

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE
ELECTROTECNIA DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.

OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

CARLOS CUEVA GORDON.

QUITO
ENERO 1969

INDICE
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Pág

<u>CAPITULO I</u>	1
INTRODUCCION	1
1.1. Alcance y objetivos	1
1.2. Función de los Sistemas eléctricos de potencia	2
1.3. Crecimiento de la industria eléctrica en el Ecuador	4
<u>CAPITULO II</u>	8
DEFINICION DE TERMINOS	8
2.1. Rendimiento	8
2.1.1. Rendimiento relativo	9
2.1.2. Pérdidas relativas	10
2.2. Curva potencia absorbida - potencia suministrada	13
2.3. Características de porcentaje de calor	14
2.4. Porcentaje incremental de combustible	16
2.4.1. Cálculo de los porcentajes incrementales de combustible.	21
2.4.2. Principios de aplicación	26
2.5. Costos incrementales de producción	27
<u>CAPITULO III</u>	29
FUNCIONAMIENTO Y CARACTERISTICAS DE OPERACION	29
3.1. Costo de producción	29
3.2. Sistema Salinas - Santa Elena	31
3.2.1. Antecedentes	31
3.2.2. Formación de la Empresa	33

	Pág.
3.2.3. Proyecto Santa Elena Fase B	39
3.3. Resumen general del método	44
3.3.1. Programación económica de generación	44
3.4. Preparación de los datos necesarios	51
3.4.1. Curvas Potencia absorbida - potencia suministrada	51
3.4.2. Curvas de porcentaje de calor	56
3.4.3. Curvas de porcentaje incremental de combustible	56
3.5. Determinación de las unidades a ser operadas	64
3.6. Repartición incremental de la carga	72
3.7. Efectos de los errores en el despacho económico de sistemas de potencia	73
3.7.1. Error en la representación de los datos de costo incremental	78
3.7.2. Efecto del error en el mantenimiento de la generación al valor deseado	80
3.8. Sistemas con pérdidas de transmisión	81
3.8.1. Coordinación de los costos incrementales de generación con las pérdidas incrementales de transmisión	82
3.8.2. Análisis de un caso sencillo	88
3.8.3. Cálculo de los factores de penalización	92
<u>CAPITULO IV</u>	97
COMPARACION ENTRE DIFERENTES METODOS DE DISTRIBUCION DE CARGA	97
4.1. Introducción	97
4.2. Método 1	
Repartición de carga en orden de eficiencias	98
4.3. Método 2	
Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se cargan a capacidad en el mismo orden	98

4.4. Método 3	
Distribución de carga en forma proporcional a la capacidad máxima	102
4.5. Método 4	
Repartición de carga a costos incrementales iguales	109
4.6. Comparación de las curvas de consumo total y de consumo unitario	109
<u>CAPITULO V</u>	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFIA	134

GRAFICOS

<u>CAPITULO II</u>	Pág.
2.1. Curva potencia absorvida - potencia suministrada	15
2.2. Características de porcentaje de calor	15
2.3. Curva de porcentaje incremental de combustible	18
 <u>CAPITULO III</u>	
3.1. División del país en zonas de servicio	32
3.2. Instalaciones existentes	40
3.3. Croquis del sistema total	41
3.4. Diagrama unifilar	42
3.5.1 Curvas de Potencia absorvida - potencia suministrada unidades A y C	54
3.5.2 Curvas de Potencia absorvida - potencia suministrada unidades B y D	55
3.6. Curvas de Porcentaje de calor unidades A, B, C y D	57
3.7. Curvas de porcentaje incremental de combustible unidades A, B, C y D	63
3.8. Curvas de porcentaje de calor para diferentes combina- ciones de las cuatro unidades	70
3.9. Curvas de porcentaje incremental para diferentes com- binaciones de las cuatro unidades	75
 <u>CAPITULO IV</u>	
4.1. Repartición de carga en orden de eficiencias	99
4.2. Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se carga a ca- pacidad en el mismo orden	103
4.3. Repartición de carga en forma proporcional a la capa- cidad máxima	106
4.4. Repartición de carga por iguales costos incrementales	110

	Pág.
4.5. Repartición de carga por iguales costos incrementales	113
4.6. Comparación entre diferentes métodos de distribución de carga	
Curvas potencia absorbida - potencia suministrada	127
4.7. Comparación entre diferentes métodos de distribución de carga	
Curvas de porcentaje de calor	128

CUADROS

Pág.

CAPITULO III

3.1.	Cálculo del porcentaje de calor	52
3.2.	Cálculo del porcentaje incremental de combustible	
	unidad A	58
	unidad B	59
	unidad C	60
	unidad D	61
3.3.	Porcentajes de calor de diferentes combinaciones de las cuatro unidades	66
3.4.	Curvas de porcentaje incremental para diferentes combinaciones de las cuatro unidades	74
3.5.	Distribución de carga más económica por iguales costos incrementales	76

CAPITULO IV

4.1.	Repartición de carga en orden de eficiencias	100
4.2.	Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se cargan a capacidad en el mismo orden	104
4.3.	Repartición de carga en forma proporcional a la capacidad máxima	107
4.4.	Repartición de carga por iguales costos incrementales	111
4.5.	Repartición de carga por iguales costos incrementales	114
4.6.	Repartición de carga en orden de eficiencias	
	Cálculo del consumo total y del porcentaje de calor	116
4.7.	Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se cargan a capacidad en el mismo orden.	
	Cálculo del consumo total y del porcentaje de calor	118
4.8.	Repartición de carga en forma proporcional a la capacidad máxima	
	Cálculo del consumo total y del porcentaje de calor	120

4.9. Repartición de carga por iguales costos incrementales	
Cálculo del consumo total y del porcentaje de calor	122
4.10. Repartición de carga por iguales costos incrementales	
Cálculo del consumo total y del porcentaje de calor	124

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

1.1. Alcance y objetivos

El alcance de esta Tesis incluye la teoría y aplicaciones relacionadas con la determinación de la operación económica del sistema eléctrico Salinas-Santa Elena.

Mientras dar servicio y garantizar continuidad en cualquier condición es la obligación primaria de un sistema eléctrico, realizar la máxima economía compatible con esta obligación, es de gran interés, porque aumenta al máximo las utilidades de la inversión realizada.

Un ingeniero está siempre interesado en el costo de productos y servicios. En un sistema de potencia, para sacar provecho del capital invertido es muy importante realizar una operación correcta.

La economía de un sistema de potencia depende de una serie de factores que pueden ser clasificados en tres categorías principales: de proyecto, de mantenimiento y de operación. En una instalación ya existente, en la cual se practique un mantenimiento adecuado, la economía depende sólo de los criterios de operación, o sea: cuántas y cuáles máquinas se usan en cada momento para satisfacer la demanda y cómo se distribuye la carga entre ellas.

En este estudio de economía, Matemáticas, criterios de despacho económico, etc., aplicaremos principios generales válidos no solamente para sistemas eléctricos, sino también para sistemas generadores de cualquier tipo de trabajo o bien de consumo.

Los porcentajes fijados por Entidades Reguladoras dan lugar a que a las Empresas Eléctricas se les presione a conseguir la máxima eficiencia de operación y mejorar continuamente la eficiencia para mantener una relación razonable entre el costo del KWH para un consumidor y el gasto que la Empresa tiene que realizar en la producción del KWH, tomando en cuenta el incremento constante de los precios de combustible, mano de obra, materiales y mantenimiento.

En este estudio específico correspondiente al Sistema Eléctrico Salinas-Santa Elena, determinaremos la distribución más económica de potencia entre los generadores o unidades, considerando que esas unidades tienen diferentes características. La contribución de cada unidad dentro de la planta puede ser determinada de modo que el costo de producción de potencia sea un mínimo.

1.2.- Función de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El grado de desarrollo de las fuentes de energía para realizar trabajo, es una de las medidas de progreso industrial. El descubrimiento de fuentes de energía en la naturaleza, el transporte de esta energía en sus variadas formas de

un lugar a otro y la conversión de la misma en otra forma más útil, son partes esenciales de una economía industrial.

La potencia eléctrica de origen hidráulico es barata si el costo de la transmisión es bajo. La economía de transportar la energía en una forma u otra depende de que si la demanda es continua o intermitente, de la distancia considerada y del costo y facilidades de almacenamiento. El factor determinante es el costo total incluido el precio del transporte de la energía en la forma deseada.

La localización de las centrales hidroeléctricas está condicio-
nada por la existencia de energía hidráulica, pero la elección del emplazamiento de centrales térmicas es más flexible. Las centrales hidroeléctricas exigen a menudo el transporte de grandes cantidades de energía a grandes distancias, en cambio las térmicas requieren el transporte a distancias cortas.

La conversión de energía calorífica en electricidad se está estudiando extensamente y el perfeccionamiento consiguiente de los nuevos métodos de generación pueden influir en el futuro en la ubicación de centrales, cuando uno o más métodos lleguen a ser prácticos.

El crecimiento del consumo puede no estar controlado por las - Em presas de electricidad, pero a menudo, la facilidad de dis-
poner de energía barata es un acicate para que el consumo se -
encuentre en aquellas zonas en que esto ocurra. Es labor del ingeniero eléctrico el calcular la futura demanda de energía eléctrica, con el objeto de que las centrales generadoras ade -

cuadamente situadas y un sistema de transmisión bien coördinado, flexible y eficaz, la atiendan por medio de la red de distribución ampliada, tanto como lo exige el consumo. A medida que los sistemas crecen, tienen que explotarse nuevas fuentes de energía para satisfacer la creciente demanda, así como construirse más líneas de transmisión que reúnan las centrales generadoras entre sí a un número cada vez mayor de puntos de distribución y a otros sistemas de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia se compone pues de tres partes principales:

Las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución.

Es indispensable identificar estas diferentes partes y conocer los costos de sus respectivos elementos con el objeto de determinar la influencia que cada una de ellas tiene en el costo total del sistema; es necesario también conocer el costo unitario de potencia instalada y el de energía en las diferentes partes, todo esto con el objeto de poder atender a clientes especiales que se presenten.

1.3.- Crecimiento de la Industria Eléctrica en el Ecuador.

No cabe la menor duda que la industria eléctrica ha sido un factor decisivo para el progreso de los pueblos y su desarrollo económico. Las múltiples aplicaciones han hecho que creciera rápidamente este tipo de industria tanto en consumo como en capacidad de generación.

El País se encuentra en un período de transición en su desarrollo económico, y en tales circunstancias el crecimiento de la industria eléctrica es de vital importancia. Su desarrollo se debió a esfuerzos aislados de los Municipios y de las Empresas Eléctricas del País que actuaron dentro de un marco carente de regulaciones legales adecuadas, de los medios financieros y en la mayoría de los casos de la debida orientación técnica.

Desde alrededor del año 1.897 en que se instaló en el País la primera planta eléctrica (70 KW Hidroeléctrico) hasta 1.961 en que se expidió la Ley básica de electrificación, el suministro de electricidad estuvo bajo la responsabilidad de los Municipios, sujeta a ciertas limitaciones provenientes de la naturaleza misma de los Concejos cantonales que frenaron el desarrollo de la electrificación Nacional.

Al expedirse la Ley básica de electrificación, se produjo un cambio substancial al transferir de los Municipios al Estado la responsabilidad de electrificar al País.

En algunas ciudades como consecuencia de la falta de fondos, la administración pasó a sociedades comerciales formadas por capital público, constituyendo una mejora positiva en el aspecto institucional que redundó en el económico; existe en estos últimos años la tendencia a la formación de Empresas Eléctricas autónomas.

La falta de aptitud de los organismos propietarios de los servicios eléctricos para afrontar los requerimientos del mercado, se tradujo en la aparición de plantas de propiedad de las indus

trias, usadas para autoabastecimiento.

Para ilustración transcribimos algunos datos estadísticos sobre el crecimiento de la capacidad instalada y energía generada en el País:

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA (KW)	ENERGIA GENERADA (MWH)
1.955	65.527	258.600
1.957	84.300	292.100
1.962	160.173	450.800
1.965	182.443	570.404
1.966	204.592	608.461

En el período 1.955-1.966 ha sufrido un fuerte porcentaje de crecimiento, esto debido a la reacción normal de un país que pugna por alcanzar un nivel de electrificación que le permita salir del retraso en que ha permanecido por muchos años. Pese a este crecimiento brusco, la potencia instalada en muchos lugares del País no satisface las necesidades de energía eléctrica.

El número de centrales eléctricas en el País supera a 1.000, resultado negativo proveniente de la propiedad y administración Municipal, debido a la limitación obligada del área de servicio de cada sistema a la jurisdicción cantonal de los Municipios.

En nuestro País el panorama futuro es muy amplio, pues el mer

cado está listo, faltan apreciaciones y estudios económicos para satisfacerlos. Existe un fuerte déficit de energía eléctrica, habrá por consiguiente crecimientos bruscos de demanda hasta cubrir ese déficit y luego crecerá en un ritmo normal casi constante.

Siempre hay que pensar en la necesidad nacional de explotación de la energía eléctrica, que sería la única manera de utilizarla en forma conveniente, abaratando el costo de operación y el costo unitario de inversión, cuyo resultado final es abaratar el costo del KWH y del KW.

Las plantas generadoras son de pequeña capacidad y sus áreas de influencia reducidas, como consecuencia las líneas de transmisión existentes son de poca longitud y de tensiones bajas. La más importante que actualmente se tiene es la que va de Mantá a Portoviejo a 69 KV y con una distancia de 35 Km. Las redes de distribución son de variada naturaleza, especialmente en lo que tiene que ver con el voltaje de la red primaria, ya que existe una verdadera gama de tensiones desde 2.4 a 13.8 KV.

Hay más uniformidad en el voltaje de la red secundaria, siendo los preferidos los sistemas de 210/121V. para el caso de circuitos trifásicos a 4 hilos y 230/115V, en el circuito monofásico de 3 hilos.

CAPITULO II

DEFINICION DE TERMINOS

2.1.- Rendimiento

El rendimiento de una máquina es la relación entre la potencia que suministra y la potencia que absorbe. O sea:

$$\text{Rendimiento} \equiv \frac{\text{Potencia útil}}{\text{Potencia absorbida}} \quad (2.1)$$

Esta expresión se puede poner también en una de las siguientes formas:

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Potencia útil}}{\text{Potencia útil} + \text{pérdidas}} \quad (2.2)$$

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Potencia absorbida} - \text{pérdidas}}{\text{Potencia absorbida}} \quad (2.3)$$

Estas ecuaciones son fundamentales y pueden ser aplicadas a una sola máquina o a la combinación de varias máquinas, como el caso de una planta de generación completa, e indican además la importancia de las pérdidas con relación al rendimiento: Mientras más altas son las pérdidas, el rendimiento es más bajo y viceversa.

