, período 1 y 24 del flujo de potencia se presentan a continuación:

FLUJO DE POTENCIA * ITERACION: 2 PERIODO: 1

ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	17	6.571757
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	41	6.671635
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	41	0.917473
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	37	0.048066

ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	12	0.000438
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	41	3.811186
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	64	17.648330
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	64	4.161928
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	64	0.825908
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	64	0.089608
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	5	64	0.001729
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	6	11	0.000018

PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA = 48.857 MW

Donde:

ITER = Número de iteración

NOMBRE DE BARRA = Número asignado a la barra.

XMAX = Variable para prueba de convergencia del flujo de potencia.

FLUJO DE POTENCIA * ITERACION:	2	PERIODO:	24
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	17	6.571757
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	41	6.620298
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	41	0.933350
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	37	0.050572
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	12	0.000626
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	41	3.261576
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	64	14.261420
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	64	3.325327
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	64	0.634934
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	64	0.061112
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	5	64	0.000877

PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA = 48.365

Una vez que se ha corrido los 24 flujos se procede a verificar convergencia en el programa de optimización. El proceso de convergencia para cada período se detalla:

PERIODO	VARIACION DE PERDIDAS ACTIVAS
1	0.09037
2	-0.00146

3	-0.11910
4	-0.12340
5	-0.14178
6	-0.15356
7	-0.01566
8	0.08497
9	-0.43102
10	1.45590
11	3.35571
12	4.79868
13	4.87489
14	4.88599
15	4.22323
16	0.24490
17	4.16530
18	1.73331
19	4.52144
20	3.46797
21	3.24333
22	3.16849
23	3.01933
24	1.18543

Si se cumple convergencia se obtiene la solución final de lo contrario se continua en la siguiente iteración.

Los factores de penalización para las diferentes centrales de generación se indican en la figura 6.3.

Las centrales hidráulicas tiene factores de penalización alrededor de 1.0, ya que se encuentran ubicadas a distancias eléctricas comparables a la central de referencia Paute, con factor de penalización 1.0. Las centrales térmicas tienen factores de penalización bajos, debido a su localización cerca a los grandes

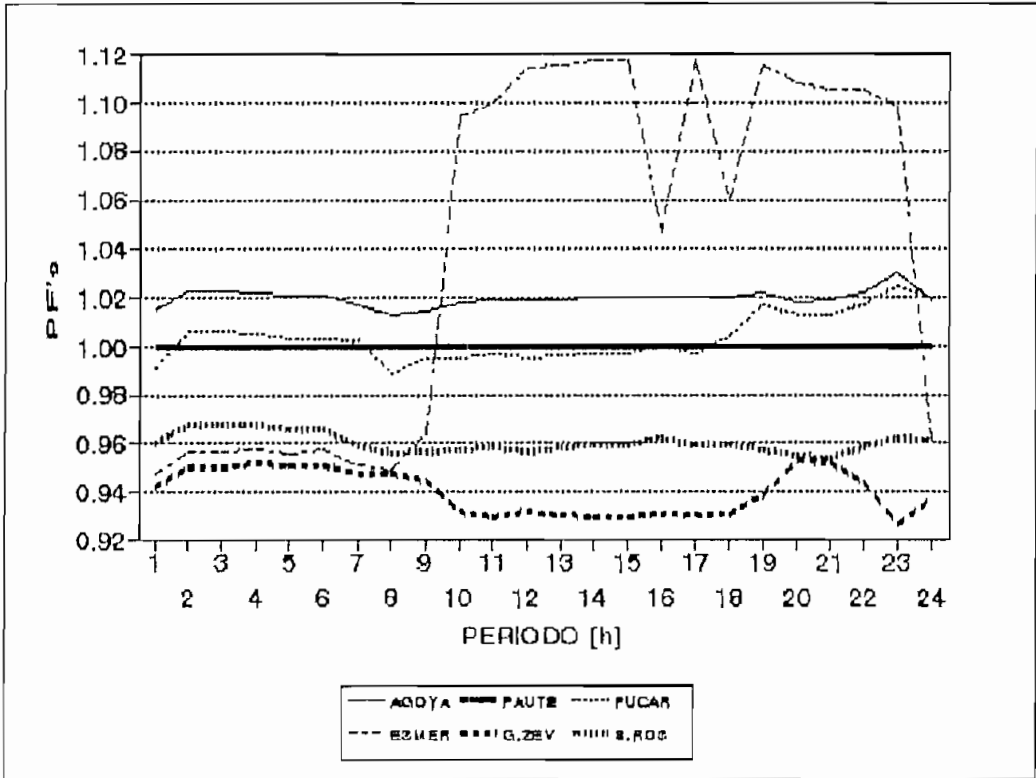


Figura 6.3 Factores de penalización para hidrología esperada

centros de carga, a excepción de Esmeraldas que tiene un factor de penalización alto (en períodos que entrega potencia) dada su ubicación topológica.

Las pérdidas del SNI se observan en la figura 6.4. Se puede ver que las pérdidas son considerables ya que la mayor parte de generación se produce lejos de los centros de consumo, esto es desde las centrales hidráulicas.

La distribución de la generación entre las diferentes centrales se detalla en la figura 6.5. La mayor parte de la generación para cubrir la demanda (entregas de INECEL a las empresas eléctricas interconectadas) más las pérdidas del SNI es generación hidráulica.

La base de la curva de demandas es cubierta por centrales hidráulicas de Paute y Agoyán. Las centrales

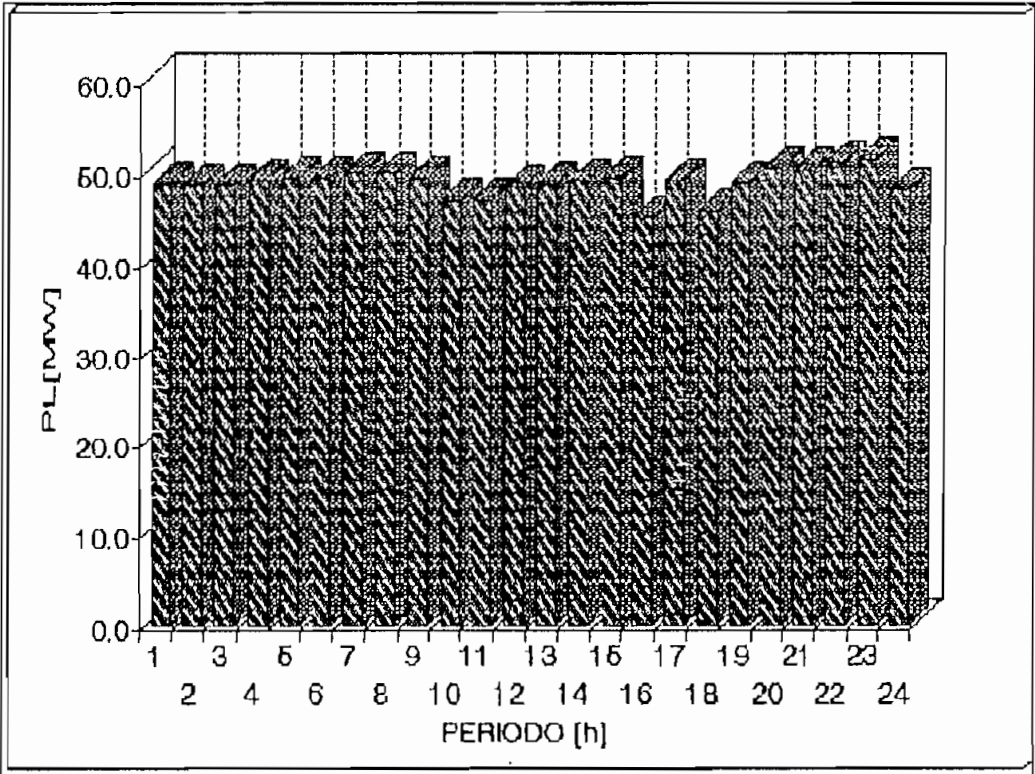


Figura 6.4 Pérdidas del SNI para hidrología esperada

hidráulica Pucará y vapor de Esmeraldas operan como centrales seguidoras de carga. La central vapor Gonzalo Zevallos opera como central de pico.

El movimiento de los embalses se señala en las figuras 6.6, 6.7 y 6.8. Agoyán y Paute generan con todo el caudal que llega a sus embalses, un desembalse mayor de Agoyán se observa a las 23 h cuando entrega más potencia. A las 24 h baja su potencia de salida y el nivel del embalse se recupera. En Paute se observa desembalse a las 21 y las 23 h para cumplir con los límites asignados por operación diaria. Pisayambo desembalsa a las 7 h momentáneamente con el objeto de no poner en operación una central térmica, se inicia su desembalse para las horas de mayor demanda de 19 h a 24 h generando a plena capacidad.

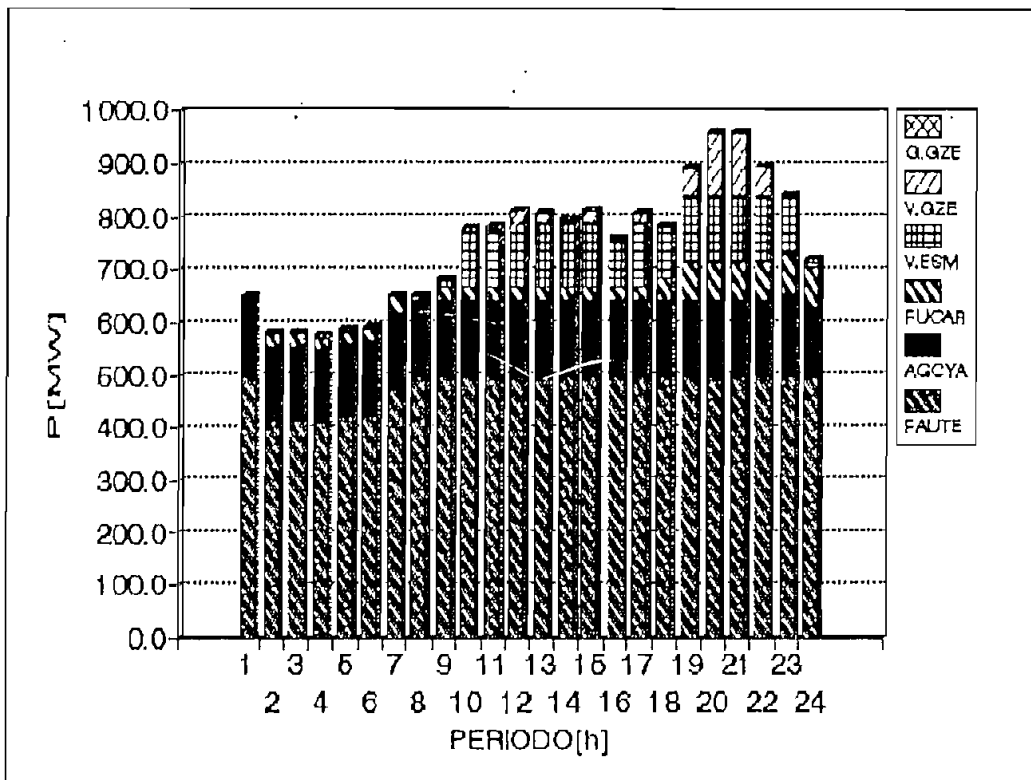


Figura 6.5 Participación de las centrales en la generación del SNI para hidrología esperada

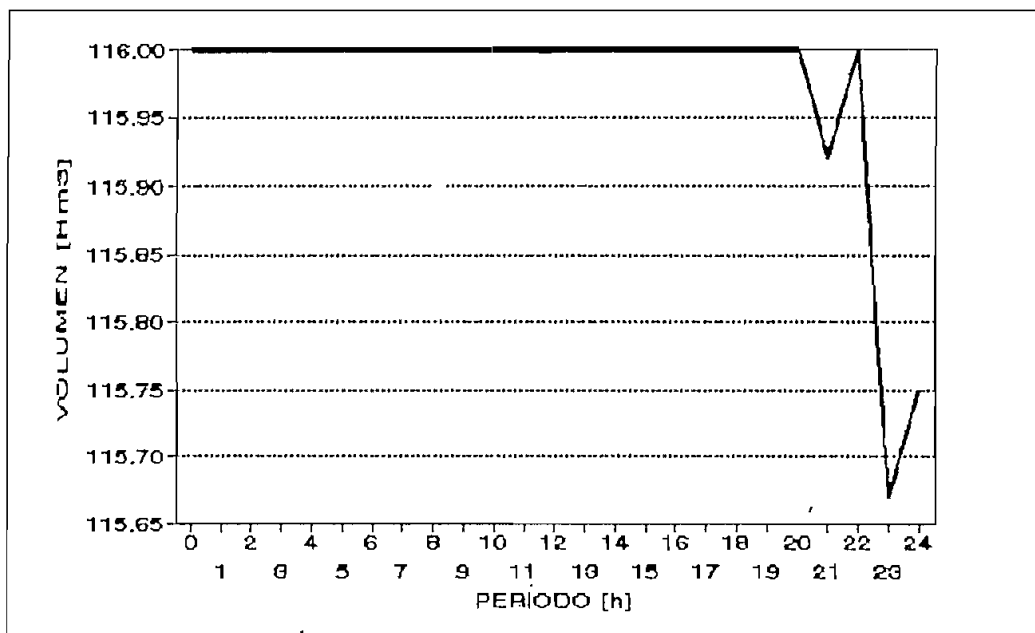


Figura 6.6 Operación del embalse Amaluza para hidrología esperada

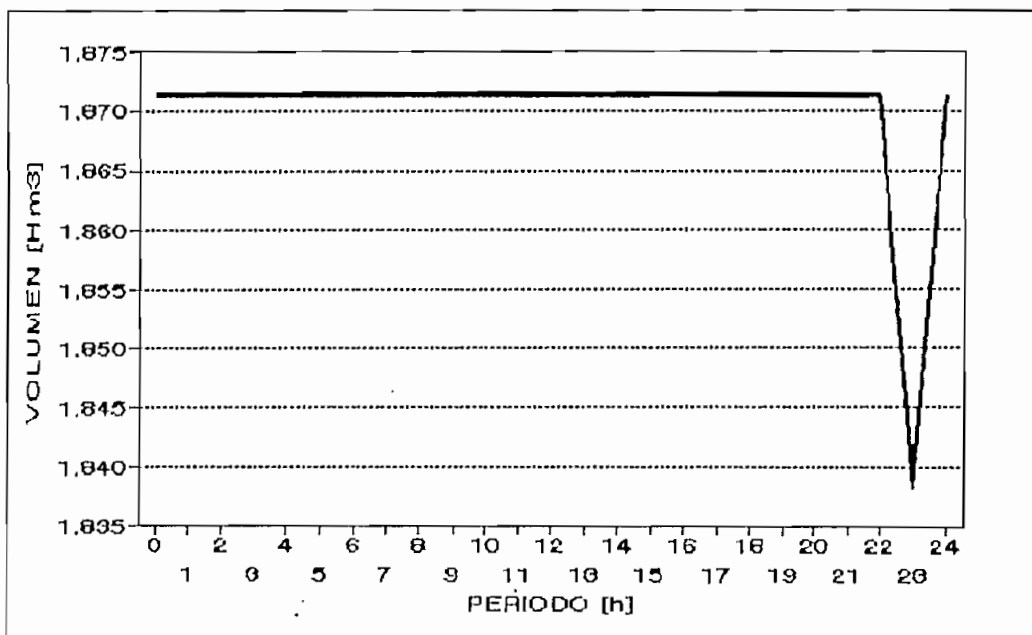


Figura 6.7 Operación del embalse Agoyán para hidrología esperada

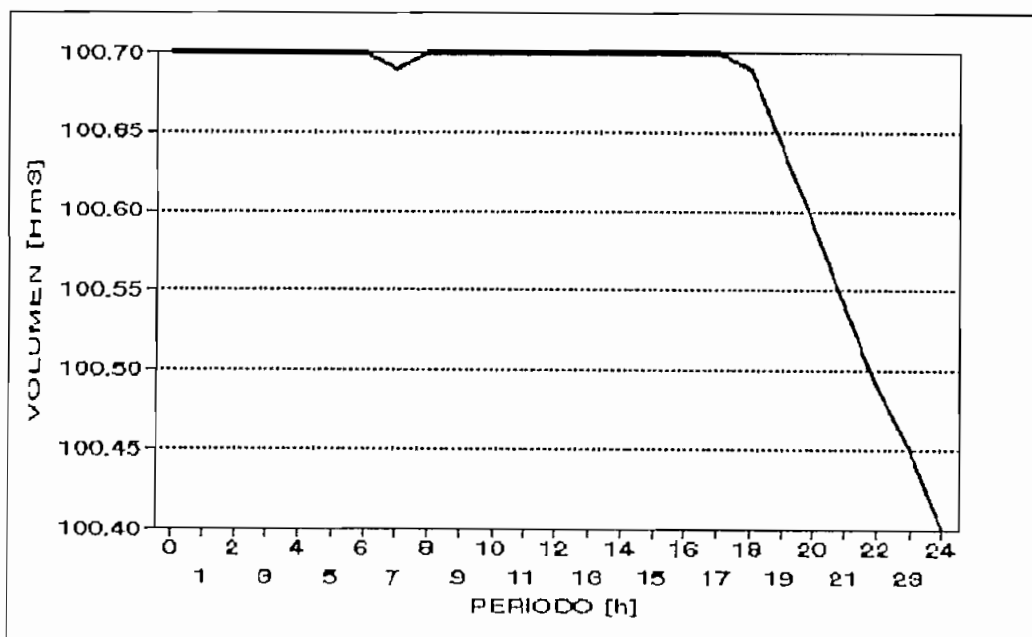


Figura 6.8 Operación del embalse Pisayambo para hidrología esperada

VI.3.2 Hidrología Seca.

Los datos de operación diaria para los reservorios son:

El proceso de convergencia para hidrología seca se cumple en 5 iteraciones para el programa principal. La solución final es:

SOLUCION FINAL

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AGDYA-H	156.0	44.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
PAUTE-H	87.9	111.8	97.7	74.2	88.1	85.9	125.8	171.1	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	20.9	41.8	0.0	20.9	20.9	20.9	41.8	0.0	20.9	20.9	20.9	20.9
ESMER-T	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	45.2	80.0	125.0	125.0
V.GZ2-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	0.0	59.1	25.7	55.1
V.GZ3-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.GZE-T	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR1-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR2-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR3-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.GUA-T	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	20.2	0.0	0.0	0.0	0.0

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AGDYA-H	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	135.8	64.7
PAUTE-H	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	20.9	20.9	20.9	20.9	45.3	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	98.6	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	63.3
V.GZ2-T	52.3	42.2	57.6	7.1	27.9	0.0	65.0	73.0	73.0	73.0	0.0	0.0
V.GZ3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	66.2	70.3	11.8	0.0	0.0
G.GZE-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	8.0	0.0	0.0	0.0
G.SR1-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0
G.SR2-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G.SR3-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.GUA-T	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Al comparar la solución inicial con la final, se observa que en la solución inicial todas las centrales están en operación, luego el proceso de optimización donde se consideran la pérdidas y los PF's, discrimina algunas centrales térmicas dejándolas sin participación de

generación desde las 9 h, así optimizando los recursos hidráulicos para utilizarlos en los períodos de mayor demanda.

Los flujos de potencia necesitan de 3 a 4 iteraciones cada uno para su convergencia. Un ejemplo de convergencia para la tercera iteración, período 21 se presenta a continuación.

FLUJO DE POTENCIA * ITERACION: 3 PERIODO: 21

ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	17	6.571757
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	41	4.324808
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	41	0.516543
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	37	0.030577
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	12	0.000194
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	0	41	2.094342
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	1	41	0.209367
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	41	0.001424
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	17	0.000015

PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA = 35.256

y los valores (diferencia de perdidas activas entre dos iteraciones sucesivas) que lograrón convergencia, menores a un ϵ ($\epsilon=1$ MW) son los siguientes:

PERIODO	VARIACION DE PERDIDAS ACTIVAS
1	0.00000
2	-0.00019
3	0.00000
4	-0.00041
5	0.00000
6	-0.00094
7	0.00000
8	0.00030
9	0.00229
10	-0.06722

11	-0.07280
12	-0.00408
13	-0.00199
14	-0.00167
15	-0.00244
16	-0.00199
17	-0.00201
18	0.00382
19	-0.00278
20	-0.00110
21	-0.00079
22	-0.00049
23	0.00001
24	-0.00032

Los factores de penalización entre las 0 y 9 h en esta hidrología suben para las centrales térmicas y disminuyen para las hidráulicas, esto es debido a que existe mayor aporte de generación térmica. De la figura 6.9 se observa que la central Esmeraldas tiene un factor de penalización bajo, menor que uno, solo para el período 9 h, donde empieza generar Paute a plena capacidad, para los demás períodos tiene un valor mayor que uno. Las centrales hidráulicas tiene factores de penalización alrededor de 1.0, ya que se encuentran ubicadas a distancias eléctricas comparables a la central de referencia Paute, con factor de penalización 1.0. Las centrales térmicas tienen factores de penalización bajos, debido a su localización cerca a los grandes centros de consumo. Para Esmeraldas se tiene un factor de penalización alto (en períodos que entrega potencia) dada su ubicación topológica.

Las pérdidas del SNI disminuyen notablemente con respecto a la hidrología esperada ya que aumenta la generación térmica como se observa en la figura 6.10, la cual se encuentra cerca a los grandes centros de

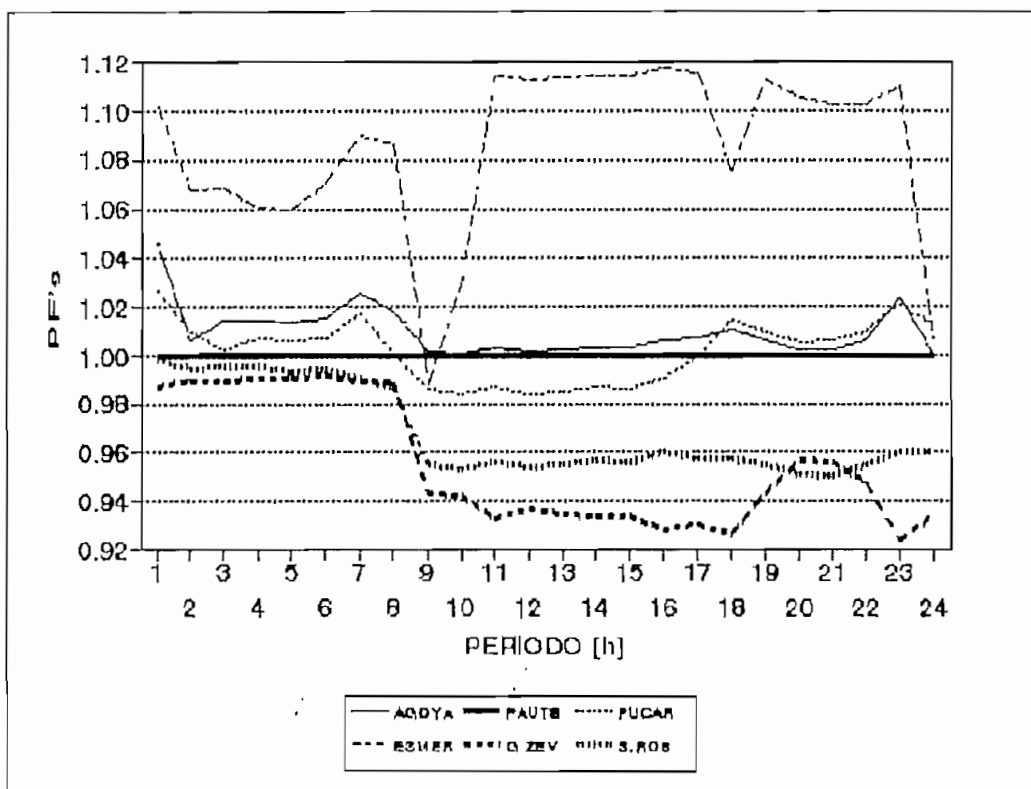


Figura 6.9 Factores de penalización para hidrología seca

consumo.