Este rendimiento que no puede alcanzar nunca la unidad, no es por otra parte constante, varía según la carga.

El rendimiento global del conjunto de fuentes de producción se

define también por la siguiente relación:

$$\eta = \frac{P}{\sum \frac{p_i}{\eta_i}} \quad (2.4)$$

donde P es la potencia total proporcionada.

p_i la carga parcial de una máquina, y
 η_i el rendimiento de esta máquina con la carga p_i considerada.

El rendimiento global así calculado no da una idea suficiente de la utilización de las fuentes de producción.

Como el rendimiento máximo no puede ser igual a la unidad, no se aprecia a primera vista hasta que punto se ha acercado al mejor rendimiento posible.

2.1.1.- Rendimiento Relativo

Si se introduce en el razonamiento la noción de rendimiento relativo, es decir, la relación entre el rendimiento efectivo y el rendimiento máximo posible, se obtienen resultados muy palpables.

Para una carga p_i cualquiera, se puede deducir si la curva de rendimiento, sea la de consumos específicos, el rendimiento

relative por la siguiente relación:

$$\eta_{\text{relativo}} = \frac{\eta_{\text{efectivo}}}{\eta_{\text{máx}}} = \frac{\text{consumo específico mínimo}}{\text{consumo específico efectivo}} \quad (2.5)$$

Entonces, el rendimiento relativo global del conjunto de la producción puede calcularse por la fórmula

$$\eta_R = \frac{P}{\sum \frac{P}{\eta_r}} \quad (2.6)$$

donde P es la potencia total proporcionada,

p las cargas parciales, y

η_r los rendimientos relativos a las cargas p consideradas, se ve entonces a primera vista cuando se acerca a la unidad, o sea al máximo el rendimiento relativo así calculado.

2.1.2.- Pérdidas Relativas

Las pérdidas relativas se deducen inmediatamente del rendimiento relativo tal como se ha expresado anteriormente.

Estas pérdidas están determinadas para cada grupo generador y para todas las potencias por la relación.

$$p_r = \frac{P_e}{\eta_r} = p_e = \left(\frac{C_e}{C_{\text{mín}}} - 1 \right) \quad (2.7)$$

donde $C_{\text{mín}}$, es el consumo específico por KWH correspondiente a la

marcha con mejor rendimiento y C_e el consumo por KWH a la potencia P_e considerada.

El siguiente razonamiento hará comprender el significado de estas pérdidas:

Supongamos una máquina que funcione con la potencia P_e . Ella consume por KWH, C_e calorías o m^3 de agua; al cabo del tiempo t , esta máquina ha producido

$$P_e \cdot t \quad \text{KWH} \quad (2.8)$$

y absorbido

$$P_e \cdot C_e \cdot t \quad \text{calorías o } m^3 \text{ de agua} \quad (2.9)$$

Si en lugar de trabajar a la potencia P_e , esta máquina hubiera funcionado a la potencia P_m a la cual el rendimiento es máximo, habría suministrado para el mismo consumo total $P_e \cdot C_e \cdot t$ calorías o m^3 de agua, una energía de:

$$\frac{P_e \cdot C_e \cdot t}{C_{\min}} \quad \text{KWH} \quad (2.10)$$

La energía producida durante el tiempo t únicamente por el hecho de que la máquina ha funcionado con un rendimiento inferior al rendimiento máximo, es pues:

$$E_r = \frac{P_e \cdot C_e \cdot t}{C_{\min}} - P_e \cdot t = \left(\frac{C_e}{C_{\min}} - 1 \right) P_e \cdot t \quad (2.11)$$

Esta pérdida de energía tiene un significado físico real, se

puede deducir la potencia instantánea perdida.

$$Pr = Pe \left(\frac{Ce}{C_{\min}} - 1 \right) \quad (2.12)$$

Se encuentra aquí la expresión de las pérdidas relativas instantáneas. Estas últimas no tienen significado real, pues no se puede para el mismo consumo total de calorías o de m^3 de agua funcionar a la potencia ideal P_m durante el mismo tiempo t , sino durante un tiempo diferente t' .

No obstante, en la práctica se comprueba que la noción de las pérdidas relativas es más cómoda que la del rendimiento relativo.

La explotación será más perfecta cuando las pérdidas relativas que resulten sean más pequeñas. Está claro que no se podrá anularlas más que en algunos casos excepcionales. En general, un cierto mínimo de pérdidas relativas es inevitable.

A menudo, las centrales están equipadas con grupos generadores de características diferentes. El caso es esencialmente frecuente en las centrales térmicas cuya potencia ha habido que aumentar sucesivamente en el curso de los años para poder atender debidamente el crecimiento de la demanda de energía. Las unidades más recientes son generalmente más potentes que las antiguas. Además, por ser más modernas, sus rendimientos son más elevados. En estas condiciones no basta conocer las pérdidas relativas que afectan al funcionamiento de cada grupo para poder darse cuenta de la marcha económica

de la central. Hay que relacionar entre ellas las pérdidas de los diversos grupos.

En una planta térmica, su rendimiento es medido térmicamente y en términos monetarios. El rendimiento térmico es importante porque indica la cantidad de combustible utilizado y este resulta ser el elemento de costo más grande. El rendimiento total además nos indica cuanto dinero se gasta para producir una unidad de energía de salida, usualmente el KWH. Es más conveniente para nuestros propósitos determinar este rendimiento por medio de la curva potencia absorvida-potencia suministrada.

2.2.- Curva Potencia Absorvida - Potencia Suministrada

Las curvas que muestran la relación entre consumo y producción son las curvas de potencia absorvida - potencia suministrada. Para cualquier potencia de salida hay una correspondiente potencia de entrada y la eficiencia a esa potencia de salida es:

$$E = \frac{L}{I} \quad (2.13)$$

Siendo E la eficiencia como una relación

L la potencia suministrada en BTU/hora, e

I la potencia absorvida en BTU/hora.

Generalmente la potencia absorvida es expresada en BTU/hora y la potencia suministrada o carga en KW. En una planta hidráulica.

lica la potencia absorbida estaría en términos de $m^3/\text{seg.}$ de flujo de agua y la carga KW.

$$\frac{P}{E} = \frac{3.413 L}{I} x \quad (2.14)$$

pues $1 \text{ KW} = 3.413 \text{ BTU/hora} \quad (2.15)$

La Fig 2.1 nos muestra el combustible de entrada (en el eje de las ordenadas) como una función de la potencia de salida, y su tendencia general, la cual sigue la forma definida por la ecuación.

$$Y = a + bx + cx^2 + dx^3 + \dots + nx^r \quad (2.16)$$

El tiempo empleado en encontrar la ecuación de una curva de este tipo usualmente no se justifica y es por eso que siempre se lo expresa gráficamente.

2.3.- Característica de Porcentaje de Calor

El porcentaje de calor es obtenido por la división de la potencia absorbida para la correspondiente potencia suministrada. Por lo tanto, la unidad asociada con el porcentaje de calor es BTU/KWH.

Aunque frecuentemente la literatura técnica refiere la eficiencia térmica de una planta como la medida de su rendimiento térmico en términos de porcentaje de calor de la planta.

Esta característica se muestra gráficamente en la Fig 2.2.

El porcentaje de calor puede ser expresado como valor bruto o

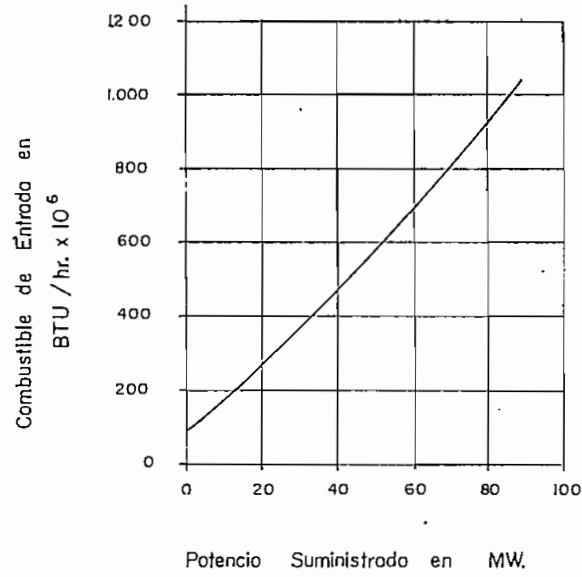


FIG. 2.1 Curva Potencio Absorvido - Potencio Suministrado.

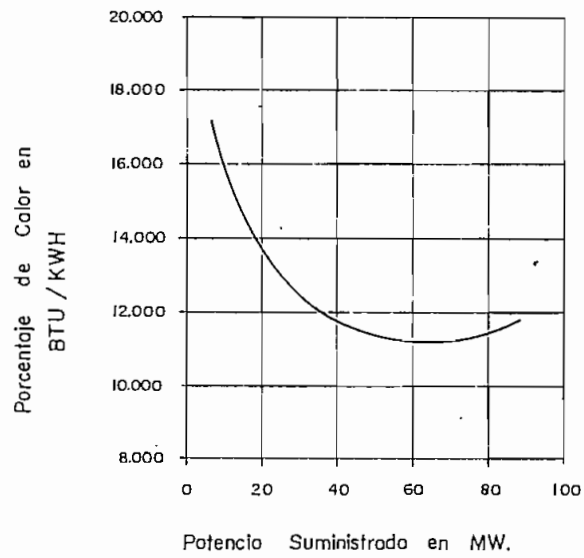


FIG. 2.2 Corocterístico de Porcentaje de Color.

como valor neto. Si la generación incluye los KWH usados en la planta se llama generación bruta, si ellos son excluidos se llama generación neta. Los porcentajes de calor son correspondientemente porcentajes de calor brutos o netos.

La eficiencia térmica también puede expresarse en bases brutas o netas.

La práctica prefiere usar la eficiencia térmica de una planta en bases netas.

Considerando la relación entre KWH y BTU señalada anteriormente, la relación entre porcentaje de calor y eficiencia térmica viene a ser:

$$\% \text{ eficiencia térmica} = (3.413 / \text{porcentaje de calor}) \times 100 \quad (2.17)$$

$$\text{Porcentaje de calor} = (3.413 / \% \text{ eficiencia térmica}) \times 100 \quad (2.18)$$

La curva de porcentaje de calor también puede ser expresada matemáticamente en la siguiente forma: Si la curva potencia absorbida - potencia suministrada es definida por:

$$I = a + bL + cL^2 + dL^3 \quad (2.19)$$

entonces:

$$HR = \frac{I}{L} = \frac{a}{L} + b + cL + dL^2 \quad (2.20)$$

2.4.- Porcentaje Incremental de Combustible

El porcentaje incremental de combustible se define como la relación de un pequeño cambio en la potencia absorbida, al correspondiente pequeño cambio en la potencia suministrada.

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje Incremental de combustible} &= \\ &= \frac{\Delta (\text{potencia absorbida})}{\Delta (\text{potencia suministrada})} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Como las cantidades Δ vienen a ser progresivamente más pequeñas, se verá que:

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje incremental de Combustible} &= \\ &= \frac{d (\text{potencia absorbida})}{d (\text{potencia suministrada})} \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$IR = \frac{dI}{dL} \quad (2.23)$$

Como se nota, la curva de porcentaje incremental de combustible es derivada de la curva potencia absorbida - potencia suministrada.

Matemáticamente el porcentaje incremental de combustible es la gradiente de la curva potencia absorbida - potencia suministrada a una carga dada. Físicamente expresa la cantidad de energía adicional requerida para producir un aumento en la unidad de potencia suministrada a cualquier carga dada.

La Fig. 2.3 nos muestra una típica curva de porcentaje incremental de combustible.

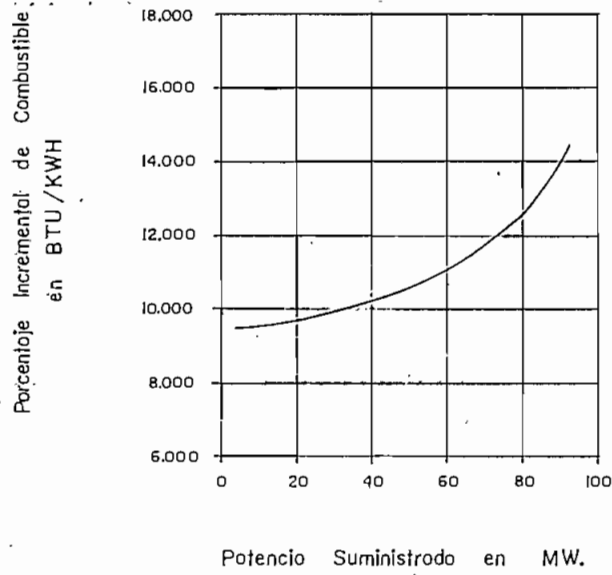


Fig. 2.3 Curvo de Porcentaje Incremental de Combustible

El valor del porcentaje incremental de combustible depende de varias condiciones, entre las cuales están las siguientes:

- 1.- Forma de la curva potencia absorbida - potencia suministrada.
- 2.- El punto de referencia sobre la curva potencia absorbida - potencia suministrada en el cual se miden la potencia absorbida incremental y la potencia suministrada incremental.

Estas consideraciones se muestran en la figura 2.4.