La distribución de la generación entre las diferentes centrales se detalla en la figura 6.11. La mayor parte de la generación para cubrir la demanda (entregas de INECEL a las empresas eléctricas interconectadas) más las pérdidas del SNI es generación hidráulica desde el período 9 h a 24 h. Entre las 0 a 9 h se tiene una generación mayor a vapor. La base de la curva de demanda es cubierta por centrales hidráulicas de Paute y Agoyán. La central hidráulica Pucará y vapor de Esmeraldas operan como centrales seguidoras de carga. La central vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos, gas Santa Rosa y bunker Guangopolo operan en los períodos 1 h a 8 h, donde la generación hidráulica es baja, ya que los recursos hidráulicos se acumulan para cubrir los períodos de mayor demanda. Como centrales de

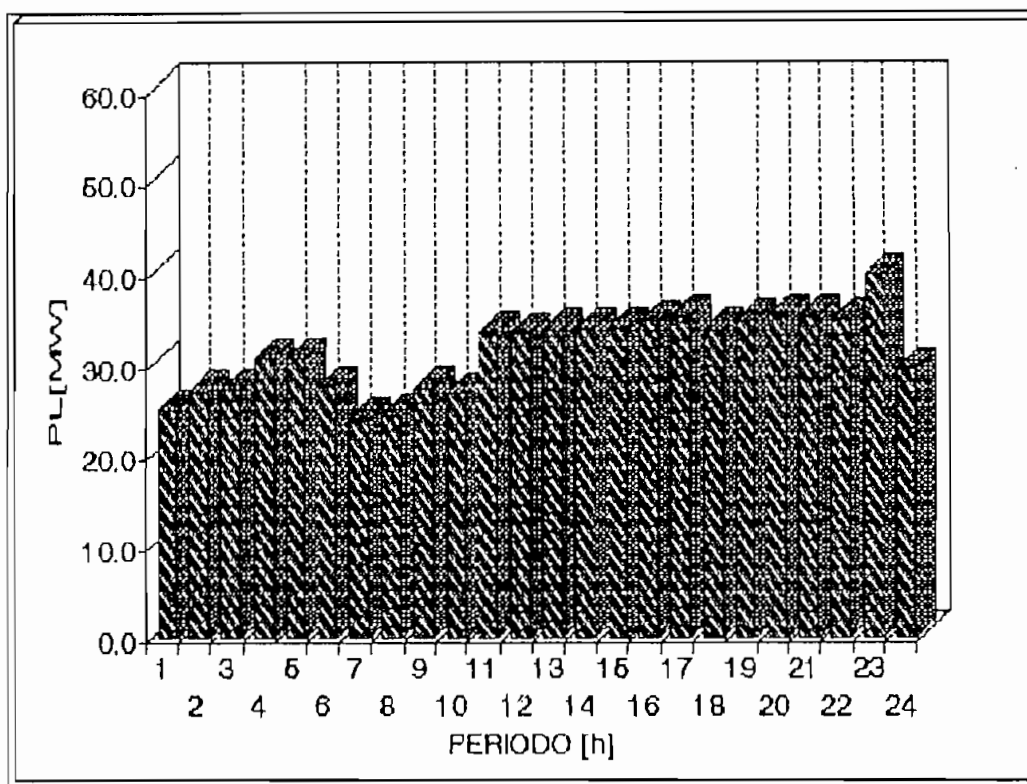


Figura 6.10 Pérdidas del SNI para hidrología seca

pico entran vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos y gas Santa Rosa.

La contribuciones de generación para cubrir la demanda y las pérdidas del sistema se predenta como la generación de las 3 centrales hidráulicas, total vapor y total gas.

El movimiento de los embalses se detalla en las figuras 6.12, 6.13 y 6.14. Amaluza optimiza su reservorio de tal forma que acumula agua hasta el periodo 9 h, a partir de este período desembalsa para que Paute genere a plena capacidad. La central Agoyán genera con todo el caudal que llega a su embalse, un desembalse mayor de Agoyán se observa a la 1h y a las 23 h cuando entrega más potencia. Pisayambo desembalsa a las 2h y 7 h momentaneamente; inicia su desembalse para las horas de mayor demanda de 18 h a 24 generando a plena capacidad.

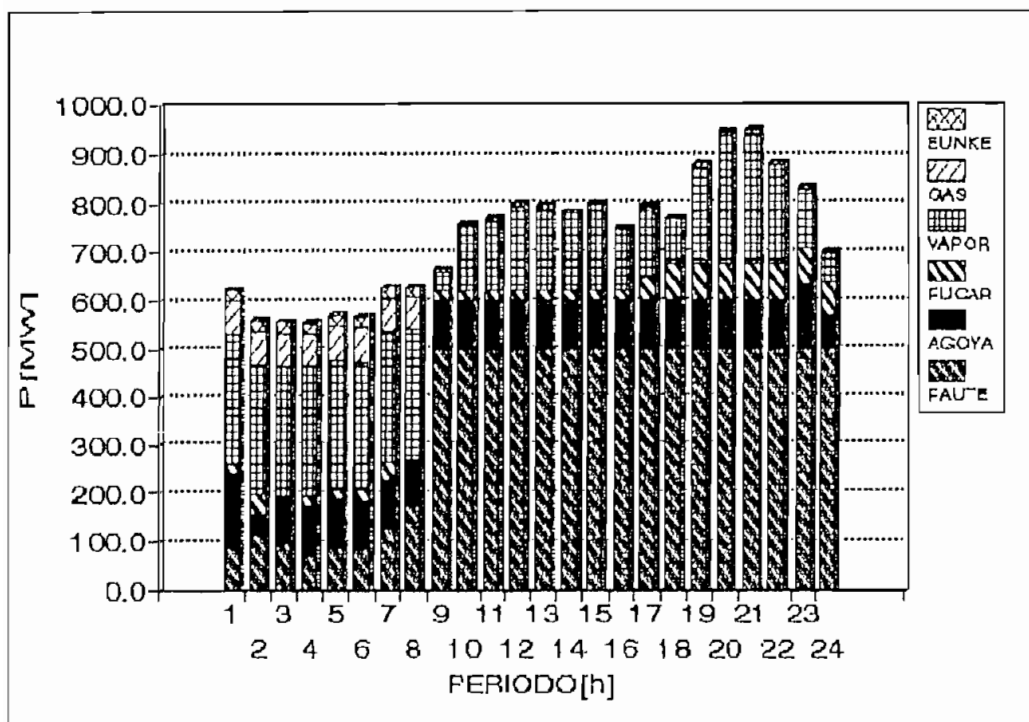


Figura 6.5 Participación de las centrales en la generación del SNI para hidrología esperada

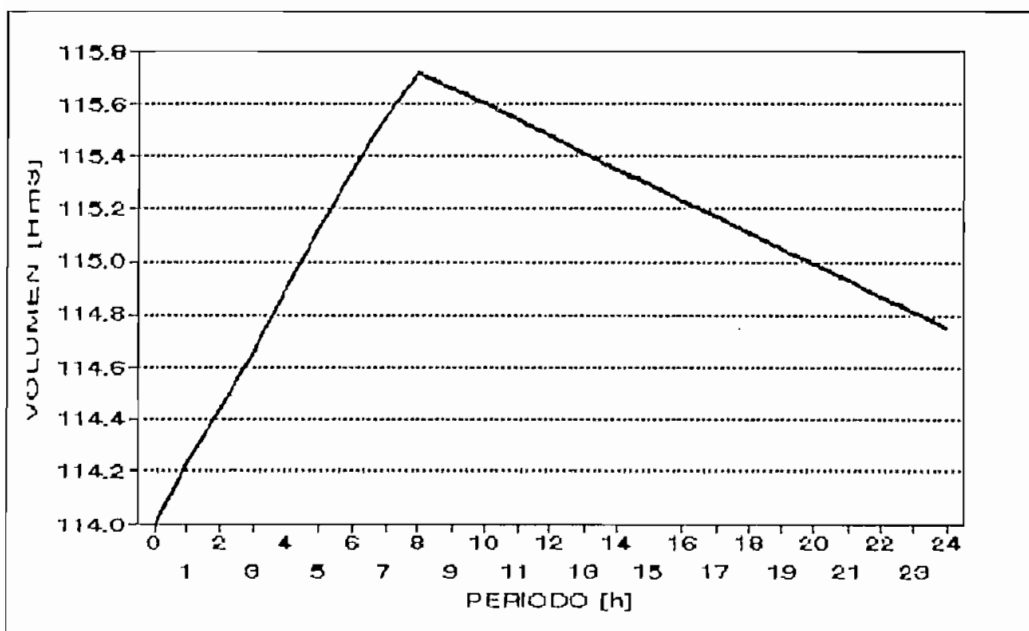


Figura 6.12 Operación del embalse Amaluza para hidrología seca

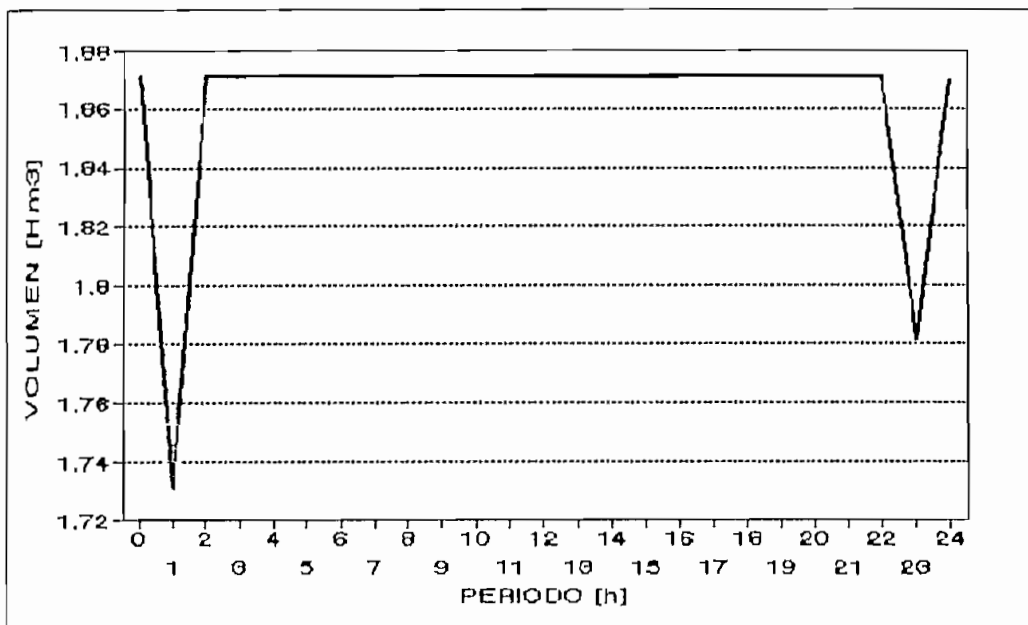


Figura 6.13 Operación del embalse Agoyán para hidrología seca

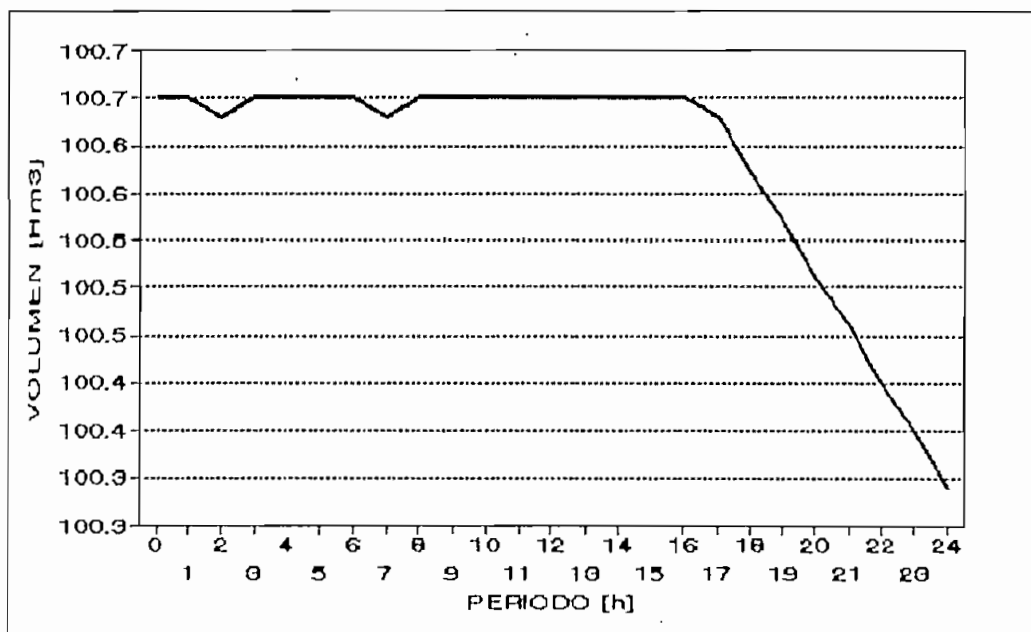


Figura 6.14 Operación del embalse Pisayambo para hidrología seca

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AGOYA-H	156.0	156.0	62.5	0.0	156.0	72.8	22.5	50.3	54.3	0.0	0.0	0.0
PAUTE-H	242.9	232.6	341.5	352.9	241.4	302.5	459.8	500.0	500.0	485.9	431.5	309.3
PUCAR-H	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
V.GZ2-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
V.GZ3-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
G.GZE-T	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
G.SR1-T	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
G.SR2-T	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
G.SR3-T	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
B.GUA-T	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
DEFICI-D	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEFICI-G	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

La solución final se logra en la tercera iteración y el resultado es el siguiente:

SOLUCION FINAL

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AGOYA-H	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8
PAUTE-H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	188.7	190.5	190.5
PUCAR-H	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
V.GZ2-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
V.GZ3-T	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
G.GZE-T	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
G.SR1-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
G.SR2-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
G.SR3-T	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
B.GUA-T	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	16.0	24.0	24.0	24.0	24.0
DEFICI-D	66.8	45.6	45.6	32.8	46.8	47.9	80.0	58.1	60.9	14.3	57.9	86.9
DEFICI-G	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.5	60.0	80.0	40.0	0.0	0.0

DESPACHO ECONOMICO DE CENTRALES DE GENERACION [MW]

HORAS CENTRAL	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AGOYA-H	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.9
FAUTE-H	271.9	445.8	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
PUCAR-H	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
ESMER-T	125.0	125.0	95.3	103.4	77.1	125.0	96.3	118.3	125.0	125.0	116.3	55.4
V.GZ2-T	73.0	73.0	65.0	0.0	73.0	3.4	65.0	73.0	73.0	73.0	73.0	0.0
V.GZ3-T	73.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	73.0	73.0	73.0	39.7	0.0	0.0
G.GZE-T	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	25.0	0.0	0.0	0.0
G.SR1-T	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.0	8.5	0.0	0.0	0.0
G.SR2-T	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0
G.SR3-T	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0
R.GUA-T	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEFICI-D	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEFICI-G	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Comparando la solución inicial y final se puede observar que en la solución inicial no existe déficit, no así en la solución final donde cubrimos ya las pérdidas del SNI. En la solución inicial todas las centrales están en operación excepto déficit, luego en el proceso de optimización, considerando la pérdidas y los PF's, discrimina algunas centrales térmicas, dejándolas sin participación de generación desde las 14 h. Optimiza los recursos hidráulicos para utilizarlos en los períodos de mayor demanda.

Los flujos de potencia necesitan de 8 a 10 iteraciones cada uno para su convergencia. Un ejemplo de convergencia para la tercera iteración, período 4 se lista a continuación:

```

FLUJO DE POTENCIA * ITERACION: 3 PERIODO: 4
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 0 17 6.571757
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 1 37 1.802005
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 2 37 0.164786
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 3 63 0.004374
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 0 12 0.783431
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX: 1 64 0.107834

```

ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	2	63	0.025577
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	3	64	0.016953
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	4	64	0.009330
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	5	64	0.005101
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	6	64	0.002789
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	7	64	0.001520
ITER,NOMBRE DE BARRA, XMAX:	8	64	0.000835

PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA = 17.347

y los valores (diferencia de pérdidas activas entre dos iteraciones sucesivas) que lograron convergencia, menores a un ϵ ($\epsilon=3.5$ MW) son los siguientes:

PERIODO	VARIACION DE PERDIDAS ACTIVAS
1	-0.00214
2	0.01692
3	-0.00065
4	0.02039
5	0.00400
6	0.02241
7	-0.02043
8	0.01412
9	0.00133
10	1.95388
11	0.00554
12	1.01842
13	1.27363
14	0.00000
15	-2.13734
16	1.11108
17	0.15036
18	0.88258
19	-0.71854
20	-0.51651
21	-3.17248
22	1.30249
23	-1.11781
24	-1.74653

Los factores de penalización para hidrología extremadamente seca suben para las centrales térmicas, esto es debido a que aportan con mayor generación. De la figura 6.15 se observa que la central Esmeraldas tiene un factor de penalización bastante mayor que uno en todos los períodos. Las centrales hidráulicas tienen factores de penalización alrededor de 1.0, ya que se encuentran ubicadas a distancias eléctricas comparables a la central de referencia Paute, con factor de penalización 1.0. Las centrales térmicas tienen factores de penalización bajos, debido a su localización cerca a los grandes centros de carga. Para los períodos 1h a 9 h los PF's se acercan a 1.0 para Gonzalo Zevallo y Santa Rosa, Esmeraldas tiene un factor de penalización alto, dada su ubicación topológica y su nivel alto de generación.

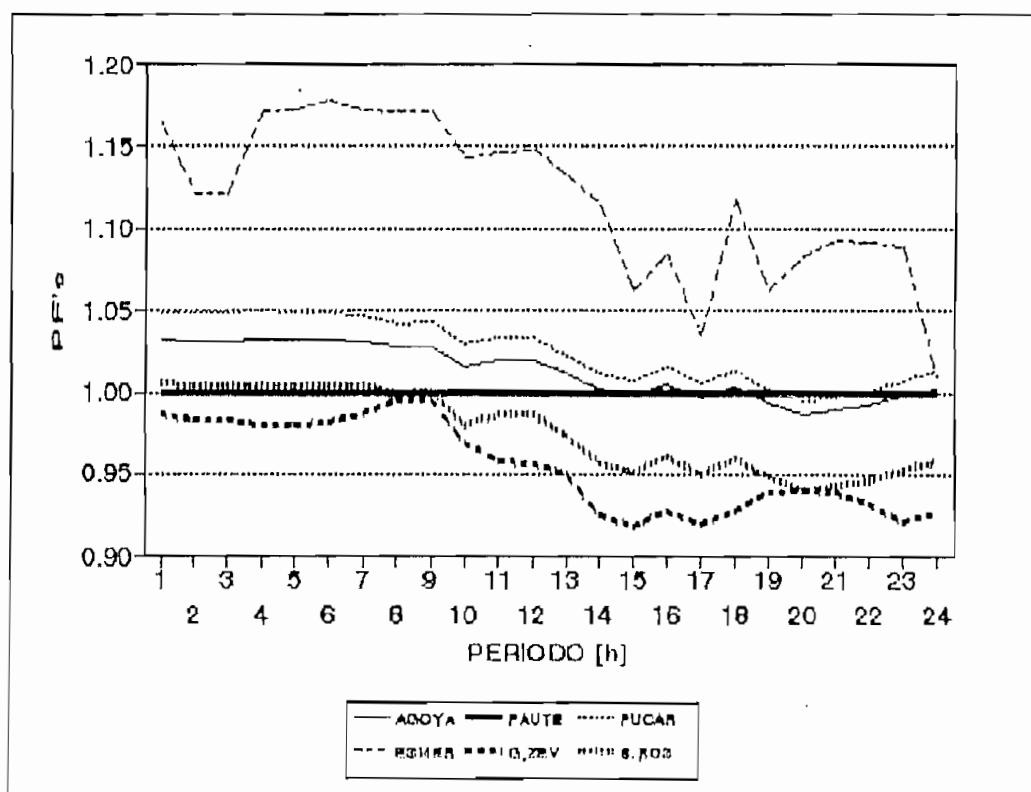


Figura 6.15 Factores de penalización para hidrología extremadamente seca

Las pérdidas del SNI, ver figura 6.16, disminuyen

notablemente con respecto a la hidrología seca ya que aumenta la generación térmica, la cual se encuentra cerca a los grandes centros de consumo y no se necesita transportar potencia desde grandes distancias.

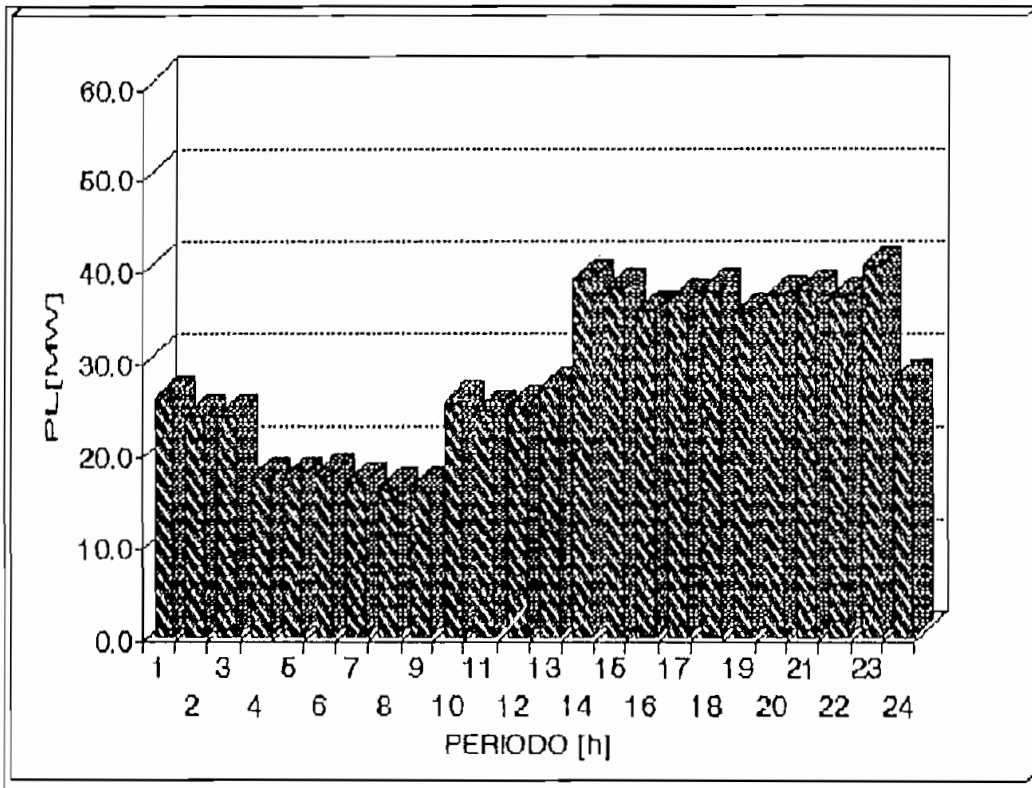


Figura 6.16 Pérdidas del SNI para hidrología extremadamente seca

La generación de las diferentes centrales se presenta distribuida en la figura 6.17, donde se ilustra el aporte de generación hidráulica, de vapor, de gas + Bunker (GA+BU) y el déficit de generación (DEFIC) del SNI. La parte de generación para cubrir la demanda (entregas de INECEL a las empresas eléctricas interconectadas) más las pérdidas del SNI es generación mayoritariamente hidráulica desde el período 14 h a 24 h. En el resto de períodos se genera mucho más con vapor y gas. Se nota la presencia de déficit entre los períodos 0 a 13 h.

La base de la curva de demandas es cubierta por centrales hidráulicas de Agoyán, Fucará y la central

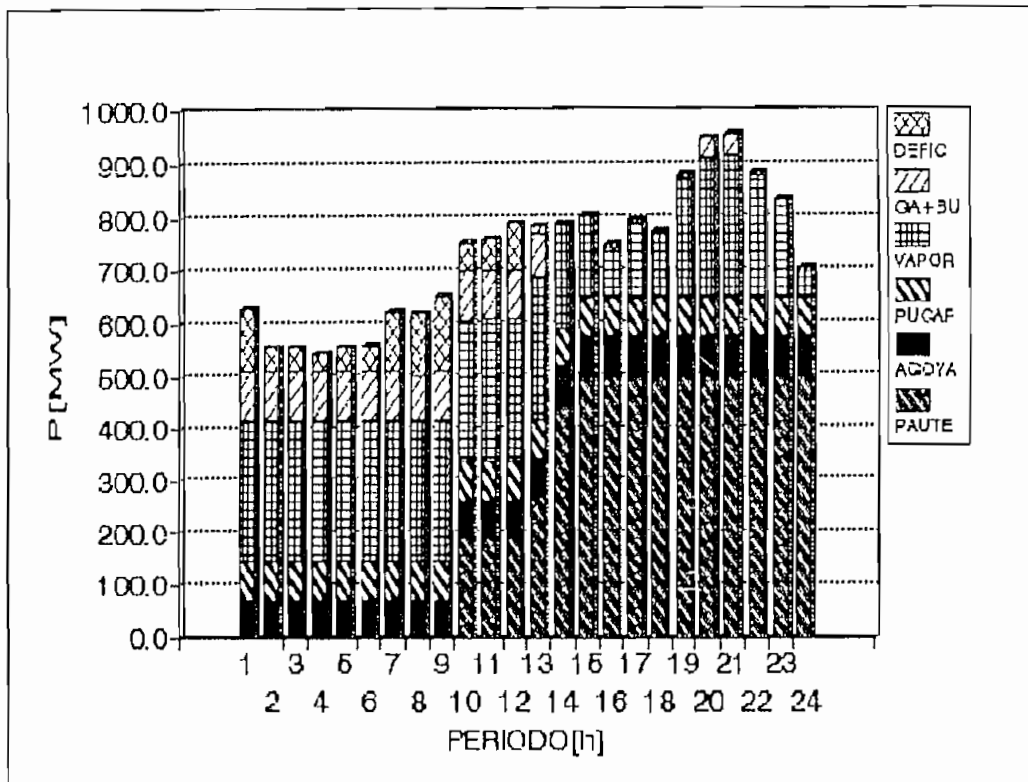


Figura 6.17 Participación las centrales en la generación del SNI para hidrología extremadamente seca

a vapor de Esmeraldas. Las centrales vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos, gas Santa Rosa y bunker Guangopolo, Déficit-Q y Déficit-G operan en los periodos 1 h a 13 h, donde la generación hidráulica es baja, ya que los recursos hidráulicos se optimizan para cubrir los períodos de mayor demanda. Como centrales de pico entran vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos y gas Santa Rosa.

El movimiento de los embalse se ilustra en las figuras 6.18, 6.19 y 6.20, Amaluza optimiza su reservorio de tal forma que embalsa hasta el período 9 h, a partir de las 14 h desembalsa para que Paute genere a plena capacidad. La central Agoyán genera con todo el caudal que llega a su embalse, un desembalse mayor de Agoyán se observa a la 24 h. Pisayambo inicia su desembalse desde

las 2 h para que Pucará genere a plena capacidad.

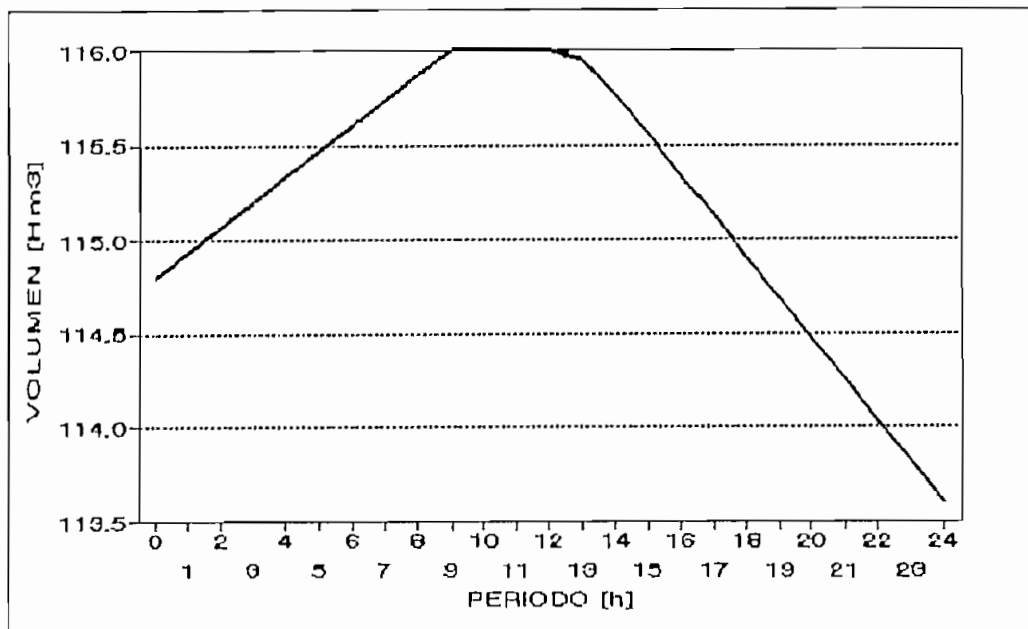


Figura 6.18 Operaci3n del embalse Amaluz para hidrología extremadamente seca

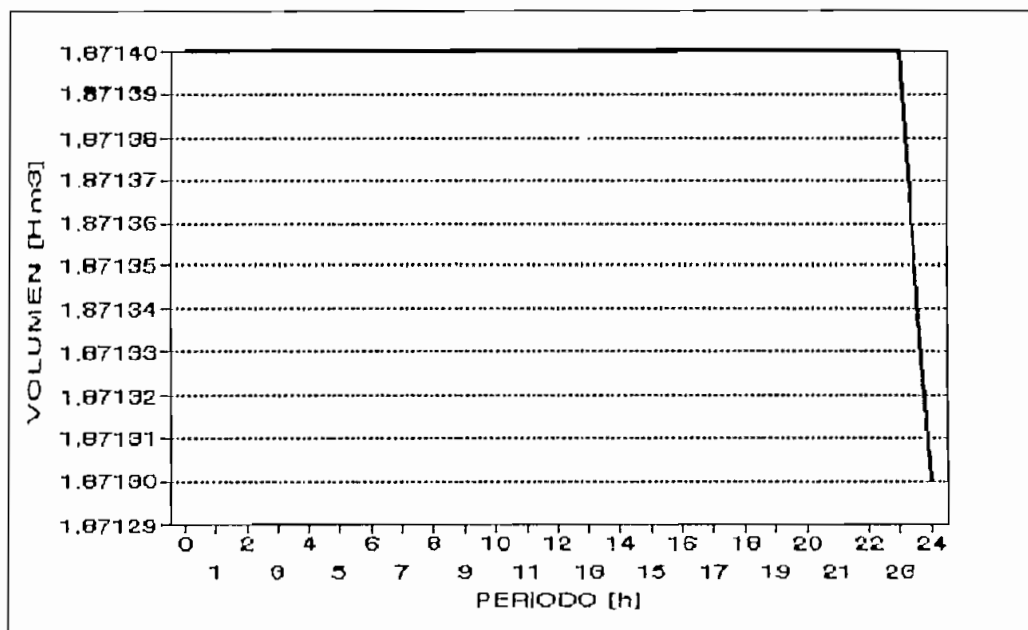


Figura 6.19 Operaci3n del embalse Agoyán para hidrología extrmadamente seca

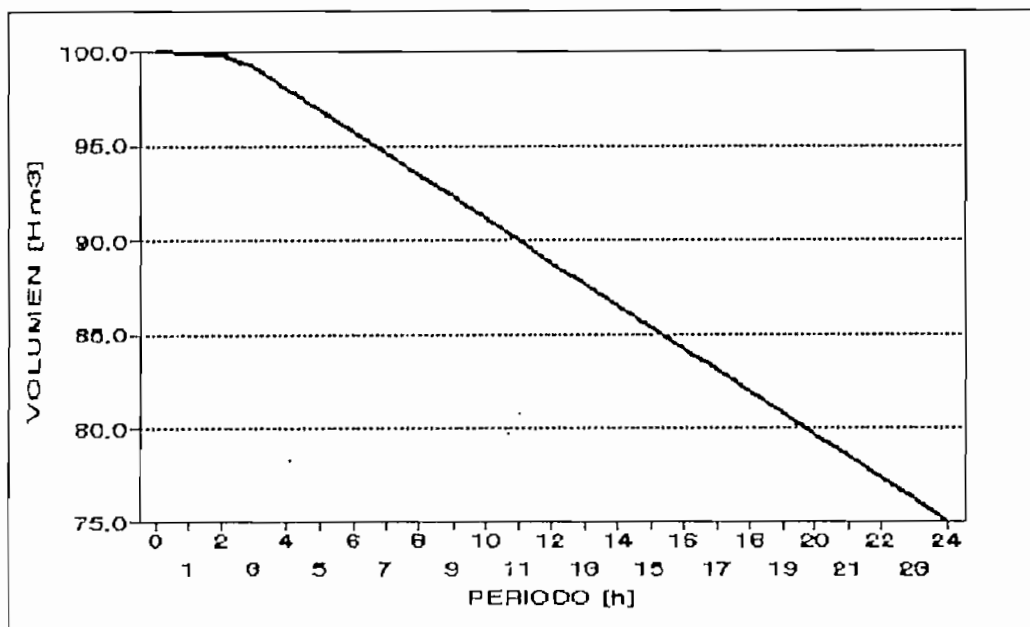


Figura 6.20 Operación del embalse Pisayambo para hidrología extremadamente seca

C A P I T U L O V I I

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un algoritmo de despacho económico hidrotérmico para sistema eléctricos de potencia con altas restricciones topológicas y económicas se ha formulado y desarrollado únicamente en base a tecnología nacional.

Este programa está siendo utilizado por los técnicos de Despacho Nacional de Cargas de INECEL. El trabajo es producto de una bien coordinada labor entre la EPN y el mayor ente de generación eléctrica del país, la misma que pudo ser llevada a cabo mediante el convenio interinstitucional EPN-INECEL 92-086.

Este es un trabajo pionero en su campo dada las condiciones eléctricas de la red de transmisión y las centrales hidráulicas, dependientes únicamente de la cuenca oriental de la cordillera de los Andes. La red eléctrica se ha incorporado al proceso de optimización mediante un programa de flujo de potencia, que es la mejor herramienta para representar cualquier configuración topológica. En el módulo estático se calculan las pérdidas de potencia activa totales de la red. Para considerar la localización de las centrales en la red eléctrica se calcula los factores de penalización de barras de generación utilizando el método directo, en coordenadas rectangulares.

El algoritmo desarrollado puede ser visto como uno compuesto de una parte dinámica, que se mueve a lo largo del día, y una parte estática, que inyecta correcciones a cada intervalo del horizonte dinámico. Entre hora y hora la generación se desvía del camino óptimo para luego corregirse en el siguiente intervalo.

El algoritmo de flujo en redes resuelve el problema energético para un horizonte diario, luego incorpora los efectos topológicos de la red eléctrica resolviendo en cada intervalo un flujo de potencia para cada nivel de demanda. Para su ejecución se necesita cuotas energéticas asignadas a cada central hidroeléctrica y se considera como dato el caudal medio estimado para el día, de acuerdo a datos de planeamiento a mediano plazo. Datos para las barras PV son las generaciones propias de INECEL y de las barras PQ las entregas a las empresas eléctricas interconectadas.

En la aplicación del algoritmo se optimiza los recursos de las centrales de INECEL y se despacha la energía y potencia totales a una sola barra de demanda.

Las pérdidas activas totales los y factores de penalización calculados como subproducto del flujo de potencia retornan al proceso de optimización para modificar la demanda total y los costos incrementales de potencia.

El proceso termina cuando la variación de pérdidas activas entre dos iteraciones es insignificante.

El cálculo de los PF's se ha realizado como un subproducto de los resultados del flujo de potencia, utilizando la matriz H del jacobiano convergente, las admitancias primitivas y las variables de estado del sistema resuelto.

El método desarrollado permite calcular los PF's bajo cualquier condición de carga, generación y/o topología de la red de transmisión, sin tener que disponer de tablas de factores de pérdidas, las mismas que deben actualizarse cada determinado tiempo.

De los resultados obtenidos se deduce que los costos de operación de las centrales de generación especialmente térmicas al ser multiplicados por sus respectivos PF's modifican el orden de prioridad de despacho respecto a la práctica actual.

La programación lineal de flujo en redes es una herramienta adecuada para el despacho de centrales térmicas e hidráulicas ya que considera funciones lineales y restricciones (embalses, límites de P y Q, disponibilidad de centrales, etc). Es un método simple y rápido, que aprovecha las características de las restricciones.

El flujo en redes requiere de las curvas entrada-salida discretizadas para las centrales térmicas y de tablas cota-volumen-productividad para las centrales hidráulicas. La exactitud de los resultados del flujo en redes depende del paso y número de discretizaciones.

Características entrada-salida de las unidades térmicas han sido desarrolladas e incorporadas al proceso de optimización mediante una discretización basada en pasos reales de disponibilidad de las unidades.

Curvas aproximadas entrada-salida de segundo grado para las unidades térmicas del SNI, sean estas a vapor, bunker, a gas o diesel, son factibles de ser obtenidas con la información de costos promedios anuales de combustibles, lubricantes, repuestos y varios.

La validación y actualización de los coeficientes de las curvas entrada-salida, serán de primordial importancia para la correcta aplicación en la programación de la generación del SNI.

Las pruebas del algoritmo propuesto han sido realizadas en el SNI. La adaptación de un sistema real con altas restricciones a los requerimientos del programa ha demostrado la bondad del paquete desarrollado.

El desarrollo de este programa permite obtener un óptimo local del país debido a que no se considera las generaciones de las empresas eléctricas interconectadas.

El problema de reactivos en el SNI ha sido resuelto mediante la incorporación de compensadores sincrónicos en las barras de Manabí, Babahoyo, Machala, Policentro. Este equipo entra en operación bajo condiciones de demanda máxima. Se recomienda realizar una extensión al programa de flujo de potencia que integre en forma real la presencia de capacitores y reactores.

Bajo condiciones de hidrología extremadamente seca, la generación de INECEL no abastece la demanda. La deficiencia se cubre con dos unidades térmicas de déficit, con costo mucho mayor a las centrales de INECEL, llamadas DEFICI-Q y DEFICI-G que suplen la falta de energía tanto para Quito como para Guayaquil.

Los resultados de la aplicación de esta metodología traerán consigo grandes ahorros por mejor operación de las centrales hidráulicas, beneficios para el sector eléctrico ecuatoriano y en definitiva para el desarrollo del país.

El algoritmo desarrollado en este trabajo para despacho económico hidrotérmico de corto plazo puede ser extendido a la programación de generación de mediano y largo plazo con modificaciones de los modelos utilizados tanto en el flujo de potencia como en el de flujo en redes.

Se recomienda incorporar esta herramienta de análisis para una mejor toma de decisiones en la elaboración de los programas de despacho y redespacho de unidades por salidas de generación en el SNI.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Julio C. Gómez C. "Planeamiento Operativo de Sistemas Hidrotérmicos mediante programación en redes" Facultad de Ingeniería Eléctrica, E.P.N., 1984
- [2] Paul A Jensen, J. Wesley Barnes "Network Flow Programming" John Wiley & Sons, New York, 1980
- [3] "Programa de Operación del SNI" PO/001/ DOSNI, Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado, INECEL , Quito-Ecuador, Enero 1993.
- [4] J.A. Játiva "An Extended Automatic Generation Control Simulator for Interconnected Power Systems Incorporating Adaptive Load Frequency Control Techniques and Full System Network Representation " Ph. D. Dissertation, The University of Texas at Arlington, Ailington, Texas, August 1991.
- [5] R.R. Shoults. "A Simplified Economic Load Dispatch Algorithm Using Decoupled Network Models," National Science Foundation Grant Reporte, June 1977.
- [6] S.K. Chang and V. Brandwajn, "Adjusted Solutions in Fast Decoupled Load Flow", Proceedings IEEE PICA Conference, pp. 347-53 , May 1987.
- [7] A.J. WOOD and B.F. Wollenberg. "Power Generation Operation and Control." John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [8] R.R. Shoults and R.K.Green, " Power System Operations: Course Lecture Notes" The University of Texas al Ailington, Arlington, Texas, February 1982.

- [9] Dr. Aboytes, Ing. V. Vidrio," Flujo Optimo en S.E.P." México,1979
- [10] Gabriel Argüello Ríos " Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia ", Inecel, E.P.N., 1988
- [11] A.S. Solodóvnikov "Sistemas de desigualdades lineales", Editorial MIR, Moscú, 1988
- [12] Jesús Játiva, Ph.D., Julio Gómez,Ing., "Factores de penalización para programación óptima en sistemas eléctricos de potencia (aplicación al SNI)", EPN-INECEL, abril de 1993.
- [13] Jesús Játiva, Ph.D., Julio Gómez,Ing., "Características entrada-salida de unidades térmicas (aplicación al SNI)", EPN-INECEL, abril de 1993.

ANEXO 1

Curvas de entregas de potencia activa a las empresas eléctricas interconectadas

Estas curvas ilustran la demanda de las diferentes empresas eléctricas del Ecuador para un día dado (Viernes 23 de Abril de 1993). En el subtítulo de las figuras se indica el número de barra asignada para la ejecución del flujo de potencia y el nombre de la empresa eléctrica a ser servida.

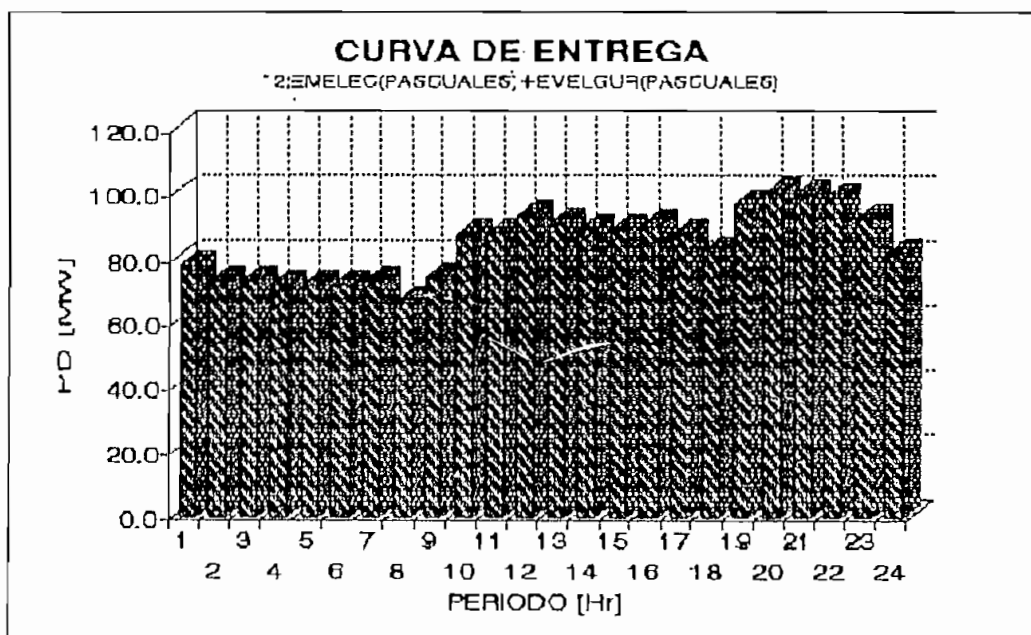


Figura A1.1 Entrega a Emelec(Pascuales) y Emelgur(Pascuales)