(a) Si la curva potencia absorbida - potencia suministrada - está representada por una línea recta, el porcentaje incremental de combustible será constante a través de toda la variación de potencias suministradas.

$$\Delta L1 = \Delta L2 = \Delta L3 \quad (2.24)$$

$$\Delta I1 = \Delta I2 = \Delta I3 \quad (2.25)$$

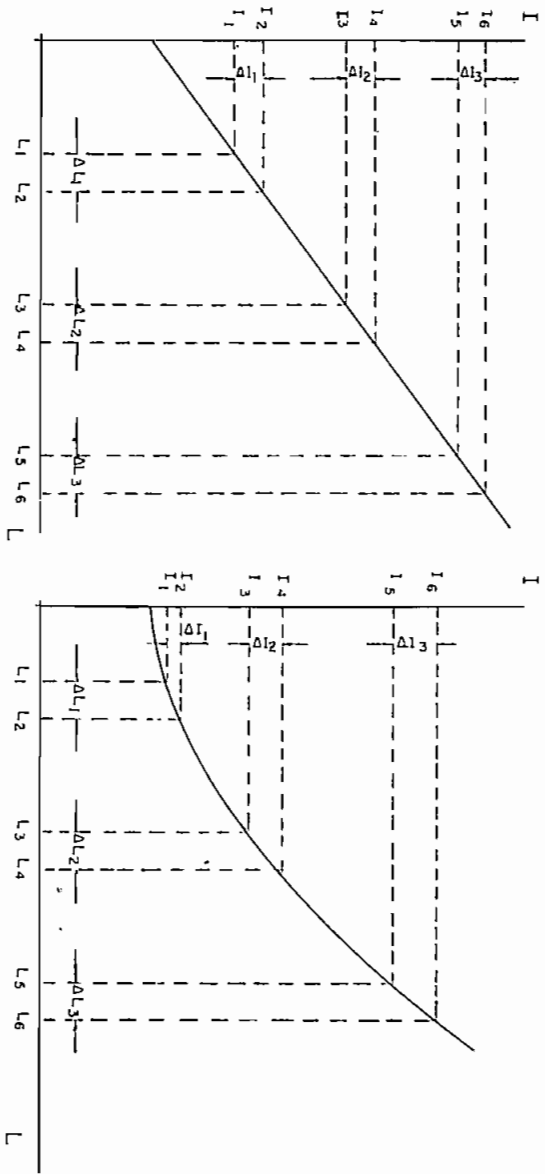
$$IR1 = IR2 = IR3 \quad (2.26)$$

(b) Si la curva potencia absorbida - potencia suministrada es cóncava, el porcentaje incremental de combustible crece cuando la potencia suministrada crece.

$$\Delta L1 = \Delta L2 = \Delta L3 \quad (2.27)$$

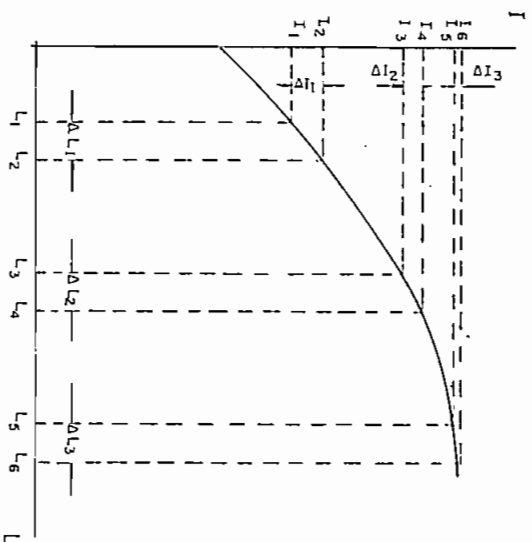
$$\Delta I1 < \Delta I2 < \Delta I3 \quad (2.28)$$

$$IR1 < IR2 < IR3 \quad (2.29)$$



(a)

(b)



(c)

FIG. 2.4

(c) Si la curva potencia absorvida - potencia suministrada es convexa, el porcentaje incremental de combustible decrece con el incremento de potencia suministrada.

$$\Delta L1 = \Delta L2 = \Delta L3 \quad (2.30)$$

$$\Delta I1 > \Delta I2 > \Delta I3 \quad (2.31)$$

$$IR1 > IR2 > IR3 \quad (2.32)$$

2.4.1.- Cálculo de los Porcentajes Incrementales de Combustible.

Los porcentajes incrementales de combustible pueden calcularse de las siguientes formas:

a.- Método Matemático: Este método requiere de una ecuación algebraica que represente la curva potencia absorvida - potencia suministrada, a la cual se le encuentra la primera derivada de la potencia absorvida con relación a la potencia suministrada y luego se grafiza la primera derivada para valores de potencia suministrada. La curva obtenida es la de porcentaje incremental de combustible. Supongamos que la curva potencia absorvida - potencia suministrada, como ya anotamos anteriormente esté definida por la ecuación:

$$I = a + bL + cL^2 + dL^3 \quad (2.33)$$

entonces la correspondiente curva de porcentaje incremental es definida por:

$$IR = \frac{dI}{dL} = b + 2cL + 3dL^2 \quad (2.34)$$

Este método en la práctica no se utiliza debido a la dificultad de encontrar esa ecuación algebraica para el tipo de curva potencia absorbida - potencia suministrada y los resultados no son mejores que los obtenidos por el tercer método que posteriormente señalamos.

2.- Método Gráfico: En este método, la curva potencia absorbida - potencia suministrada, se dibuja a una escala conveniente, luego se trazan tangentes a la curva en diferentes puntos. La gradiente de la tangente es igual al porcentaje incremental de combustible en el punto de tangencia.

Este método se ilustra en la figura 2.5.

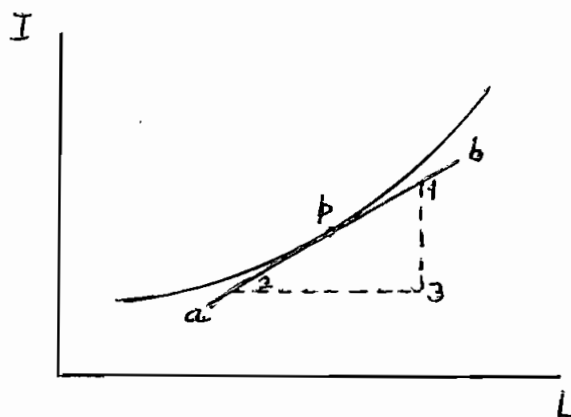


Fig. 2.5

$$\text{Grad. } ab = \frac{1-3}{3-2} = IR$$

No es recomendado debido a que las tangentes no pueden trazarse con el suficiente grado de exactitud.

La más pequeña desviación de la tangente afecta el resultado.

en un grado considerable.

3.- Método Tabular: Es el método que se utiliza con mayor frecuencia y se basa en valores tabulares de potencia absorbida y potencia suministrada. Las relaciones se encuentran en forma muy sencilla, ya que los incrementos de potencia absorbida divididos para los incrementos de potencia suministrada son los porcentajes incrementales de combustible. Estos valores se dibujan en función de los valores medios de la potencia suministrada, entre los límites del incremento de esta potencia.

La figura 2.6 muestra seis diferentes tipos de curvas continuas de la potencia absorbida en función de la potencia suministrada o carga útil con las correspondientes curvas de porcentaje incremental de combustible.

(a) La curva potencia absorbida - potencia suministrada es cóncava y llana. Los valores de porcentaje incremental de combustible crecen con el crecimiento de los valores de potencia suministrada.

(b) La curva potencia absorbida- potencia suministrada consiste de tres secciones de línea recta interceptadas en los puntos 1 y 2. La curva de porcentaje incremental de combustible correspondiente muestra tres valores constantes correspondientes a esas tres secciones. En los puntos de intersección de la curva potencia absorbida - potencia suministrada hay puntos

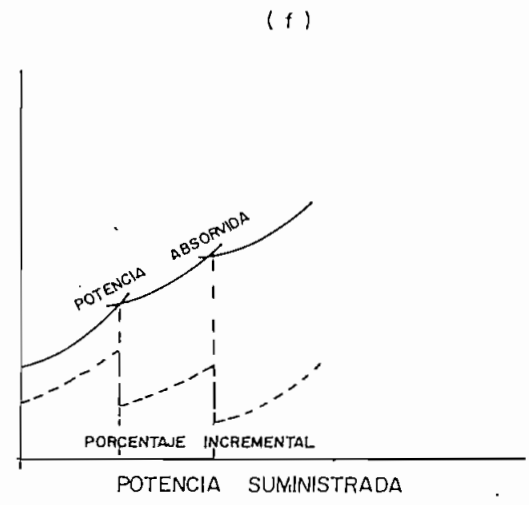
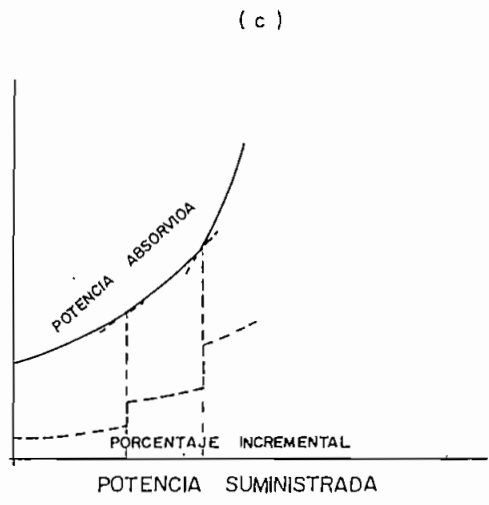
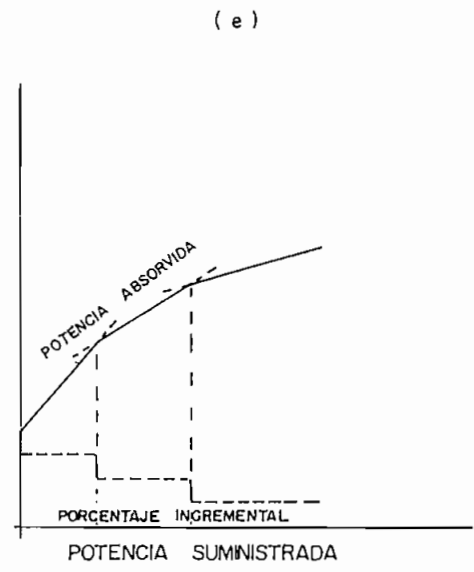
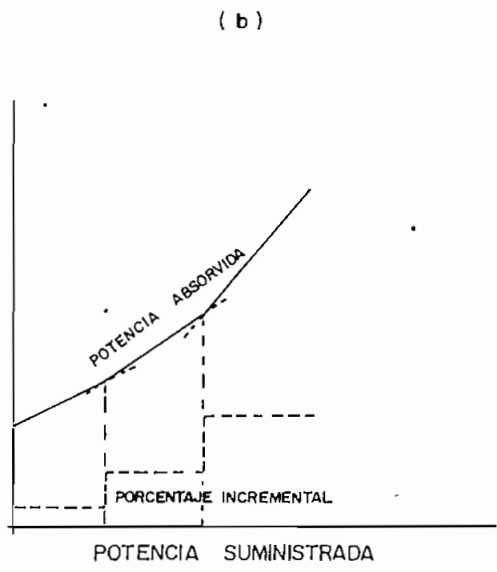
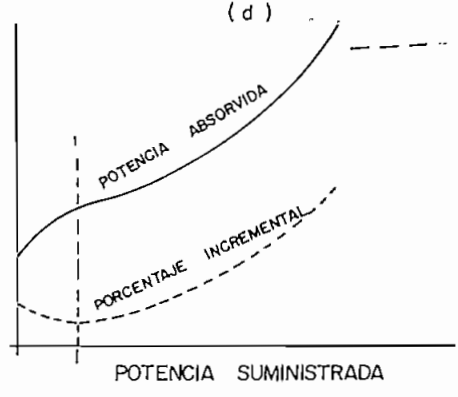
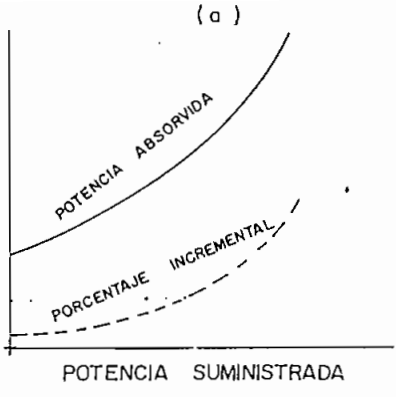


FIG. 2.6

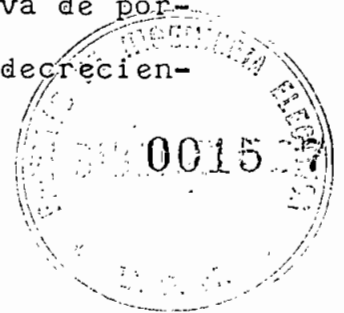
de discontinuidad en la curva de porcentaje incremental de combustible, ya que hay dos valores de porcentaje incremental de combustible para cada valor de potencia de salida y en los puntos de discontinuidad los valores de porcentaje incremental de combustible crecen.

(c) La curva potencia absorbida - potencia suministrada consiste de tres secciones de curva interceptadas en los puntos 1 y 2. Cada sección es semejante al tipo de curva señalada en a). La curva de porcentaje incremental de combustible tiene dos - puntos de discontinuidad con valores de porcentaje incremental que crecen en esos puntos.

(d) La curva potencia absorbida - potencia suministrada tiene un punto de inflexión en el punto 1. Para valores de potencia suministrada menores que 1, la porción de la curva de porcentaje incremental de combustible tienen valores decrecientes. Para potencias suministradas mayores que 1, la curva de porcentaje incremental de combustible tiene la característica de la curva en a).

(e) Las curvas son similares a las de b). En los puntos de discontinuidad de la curva de porcentaje incremental de combustible, los valores decrecen en lugar de crecer.

(f) Estas curvas son similares a las de c). La curva de porcentaje incremental de combustible muestra valores decrecientes en los puntos de discontinuidad.



2.4.2.- Principios de Aplicación

Las curvas de porcentajes incrementales de combustible determinan la distribución económica de carga entre las máquinas por aplicación de los siguientes principios generales:

- 1.- Las máquinas deberán operarse a potencias de salida correspondientes a iguales porcentajes incrementales de combustible.
- 2.- Si las máquinas no pueden cargarse para operar a iguales porcentajes incrementales de combustible, la máquina que deberá cargarse preferentemente es la que tiene porcentaje incremental de combustible más bajo.

La regla general está sujeta a varias condiciones que de ignorarse podrían conducir a pérdidas económicas.

Estas condiciones son:

- 1.- La curva potencia absorbida - potencia suministrada debe ser continua, es decir que para cada valor de potencia suministrada debe haber un solo valor de potencia absorbida.
- 2.- La curva de porcentaje incremental de combustible derivada de la curva continua potencia absorbida - potencia suministrada no debe tener valores decrecientes de porcentaje incremental de combustible cuando crezca la potencia suministrada.
- 3.- Si la curva de porcentaje incremental de combustible deri

vada de una curva continua potencia absorbida - potencia suministrada, es discontinua, puede utilizarse en la distribución económica de carga, siempre que el porcentaje incremental de combustible crezca en cada valor de discontinuidad.

2.5.- Costos Incrementales de Producción

El costo incremental de producción de una unidad dada está formada por el costo incremental de combustible, más el costo incremental de los renglones referentes a labor, materiales, mantenimiento, etc.

El porcentaje incremental de combustible es convertido a costo incremental de combustible, por la multiplicación del porcentaje incremental de combustible en BTU/KWH por el costo de combustible en \$/BTU.

El costo incremental de combustible por lo tanto se lo expresa en \$/KWH.

Como una regla general, un incremento de carga puede ser suministrado sin que ocurra cualquier costo incremental de labor. Esto es particularmente verdad cuando no aumentamos grupos generadores y unidades auxiliares que requieren labor adicional para su operación. De modo que cualquier incremento de costo de labor que puede ser complejo será generalmente independiente del incremento de carga generada y puede por esta razón ser facturado como un item separado de costo, independiente de cualquier energía suministrada en un sistema in

terconectado.

El análisis de costos de producción para plantas con una varia ción grande de generación indica que el costo de materiales de la unidad permanece relativamente constante y no parece ser a fectada por la variación en generación. Esto significa que el costo incremental de materiales puede ser asumido el mismo - como el promedio del costo de la unidad. Esta suposición no - introducirá cualquier error material porque este item de gas - tos de producción es el más pequeño de los cuatro items indi - cados anteriormente.

Para determinar los costos incrementales de mantenimiento toda via no se ha desarrollado un método para su representación exac ta en función de la potencia suministrada. Es por esta razón que se usan métodos arbitrarios para establecer estos costos, el más común de estos es asumir un porcentaje fijo de los costos incrementales de combustible, con valores variando de 10 a 30%.

En algunos sistemas, para objetos de programación económica en generación, el costo incremental de producción se asume igual al costo incremental de combustible.

CAPITULO IIIFUNCIONAMIENTO Y CARACTERISTICAS DE OPERACION3.1.- Costo de Producción

El costo de producción de energía se compone de gastos fijos y gastos variables.

La explotación de una central produce siempre gastos anuales que se pueden calificar de fijos, ya que no varían con la operación de la planta y más bien dependen de la capacidad de la misma; se denominan también Costos de Capital o Cargos Fijos de inversión.

Estos gastos están constituidos esencialmente de los siguientes rubros:

- a) Depreciación,
- b) Intereses del capital o rendimiento,
- c) Seguros,
- d) Impuestos,
- e) Mano de obra imputable a la potencia, etc.

Los gastos variables o también llamados gastos directos de operación, por el contrario, son aquellos que están en función directa de la operación de la planta o del número de KWH producidos. Estos gastos se agrupan así:

- a) Combustible.- (Agua),
- b) Repuestos y mantenimiento,

- c) Salarios,
- d) Desperdicios,
- e) Administración y supervisión, etc.

Al pedir que el costo de producción se mantenga en un mínimo, debemos referirnos exclusivamente a aquellos gastos que son variables con la producción.

Quiere decir esto que no hemos de tener en cuenta los gastos fijos de las fuentes de producción, ya que estos no pueden ser influenciados por las disposiciones más o menos acertadas - que se tomen en la distribución.

Ahora bien, no teniendo en cuenta dichos gastos, el costo de la producción puede variar de un día a otro entre límites tan extensos que no queda punto de comparación para darse cuenta de la calidad del funcionamiento del servicio de producción en su aspecto económico.

En efecto, si se prescinde de los gastos fijos, el costo del KWH producido en centrales hidráulicas resulta prácticamente nulo, mientras que el del producido en las centrales térmicas tiene un valor muy apreciable. En estas condiciones, el costo de la producción durante las épocas de estiaje es necesariamente mucho más elevado que en épocas de aguas abundantes.

Lo que se pretende en realidad es que se consiga el mejor aprovechamiento económico de las fuentes de producción de que se dispone en cada instante.

Se ha creído conveniente dar estos conceptos relacionados con la economía de la producción, debido a que se encuentran relacionados con los objetivos y alcance del presente estudio.

3.2.- Sistema Salinas-Santa Elena

3.2.1.- Antecedentes:

El servicio de energía eléctrica en la Península de Santa Elena estaba a cargo de las Municipalidades de Salinas y Santa Elena, las mismas que administraban sus respectivos sistemas eléctricos que no tenían una capacidad suficiente para satisfacer los requerimientos de energía de la zona, por lo que el servicio era deficiente.

El suministro de energía eléctrica se lo hacía hasta fines de 1967 a base de pequeños grupos diesel-eléctricos, que daban como resultado la existencia de pequeños sistemas aislados que encarecían el servicio e influenciaban directamente en la operación de los mismos.

Esta área contaba con una potencia instalada de 1200 KW térmicos, distribuidos en la siguiente forma:

- a) En Santa Elena dos grupos diesel, uno de 120 KW y otro de 150 KW.
- b) en Salinas un grupo de 350 KW que cedía en arrendamiento INECCEL y, un grupo de 60KW perteneciente a la Empresa Eléctrica "Península de Santa Elena" C.A.

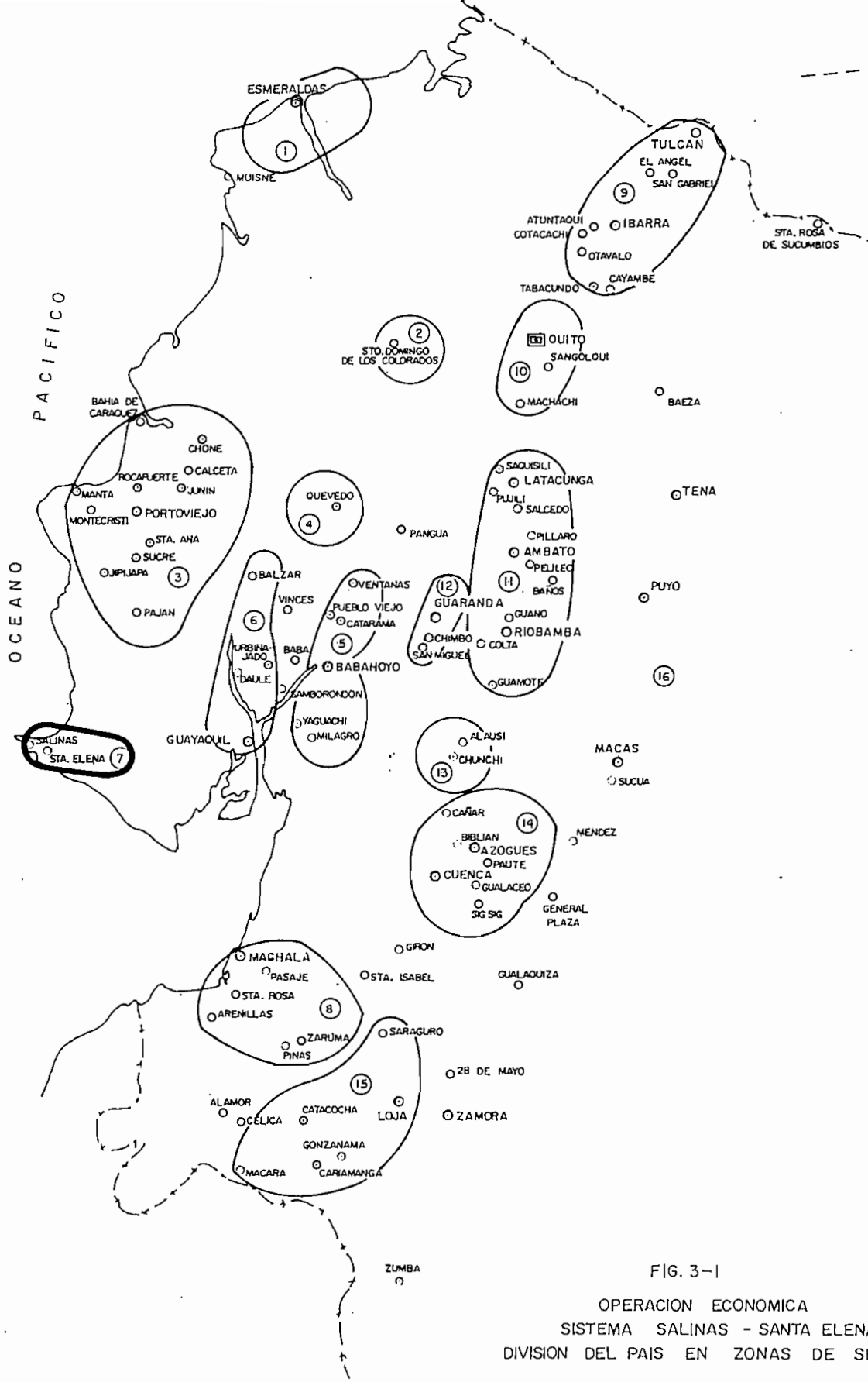


FIG. 3-1
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
 DIVISION DEL PAIS EN ZONAS DE SERVICIO

c) En Libertad se contaba con un grupo de 350 KW que era de propiedad de INECEL y tres grupos de 60 KW de la localidad.

Esta capacidad instalada era completamente insuficiente para satisfacer la demanda de la zona y por lo cual se veían obligadas a racionar el servicio, especialmente en la temporada invernal.

A mas de esta falta de capacidad en sus unidades generadoras, se debe anotar el mal estado en la que se encontraban las redes de distribución, lo cual acentuaba más aún el servicio deficiente suministrado.

Esto obligó a las industrias que operan en esa zona a instalar sus respectivas plantas para su consumo, tal es el caso de El Cautivo C.A. en Ancón (166 KW), El Cautivo C.A. en Libertad (195 KW), Anglo Ecuadorian Oilfield en Ancón (3.670 KW), etc.

3.2.2.- Formación de la Empresa:

Para solucionar el problema de falta de energía eléctrica, se promovió la formación de la Empresa Eléctrica "Península de Santa Elena" C.A., cuya escritura de constitución se realizó el 24 de marzo de 1.966, con un capital suscrito de S/ 6'000.000,00 distribuidos en la siguiente forma entre sus accionistas:

Municipio de Santa Elena	S/ 2'000.000,00
Municipio de Salinas	S/ 3'000.000,00

INECEL

S/ 1'000.000,00

TOTAL.

S/ 6'000.000,00

Esta Empresa tiene a su cargo la electrificación integral de la zona y para lo cual procedió a instalar una central diesel-eléctrica con una capacidad de 3.600 KW y que entró en operación a fines del año 1.967. Esta capacidad está distribuida en dos unidades de 600 KW y dos unidades de 1.200 KW y cuyas características las citaremos a continuación, considerando que está relacionado con este estudio:

a.- UNIDAD GENERADORA A.

Motor Diesel

Marca.....Fairban ks Morse
 Modelo.....38 D8 - 1/8
 Tipo.....Embolos opuestos
 No. de serie.....38 D8 670 22 D55
 Capacidad.....850 H.P.
 Velocidad de rotación.....720 R.P.M.
 Número de ciclos.....2
 Número de cilindros.....5
 Tipo de arranque.....aire comprimido
 Tipo de enfriamiento.....radiador
 Tipo de acoplamiento con el
 generador.....directo flexible

Generador

Marca.....Fairbanks Morse
 Tipo.....T G 2 J
 No. de serie.....B 8142
 Capacidad.....750 KVA
 Factor de Potencia.....80%
 Velocidad.....720 R.P.M.
 Tensión nominal.....2.400/4160 voltios
 Corriente nominal.....180/104 amperios
 Tipo de conexión.....Y/ Δ
 Frecuencia.....60 Hz.
 Fases.....3
 No. de pares de polos.....12

b.- Unidad Generadora BMotor Diesel

Marca.....Fairbanks Morse
 Modelo.....38D8 - 1/8
 Tipo.....Embolos opuestos
 No. de serie.....38D8 670 17 D S 5
 Capacidad.....850 H.P.
 Velocidad de rotación.....720 R. P. M.
 Número de ciclos.....2
 Número de cilindros.....5

Tipo de arranque.....Aire comprimido
 Tipo de enfriamiento.....radiador
 Tipo de acoplamiento con el generador...Directo flexible

Generador

Marca.....Fairbanks Morse
 Tipo.....T G 2 J
 No. de serie.....B 8141
 Capacidad.....750 KVA
 Factor de potencia.....80%
 Velocidad.....720 R.P.M.
 Tensión nominal.....2.400/4.160 voltios
 Corriente nominal.....180/104 amperios
 Tipo de conexión.....Y/ Δ
 Frecuencia.....60 Hz
 Fases.....3
 Número de pares de polos.....12

C.- Unidad Generadora C.

Motor Diesel

Marca.....Fairbanks Morse
 Modelo.....38D8 - 1/8
 Tipo.....Embolos opuestos
 No. de serie.....38D8 670 20 DS 10
 Capacidad.....1.700 H.P.

Velocidad de rotación.....720 R. P.M.
 Número de ciclos.....2
 Número de cilindros.....10
 Tipo de arranque.....Aire comprimido
 Tipo de enfriamiento.....radiador
 Tipo de acoplamiento con el generador.....Directo flexible

Generador

Marca.....Fairbanks Morse
 Tipo.....TG2J
 No. de serie.....B8 154
 Capacidad.....1500 KVA
 Factor de Potencia.....80%
 Velocidad.....720 R.P.M.
 Tensión Nominal.....2400/4160 voltios
 Corriente nominal.....360/208 amperios
 Tipo de conexión.....Y/ Δ
 Frecuencia.....60 Hz
 Fases.....3
 No. de pares de polos.....12

D.- Unidad Generadora D.

Motor Diesel

Marca.....Fairbanks Morse

Modelo.....38D8 - 1/8
 Tipo.....Embolos opuestos
 No. de serie.....38D8 67019 DS 10
 Capacidad.....1700 H.P.
 Velocidad de rotación.....720 R.P.M.
 Número de ciclos.....2
 Número de cilindros.....10
 Tipo de arranque.....Aire comprimido
 Tipo de enfriamiento.....Radiador
 Tipo de acoplamiento con el generador.....Directo flexible.

Generador

Marca.....Fairbanks Morse
 Tipo.....TG2J
 No. de serie.....B8153
 Capacidad.....1500 KVA
 Factor de potencia.....80%
 Velocidad.....720 R.P.M.
 Tensión nominal.....2400/4160 voltios
 Corriente nominal.....360/208 amperios
 Tipo de conexión.....Y/ Δ
 Frecuencia.....60 Hz.
 Fases.....3
 No. de pares de polos.....12

Acoplados a cada unidad generadora tenemos además los siguien-

tes mecanismos y accesorios:

Regulador de velocidad, Radiador-Motor, Excitatriz, Tablero de control, etc.

Además de la instalación de esta central térmica, también se encuentran en servicio líneas de subtransmisión diseñadas para 13.2 KV, pero que actualmente están operando a 4.16 KV. Estas líneas de subtransmisión son las siguientes:

- a) La Libertad - Salinas, 9 Km. y con 3.000 KW de capacidad.
- b) La Libertad - Santa Elena - Ballenita, 8 Km. 460 KW de capacidad.