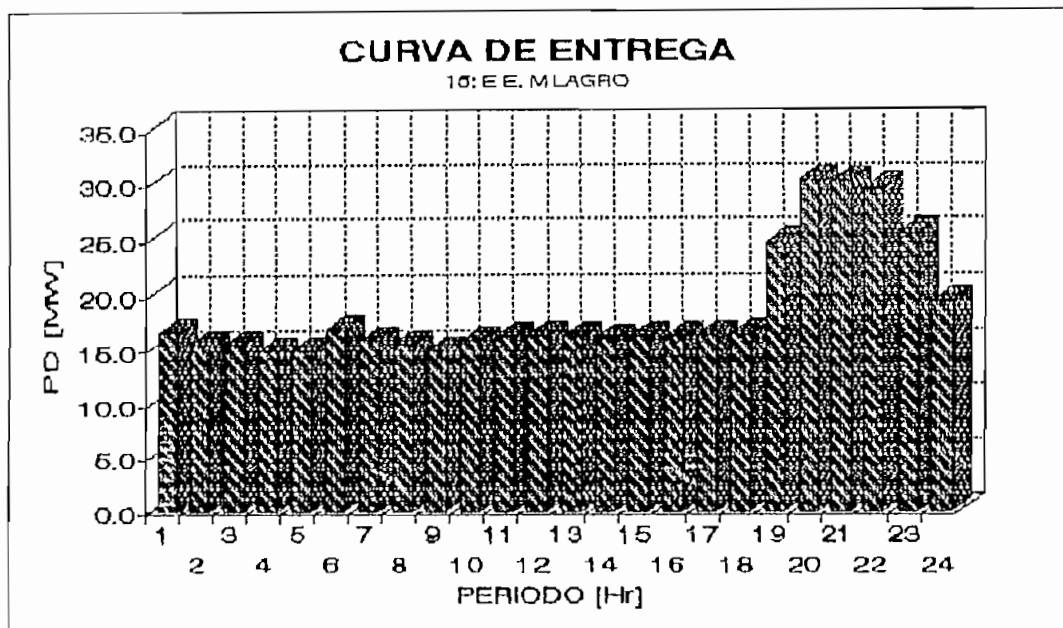


Figura A2.2 Entrega a E.E. Milagro

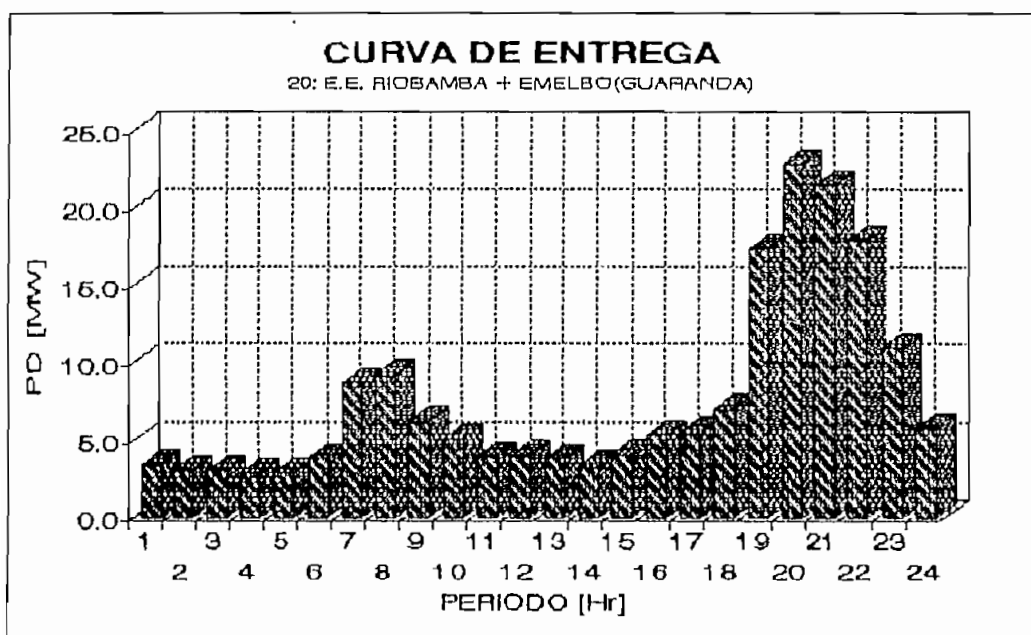


Figura A1.3 Entrega a E.E. Riobamba y Emelbo

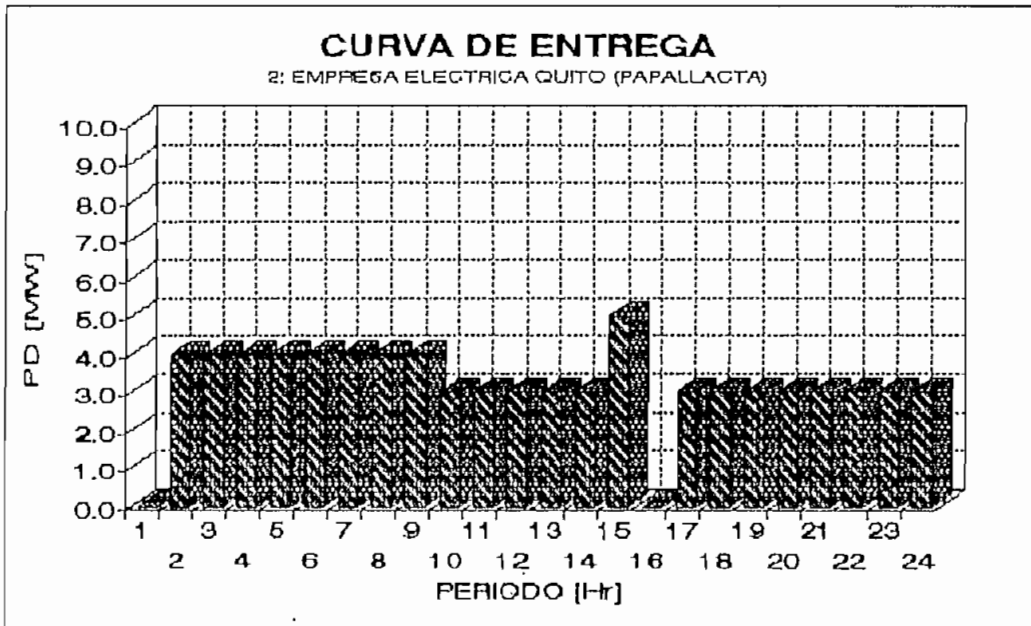


Figura A1.4 Entrega a E.E. Quito (Papallacta)

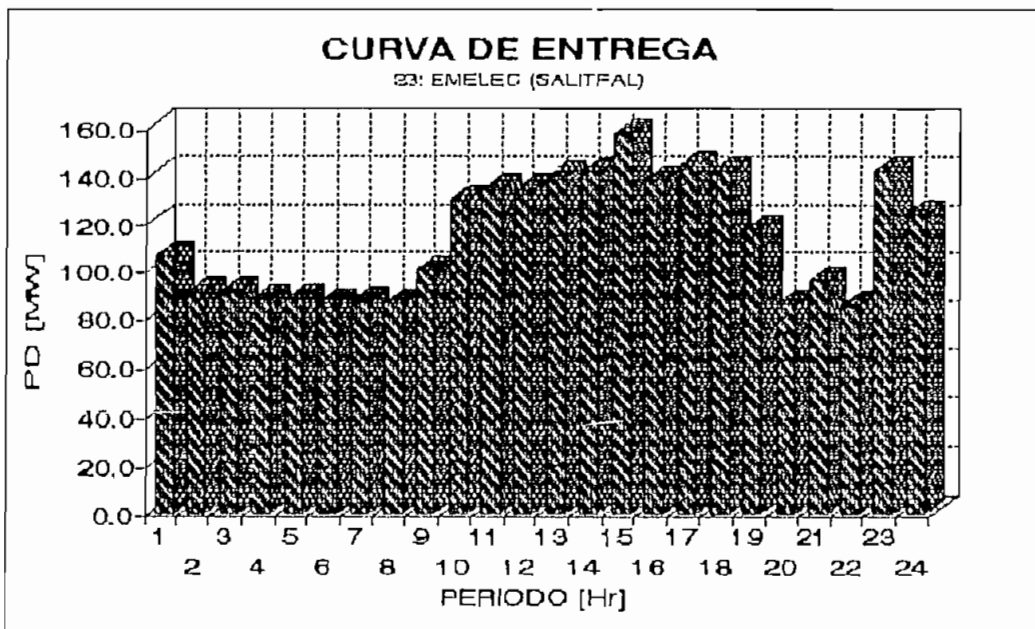


Figura A1.5 Entrega a E.Emelec (Salitral)

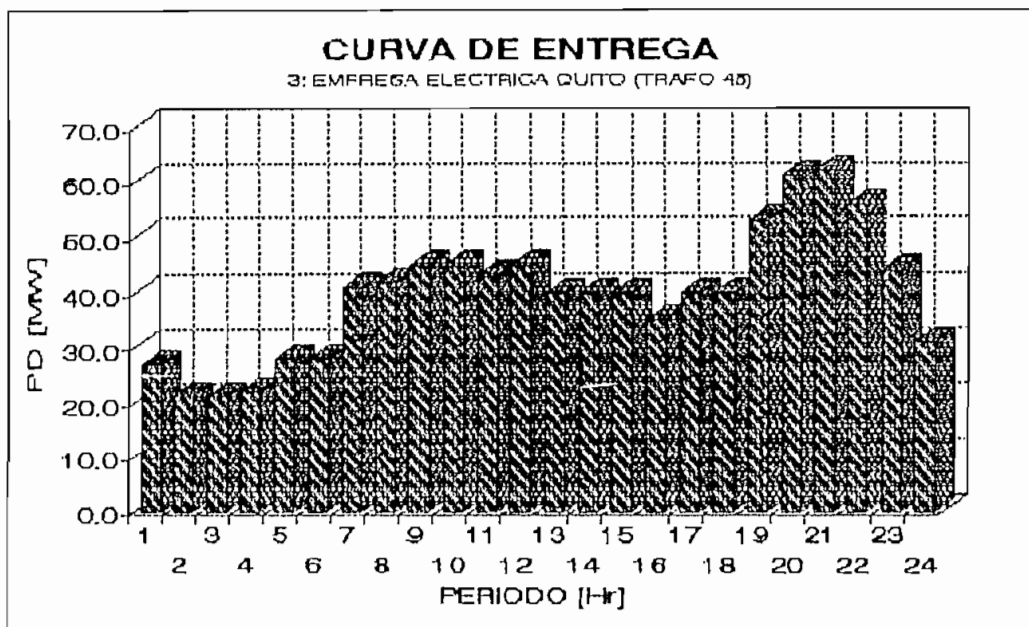


Figura A1.6 Entrega a E.E. Quito (Trafo 46)

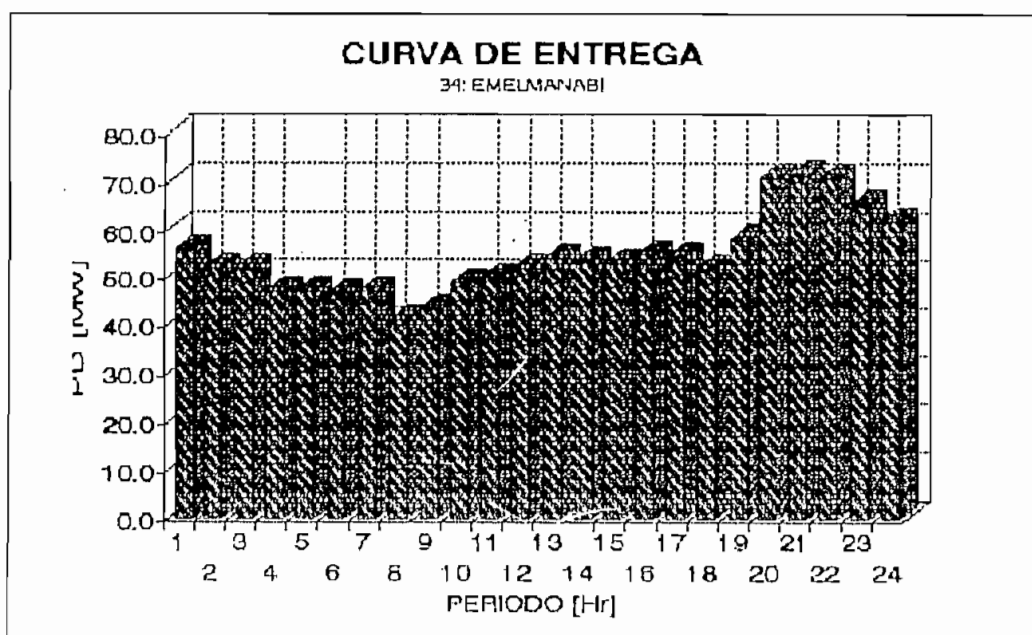


Figura A1.7 Entrega a Emelmanabi

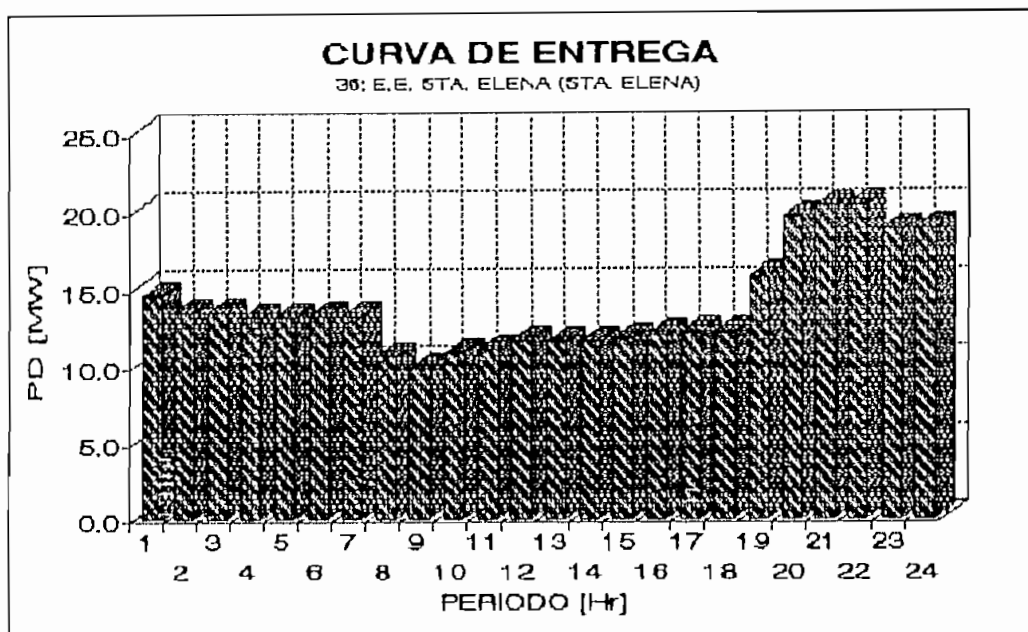


Figura A1.8 Entrega a E.E. Sta Elena (Sta Elena)

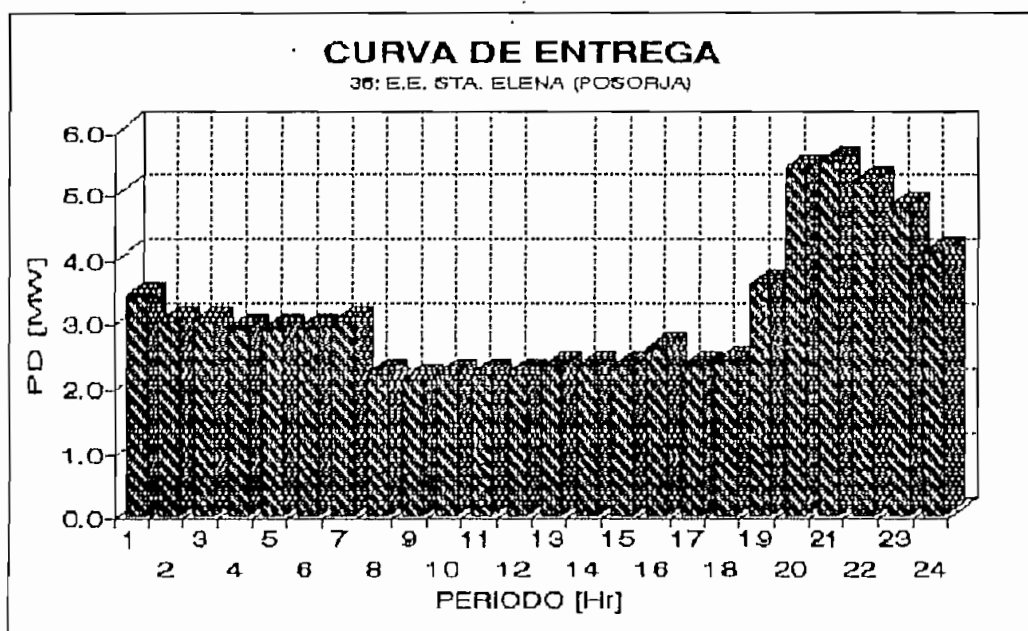


Figura A1.9 Entrega a E.E. Sta Elena (Posorja)

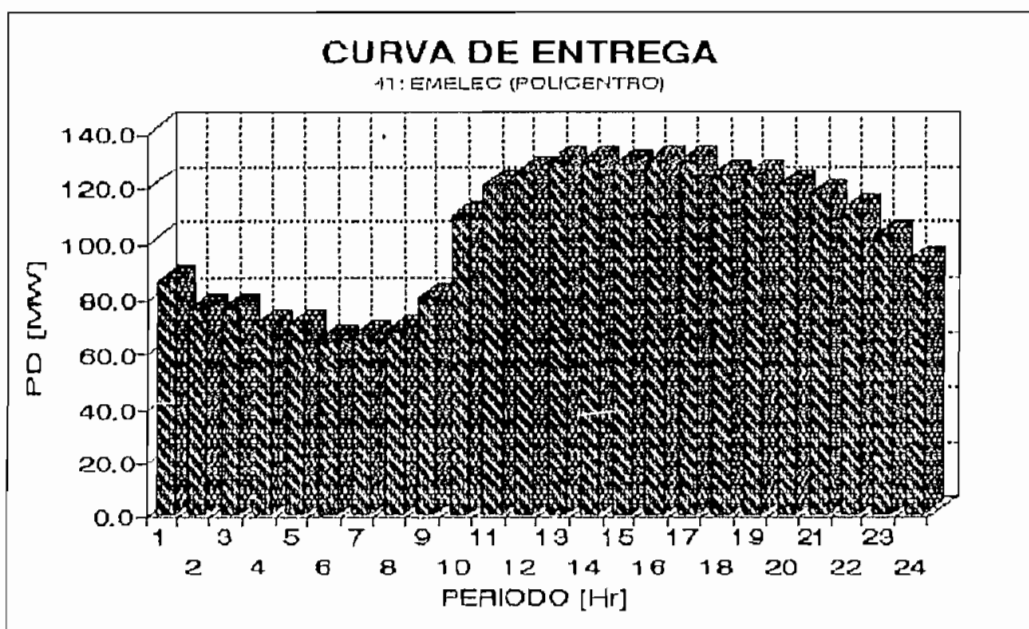


Figura A1.10 Entrega a Emelec (Policentro)