En construcción, dentro del programa de obras se encuentra una subestación de elevación de 2.4/13.2 KV de una capacidad de 5.000 KVA y las redes de distribución de La Libertad, Salinas, Santa Elena, Ballenita, etc. para servir a un total de 7000 abonados.

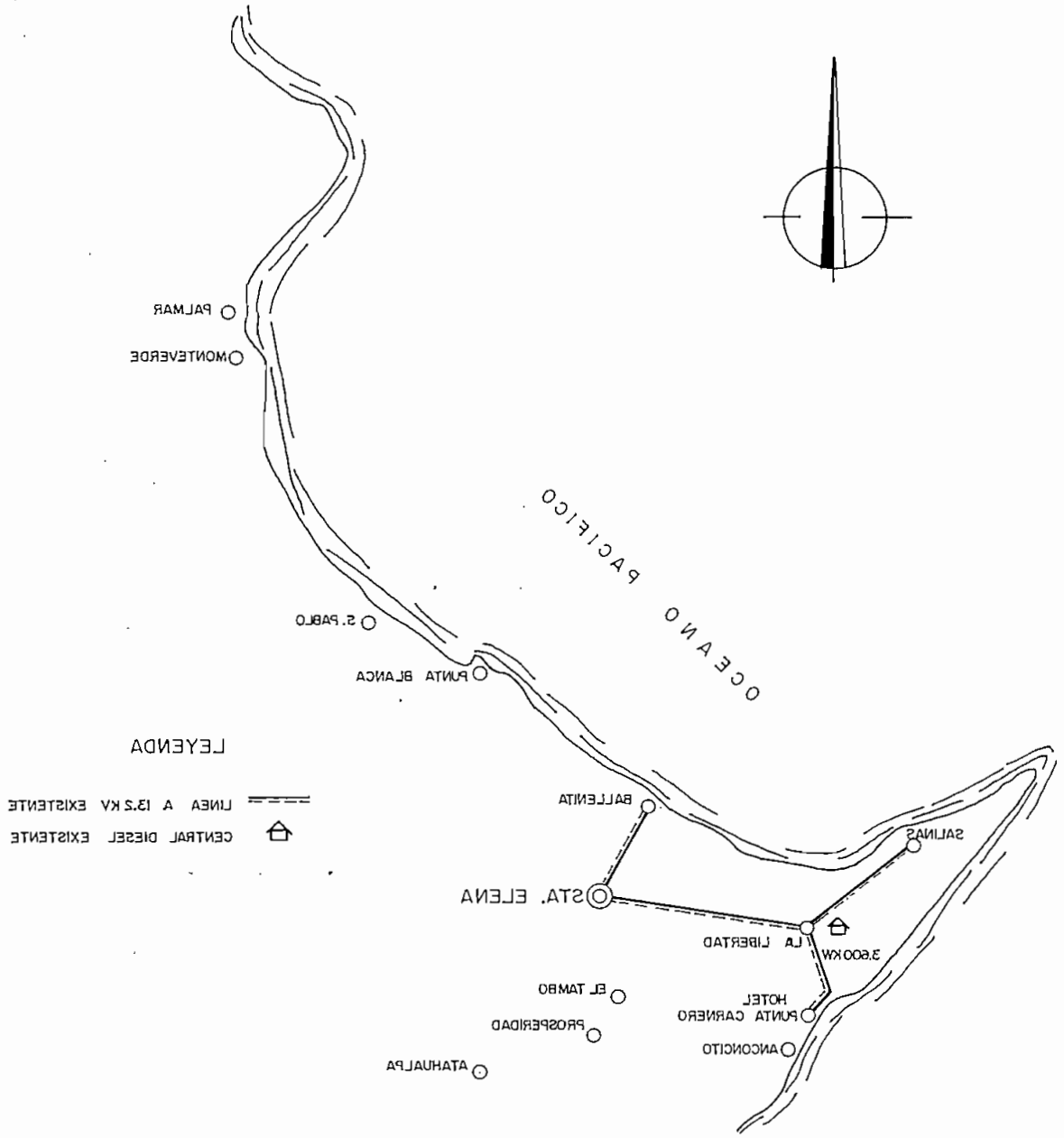
El proyecto tiene un costo de \$/24.250.000 de los cuales están invertidos \$/ 17.540.000.

Los trabajos de montaje de la subestación y del nuevo sistema de distribución se estima concluirán a fines de 1.968 o principios de 1.969

3.2.3.- Proyecto Santa Elena Fase B.

Se ha hecho un estudio de factibilidad con el objeto de determinar la forma más conveniente de utilizar el préstamo de 150.000 dólares concedidos por AID para la Empresa Eléctrica "Penínsu-

INSTALACIONES EXISTENTES
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
OPERACION ECONOMICA
FIG. 3-2



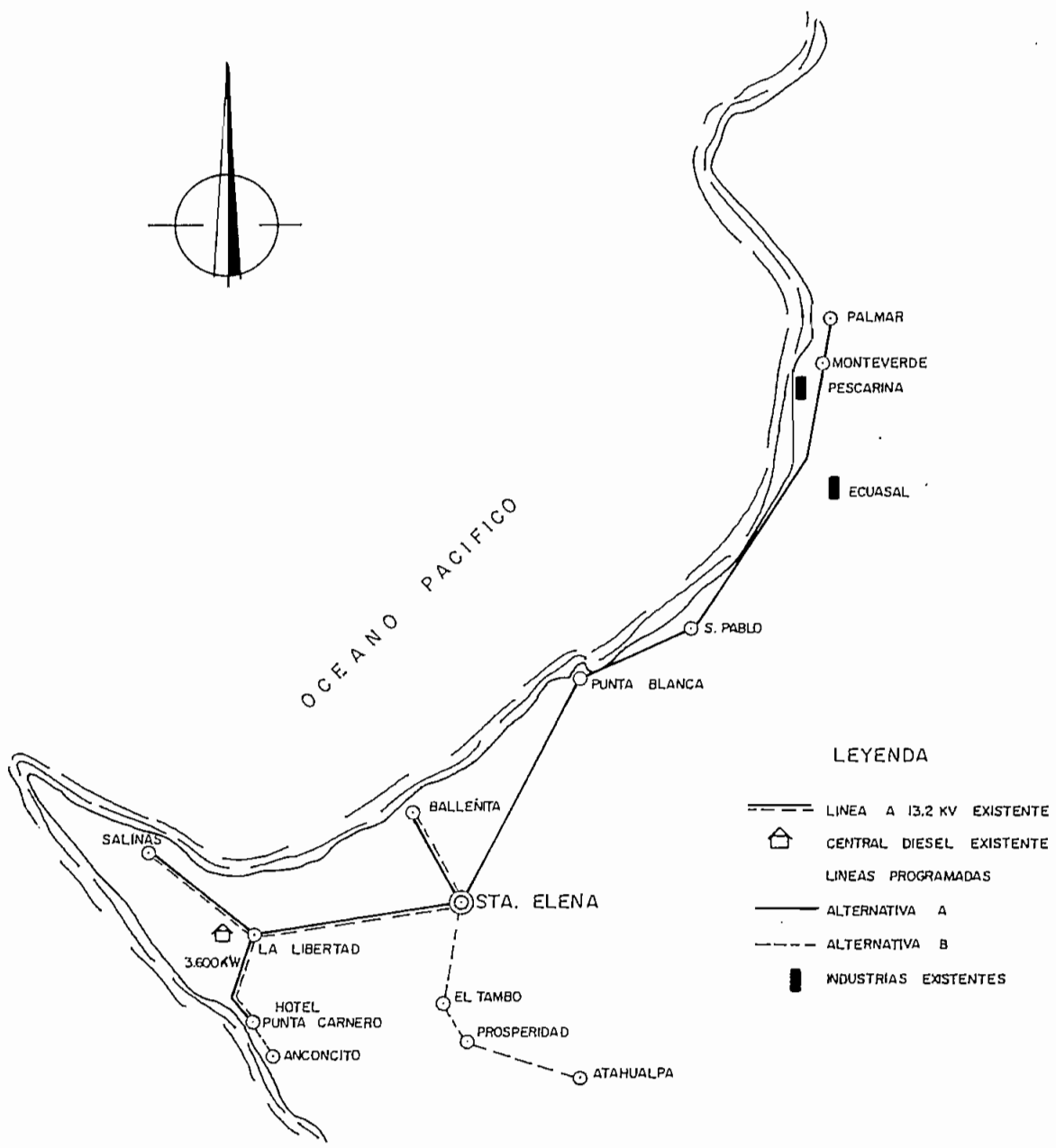


FIG. 3-3
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
CROQUIS DEL SISTEMA TOTAL

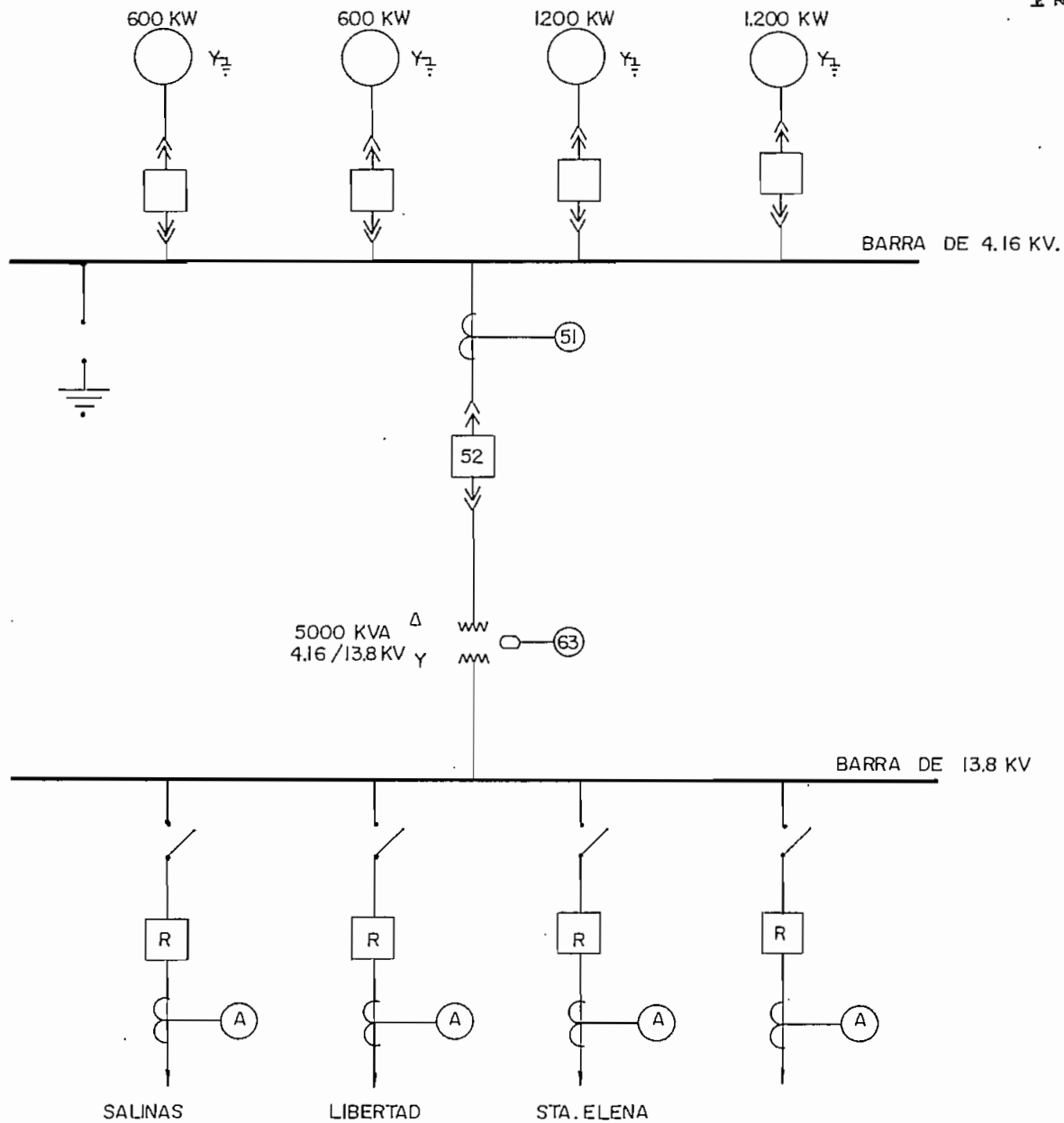


FIG. 3.4
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
DIAGRAMA UNIFILAR

la de Santa Elena" C.A. y con la finalidad de utilizar en mejor forma la capacidad de generación existente, pues actualmente el sistema consume alrededor de 1.200 KW, lo cual representa sólo el 33% de la capacidad instalada en la central.

Se han presentado dos alternativas:

a.- La alternativa A que constituye la construcción de 28 Km. de líneas de transmisión desde Santa Elena hasta El Palmar, a alimentando las poblaciones de Punta Blanca, San Pablo, Monte verde y las industrias Ecuasal y Pescarina.

b) La alternativa B constituye la construcción de 20.5 Km. de líneas de transmisión para alimentar las poblaciones de Ancon cito, El Tambo, Prosperidad y Atahualpa.

Después de un análisis técnico y económico, se dedujo que la alternativa A es la más conveniente por las siguientes razones:

a) Las dos alternativas producen pérdidas en los primeros años de operación, sin embargo en la alternativa A se recupera rápidamente, al punto tal que en el año 1975 las pérdidas se hacen prácticamente nulas, cosa que no sucede en la alternativa B;

b) La zona de la alternativa A tiene dos industrias importantes, Pescarina y Ecuasal y con posibilidades de instalar nuevas industrias; adicionalmente existen buenas posibilidades de explotar la industria del turismo, en razón de sus magníficas playas.

El área correspondiente a la alternativa B es una zona de desalojo, su industria está en estado artesanal y sus consumos de energía son exclusivamente residenciales.

c) El área correspondiente a la alternativa A requiere de mayor cantidad de energía eléctrica que la alternativa B .

Las obras que se han programado construir para la alternativa elegida son las siguientes:

- Construcción de una línea de transmisión desde Santa Elena hasta el Palmar con una longitud de 28 Km. y aislada para 22 KV, pero que hasta 1.975 trabajará a 13.2 KV.

- Redes de distribución en las siguientes poblaciones:

Punta Blanca	50 abonados
San Pablo	60 abonados
Monteverde	40 abonados
El Palmar	100 abonados

Estas obras se construirán en el plazo de 18 meses y por lo tanto entrarán en operación a principios de 1.970.

3.3.- Resumen General del Método

3.3.1.- Programación Económica de Generación

La determinación de la programación más económica de generación discutiremos en esta sección.

Se atribuirán dos unidades ficticias: F para el costo y P para la potencia.

Si: F_n = costo de la unidad n en sucres/hora

F_t = costo total del sistema en sucres/hora

Entonces: $F_t = \sum_n F_n$

Se desea que la programación sea tal que:

$$F_t = \text{mínimo} \quad (3-1)$$

Con la restricción que

$$\sum_n P_n = PR = \text{Carga recibida} \quad (3-2)$$

Donde P_n = potencia suministrada por la unidad n .

Como se demostrará posteriormente, las condiciones (3-1) y (3-2) son satisfechas cuando:

$$\frac{d F_n}{d P_n} = \lambda \quad (3-3)$$

donde:

$\frac{d F_n}{d P_n}$ = costo incremental de producción de la unidad n en sucres/KWH

λ = costo incremental de la potencia recibida en sucres/KWH.

El valor de λ sería escogido de modo que $\sum P_n = PR$.

Dicho en palabras, podemos enunciar las siguientes reglas:

a.- El mínimo costo total de generación se obtiene distribuyen

do la carga total entre las unidades generadoras en operación, de manera que todas operen al mismo costo incremental de producción.

Llamaremos este método "Repartición incremental de la carga".

b.- Si las unidades no pueden ser operadas al mismo costo incremental, porque alguna tiene un costo incremental menor que todas las demás, entonces la unidad a la cual corresponde el menor costo incremental debe absorber los aumentos de cargas (independientemente de su eficiencia), hasta que se pueda aplicar el método de repartición incremental de la carga.

Dos o más unidades que operan según estos principios se dicen estar en balance económico.

Aplicando este método a un sistema de dos unidades generadoras sería como sigue:

Si se requiere que las dos unidades generen una potencia total PR, hay obviamente infinitas combinaciones de valores P1 y P2 tales que:

$$P_1 + P_2 = P_R ; P_2 = P_R - P_1 \quad (3-4)$$

Si no se impone alguna otra restricción a las cantidades P1 y P2.

De estas combinaciones, cuando menos una corresponde al mínimo costo de producción, es decir, sujetamos a la ecuación 3.4 a esta otra condición.

$$F_t = F_1 + F_2 = \text{mínimo} \quad (3.5)$$

Esto equivale a decir que:

$$\frac{d F_t}{d P_1} = 0 \quad (3.6)$$

o

$$\frac{d F_t}{d P_1} = \frac{d(F_1 + F_2)}{d P_1} = \frac{d F_1}{d P_1} + \frac{d F_2}{d P_1} = 0 \quad (3.7)$$

Pero debido a que PR permanece constante y de la ecuación 3.4 obtenemos:

$$d P_2 = - d P_1$$

$$d P_R = 0$$

Por esto:

$$\frac{d P_1}{d P_2} = - 1 \quad (3.8)$$

Combinando las ecuaciones 3.8 y 3.7:

$$\frac{d F_t}{d P_1} = \frac{d F_1}{d P_1} - \frac{d F_2}{d P_1} (- 1) = \frac{d F_1}{d P_1} - \frac{d F_2}{d P_1} \cdot \frac{d P_1}{d P_2} = 0$$

$$\frac{d F_t}{d P_1} = \frac{d F_1}{d P_1} - \frac{d F_2}{d P_2} = 0$$

$$\frac{d F_1}{d P_1} = \frac{d F_2}{d P_2} \quad (3.9)$$

o lo que es lo mismo, que el costo incremental de las unidades generadoras 1 y 2 son iguales.

Utilizando simultáneamente las ecuaciones 3.4 y 3.5 o 3.4 y 3.9, se obtienen dos valores P_1 y P_2 cuya suma iguala la demanda PR y cuyo costo de generación es mínimo y es evidente además que esta conclusión se aplica a cualquier número de unidades operando en paralelo.

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \frac{dF_3}{dP_3} = \dots = \frac{dF_n}{dP_n} \quad (3.10)$$

La derivación de los resultados anteriores se pueden obtener también siguiendo el método de los multiplicadores de Lagrangian descritos por Courant. Si:

$F_t =$ Costo total del sistema en sucres/hora

$$= \sum_n F_n$$

Donde $F_n =$ costo de la unidad n en sucres/hora

Lo que se desea es que F_t sea mínimo para una carga recibida dada.

$PR =$ Carga recibida dada.

Por aplicación de este método, la ecuación simplificada está dada por:

$$\Psi(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n) = \sum_n P_n - PR = 0 \quad (3.11)$$

Entonces la mínima cantidad de combustible gastada para una carga recibida es obtenida cuando:

$$\frac{\partial \mathcal{F}}{\partial P_n} = 0 \quad (3.12)$$

donde:

$$\mathcal{F} = F_t - \lambda \Psi \quad (3.13)$$

λ = tipo de multiplicador Lagrangian

$$\frac{\partial \mathcal{F}}{\partial P_n} = \frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial \Psi}{\partial P_n} = 0 \quad (3.14)$$

Entonces:

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial}{\partial P_n} \left[\sum_n P_n - PR \right] = 0$$

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_n} - \lambda [1 - 0] = 0 \quad (3.15)$$

Pero:

$$\frac{\partial Ft}{\partial Pn} = \frac{\partial (\sum_n Fn)}{\partial Pn} = \frac{\partial Fn}{\partial Pn} = \frac{dFn}{dPn} \quad (3.16)$$

Entonces la ecuación 3.15 viene a ser:

$$\frac{dFn}{dPn} = \lambda \quad (3.17)$$

ecuación 3.17 que es idéntica a la ecuación 3.3 previamente presentada.

En la discusión precedente no se ha hecho hipótesis alguna sobre la naturaleza de las unidades generadoras, de la potencia generada o sobre el costo. Se deduce entonces que los resultados obtenidos son válidos en cualquier caso y se aplican a unidades a vapor, Diesel, Hidráulicas, a calderas, a bombas, etc. y hasta a la distribución del trabajo entre oficinas, grupos de investigación, líneas de producción o fábricas que manufacturen el mismo tipo de producto o produzcan el mismo tipo de labor, cambiando cuando sea necesario costos por consumo o tiempos de trabajo y potencia por trabajo producido en la unidad de tiempo.

La hipótesis hecha de que las curvas de costos (o consumos) y sus derivadas sean continuas, monotónicas y crecientes, no limita esencialmente la generalidad de los resultados obtenidos. En general las mismas conclusiones se aplican si las curvas de costos son continuas y las derivadas son crecientes (contí-

.nuas o no)

En el caso en que la derivada no satisfaga estas condiciones, igualdad de costos incrementales puede presentar máximo o mínimo de costo total. Se puede hacer entonces una curva promedial que las satisfaga o bien discriminar entre máximo y mínimo por medio de consideraciones adicionales. En el caso de control automático, el sistema controlador puede ser diseñado para efectuar automáticamente la selección de la distribución más económica en cualquier caso.

3.4.- Preparación de los datos necesarios

A más de los datos señalados anteriormente para el sistema eléctrico en estudio, es necesario añadir básicamente las siguientes características que se explicaron teóricamente en el capítulo anterior.

3.4.1.- Curvas Potencia Absorvida - Potencia Suministrada

Las figuras 3.5.1 y 3.5.2 nos muestran las curvas que relacionan el consumo y la producción para las cuatro unidades generadoras que constituyen la central diesel eléctrica de La Libertad. Dichas curvas fueron dibujadas a base de los datos proporcionados por la firma distribuidora "Fairbanks Morse" de estas unidades y cuyos registros de pruebas fueron sacados de los archivos del Departamento de Ingeniería Mecánica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

CALCULO DEL PORCENTAJE DE CALOR

Potencia Suministrada	Unidad A.		Unidad B.	
	Potencia Absorbida	Porcentaje de Calor	Potencia Absorbida	Porcentaje de Calor
	I (BTU/h x 10 ³)	HR (BTU/KWH)	I (BTU/h x 10 ³)	HR (BTU/KWH)
133.5	1787	13386	1738	13019
200	2320	11600	2283	11415
292	3075	10531	3060	10479
400	4004	10010	4026	10065
449	4449	9909	4484	9987
500	4937	9874	4971	9942
607	6077	10012	6046	9960
670	6847	10219	6726	10039

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

CALCULO DEL PORCENTAJE DE CALOR.

Potencia Suministrada	Unidad C		Unidad D.	
	Potencia Absorvida	Porcentaje de Calor	Potencia Absorvida	Porcentaje de Calor.
L (KW)	I (BTU/h x 10 ³)	HR (BTU/KWH)	I (BTU/h x 10 ³)	HR (BTU/KWH)
292	3689	12.634	3598	12.322
400	4521	11.303	4462	11.155
500	5296	10.592	5284	10.568
597	6055	10.142	6101	10.219
700	6874	9.820	6995	9.993
800	7694	9.618	7887	9.859
921	8743	9.493	9006	9.779
1000	9476	9.476	9753	9.753
1100	10463	9.512	10728	9.753
1233	11897	9.649	12089	9.805
1358	13350	9.831	13526	9.960

FIG. 3-5-1
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
CURVAS DE POTENCIA ABSORVIDA - POTENCIA SUMINISTRADA
UNIDADES "A" y "C"

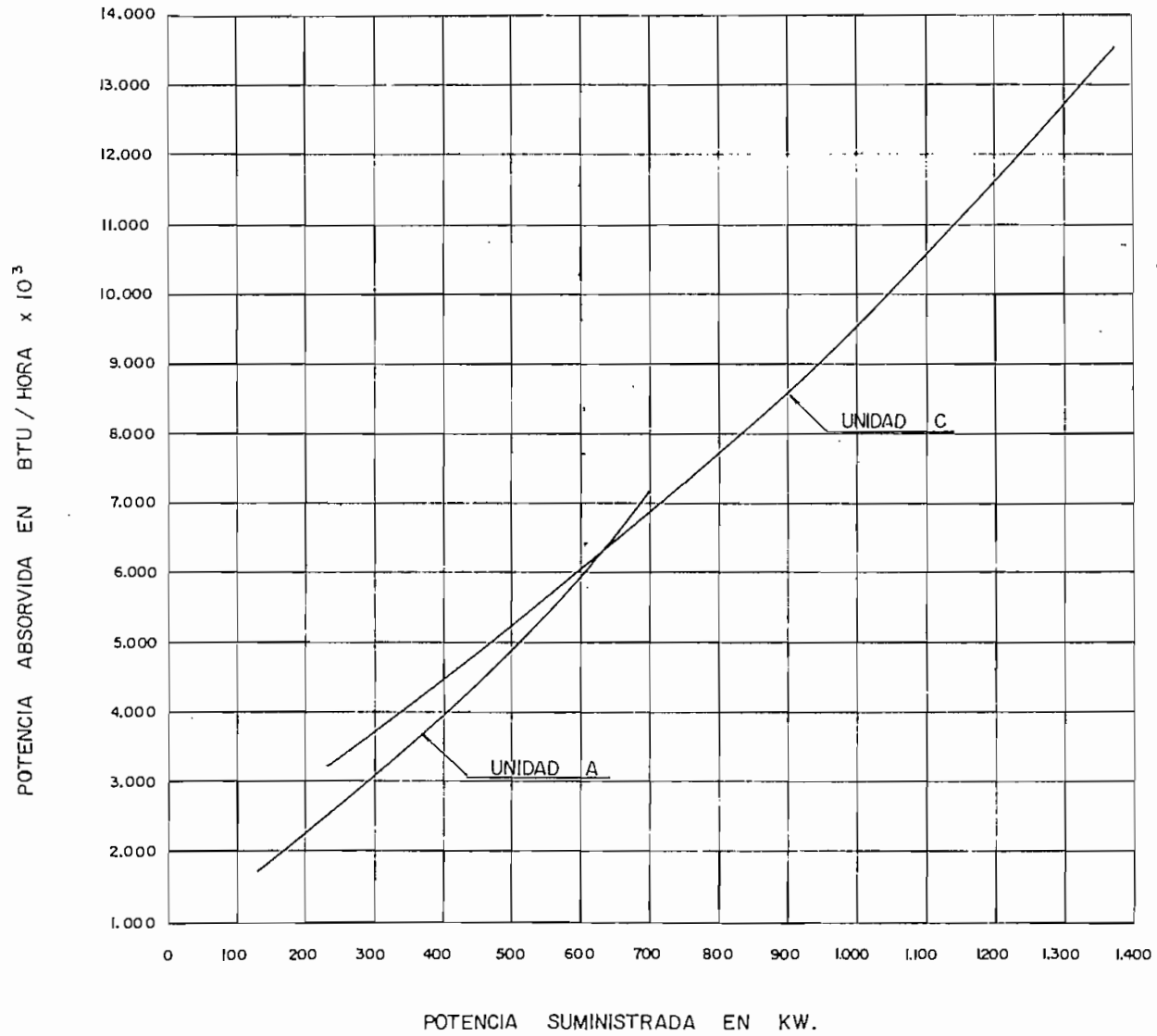
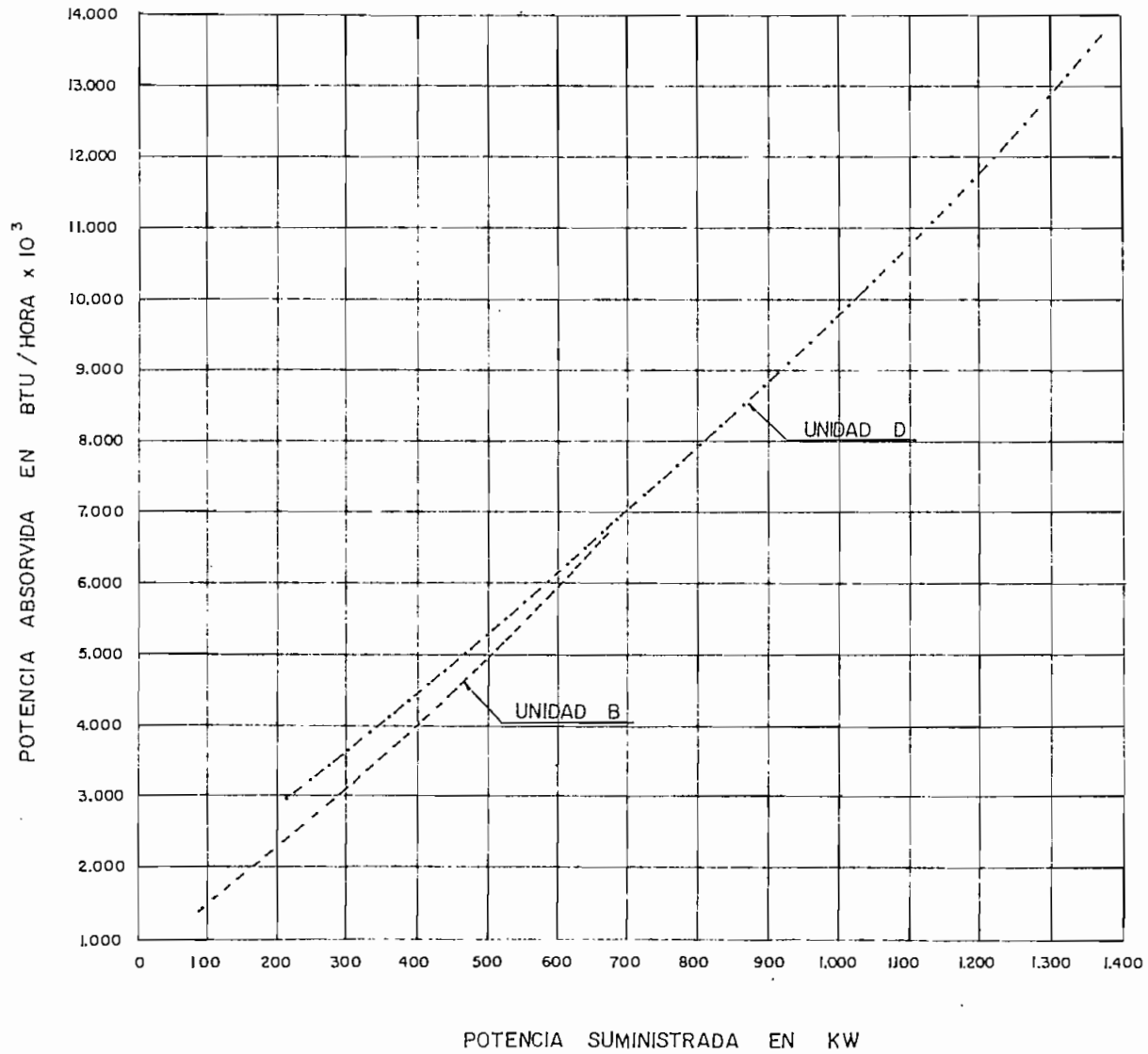