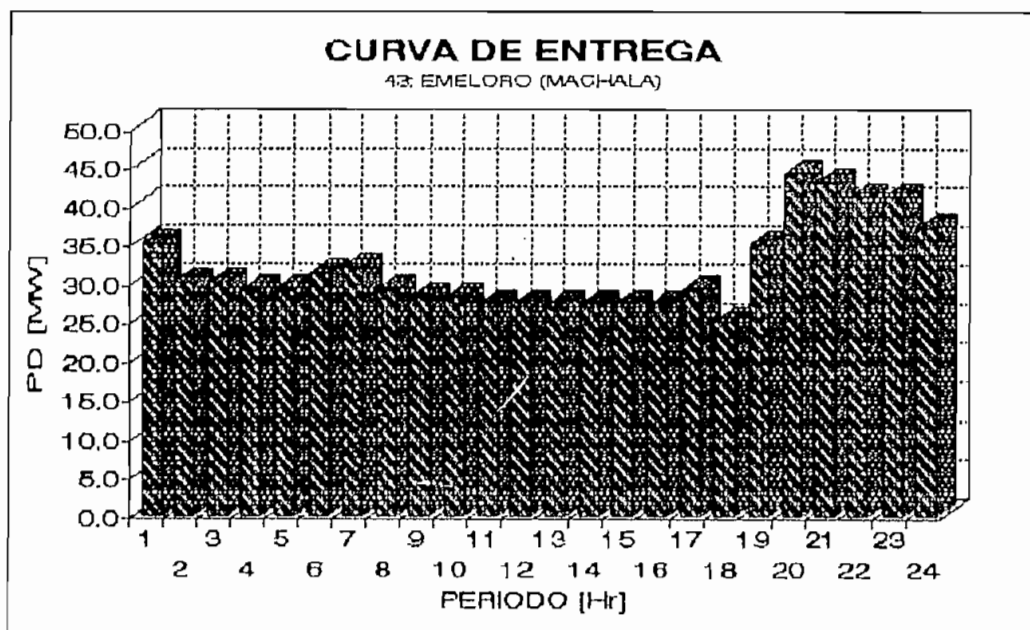


Figura A1.11 Entrega a Emeloro

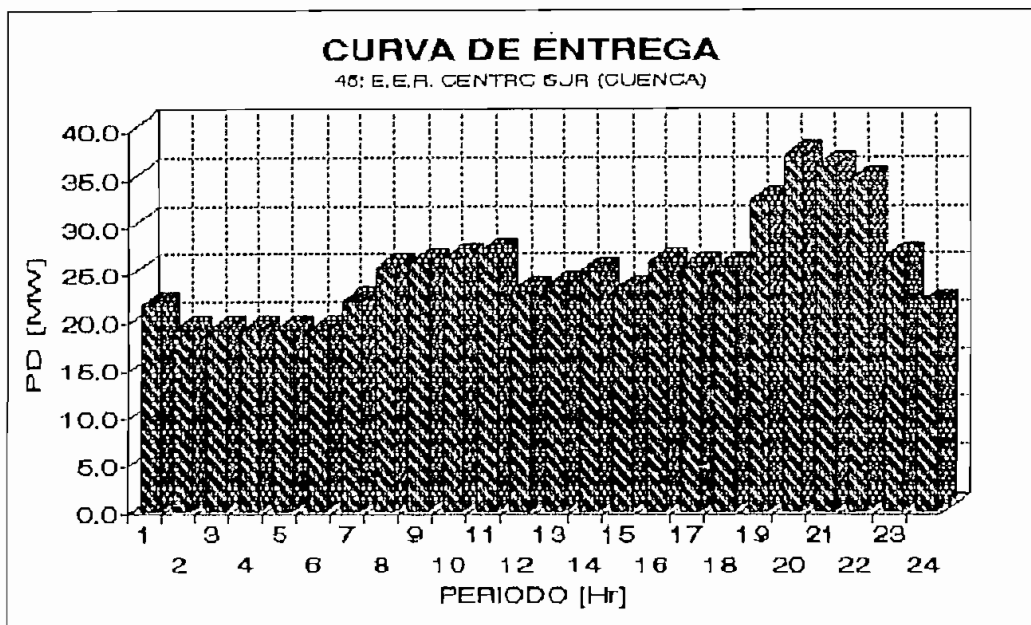


Figura A1.12 Entrega a E.E. Centro Sur

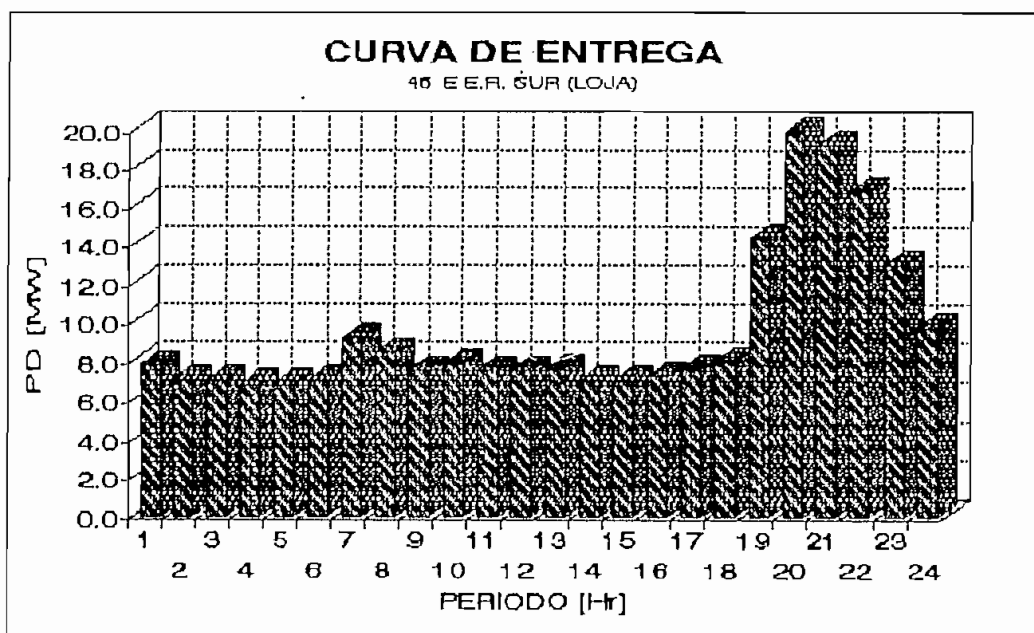


Figura A1.13 Entrega a E.E. Sur

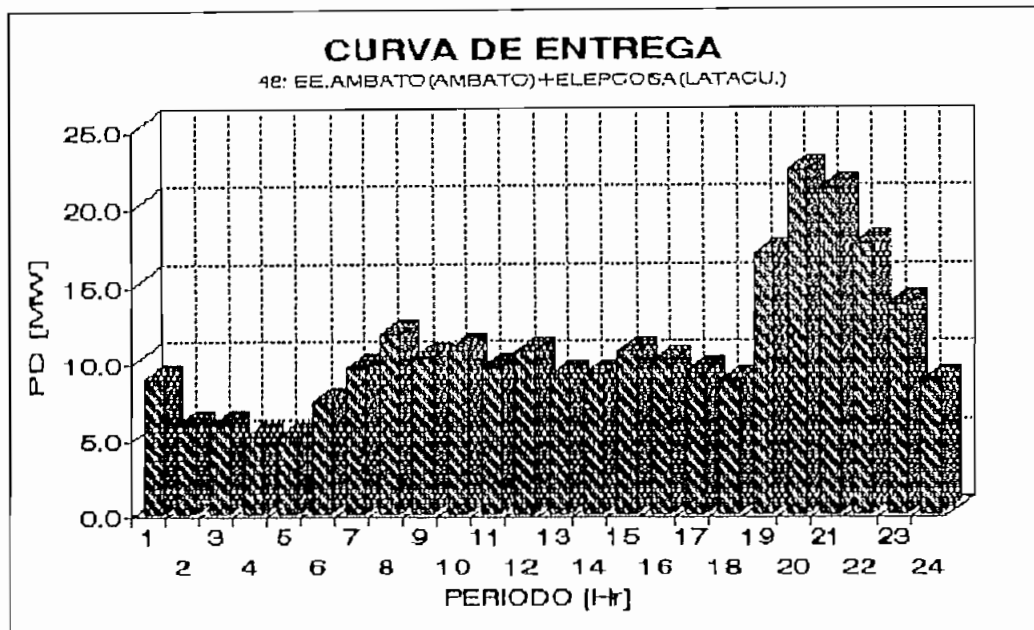


Figura A1.14 Entrega a E.E. Ambato (Ambato) y Elepcosa

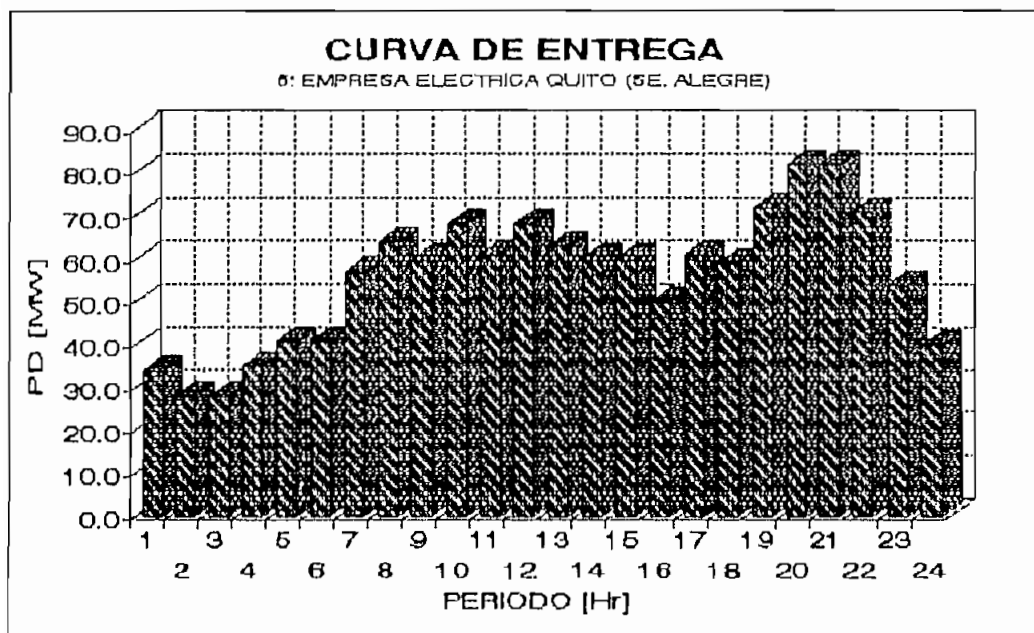


Figura A1.15 Entrega a E.E. Quito (Selva Alegre)

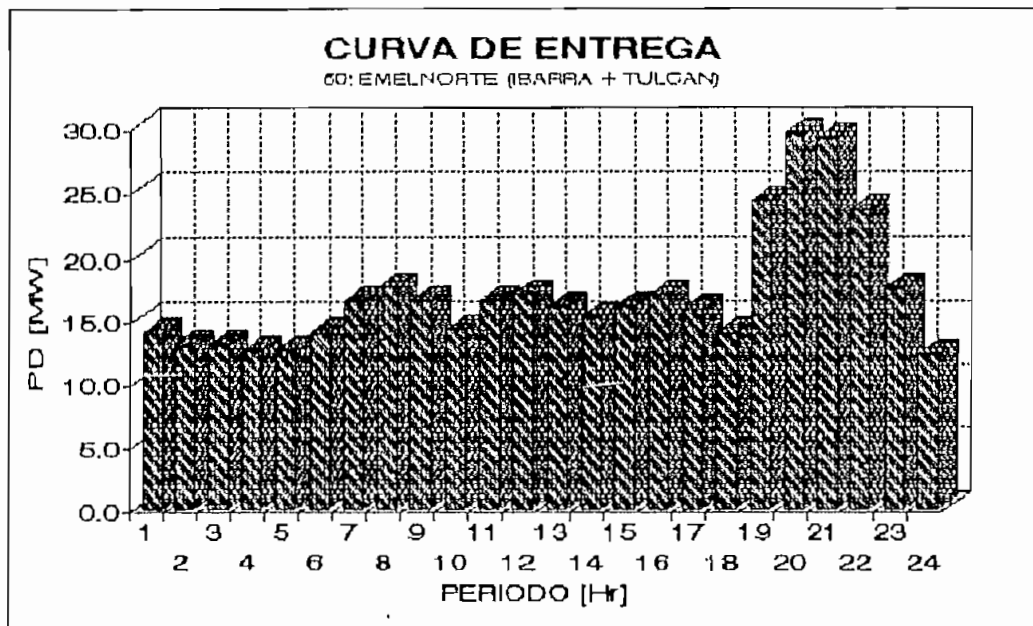


Figura A1.16 Entrega a Emelnorte

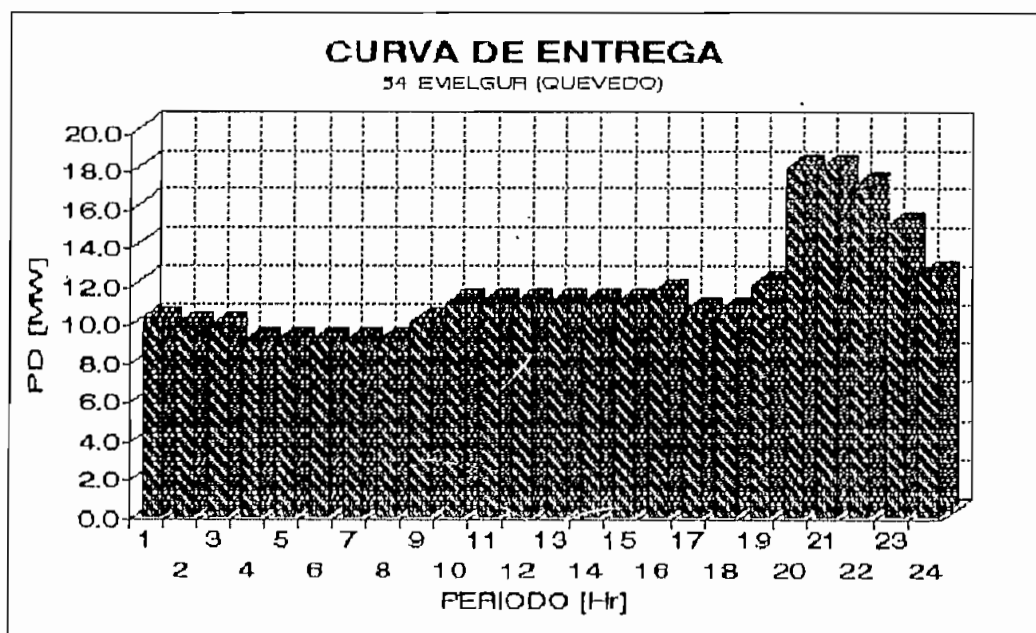


Figura A1.17 Entrega a Emelgur (Quevedo)

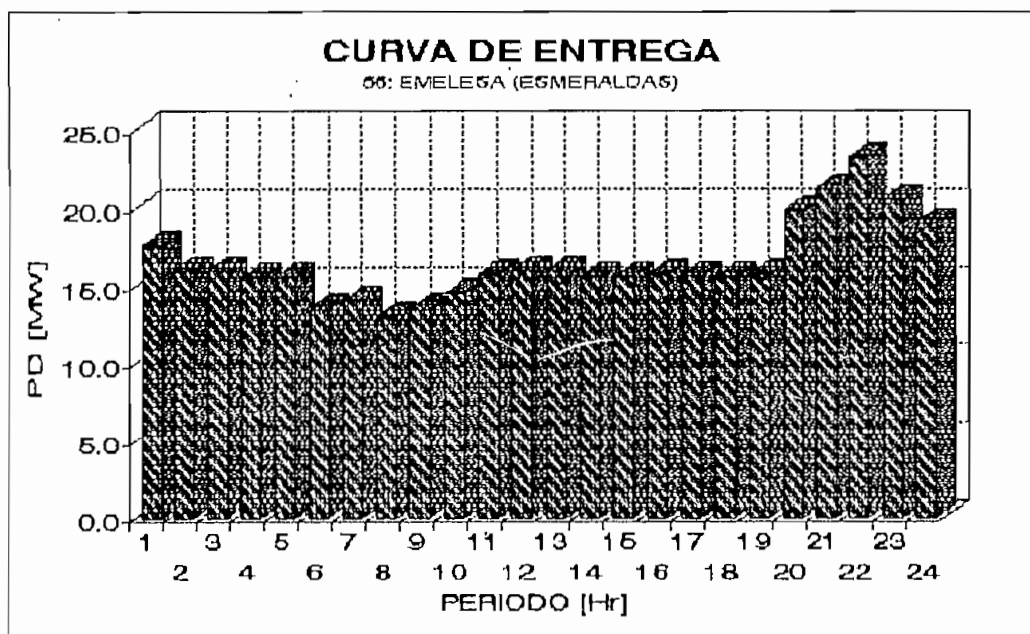


Figura A1.18 Entrega a Emelesa

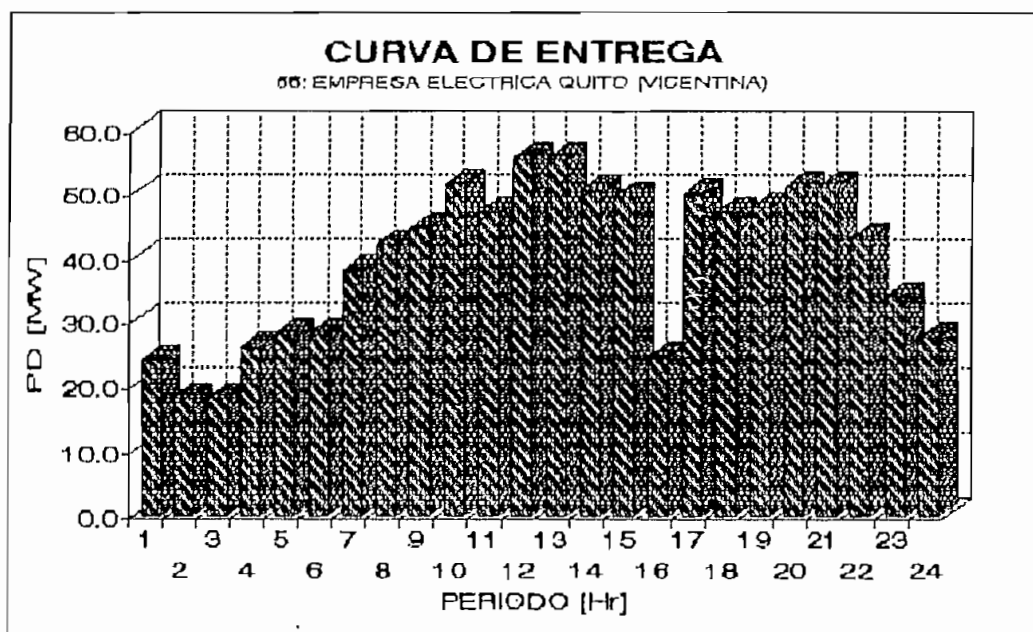


Figura A1.19 Entrega a E.E. Quito (Vicentina)

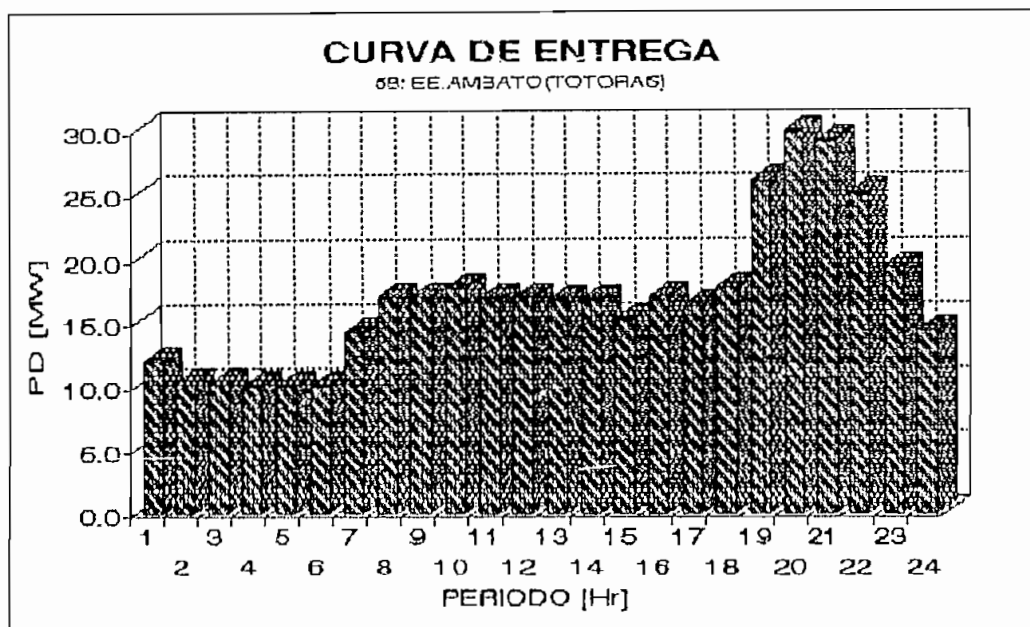


Figura A1.20 Entrega a E.E. Ambato (Totoras)

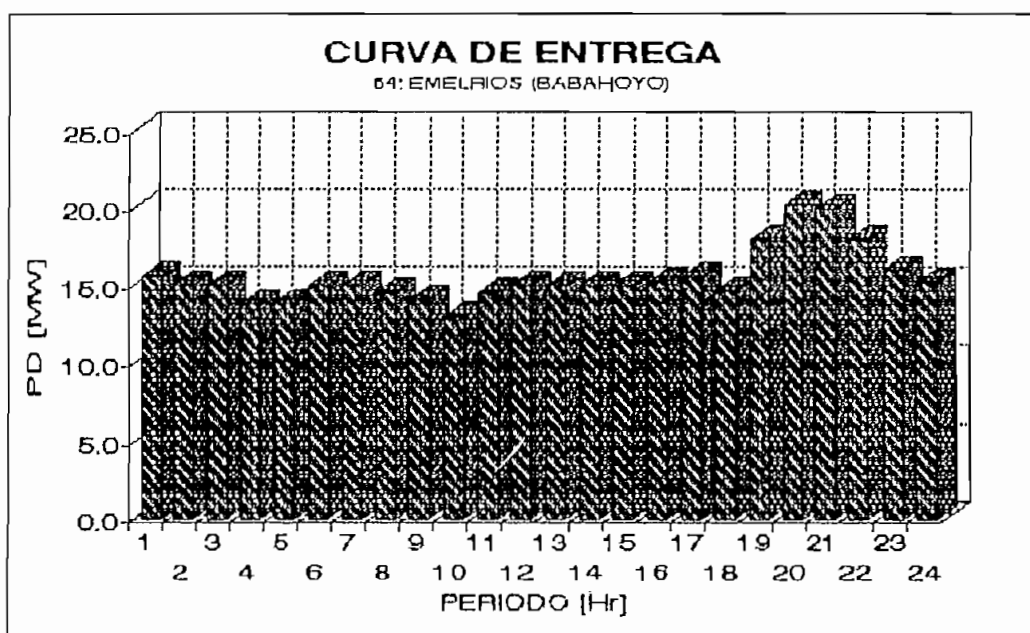


Figura A1.21 Entrega a Emelrios

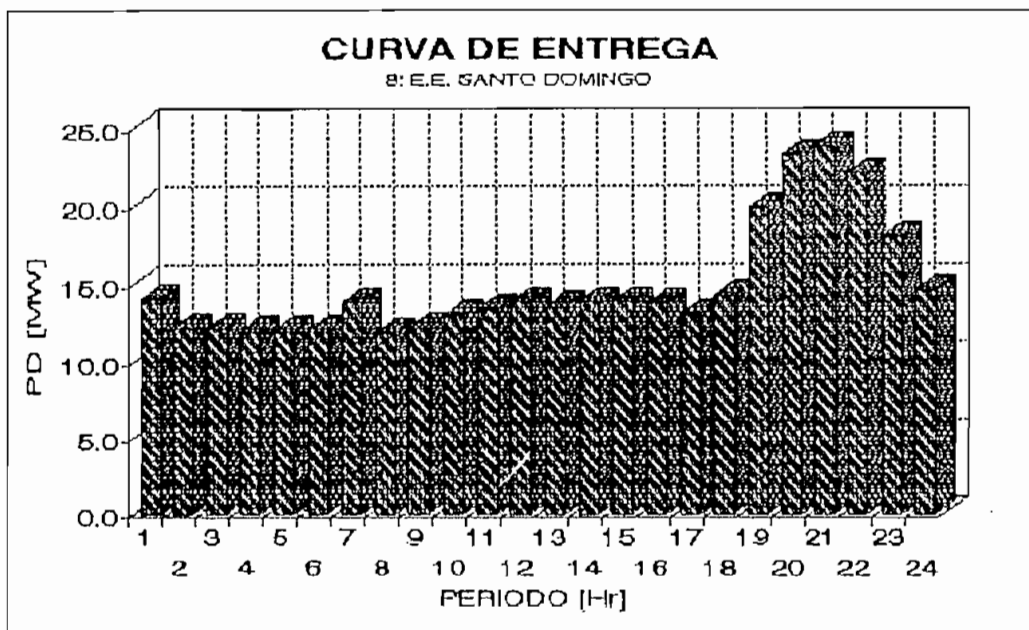


Figura A1.22 Entrega a E.E. Sto Domingo

ANEXO 2

Cálculo de los coeficientes de las curvas entrada-salida de unidades térmicas de INECEL.

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

La característica de calor específico incremental para unidades térmicas está dada por la pendiente (derivada) de la característica entrada-salida. Los datos indicados en esta curva están en términos de BTU por KWH o sucres por KWH versus potencia neta de salida de la unidad en MW. Esta característica es ampliamente utilizada por el despacho económico de la unidad. Es convertida a una característica de costo incremental de combustible mediante la multiplicación del costo específico incremental en BTU/KWH por el costo de combustible en \$/BTJ.

Frecuentemente esta característica es aproximada por una secuencia de segmentos lineales.

La última característica importante de una turbina térmica es la del calor específico neto (net heat rate curve) definida como la entrada calorífica por KWh de salidad (BTU/KWh) versus potencia de salidad (MW). Es el recíproco de la característica usual de eficiencia desarrollada en máquinas. Unidades térmicas de vapor convencionales tienen eficiencias entre 30 y 35%, de tal forma que su rango de calor específico está entre 11400 y 9800 BTU/KWh. Las características de calor específico de una unidad son función de los parámetros de diseño tales como condiciones iniciales de vapor, etapas de

recalentamiento y temperaturas de recalentamiento, presión del condensador, y la complejidad del ciclo regenerativo de alimentación de agua.

Muchos formatos diferentes se han utilizado para representar las características entrada-salida de unidades térmicas. Los datos obtenidos de pruebas de calor específico o de datos de diseño pueden ajustarse por medio de curvas polinomiales. En muchos casos características cuadráticas se han ajustado bastante bien a estos datos. Una serie de segmentos lineales también puede usarse para representar las características entrada-salida. El uso de diferentes representaciones requerirá de diferentes métodos de programación para obtener la operación económica de un sistema de potencia.

A2.1 Cálculo de los coeficientes de las centrales térmicas del INECEL

Dada la función de costo: $f = a*P^2 + b*P + c$ en \$/h, a, b y c son coeficientes de la función de costo los cuales se determinan en base a la información de las potencias activas y costos variables de generación disponibles en la Dirección de Operación de INECEL que se detallan en los cuadros A.2.1 y A.2.2

CUADRO A.2.1

COSTOS VARIABLES DE GENERACION TERMOELECTRICA [\$/MW-h]

	V.Esmeraldas	V.Gonz.Zeva.	G.Gonz.Zeva.	B.Guangopolo	G.Santa Rosa
Combusti.	28,290.00	15,850.00	25,776.67	27,980.00	20,833.33
Lubrican.	1,000.00	500.00	333.33	7,430.00	333.33
Repuesto.	4,900.00	1,825.00	2,313.33	5,510.00	5,000.00
Varios	1,500.00	610.00	0.00	2,040.00	400.00
Costo med	35,690.00	18,785.00	28,423.33	42,960.00	26,566.67

Las potencias activas máxima y mínima para las centrales del INECEL se detallan en el cuadro A.2.2

CUADOR A.2.2

POTENCIAS ACTIVAS LIMITES DE GENERACION [KW]

	V.Esmeraldas	V.Gonz.Zeva.	G.Gonz.Zeva.	B.Guangopolo	G.Santa Rosa
P mín.	40	23	5	4.0	2.5
P máx.	125	73	25	24.0	15.0
P med.	82.5	48	15	14.0	8.75

El siguiente método de cálculo permite encontrar los coeficientes a, b y c de las funciones de costo para la centrales térmicas del INECEL.

Considerando una función de costo de segundo grado:

$$f = a*P^2 + b*P + c \quad , [$/h]$$

La potencia media para la central es:

$$P_{med} = \frac{P_{mín} + P_{máx}}{2}$$

El costo específico medio se encuentra como sigue:

$$\frac{f}{P} \Bigg|_{P=P_{med}} = a * P_{med} + b + \frac{c}{P_{med}} = \text{Costo específico medio (Costo med)} \quad (A2.1)$$

Si el generador está detenido entonces $P=0$, por lo tanto

$$f = c = \text{costo Varios (Varios)} \quad \text{en } \$/h$$

El coeficiente b se determina a partir de la función de costo incremental para potencia de salida cero:

$$\frac{d f}{d P} \Bigg|_{P=0} = 2 * a * 0 + b = \text{Costo de lubricantes (Lubrican)} \quad (A2.2)$$

$$b = \text{Costo de lubricantes (Lubrican)} \quad \text{en } \$/MW-h$$

De la ecuación (3) se obtiene el coeficiente a :

$$a = \frac{\text{Costo med} - b - \frac{c}{P_{med}}}{P_{med}} \quad (A2.3)$$

a esta dado en $\$/MW^2-h$.

Ejemplo de calculo de los coeficientes para la curva entrada-salida de centrales térmicas:

Con los datos de la planta térmica a vapor de Esmeraldas:

$$P_{med} = \frac{P_{mín} + P_{máx}}{2} = \frac{40 + 125}{2} = 82.5 \text{ MW}$$

$$\left. \frac{d f}{d P} \right|_{P=P_{med}} = 2 * a * P_{med} + b = 35,690.00 \text{ \$/MW-h}$$

$$f = c = \text{costo Varios (Varios)} = 1,500.00 * P_{med}$$

$$c = 1,500.00 * 82.5$$

$$c = 123,750.00 \text{ \$/h}$$

$$\left. \frac{d f}{d P} \right|_{P=0} = 2 * a * 0 + b = \text{Costo por lubricantes (Lubrican)}$$

$$b = \text{Costo de lubricantes (Lubrican)}$$

$$b = 1,000.00 \text{ \$/MW-h}$$

de la ecuación (A2.3) obtenemos a:

$$a = \frac{35,690.00 - 1,000.00 - \frac{123,750.00}{82.5}}{82.5}$$

$$a = 402.3 \text{ \$/MW}^2\text{-h}$$

Con lo que la función de costo es la siguiente:

$$f = a*P^2 + b*P + c \quad [$/h]$$

$$f = 402.3*P^2 + 1,000.00*P + 123,750.00 \quad [$/h]$$

Los coeficientes para las diferentes centrales térmicas del INECEL se muestran en el cuadro A.2.3

CUADRO A.2.3

FUNCION DE COSTO DE LAS CENTRALES TERMICAS DEL INECEL

$$C = aP_g^2 + bP_g + c \quad \text{dónde: } a=[\$/MW^2-h]$$

$$b=[\$/MW-h]$$

$$c=[\$/h]$$

	V.Esmeraldas	V.Gonz.Zeva.	G.Gonz.Zeva.	B.Guangopolo	G.Santa Rosa
c =	123750.00	29280.00	0.00	28560.00	3500.00
b =	1000.00	500.00	333.33	7430.00	333.33
a =	402.30	368.23	1,872.67	2392.14	2952.38

V≡ Vapor

G≡ Gas

B≡ Bunker

D≡ Diesel

A2.2 Gráficos entrada-salida de las unidades del INECEL

A continuación se presentan en forma gráfica las características estimadas entrada-salida de las unidades del INECEL. En las diferentes figuras se muestran las curvas entrada-salida para las unidades de vapor, gas y bunker.

En las figuras A2.1, A2.2 y A2.3 se indican las curvas entrada salida (\$/h vs MW) para las unidades Vapor de Esmeraldas (V.ESME) , Vapor Gonzalo Zevallos (V.G.ZE), Gas Gonzalo Zevallos (G.G.ZE), Gas Santa Rosa (G.S-RO) y

para la central Bunker Guangopolo (B.GUAN). Con el objeto de resaltar las diferencias entre unidades con turbinas a vapor, a gas y bunker se presenta la figura A2.4.

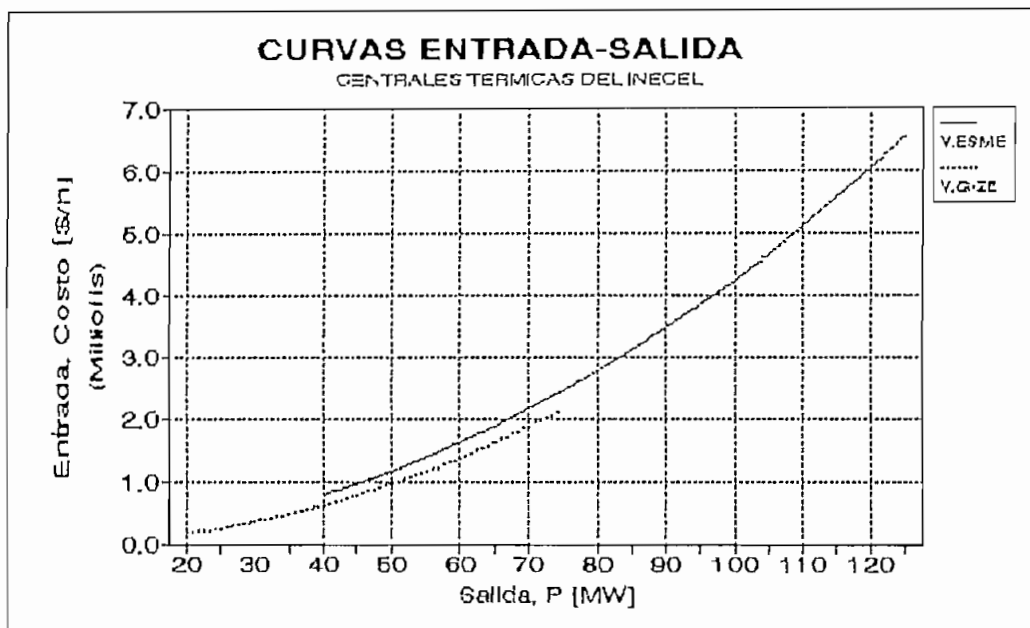


Figura A2.1 Curvas entrada-salida para Vapor Esmeraldas y Vapor Gonzalo Zevallos

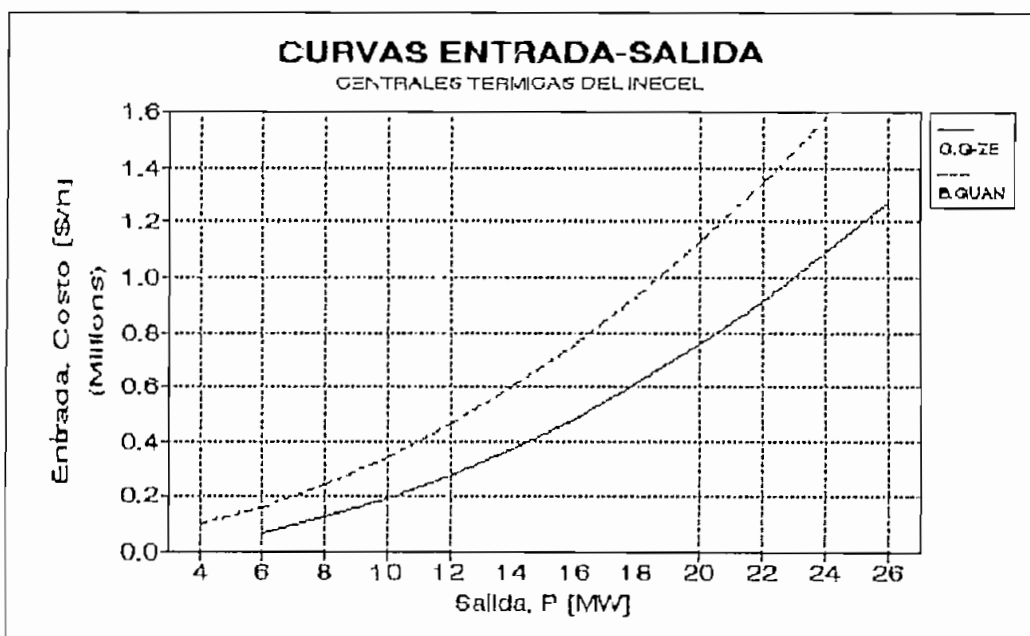


Figura A2.2 Curva entrada-salida para Gas Gonzalo Zevallos y Bunker Guangopolo

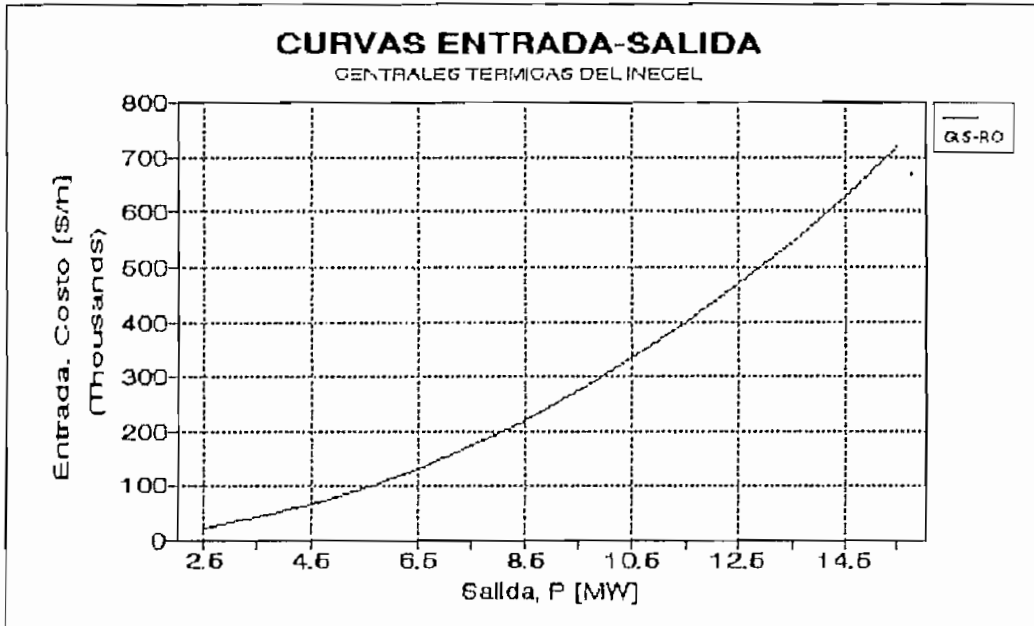


Figura A2.3 Curva entrada-salida para Gas Santa Rosa

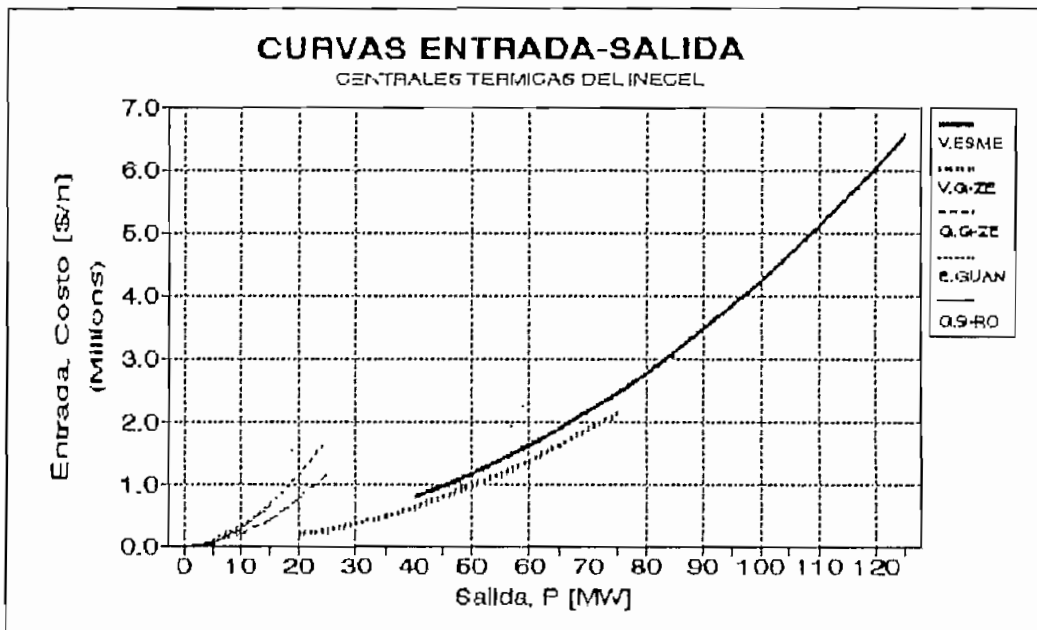


Figura A2.4 Curvas entrada-salida para unidades del INECEL

En las figuras A2.5, A2.6 y A2.7 se indican las curvas de costos incrementales (\$/MW-h vs MW) para las unidades antes señaladas.

Para comparar los costos incrementales de la unidades del INECEL se presenta la figura A2.8.

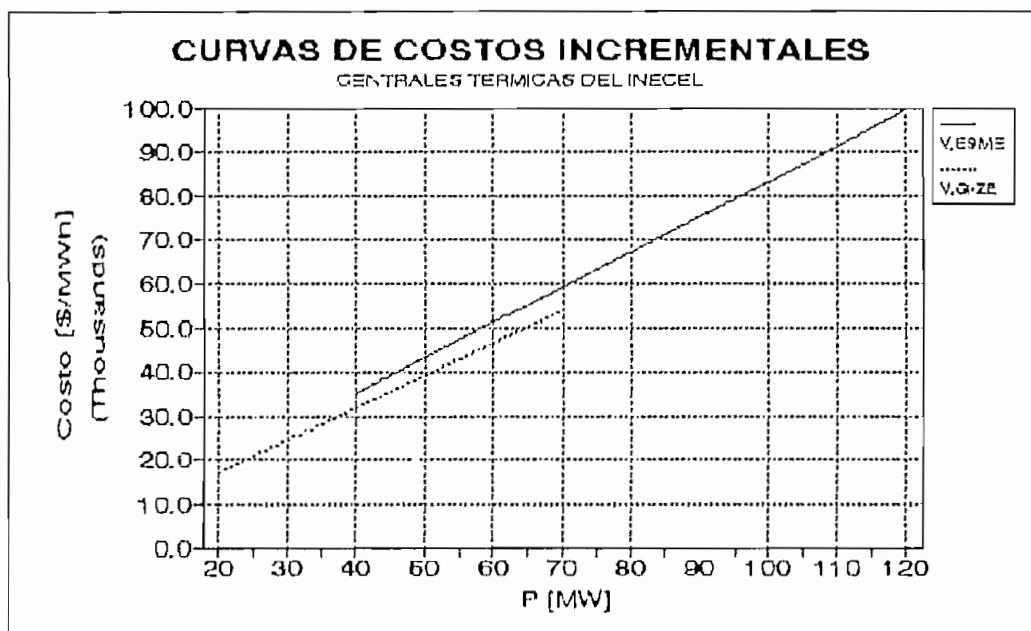


Figura A2.5 Costos Incrementales para Vapor Esmeraldas y Vapor Gonzalo Zevallos

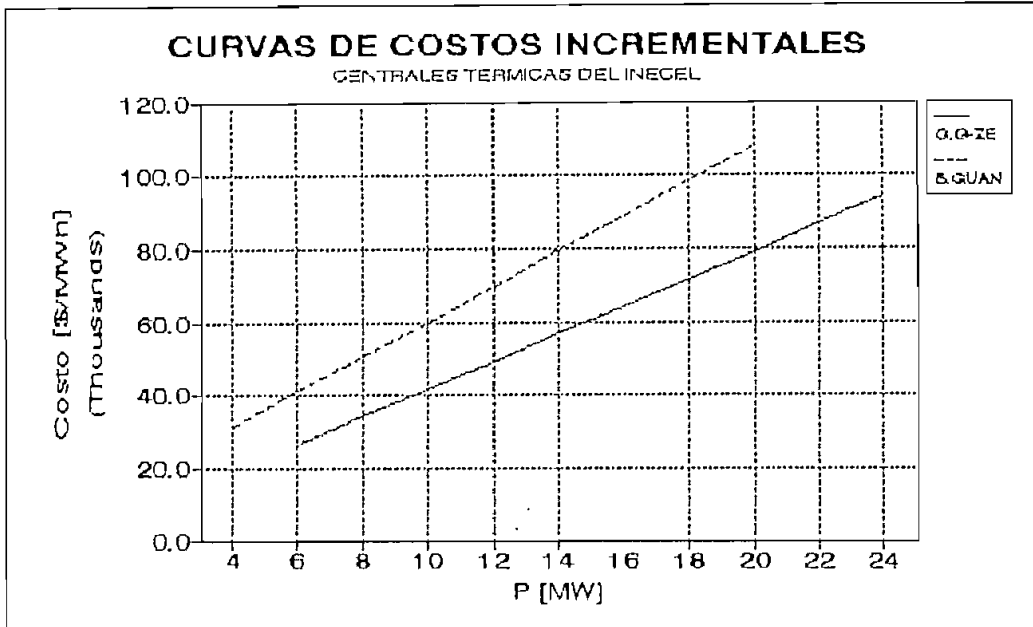


Figura A2.6 Costos Incrementales para Gas Gonzalo Zevallos y Bunker Guangopolo

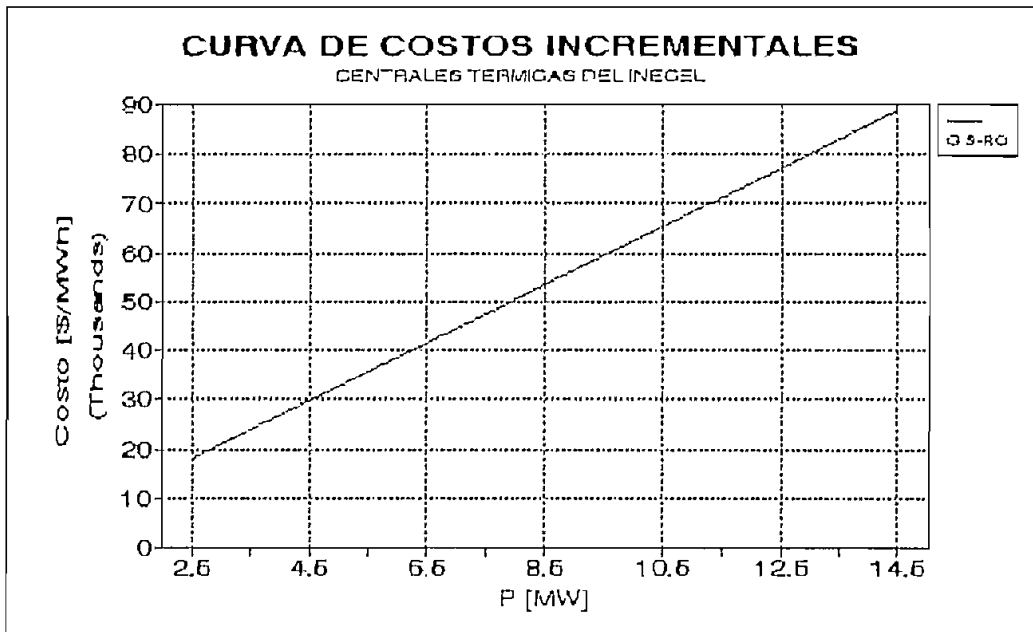


Figura A2.7 Costos Incrementales para Gas Santa Rosa

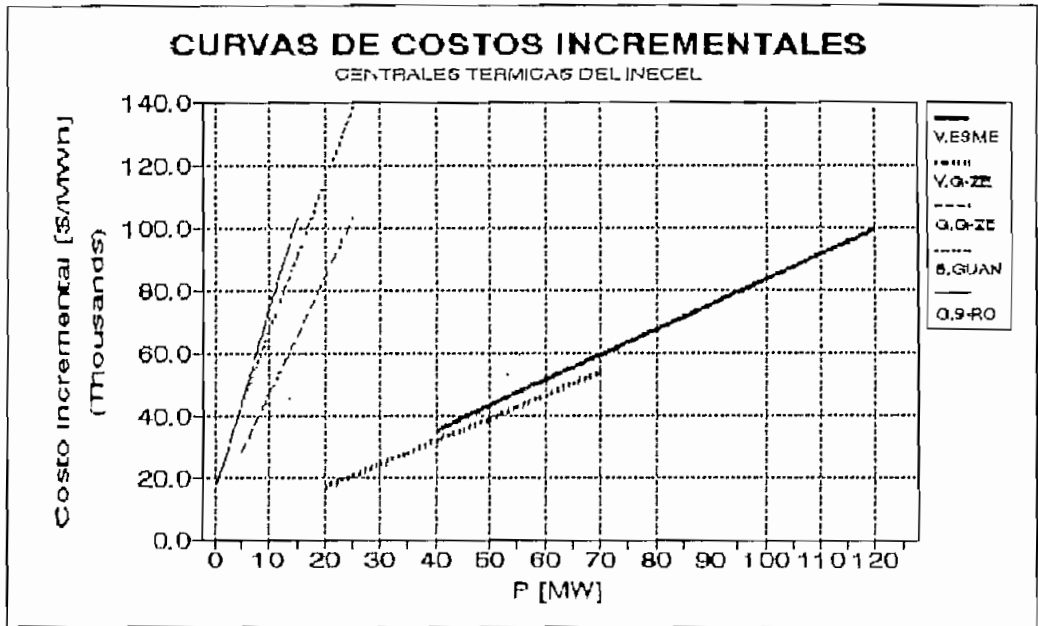


Figura A2.8 Costos Incrementales para unidades del INECEL

ANEXO 3

Manual del usuario

DESPACHO ECONOMICO HIDROTERMICO
MEDIANTE PROGRAMACION EN REDES
INCLUYENDO LA RED ELECTRICAA3.1 Datos de centrales hidráulicas

Nombre del archivo : CENHIDR.DAT

Los datos a leerse son en la primera línea el número de centrales hidráulicas y el costo por vertimiento en el reservorio.

Registro 1

NCHID,CVER
FORMATO (I5,F8.3)

En la segunda línea se lee nombre de la central, número asignado por el usuario a la central, potencia activa máxima de la central en MW, potencia activa mínima de la central en MW, potencia reactiva máxima de la central en MVAR, potencia reactiva mínima de la central en MVAR, número asociado a la barra del sistema, número de discretizaciones de la tabla cota-volumen-productividad.

Registro 2,...,NCHID

Un bloque de registros de este tipo por cada central.

NOMCEN(I),NUMASG(I),PMAXC(I),PMINC(I),QMAXC(I),
QMINC(I),NBUS(I),NDISCR(I)
FORMATO (A8,I5,4F6.1,2I5)

En la tercera línea se lee volumen máximo del reservorio asociado a la central en Hm^3 , volumen mínimo del reservorio asociado a la central en Hm^3 , vertimiento máximo del reservorio asociado a la central en m^3/seg .