FIG. 3-5-2
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
CURVAS DE POTENCIA ABSORVIDA - POTENCIA SUMINISTRADA
UNIDADES "B" y "D"



La potencia absorbida se expresa en este caso en miles de BTU/hora y la potencia suministrada o carga en KW.

Los datos señalados son dados para 25, 50, 75, 100 y 110% de la potencia suministrada o carga; para los demás puntos se hizo la respectiva interpolación de las curvas.

Los valores numéricos están indicados en el cuadro No. 3-1.

3.4.2.- Curvas de Porcentaje de Calor

Como se dijo anteriormente, el porcentaje de calor para los diferentes valores del cuadro No. 3-1 se obtienen dividiendo la potencia absorbida para la correspondiente potencia suministrada. Estos valores calculados para las cuatro unidades se encuentran en el mismo cuadro 3-1 y sus valores representados gráficamente en la figura 3-6

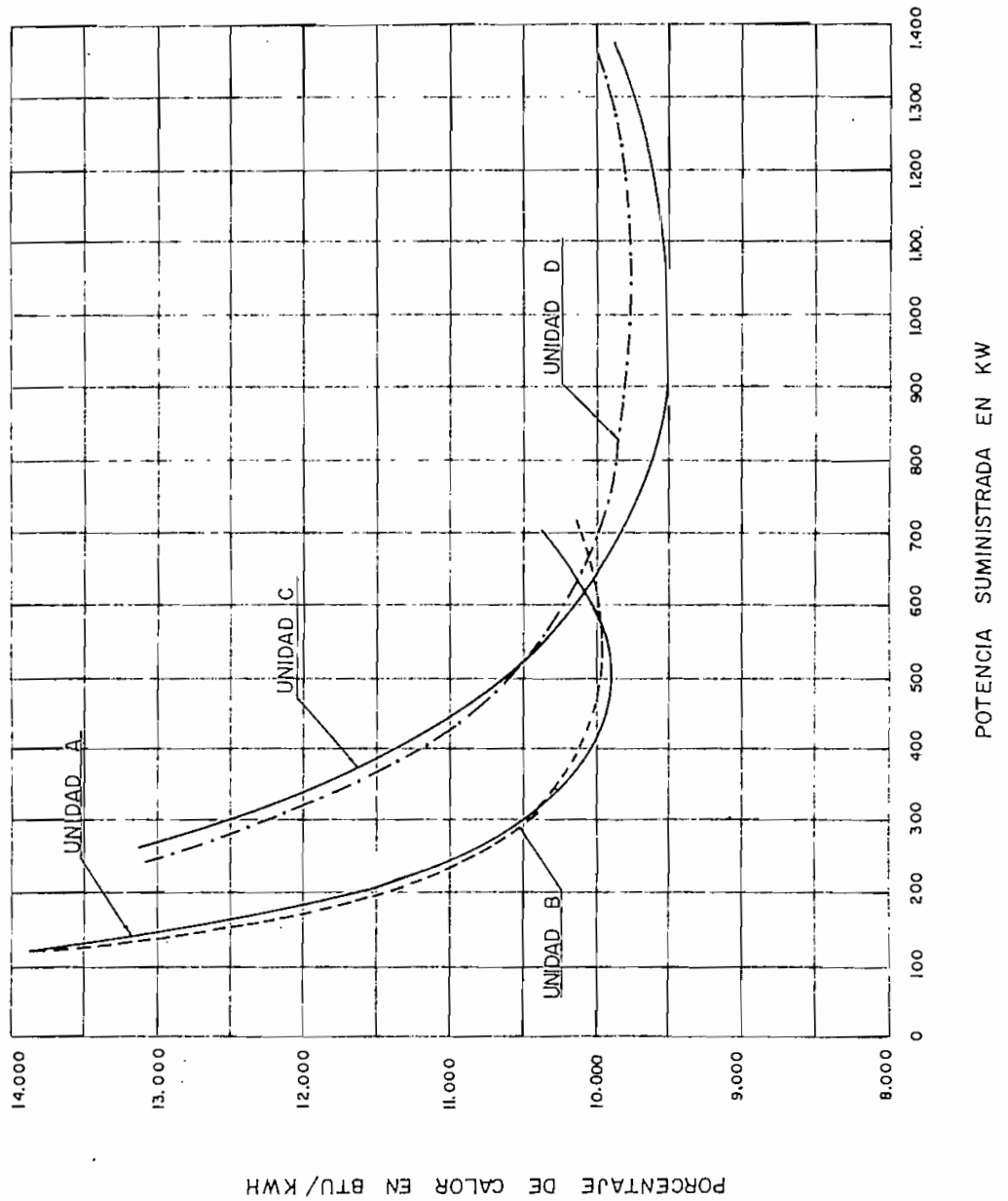
Es de notar que las unidades con el porcentaje de calor son BTU/KWH señaladas en el eje de las ordenadas y con el de la potencia KW.

3.4.3.- Curvas de Porcentaje Incremental de Combustible

El porcentaje incremental de combustible es igual a un pequeño cambio en la potencia absorbida dividida para el correspondiente cambio en la potencia suministrada.

En el cuadro No. 3-2 se indican los cálculos del porcentaje incremental para las unidades generadoras A, B, C y D. Estos

FIG. 3-6
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 CURVAS DE PORCENTAJE DE CALOR
 UNIDADES A, B, C Y D



SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
CALCULO DEL PORCENTAJE INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE (UNIDAD A)

Potencia Suministrada L (KW)	Potencia Absorbida I (BTU/h x 10 ³)	Potencia Suministrada Incremental ΔL (KW)	Potencia Absorbida Incremental ΔI (BTU/h x 10 ³)	Porcentaje Incremental IR (BTU/KWH)	Potencia Suministrada A la cual es dibujada IR (KW)
133.5	1787	66.5	533	8015	166.75
200	2320	92	755	8207	246
292	3075	108	929	8602	346
400	4004	49	445	9082	424.5
449	4449	51	488	9569	474.5
500	4937	107	1140	10654	553.5
607	6077	63	770	12222	638.5
670	6847				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

SISTEMA - SALINAS - SANTA ELENA.

CALCULO DEL PORCENTAJE INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE (UNIDAD B)

Potencia SUMINISTRADA L (KW)	Potencia Absorvida I (BTU/h x 10 ³)	Potencia Suministrada Incremental ΔL (KW)	Potencia Absorvida Incremental ΔI (BTU/h x 10 ³)	Porcentaje Incremental IR (BTU/KWH)	Potencia Suministrada a la cual es dibujada IR (KW)
133.5	1738	66.5	545	8195	166.75
200	2283	92	777	8446	246
292	3060	108	966	8944	346
400	4026	49	458	9347	424.5
449	4484	51	487	9549	474.5
500	4971	107	1075	10047	553.5
607	6046	63	680	10794	638.5
670	6726				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

CALCULO DEL PORCENTAJE INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE (UNIDAD C)

Potencia Suministrada L (KW)	Potencia Absorbida I (BTU/h x 10 ³)	Potencia Suministrada Incremental ΔL (KW)	Potencia Absorbida Incremental ΔI (BTU/h x 10 ³)	Porcentaje Incremental IR (BTU/KWH)	Potencia Suministrada a la cual es dibujada IR (KW)
292	3689	108	832	7704	346
400	4521	100	775	7750	450
500	5296	97	759	7825	548.5
597	6055	103	819	7951	648.5
700	6874	100	820	8200	750
800	7694	121	1049	8669	860.5
921	8743	79	733	9278	960.5
1000	9476	100	987	9870	1050
1100	10463	133	1434	10782	1166.5
1233	11897	125	1453	11624	1295.5
1358	13350				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

CALCULO DEL PORCENTAJE INCREMENTAL DE COMBUSTIBLE (UNIDAD D)

Potencia Suministrada L (KW)	Potencia Absorbida I (BTU/h x 10 ³)	Potencia Suministrada Incremental ΔL (KW)	Potencia Absorbida Incremental ΔI (BTU/h x 10 ³)	Porcentaje Incremental IR (BTU/KWH)	Potencia Suministrada A la cual es dibujada IR (KW)
292	3598	108	864	8000	346
400	4462	100	822	8220	450
500	5284	97	817	8423	548,5
597	6101	103	894	8680	648.5
700	6995	100	892	8920	750
800	7887	121	1119	9248	860.5
921	9006	79	747	9456	960.5
1000	9753	100	975	9750	1050
1100	10728	133	1361	10233	1166.5
1233	12089	125	1437	11496	1295.5
1358	13526				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

cálculos se los realizó con el método tabular que lo indicamos en el capítulo anterior y que se basa en valores tabulares de potencia absorbida y potencia suministrada.

En los cuadros indicados: La columna (1) da una lista de los valores de potencia suministrada a intervalos que permiten a asegurar un cierto grado de exactitud. En la columna (2) se citan los valores de potencia absorbida correspondientes a los de potencia suministrada de la columna (1). La columnas (3) y (4) muestran respectivamente los incrementos de potencia absorvida y de potencia suministrada, los cuales son las diferencias entre valores sucesivos de las columnas (1) y (2).

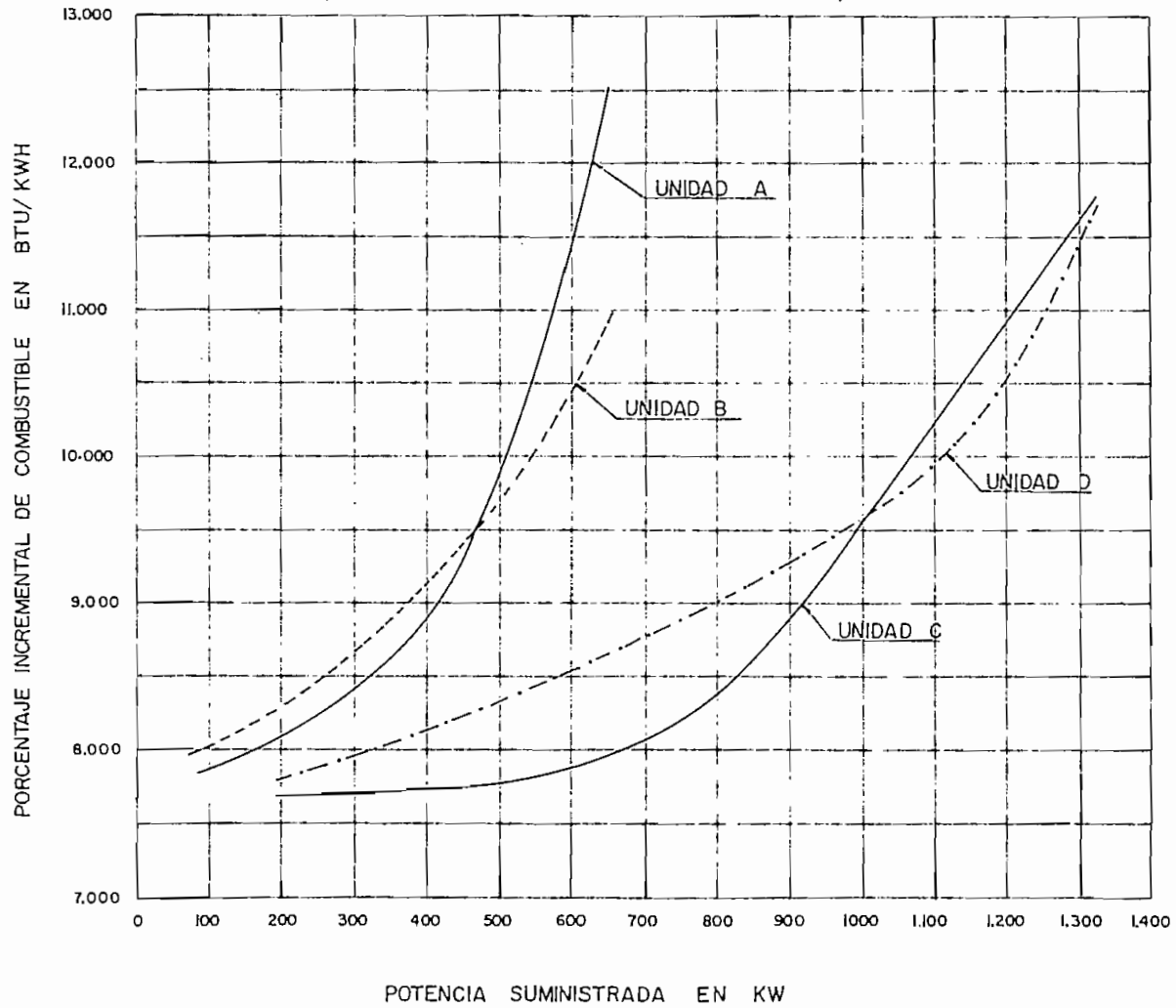
Los valores de porcentaje incremental de combustible de la columa (5) se obtienen por división de los incrementos de potencia absorbida de la columna (4) para los valores correspondientes de incrementos de potencia suministrada de la columna (3). Los porcentajes incrementales de la columna (5) se han dibujado en función de las potencias suministradas de la columa (6), los cuales son los puntos medios correspondientes de los incrementos de potencia suministrada.