Registro 3

```
VOLMAX(I),VOLMIN(I),VERMAX(I)
FORMATO (3F10.2)
```

En la cuarta línea se lee los valores de la discretización de la TABla Cota-Volumen-Productividad

Registro 4

```
TABCVP(I,J),TABCVP(I,K),TABCVP(I,L)
FORMATO (3F8.2)
```

Ejemplo:

Registro 1

```
NCHID    CVER
  1    1000.000
```

Registro 2

```
NOMCEN NUMAG PMAXC PMINC QMAXC QMINC NBUS NDISCR
PAUTE-H  1  1000.0 40.0  300.0 -100.0  1    6
```

Registro 3

```
VOLMAX    VOLMIN    VERMAX
116.00    16.00    100.00
```

Registro 4

```
TABLA COTA- VOLUMEN-PRODUCTIBIDA: TABCVP
COTA    VOLUMEN PRODUCTIVIDAD
1991.00  116.00    1.44
1990.00  114.00    1.43
```

1985.00	100.00	1.42
1980.00	87.00	1.41
1975.00	76.00	1.40

El significado de las variables para centrales hidráulicas es:

NCRES = número de centrales con reservorio.
 CVER = costo de vertimiento (\$/MWh).
 NOMBRE = nombre de la central (8 caracteres).
 NUMERO = ordinal asignado a la central.
 PMAXC = potencia activa máxima de la central(MW).
 PMINC = potencia activa mínima de la central(MW).
 QMAXC = potencia reactiva máxima de la central(MVAR).
 QMINC = potencia reactiva mínima de la central (MVAR).
 NBUS = barra en la que se encuentra conectada la central.
 NDISCR = número de discretizaciones de la tabla cota, volúmen, productividad del reservorio.
 VOLMAX = volúmen de almacenamiento máximo del reservorio (Hm³).
 VOLMIN = volúmen de almacenamiento mínimo del reservorio (Hm³).
 VERMAX = capacidad máxima de vertimiento del reservorio (Hm³).
 TABCVPI,I,J) = cota del reservorio (m.s.n.m.).
 TABCVPI,I,K) = volúmen de almacenamiento del reservorio (Hm³).
 TABCVPI,I,L) = productividad (Kwh/m³).

El máximo número de centrales con reservorio es 10.

A3.2 Datos de centrales térmicas

Nombre del archivo : CENTERM.DAT

La lectura de datos de centrales térmicas se inicia en

la primera línea con el número de centrales térmicas.

Registro 1

NCTER
 FORMATO(I5)

En la segunda línea se lee nombre de la central, número asignado por el usuario a la central, potencia activa máxima de la central en MW, potencia activa mínima de la central en MW, potencia reactiva máxima de la central en MVAR, potencia reactiva mínima de la central en MVAR, número asociado a la barra del sistema, número de discretizaciones de la curva entrada-salida.

Un bloque de registros de este tipo por cada central.

Registro 2, ..., NCTER

NOMCEN(I), NUMASG(I), PMAXC(I), PMINC(I), QMAXC(I),
 QMINC(I), NEUS(I), NDISCR(I)
 FORMATO (A8, I5, 4F6.1, 2I5)

En la tercera línea se lee las discretizaciones de la curva entrada salida que son valores de Potencia en MW y el costo en sucres por hora.

Un registro de datos de la curva de costos (\$/h). por cada discretización.

Registro 3

COSTOS(I, L1), COSTOS(I, L2)
 FORMATO (2F10.4)

Ejemplo:

Registro 1

NCTER

1

Registro 2

NOMCEN	NUMASG	PMAXC	PMINC	QMAXC	QMINC	NBUS	NDISCR
ESMER-T	2	120.0	40.0	20.0	-10.0	2	2

Registro 3

DISCRETIZACIONES DE LA CURVA ENTRADA-SALIDA

POTENCIA	COSTO
50.0000	3.4010
120.0000	8.1630

El significado de las diferentes variables de lectura es:

NCTER	Número de centrales térmicas
NOMCEN(i)	Nombre de la central i
NUMASG(i)	Número asignado por el usuario a la central i
PMAXC(i)	Potencia activa máxima de la central i (MW)
PMINC(i)	Potencia activa mínima de la central i (MW)
QMAXC(i)	Potencia reactiva máxima de la central i (MVAR)
QMINC(i)	Potencia reactiva mínima de la central i (MVAR)
NBUS(i)	Número asociado a la barra del sistema
NDISCR(i)	Número de discretizaciones de la curva de costo de la central i

COSTOS(i,j) Discretización j de la curva de la
 central i, [j=1, NDISCR(i)]
 COSTOS(I,L1) = potencia de generación de
 la central (MW).
 COSTOS(I,L2) = costo de generación (\$/h).

El máximo número de centrales térmicas es 15.

A3.3 Datos de barras de demanda

Nombre del archivo : DEMANDAS.DAT

La lectura de datos de demandas requiere de la primera línea con los datos de números de barras de demanda y número de períodos en estudio.

Registro 1

NBARD,NPERH
 FORMATO (2I5)

Un bloque de registros 2,3 Y 4 para cada barra de demanda. Desde la segunda línea se lee el número asociado del sistema a la barra de carga

Registro 2

NASBC(I)
 FORMATO (I5)

Las potencias activas de demanda en MW para el número de períodos en estudio

Registro 3

(PDEM(I,J),J=1,NPERH)
 FORMATO (24F8.1)

Las potencias reactivas en MVAR de demanda para el numero de períodos indicados.

Registro 4

(QDEM(I,J),J=1,NPERH)

FORMATO (24F8.1)

Ejemplo:

Registro 1

NBARD NPERH

1 3

Registro 2

NASBC

2

Registro 3

PDEM(2,1) PDEM(2,2) PDEM(2,3)

920.0 720.0 820.0

Registro 4

QDEM(2,1) QDEM(2,2) QDEM(2,3)

20.0 25.0 30.0

El significado de las diferentes variables de lectura de el archivo de demandas es:

NBARD	Número de barras de demanda
NPERH	Número de períodos de demanda
NASBC(i)	Número asociado a la barra del sistema
PDEM(i,j)	Potencia activa de demanda en el nodo i al período j (MW)
QDEM(i,j)	Potencia reactiva de demanda en el nodo i al período j (MVAR)

El máximo número de barras de demanda es 50.

A3.4 Datos de operación diaria

Nombre del archivo: OPERDIA.DAT

En la primera línea se lee el valor para probar convergencia entre los módulos de programación en redes y flujo de potencia y el número máximo de iteraciones entre estos dos módulos.

Registro 1

CODPL,ITECOR
FORMATO (F10.5,I5)

Un registro por cada central con reservorio.

A partir de la segunda línea se lee los datos de operación de los embalses: Número asignado a la central, caudal promedio afluente en m³/seg, volumen inicial de operación en Hm³ y volumen final de operación en Hm³.

Registro 2

KASG,CAUDAL,VINI,VFIN
FORMATO (I5,3F10.1)

Ejemplo:

Registro 1

CODPL ITECOR
1. 5

Registro 2

KASG	CAUDAL	VINI	VFIN
1	50.0	114.0	112.6

Centrales fuera de operación en determinadas horas

Después de los datos de embalse viene una línea dónde se lee el número de centrales fuera de operación en ciertos períodos.

Registro 3

NCOU

FORMATO (I5)

Un registro por cada central fuera de operacion.

En la siguiente línea se lee el número asignado a la barra y el número de horas fuera de operación.

Registro 4

KASG,NHOUT

FORMATO (2I5)

En la siguiente línea se lee los períodos en que la central va a estar fuera de operación.

Registro 5

Períodos en los que se encuentra la central fuera de operación.

(KOUT(J),J=1,NHOUT)

FORMATO (24I3)

Ejemplo:**Registro 3**

NCOU

Registro 4

KASG NHOUT
 1 2

Registro 5

KOUT(1) KOUT(2)
 9 15

Centrales con restricciones de operación

Para indicar las centrales con restricción de operación se debe poner en la línea después de los datos centrales fuera de operación, el número de centrales con restricción de operación:

Registro 6

Un registro por cada restricción operativa.

NCRES

FORMATO (I5)

En la siguiente línea se lee el número de barra asignada el período de restricción y la potencia activa de restricción máxima de la central en MW, potencia activa de restricción mínima de la central en MW, potencia reactiva de restricción máxima de la central en MVAR, potencia reactiva de restricción mínima de la central en MVAR.

Registro 7

KASG, NHORA, PQRES(I,1), PQRES(I,2), PQRES(I,3),
 PQRES(I,4)
 FORMATO (2I5,4F6.1)

Ejemplo:

Registro 6

NCRES

1

Registro 7

KASG	NHORA	PQRES(I,1)	PQRES(I,2)	PQRES(I,3)	PQRES(I,4)
1	9	800.0	30.0	200.0	-500.0

El significado de las diferentes variables de los datos de operación diaria son:

KASG	Número asignado a la central hidráulica
CAUDAL	Caudal afluente a la central hidráulica(m ³ /seg)
VINI	Volumen inicial del reservorio(Hm ³)
VFIN	Volumen final del reservorio(Hm ³)
NCOUT	Número de centrales fuera de operación
NCRES	Número de centrales con restricción

A3.5 Archivo de datos de la red eléctrica

Nombre del archivo : REDELEC.DAT

Registro 1

NCASO,NTIT,TIT(I),I =1,NTIT
 FORMATO (2I5/(20A4))

Registro 2

PEASE, ABOS,TOLR
 FORMATO (3F10.5)

Registro 3

NODOS, NLINEAS, NTRAFOS
 FORMATO (3I5)

Registro 4

Un registro para cada barra.
 NBUS, VOLT, CAP
 FORMATO (I3,10X, F10.4, 5X, F6.1)

Registro 5

Un registro por cada línea de transmisión.
 BUSF, BUST, RES, REAC, CHARG
 FORMATO (I3,10X, I3,10X, F7.4, 3X, F7.5, 3X, F7.3)

Registro 6

Un registro por cada transformador.
 BUSF, BUST, REAC, TAP, ANGL
 FORMATO (I3,10X, I3,10X, F7.4, 3X, F7.5, 3X, F7.3)

El número de barras máximo es de 100.

El significado para las diferentes variables de los datos para la red eléctrica son:

NCASO = número del caso en estudio.
 NTIT = número de títulos del caso
 TIT(I) = título i del caso en estudio.
 PBASE = potencia base (Mva).
 ABOS = ángulo de la barra oscilante
 (grados).
 TOLR = tolerancia de convergencia.
 NODOS = número de nodos del SEP.
 NLINEAS = número de líneas de transmisión del

SEP.

NTRAFOS = número de transformadores del SEP.
NEBUS = número de la barra del SEP.
VOLT = estimativa inicial del voltaje de barra(%).
CAP = capacitores o reactores conectados a la barra (pu).

BUSF = barra FROM de la línea o transformador.
BUST = barra TO de la línea o transformador.
RES = resistencia de la línea (%).
REAC_ = reactancia de la línea o transformador(%).
CHARG = charging de la línea (%).
TAP = tap del transformador (pu).
ANGL = ángulo de desfase del cambiador de fase (grados).

ANEXO 4

Manual del programador

El programa principal se ha denominado DEH, desarrollado en lenguaje FORTRAN77 (Lahey Computer Systems Inc.), El programa de Despacho Económico Hidrotérmico resuelve un problema de programación lineal (modulo de optimización) conjuntamente con un flujo de potencia (modulo de flujo de potencia y factores de penalización).

El programa está dimensionado para que pueda ser ejecutado fácilmente en un computador personal con 1MB memoria RAM.

A Modulo de optimización

Utiliza una técnica de programación lineal, con las siguientes especificaciones:

- Máximo número de arcos de la red total:	3000
- Máximo número de nodo de la red total:	1000
- Máximo número de centrales:	25
- Máximo número de reservorios de regulación diaria:	10
- Máximo número de centrales con energía asignada:	10
- Máximo número de centrales térmicas:	15
- Máximo horizonte de estudio:	24 h
- Intervalo de estudio:	1 h
- Máximo número de barras de demanda:	100
- Máximo número de barras total:	200

B Módulo de Flujos de Potencia y Factores de Penalización

Utiliza el método de Newton-Raphson completo, con límites de generación de potencia reactiva. A partir de su solución, se calcula los factores de penalización.

Su dimensionamiento es el siguiente:

- Máximo número de barras: 200
- Máximo número de líneas y transformadores: 300

A continuación se presenta un listado de las subrutinas y en que línea del listado se encuentra cada una de estas.

Línea	33:	PROGRAMA DEH
Línea	259:	SUBROUTINA LECRES
Línea	290:	SUBROUTINA LECTERM
Línea	326:	SUBROUTINA LECDEM
Línea	356:	SUBROUTINA LECOPDIA
Línea	436:	SUBROUTINA PROCDEM
Línea	462:	SUBROUTINA PROCRES
Línea	569:	SUBROUTINA PROCTER
Línea	615:	SUBROUTINA PROCRED
Línea	671:	SUBROUTINA FORMCOST
Línea	704:	SUBROUTINA NEWARTIF
Línea	769:	SUBROUTINA VPROD(KR,VV,PR,NDD)
Línea	789:	SUBROUTINA CALPROD(KR,VI,VF,NDD,PR)
Línea	803:	SUBROUTINA COSCTER(KT,IO,JT,PMIN,PMAX,NDD)
Línea	886:	SUBROUTINA ORIGS(I,J,LOWER,UPPER,COST)
Línea	928:	SUBROUTINA ORIG(I,L)
Línea	947:	SUBROUTINA TPATH(IS,IT,KE,KL,ILC,JUNC)
Línea	1041:	SUBROUTINA ROOT(IROOT,IC,KCYC)
Línea	1087:	SUBROUTINA DELTRE(KK)
Línea	1123:	SUBROUTINA ADDTRE(KE)
Línea	1150:	SUBROUTINA TRECHG(KL,KE)
Línea	1182:	SUBROUTINA ARTIFI
Línea	1230:	SUBROUTINA TREINT(NS)
Línea	1250:	SUBROUTINA STARTM(NS)
Línea	1276:	SUBROUTINA PRIMAL
Línea	1317:	SUBROUTINA SELECT(IST,KE,DEL,IFIN)
Línea	1375:	SUBROUTINA SCERROR
Línea	1388:	SUBROUTINA SALIDA

Línea 1456: SUBROUTINA JACKET
 Línea 1523: SUBROUTINA JACKETB
 Línea 1582: SUBROUTINA DATA1
 Línea 1664: SUBROUTINA MISPQV
 Línea 1746: SUBROUTINA SORTY(IR, IC, JR, JC, KOWNT, JBR, NNODE)
 Línea 1792: SUBROUTINA RENUM(IR, IC, NII, NT, N)
 Línea 1823: SUBROUTINA NUMBER1 (NTOT, NORDER)
 Línea 2003: SUBROUTINA YM
 Línea 2075: SUBROUTINA INDEXA(IBP, IBQ, IP, IQ, NII, IY, JY, IANS)
 Línea 2095: SUBROUTINA INDEXB(IP, IQ, IY, JY, IANS)
 Línea 2114: SUBROUTINA JACOB
 Línea 2207: SUBROUTINA SFACT(IA, JA, IC, JC, ID, N, IWORK)
 Línea 2272: SUBROUTINA LDFLOW(IPARM)
 Línea 2335: SUBROUTINA VARLIM (ICTRL, IFLAG, XMAX, LMAX, INITF)
 Línea 2413: SUBROUTINA LDFLWA
 (ISW, LMAX, XMAX, ITRMAX, TOLMAX, CTEST, IPARM)
 Línea 2524: SUBROUTINA SOLVE(IC, JC, ID, C, B, X, N)
 Línea 2595: SUBROUTINA PENALF
 Línea 2754: SUBROUTINA CALPERD
 Línea 2794: SUBROUTINA RESTRAY

La compilación se la realizo con el compilador FORTRAN 77, Versión 2.20; Copyright 1984, 85, 86, 87; de la Lahey Computer Systems Inc. de la siguiente forma: Compiling DEH.FOR, a Standard-Format Source File

El programa ejecutable se consigue con un enlazador que tiene la siguientes características:

PLINK86plus Versión 2.21 for Lahey Fortran.
 Copyright (C) 1987 by Phoenix Technologies Ltd.,
 All Rights Reserved.

El módulo ejecutable tiene una dimensión de 465 KB

SIGNIFICADO DE LAS VARIABLES UTILIZADAS

a) El significado de las variables para centrales hidráulicas es:

NCRES = número de centrales con reservorio.
 CVER = costo de vertimiento (\$/MWh).
 NOMBRE = nombre de la central (8 caracteres).
 NUMERO = ordinal asignado a la central.
 PMAXC = potencia activa máxima de la central (MW).
 PMINC = potencia activa mínima de la central (MW).
 QMAXC = potencia reactiva máxima de la central (MVAR).
 QMINC = potencia reactiva mínima de la central (MVAR).
 NEBUS = barra en la que se encuentra conectada la central.
 NDISCR = número de discretizaciones de la tabla cota, volúmen, productividad del reservorio.
 VOLMAX = volúmen de almacenamiento máximo del reservorio (Hm³).
 VOLMIN = volúmen de almacenamiento mínimo del reservorio (Hm³).
 VERMAX = capacidad máxima de vertimiento del reservorio (Hm³).
 TABCV(I,J) = cota del reservorio (m.s.n.m.).
 TABCV(I,K) = volúmen de almacenamiento del reservorio (Hm³).
 TABCV(I,L) = productividad (Kwh/m³).

b) El significado de las diferentes variables de lectura para centrales térmicas es:

NCTER Número de centrales térmicas
 NOMCEN(i) Nombre de la central i
 NUMASG(i) Número asignado por el usuario a la central i
 PMAXC(i) Potencia activa máxima de la central i (MW)

PMINC(i)	Potencia activa mínima de la central i (MW)
QMAXC(i)	Potencia reactiva máxima de la central i (MVAR)
QMINC(i)	Potencia reactiva mínima de la central i (MVAR)
NEUS(i)	Número asociado a la barra del sistema
NDISCR(i)	Número de discretizaciones de la curva de costo de la central i
COSTOS(i,j)	Discretización j de la curva de la central i, [j=1,NDISCR(i)] COSTOS(I,L1) = potencia de generación de la central (MW). COSTOS(I,L2) = costo de generación (\$/h).

c) El significado de las diferentes variables de lectura de demandas es:

NBARD	Número de barras de demanda
NPERH	Número de períodos de demanda
NASBC(i)	Número asociado a la barra del sistema
PDEM(i,j)	Potencia activa de demanda en el nodo i al período j (MW)
QDEM(i,j)	Potencia reactiva de demanda en el nodo i al período j (MVAR)

d) El significado de las diferentes variables de los datos de operación diaria son:

KASG	Número asignado a la central hidráulica
CAUDAL	Caudal afluente a la central hidráulica(m ³ /seg)
VINI	Volumen inicial del reservorio(Hm ³)
VFIN	Volumen final del reservorio(Hm ³)
NCOUT	Número de centrales fuera de operación
NCREC	Número de centrales con restricción

e) El significado para las diferentes variables de los datos para la red eléctrica son:

NCASO = número del caso en estudio.
NTIT = número de títulos del caso
TIT(I) = título i del caso en estudio.
PEBASE = potencia base (Mva).
ABOS = ángulo de la barra oscilante
(grados).
TOLR = tolerancia de convergencia.
NODOS = número de nodos del SEP.
NLINEAS = número de líneas de transmisión del
SEP.
NTRAFOS = número de transformadores del SEP.
NEBUS = número de la barra del SEP.
VOLT = estimativa inicial del voltaje de
barra(%).
CAP = capacitores o reactores conectados a
la barra (pu).

BUSF = barra FROM de la línea o
transformador.
BUST = barra TO de la línea o transformador.
RES = resistencia de la línea (%).
REAC = reactancia de la línea o
transformador(%).
CHARG = charging de la línea (%).
TAP = tap del transformador (pu).
ANGL = ángulo de desfase del cambiador de
fase (grados).

ANEXO 5

Datos del SNI

Los datos del SNI utilizados en la aplicación tiene como referencia el diagrama unifilar simplificado con numeración de barras de la figura A5.1

Los archivos comunes para los tres tipos de hidrología son CENHIDR.DAT, CENTERM.DAT, DEMANDAS.DAT y REDELEC.DAT. El archivo que cambia es el de operación diaria OPERDIA.DAT

DATOS DE OPERACION DIARIA

HIDROLOGIA ESPERADA

CODPL ITECOR

1. 5

Para cada central hidráulica:

KASG	CAUDAL	VINI	VFIN
1	100.	1.8714	1.8714
2	120.0	116.000	115.750
3	7.8	100.7000	100.399

NCOUT

0

NCRES

0

HIDROLOGIA SECA

1. 7

1	70.0	1.8714	1.8700
2	80.0	114.000	114.750
3	5.8	100.7000	100.290

0

0

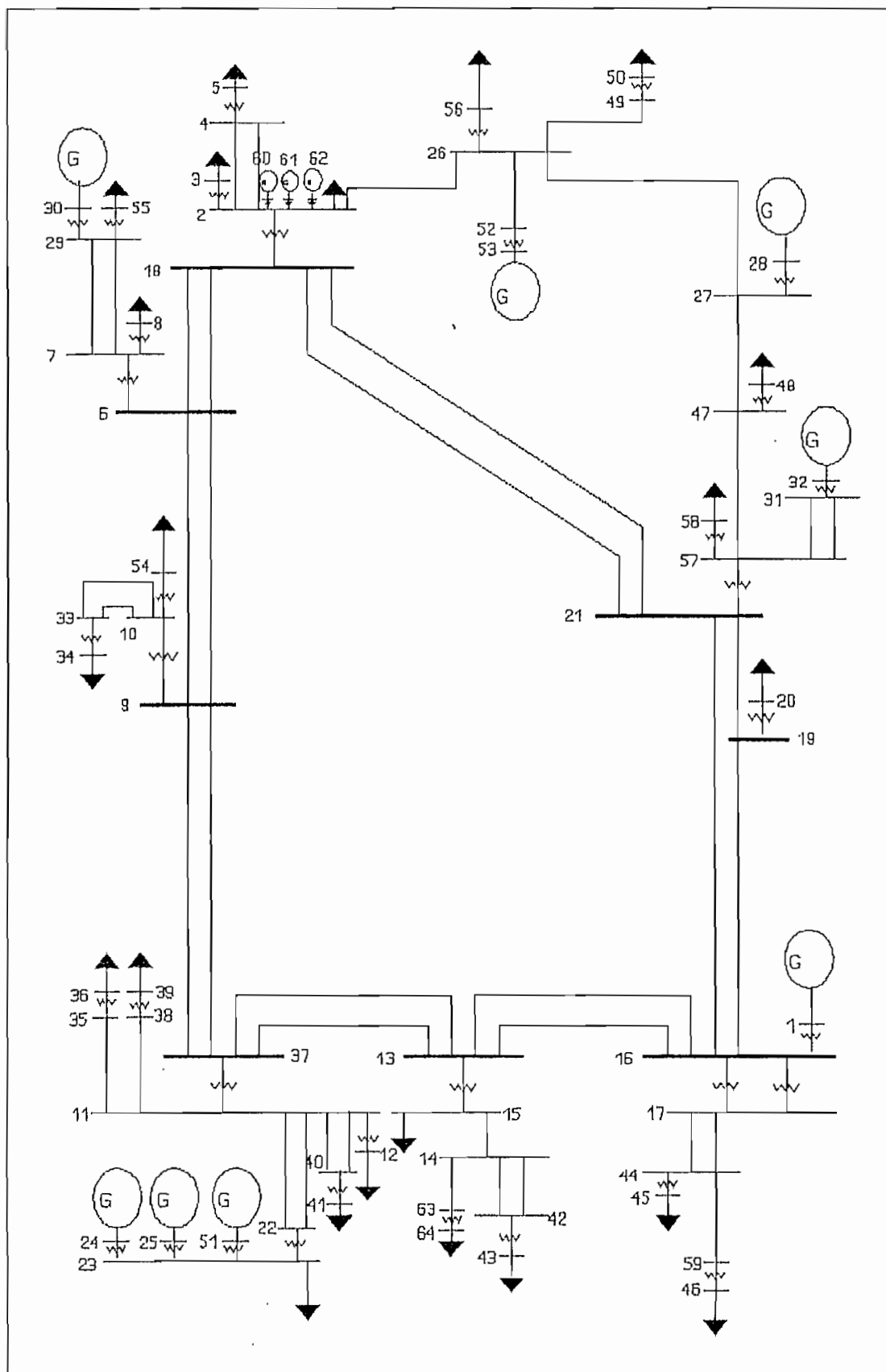


Figura A5.1 Diagrama unifilar simplificado del SNI

HIDROLOGIA EXTREMADAMENTE SECA

	3.5	8		
1	51.0	1.8714	1.8713	
2	37.0	114.8	113.6	
3	1.8	100.0	75.0	
0				
0				

DATOS PARA CENTRALES HIDRAULICAS

NCHID CVER

3 500000.

NOMCEN NUMAG PMAXC PMINC QMAXC QMINC NBUS NDISCR

AGOYA-H 1 156. 0. 50. -20. 32 7

VOLMAX VOLMIN VERMAX

1.8714 1.090 300.

TABLA COTA- VOLUMEN-PRODUCTIVIDA: TABCVF

COTA VOLUMEN PRODUCTIVIDAD

1651. 1.8714 0.3985

1650. 1.7190 0.3950

1649. 1.5932 0.3915

1648. 1.4674 0.3880

1647. 1.3416 0.3845

1646. 1.2158 0.3810

1645. 1.0900 0.3775

PAUTE-H 2 500. 0. 350. -100. 1 13

116. 16. 300.

1991. 116. 1.44

1990. 114. 1.43

1985. 100. 1.42

1980. 87. 1.41

1975. 76. 1.40

1970. 65. 1.39

1965. 56. 1.38

1960.	47.	1.36
1955.	39.	1.34
1950.	32.	1.33
1945.	26.	1.32
1940.	21.	1.31
1935.	16.	1.31

PUCAR-H	3	76.	0.	50.	-20.	28	13
	100.7	10.10		30Q.			
3565.	100.70	1.003					
3563.	91.60	0.998					
3561.	82.60	0.994					
3559.	74.00	0.989					
3557.	65.10	0.985					
3555.	56.50	0.980					
3553.	48.50	0.976					
3551.	41.00	0.971					
3549.	33.50	0.967					
3547.	27.00	0.962					
3545.	21.20	0.957					
3543.	15.20	0.953					
3541.	10.10	0.948					

DATOS PARA CENTRALES TERMICAS

NCTER

13

NOMCEN	NUMASG	PMAXC	PMINC	QMAXC	QMINC	NBUS	NDISCR
SIN-MAC	43	0.1	0.01	100.	0.	43	2

DISCRETIZACIONES DE LA CURVA ENTRADA-SALIDA

POTENCIA	COSTO
0.01	26826.0
0.1	94820.2

ESMER-T	4	125.	0.0	100.	-30.	30	11
	0.	123750.0					

40. 807430.0
 50. 1179500.0
 60. 1632030.0
 70. 2165020.0
 80. 2778470.0
 90. 3472380.0
 100. 4246750.0
 110. 5101580.0
 120. 6036870.0
 125. 6534687.5

V.GZ2-T 5 73. 0.0 40. -10. 24 7
 0. 29280.0
 23. 235573.7
 35. 497861.8
 45. 797445.8
 55. 1170675.8
 65. 1617551.8
 73. 2028077.7

V.GZ3-T 6 73. 0.0 40. -10. 25 7
 0. 29280.0
 23. 235573.7
 35. 497861.8
 45. 797445.8
 55. 1170675.8
 65. 1617551.8
 73. 2028077.7

G.GZE-T 7 25. 0.0 15. -10. 51 9
 0. 0.0
 5. 48483.4
 8. 122517.5
 11. 230259.7
 14. 371709.9
 17. 546868.2
 20. 755734.6

23. 998309.0

25. 1178752.0

G.SR1-T 8 15. 0.0 10. 0. 60 6

0.0 3500.0

2.5 22785.7

5.5 94642.8

8.5 219642.8

11.5 397785.6

15.0 672785.5

G.SR2-T 9 15. 0.0 10. 0. 61 6

0.0 3500.0

2.5 22785.7

5.5 94642.8

8.5 219642.8

11.5 397785.6

15.0 672785.5

G.SR3-T 10 15. 0.0 10. 0. 62 6

0.0 3500.0

2.5 22785.7

5.5 94642.8

8.5 219642.8

11.5 397785.6

15.0 672785.5

B.GUA-T 11 24.0 0.0 15. 0. 53 7

0.0 26826.0

4.0 94820.2

8.0 239363.0

12.0 460454.2

16.0 758093.8

20.0 1132282.0

24.0 1583018.6

SIN-MAN 33 0.1 0.01 150. 0. 33 2

	0.01	26826.0					
	0.1	94820.2					
SIN-MIL	12	0.1	0.01	100.	0.	12	2
	0.01	26826.0					
	0.1	94820.2					
SIN-POL	41	0.1	0.01	150.	0.	41	2
	0.01	26826.0					
	0.1	94820.2					
SIN-BAB	64	0.1	0.01	300.	0.	64	2
	0.01	26826.0					
	0.1	94820.2					

DATOS DEMANDAS PARA EL DIA VIERNES 23 DE ABRIL DE 1993

NBARD NPERH

22 24

NASBC

56

PDEM(56,1) PDEM(56,2) PDEM(56,3).....PDEM(56,24)

24.0 18.0 18.0 26.0 28.0 28.0

38.0 42.0 44.5 51.5 47.0 55.5

55.5 50.5 49.5 24.5 50.0 47.0

48.0 51.0 51.0 43.0 34.0 27.5

QDEM(56,1) QDEM(56,2) QDEM(56,3).....QDEM(56,24)

18.0 18.0 18.0 16.0 16.0 16.0

16.0 20.0 22.5 21.0 25.0 23.0

23.5 23.0 21.5 22.5 21.0 20.0

20.0 25.0 25.0 25.0 22.0 20.0

5

34.0 28.0 28.0 35.0 41.0 41.0

57.0 64.0 60.0 68.0 61.0 68.0

63.0 60.0 60.0 50.0 61.0 59.0

72.0 82.0 82.0 71.0 54.0 40.0

9.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
11.0	17.0	18.0	34.0	35.0	35.0	35.0	35.0
35.0	32.0	32.0	30.0	32.0	32.0	29.0	29.0
34.0	36.0	36.0	33.0	32.0	32.0	31.0	31.0
3							
27.0	21.0	21.0	22.0	28.0	28.0	28.0	28.0
41.0	42.0	45.0	45.0	43.0	43.0	45.0	45.0
40.0	40.0	40.0	35.0	40.0	40.0	40.0	40.0
53.0	61.0	62.0	56.0	44.0	44.0	31.0	31.0
20.0	17.0	17.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
18.0	20.0	22.0	22.0	23.0	23.0	22.0	22.0
22.0	20.0	20.0	19.0	19.0	19.0	18.0	18.0
20.0	23.0	23.0	23.0	20.0	20.0	21.0	21.0
2							
0.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
4.0	4.0	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
3.0	3.0	5.0	0.0	3.0	3.0	3.0	3.0
3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
-1.0	-1.0	0.0	-2.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
34							
56.0	52.0	52.0	47.0	47.0	47.0	46.5	46.5
47.0	41.0	43.5	49.0	50.0	50.0	52.0	52.0
54.0	53.5	53.0	55.0	54.5	54.5	52.0	52.0
58.0	71.0	71.5	71.0	65.5	65.5	62.0	62.0
23.0	22.5	22.5	22.0	22.0	22.0	21.5	21.5
21.5	17.5	18.0	19.0	22.0	22.0	22.5	22.5
22.5	22.5	22.5	23.0	23.5	23.5	23.0	23.0
20.0	21.5	22.0	22.0	22.0	22.0	23.0	23.0
12							
78.0	73.0	73.0	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
73.0	66.5	74.0	87.5	88.0	88.0	93.5	93.5

91.0	89.0	89.0	90.5	87.5	82.5
97.0	100.5	100.0	99.0	92.5	82.0
45.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
42.5	39.5	43.0	53.5	53.3	54.0
51.0	49.0	50.0	51.0	49.0	49.0
54.3	50.2	50.5	54.0	51.5	42.5
54					
10.0	9.8	9.8	9.0	9.0	9.0
9.0	9.0	10.0	11.0	11.0	11.0
11.0	11.0	11.0	11.5	10.5	10.5
12.0	18.0	18.0	17.0	15.0	12.5
6.0	5.8	5.8	5.4	5.4	5.4
5.6	5.8	6.0	6.3	6.3	6.3
6.8	6.5	6.6	6.8	6.4	6.2
6.2	8.0	7.9	7.4	7.1	6.8
36					
14.5	13.4	13.4	13.1	13.1	13.2
13.2	10.5	9.8	10.8	11.0	11.6
11.5	11.5	11.7	12.0	12.1	12.1
15.7	19.5	20.2	20.3	18.7	18.8
7.1	6.8	6.8	6.8	6.8	7.0
6.8	5.5	5.1	6.1	6.3	6.0
6.0	6.0	6.2	6.3	6.4	7.6
8.0	7.4	7.6	7.6	7.8	8.3
39					
3.4	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9
3.0	2.2	2.1	2.2	2.2	2.2
2.3	2.3	2.3	2.6	2.3	2.4
3.6	5.4	5.5	5.2	4.8	4.1
1.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7
0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.8
1.0	1.2	1.2	1.2	1.1	0.8

48								
8.8	5.8	5.8	5.0	5.0	5.0	7.3		
9.5	11.7	10.2	10.7	9.5	10.5			
9.0	9.0	10.5	10.0	9.2	8.6			
16.8	22.1	21.0	17.4	13.6	8.6			
4.0	3.4	3.4	3.1	3.1	3.0			
3.2	4.3	4.0	6.0	6.4	7.5			
5.7	5.4	6.0	5.6	5.6	5.0			
5.2	6.0	6.0	5.0	4.6	3.8			
58								
12.0	10.2	10.2	10.0	10.0	10.0			
14.2	17.0	17.0	17.7	16.8	16.8			
16.7	16.7	15.1	17.0	16.2	17.7			
26.0	29.8	29.0	25.0	19.2	14.2			
4.9	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5			
4.6	4.7	6.0	6.0	5.7	5.9			
5.8	5.8	4.8	5.6	5.3	4.7			
6.2	6.9	6.5	5.3	4.0	5.4			
45								
21.5	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0			
22.0	25.5	26.0	26.5	27.0	23.0			
23.5	25.0	23.0	26.0	25.5	25.5			
32.5	37.0	36.0	34.5	26.5	21.5			
5.0	5.5	5.5	4.5	4.5	4.5			
4.5	6.0	7.5	11.5	12.0	10.0			
9.5	8.5	9.5	11.0	11.0	9.5			
8.0	6.0	6.0	6.0	5.0	4.0			
50								
14.0	13.0	13.0	12.5	12.5	14.0			
16.5	17.5	16.5	14.2	16.5	17.0			
16.0	15.2	16.0	17.0	15.8	14.0			
24.2	29.4	29.0	23.5	17.4	12.2			
5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7			

4.7	5.0	5.0	6.5	7.0	7.0
7.0	7.0	7.0	7.0	6.8	6.7
5.5	5.6	6.4	6.1	4.2	4.0
20					
3.4	3.0	3.0	2.9	2.9	3.8
8.7	9.2	6.2	5.1	3.9	4.0
3.8	3.3	4.1	5.3	5.5	7.0
17.4	22.8	21.4	18.0	11.0	5.8
3.3	3.2	3.2	3.1	3.1	3.3
3.0	3.2	2.6	3.9	4.5	4.1
4.3	4.3	4.0	4.5	4.4	4.3
5.0	5.6	5.5	4.7	3.9	2.7
46					
7.8	7.0	7.0	6.8	6.8	7.0
9.2	8.4	7.5	7.9	7.5	7.5
7.6	7.0	7.0	7.2	7.6	8.0
14.4	19.9	19.2	16.8	13.0	9.8
3.2	3.0	3.0	2.8	2.8	3.0
3.0	2.6	2.4	3.9	3.9	4.0
4.1	3.5	3.4	3.5	3.8	3.8
4.0	4.8	4.8	4.2	3.8	3.8
15					
16.6	15.4	15.4	14.7	14.7	16.8
15.8	15.4	14.8	15.8	16.1	16.2
16.1	15.9	16.1	16.1	16.2	16.3
24.6	30.2	30.1	29.5	25.4	19.2
4.0	3.9	3.9	3.4	3.4	3.6
3.9	3.4	3.4	5.0	5.2	5.1
4.2	4.4	5.0	5.0	5.0	5.2
7.2	8.5	8.5	8.4	6.8	5.1
55					
17.6	16.0	16.0	15.5	15.5	13.5
14.0	13.0	13.5	14.5	15.8	16.0
16.0	15.5	15.5	15.8	15.6	15.5

15.8	19.8	21.2	23.2	20.5	19.0
8.8	8.0	8.0	7.5	7.5	8.0
8.0	7.5	8.0	9.0	10.0	10.0
10.0	9.5	9.5	9.5	9.0	8.2
5.0	9.0	9.0	9.8	9.8	8.8
B					
14.0	12.2	12.2	12.0	12.0	12.0
13.8	11.8	12.2	13.0	13.3	13.8
13.5	13.8	13.8	13.7	13.0	14.2
19.8	23.2	23.8	22.0	18.0	14.5
8.0	7.8	7.8	7.2	7.2	7.2
8.0	6.8	7.5	7.9	7.8	8.0
8.0	8.0	8.0	7.9	7.8	8.2
12.2	12.3	14.5	13.8	11.2	8.7
64					
15.5	15.0	15.0	13.8	13.8	15.0
15.0	14.5	14.0	13.0	14.5	15.0
15.0	15.0	15.0	15.2	15.5	14.6
18.0	20.2	20.0	18.0	16.0	15.2
4.2	3.8	3.8	3.5	3.5	3.1
2.3	2.8	3.0	2.5	3.5	4.2
4.2	3.8	4.0	4.2	4.5	3.0
4.4	5.6	5.0	4.0	3.4	3.6
43					
35.0	30.0	30.0	29.0	29.0	31.0
32.0	29.0	28.0	28.0	27.0	27.0
27.0	27.0	27.0	27.0	29.0	25.0
35.0	44.0	43.0	41.0	41.0	37.0
13.0	14.0	14.0	13.0	13.0	14.0
14.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
13.0	13.0	13.0	13.0	15.0	13.0
41					

86.0	76.0	76.0	70.0	70.0	65.0
66.0	68.0	80.0	109.0	120.0	125.0
129.0	129.0	128.0	129.0	129.0	124.0
124.0	120.0	117.0	112.0	102.0	93.0
33.5	30.0	30.0	29.5	29.5	28.0
27.5	26.0	28.0	47.0	51.5	51.0
52.0	50.0	49.5	50.0	51.0	50.0
50.0	46.0	45.0	45.0	37.0	33.0
23					
106.0	91.0	91.0	88.0	88.0	86.0
87.0	86.0	100.0	130.0	134.0	134.0
140.0	141.0	157.0	138.0	144.0	142.0
117.0	86.0	96.0	85.0	142.0	124.0
40.0	40.0	40.0	39.0	39.0	41.0
40.0	40.0	34.0	61.0	60.0	60.0
59.0	61.0	55.0	53.0	60.0	70.0
77.0	49.0	50.0	34.0	55.0	42.0

DATOS DE LA RED ELECTRICA

NCASO NTIT

1 1

TIT(I), I = 1, NTIT

PRUEBA DE CALCULO DE PF'S PARA EL SNI. FECHA: 23/04/93

PBASE	ABOS	TOLR
100.000	0.000	0.001

NODOS NLINEAS NTRAFOS

64 41 41

NBUS		VOLT	CAP
1	MO5	105.0	0.0
2	SR1	100.0	0.5
3	SR3	100.0	0.0
4	SA1	100.0	0.0

5	SA0	100.0	0.0
6	SD2	100.4	0.0
7	SD1	100.4	0.0
8	SD0	100.3	0.0
9	QV2	100.9	0.0
10	QV1	101.4	0.0
11	PS1	100.7	1.0
12	PS0	100.8	0.0
13	MI2	100.6	0.0
14	MI1	104.3	0.0
15	MIO	102.6	0.0
16	MO2	102.2	0.0
17	MO1	98.6	0.0
18	SR2	100.0	0.0
19	RI2	100.4	0.0
20	RIO	100.7	0.0
21	TT2	100.0	0.0
22	SL1	95.3	0.0
23	SLO	98.8	0.0
24	GZ2	100.0	0.0
25	GZ3	100.0	0.0
26	VI1	97.8	0.0
27	PU1	98.6	0.0
28	PU5	98.6	0.0
29	ES1	105.1	0.0
30	ES5	102.1	0.0
31	AG1	100.7	0.0
32	AG5	100.7	0.0
33	PR1	95.7	0.0
34	PRO	101.4	0.0
35	SE1	99.3	0.0
36	SEO	101.4	0.0
37	PS2	97.4	0.0
38	PJ1	101.4	0.0
39	PJO	101.2	0.0
40	PL1	100.7	0.0
41	PLO	99.3	0.5

42	MC1	100.7	0.0
43	MCO	101.4	0.0
44	CN1	100.0	0.0
45	CNO	101.4	0.0
46	LJO	96.4	0.0
47	AM1	99.6	0.0
48	AMO	101.4	0.0
49	IB1	95.7	0.0
50	IB0	100.0	0.0
51	GZ4	100.0	0.0
52	GG1	99.3	0.0
53	GG6	99.3	0.0
54	QVO	101.4	0.0
55	ESO	101.4	0.0
56	VI3	101.1	0.0
57	TT1	97.8	0.0
58	TTO	98.6	0.0
59	LJ1	102.2	0.0
60	TG1	100.0	0.0
61	TG2	100.0	0.0
62	TG3	100.0	0.0
63	BA1	100.0	0.0
64	BA0	100.0	1.0

Un registro por cada línea de transmisión.

BUSF	BUST	RES	REAC	CHARG	
18	SR2	6 SD2	0.0087	0.0722	0.1410
18	SR2	6 SD2	0.0087	0.0722	0.1410
6	SD2	9 QV2	0.0117	0.0936	0.1955
6	SD2	9 QV2	0.0117	0.0936	0.1955
9	QV2	37 PS2	0.0161	0.1291	0.2696
9	QV2	37 PS2	0.0161	0.1291	0.2696
37	PS2	13 MI2	0.0045	0.0358	0.0784
37	PS2	13 MI2	0.0045	0.0358	0.0784
13	MI2	16 MO2	0.0157	0.1281	0.2558
13	MI2	16 MO2	0.0157	0.1281	0.2558

16	MO2	19	RI2	0.0183	0.1515	0.2935
16	MO2	21	TT2	0.0230	0.1905	0.3692
18	SR2	21	TT2	0.0118	0.0976	0.1891
18	SR2	21	TT2	0.0118	0.0976	0.1891
21	TT2	19	RI2	0.0047	0.0390	0.0756
49	IB1	26	VI1	0.0568	0.2087	0.0512
26	VI1	52	GG1	0.0049	0.0183	0.0050
26	VI1	27	PU1	0.0888	0.3272	0.0788
26	VI1	2	SR1	0.0131	0.0483	0.0118
27	PU1	47	AM1	0.0212	0.0783	0.0189
47	AM1	57	TT1	0.0059	0.0185	0.0043
7	SD1	29	ES1	0.1308	0.4013	0.0986
7	SD1	29	ES1	0.1308	0.4013	0.0986
10	QV1	33	PR1	0.0909	0.2833	0.0702
10	QV1	33	PR1	0.0909	0.2833	0.0702
11	PS1	35	SE1	0.0908	0.2730	0.0702
11	PS1	38	PJ1	0.0832	0.2504	0.0643
11	PS1	22	SL1	0.0123	0.0447	0.0110
11	PS1	22	SL1	0.0123	0.0407	0.0110
11	PS1	40	PL1	0.0113	0.0410	0.0091
11	PS1	40	PL1	0.0113	0.0410	0.0091
14	MI1	42	MC1	0.1130	0.3466	0.0851
14	MI1	42	MC1	0.1130	0.3466	0.0851
14	MI1	63	BA1	0.0399	0.1180	0.0307
17	MO1	44	CN1	0.0595	0.1853	0.0441
17	MO1	44	CN1	0.0595	0.1853	0.0441
44	CN1	59	LJ1	0.1146	0.3576	0.0840
31	AG1	57	TT1	0.0176	0.0842	0.0216
31	AG1	57	TT1	0.0176	0.0842	0.0216
2	SR1	4	SA1	0.0134	0.0638	0.0164
2	SR1	4	SA1	0.0134	0.0638	0.0164

Un registro por cada transformador.

BUSF		BUST		REAC	TAP	ANGL
18	SR2	2	SR1	0.0242	1.02500	0.
2	SR1	3	SR3	0.2289	0.97500	0.
4	SA1	5	SA0	0.0674	1.00000	0.
6	SD2	7	SD1	0.0485	1.00000	0.
7	SD1	8	SD0	0.0798	1.00000	0.
9	QV2	10	QV1	0.0479	1.02500	0.
10	QV1	54	QV0	0.1317	1.00000	0.
37	PS2	11	PS1	0.0237	1.05000	0.
11	PS1	12	PS0	0.0534	1.02500	0.
13	MI2	15	MIO	0.0479	1.02500	0.
14	MI1	15	MIO	0.0959	0.97500	0.
16	MO2	17	MO1	0.0237	0.97500	0.
16	MO2	17	MO1	0.0237	0.97500	0.
17	MO1	1	MO5	0.0207	0.97500	0.
19	RI2	20	RIO	0.1792	1.00000	0.
21	TT2	57	TT1	0.1041	1.00000	0.
57	TT1	58	TTO	0.1028	1.00000	0.
22	SL1	23	SLO	0.0649	1.02500	0.
26	VI1	56	VI3	0.1145	1.05000	0.
27	PU1	28	PU5	0.1270	1.02500	0.
29	ES1	55	ES0	-0.1709	1.02500	0.
29	ES1	30	ES5	0.0688	0.97500	0.
31	AG1	32	AG5	0.0732	1.02500	0.
33	PR1	34	PRO	-0.1709	0.95000	0.
33	PR1	34	PRO	-0.1709	1.05000	0.
35	SE1	36	SEO	0.1438	1.02500	0.
38	PJ1	39	PJO	0.2750	1.02500	0.
40	PL1	41	PLO	-0.0615	0.97500	0.
42	MC1	43	MCO	0.0959	1.05000	0.
44	CN1	45	CNO	0.0798	1.00000	0.
59	LJ1	46	LJO	0.1438	1.00000	0.
47	AM1	48	AMO	0.1697	1.02500	0.
49	IB1	50	IB0	0.3476	0.97500	0.
52	GG1	53	GG6	0.2206	0.97500	0.
23	SLO	24	SL3	0.1376	0.97500	0.