Los valores tabulados de porcentaje incremental para las cuatro unidades generadoras de nuestro sistema en estudio se han grafizado como se muestra en la figura 3-7.

Las unidades asociadas con el porcentaje incremental de com-bustible son BTU/KWH y con la potencia suministrada KW.

Estas son las curvas bases que posteriormente nos servirán para realizar la distribución económica de carga, de acuerdo a

FIG. 3-7
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 CURVAS DE PORCENTAJE INCREMENTAL DE
 COMBUSTIBLE
 UNIDADES A, B, C y D



las reglas enunciadas anteriormente.

3.5.- Determinación de las Unidades a ser Operadas

Los criterios antes expuestos son válidos para obtener la máxima economía de un grupo de unidades generadoras operando en paralelo, pero las conclusiones a las cuales llegamos no se aplican a la determinación de cuántas y cuáles unidades convenga tener en operación por cada valor de la demanda. La determinación de esta capacidad está basada sobre tales - consideraciones como:

- 1.- Evaluación económica
- 2.- Requerimientos de reserva
- 3.- Limitaciones de estabilidad
- 4.- Limitaciones de voltaje
- 5.- Habilidad de tomar carga rápidamente

Muy frecuentemente prevalece la condición 1.-

La determinación de la más económica combinación de capacidad a ser operada a un tiempo dado es completa por inspección del combustible total gastado en el sistema para varias combinaciones asumidas de capacidad. Por supuesto, para cualquier capacidad asumida en operación, la localización económica de generación está dada por la distribución de carga para iguales costos incrementales.

En general, en un sistema dado, las unidades son puestas en servicio en orden ascendente a sus porcentajes de calor. Pa

ra determinar la combinación más económica de unidades para una carga dada es necesario dibujar las curvas de porcentaje de calor de sucesivas combinaciones y determinar la combinación que proporcione el más bajo porcentaje de calor para la carga dada.

Las mismas conclusiones se aplican a un sistema interconectado, donde las curvas usadas serían las de porcentaje de calor para cada estación; la secuencia de arranque y la repartición de carga entre las unidades de cada estación, deben ser también tomadas en consideración de acuerdo con los criterios expuestos, para mayor economía total de la interconexión.

Al efecto, considerando nuestro sistema en estudio, se han dibujado las curvas de porcentaje de calor o de costo unitario (costo o consumo por cada KWH producido) de las cuatro unidades en servicio como se muestra en la Fig. 3-6, en el cual obviamente se ve que la unidad que conviene arrancar primero es la A o la B, cuyos valores de porcentaje de calor tienen muy poca diferencia. Nos decidimos por la unidad A, tomando en cuenta que la demanda mínima del sistema actualmente está alrededor de 200 KW.

Para nuestro análisis, la secuencia de arranque de las otras máquinas se encuentra trazando las curvas de porcentaje de calor para las máquinas A+B, A+C, A+D, A+B+C, A+B+D, A+C+D, B+C+D y A+B+C+D operando en paralelo, como señalamos en la Fig. 3-8, donde evidentemente se encuentra que para la mayor economía las unidades deberán operar para cada valor de de-

CUADRO No. 3-3
OPERACION ECONOMICA.

Hoja 1/4

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
PORCENTAJES DE CALOR DE DIFERENTES
COMBINACIONES DE LAS CUATRO UNIDADES.

Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia Suministra da KW A+B	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia Suministra da KW A+C	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministra da KW A+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suminis trada. B+C
13500	250	13000	410	13000	385	13000	405
13250	265	12750	430	12750	410	12750	420
13000	275	12500	460	12500	440	12500	450
12750	290	12250	485	12250	470	12250	475
12500	310	12000	515	12000	500	12000	505
12250	330	11750	555	11750	535	11750	545
12000	350	11500	590	11500	575	11500	580
11750	380	11250	635	11250	615	11250	625
11500	410	11000	685	11000	670	11000	675
11250	440	10750	750	10750	735	10750	740
11000	490	10500	820	10500	820	10500	810
10750	530	10250	910	10250	930	10250	910
10500	590	10000	1030	10000	1100	10000	1060
10250	680	9950	1075	9950	1145	9950	1120
10000	850	9900	1120	9900	1210	9925	1210
10000	1240	9845	1200	9859	1300	9869	1250
9950	895	9721	1300	9811	1400	9747	1350
9950	1180	9634	1400	9793	1500	9661	1450
9900	1050	9609	1500	9791	1600	9635	1550
		9625	1600	9822	1700	9650	1650
		9681	1700	9867	1800	9702	1750
		9733	1800			9717	1800

CUADRO No. 3-3

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS-SANTA ELENA.

PORCENTAJES DE CALOR DE DIFERENTES COMBINACIONES

DE LAS CUATRO UNIDADES

Hoja 2/4

Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia Suministrada KW B+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministra da KW C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministra da. KW A+B+C	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suminis- trada. KW A+B+D
13000	380	13000	515	13000	545	13000	520
12750	400	12750	540	12750	570	12750	550
12500	430	12500	580	12500	610	12500	590
12250	460	12250	615	12250	645	12250	630
12000	490	12000	655	12000	685	12000	670
11750	525	11750	700	11750	740	11750	720
11500	565	11500	745	11500	790	11500	775
11250	605	11250	800	11250	850	11250	830
11000	660	11000	865	11000	920	11000	905
10750	725	10750	945	10750	1010	10750	995
10500	810	10500	1040	10500	1110	10500	1110
10250	930	10250	1160	10250	1250	10250	1270
10000	1130	10000	1310	10000	1470	10000	1540
9950	1190	9900	1430	9950	1545	9950	1615
9925	1290	9800	1570	9900	1670	9900	1810
9881	1350	9750	1730	9870	1750	9879	1850
9832	1450	9694	1800	9782	1850	9843	1950
9814	1550	9632	1900	9716	1950	9828	2050
9810	1650	9613	2000	9694	2050	9825	2150
9839	1750	9625	2100	9702	2150	9847	2250
9850	1800	9668	2200	9741	2250	9888	2400
		9673	2300	9787	2400		
		9700	2400				

CUADRO No. 3-3

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

PORCENTAJES DE CALOR DE DIFERENTES

COMBINACIONES DE LAS CUATRO UNIDADES.

Hoja 3/4

Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia Suministrada KW B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministrada KW A+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministrada KW A+B+C+D.
13000	650				
12750	680	13000	655	13000	790
12500	730	12750	690	12750	830
12250	775	12500	740	12500	890
12000	825	12250	785	12250	945
11750	885	12000	835	12000	1005
11500	945	11750	895	11750	1080
11250	1015	11500	955	11500	1155
11000	1100	11250	1025	11250	1240
10750	1205	11000	1110	11000	1345
10500	1330	10750	1215	10750	1475
10250	1500	10500	1340	10500	1630
10000	1750	10250	1500	10250	1840
9950	1840	10000	1720	10000	2160
9925	1950	9950	1795	9900	2480
9907	1980	9900	1880	9840	2620
9832	2120	9818	2070	9807	2780
9792	2280	9778	2230	9770	2850
9748	2350	9733	2300	9727	2950
9698	2450	9682	2400	9712	3050
9680	2550	9665	2500	9717	3150
9687	2650	9673	2600	9743	3250

CUADRO No. 3-3

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

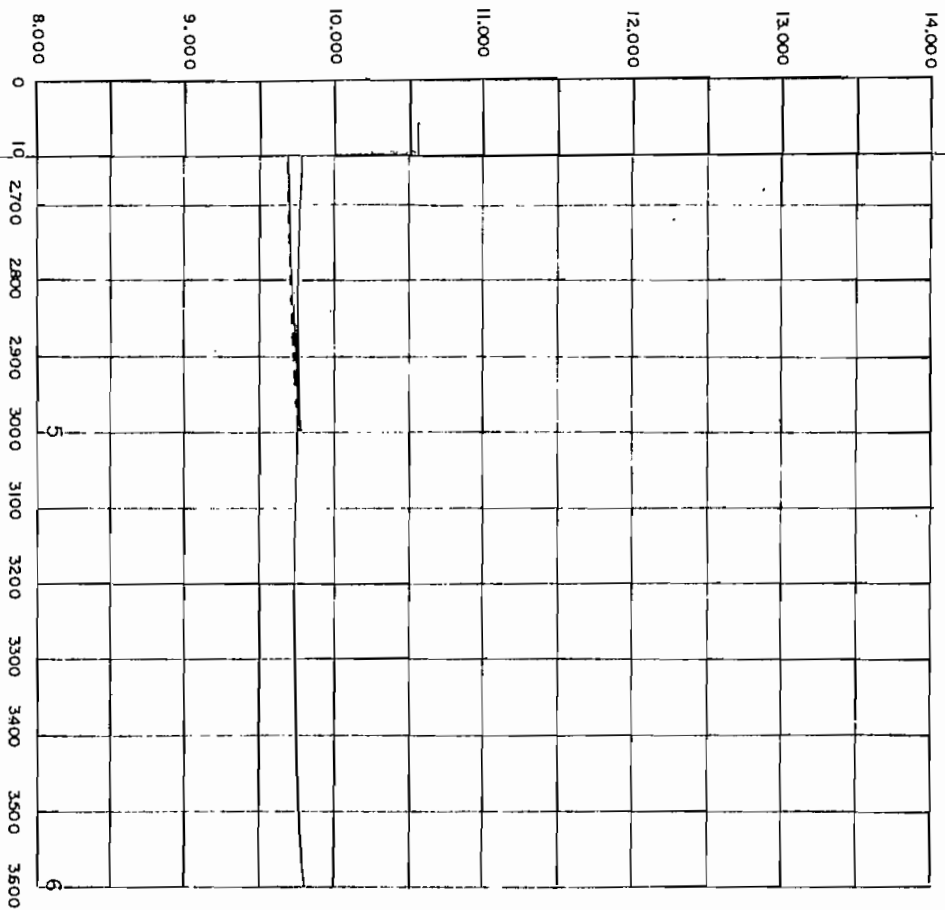
PORCENTAJES DE CALOR DE DIFERENTES

COMBINACIONES DE LAS CUATRO UNIDADES.

Hoja 4/4

Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministrada KW B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministrada KW A+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH	Potencia suministrada KW A+B+C+D
9719	2750	9706	2700	9744	3350
9722	2850	9709	2800	9761	3450
9742	2950	9730	2900	9792	3600
9750	3000	9760	3000		

PORCENTAJE DE CALOR EN BTU/KWH



manda en la siguiente forma:

- Máquina A sola, hasta el punto 1, o sea 600 KW
- Máquina C sola, hasta el punto 2, o sea 1200 KW
- Máquinas A+C, hasta el punto 3, o sea 1800 KW
- Máquinas C+D, hasta el punto 4, o sea 2400 KW
- Máquinas A+C+D, hasta el punto 5, o sea 3000 KW
- Máquinas A+B+C+D hasta el máximo, o sea 3600 KW

Una consideración muy importante que hace que nos alejemos algo de la aplicación de los criterios teóricos de máxima economía, es la obligación que tienen algunas plantas, de mantener en la línea una potencia algo en exceso de l mínimo necesario para satisfacer la demanda, con el fin de proporcionar la "reserva rotante" necesaria para garantizar la continuidad de operación en caso de falla de una unidad.

La tarea de proporcionar la reserva rotante, se asegura a a aquellas plantas donde provoque el mínimo alejamiento para la interconexión, de las condiciones de máxima economía. De tal manera se respetan las obligaciones contractuales con el mínimo costo adicional.

Análogamente se deben resolver los casos de mantenimiento periódico y de emergencia, para que se efectúen con la menor pérdida total.

Otras consideraciones que intervienen en la determinación del número de máquinas en operación, son:

Las unidades generadoras, necesitan en general un cierto tiem

po para llegar a régimen y poderse usar en paralelo a las de más que ya están en operación.

Esto quiere decir que si se quiere eliminar por corto tiempo una unidad del servicio activo, es necesario a veces mantener la lista para retornar en operación, lo que ocasiona pérdidas de

Para volver a poner en operación una unidad, se necesita gastar una cierta cantidad de energía para llevarla a régimen (pérdidas de arranque).

Conociendo el comportamiento promedio de la demanda en un determinado período del año y del día, se puede entonces prever por cuanto tiempo se puede reducir el número de unidades en operación en correspondencia a los mínimos de demanda y calcular de antemano si el ahorro de operar con menos máquinas sea o no superior a las pérdidas adicionales arriba mencionadas.

3.6.- Repartición Incremental de la Carga

La repartición incremental de la carga puede efectuarse de dos maneras:

1.- Trazando unas curvas de carga total contra la carga de cada máquina (correspondiendo a iguales costos incrementales).

Este método es impráctico para más de dos unidades.

2.- La distribución de carga incremental es realizada con mayor facilidad por el establecimiento de una curva combi-

nada de porcentajes incrementales para las máquinas. La derivación de las curvas combinadas para las cuatro unidades generadoras, motivo de este estudio están ilustradas en la Fig. 3-9.

La potencia suministrada combinada es la suma de las potencias suministradas de las máquinas individuales.

Para cualquier valor de porcentaje incremental, las potencias suministradas de cada unidad generadora son sumadas y la potencia de salida total trazada para el mismo valor incremental fija un punto en la curva combinada. Luego, las curvas combinadas que han sido establecidas por este método se usan para determinar las cargas en cada unidad generadora para cualquier carga total.

Los resultados obtenidos bajo la aplicación de los principios en que se basa el segundo método anteriormente señalado, se observan claramente en el cuadro No. 3-5, donde se indica cuales unidades operarán a una determinada carga y cual es la distribución de carga entre ellas para obtener la máxima economía en su operación.

3.7.- Efectos de los errores en el despacho económico de Sistemas de Potencia.

Las desviaciones del programa más económico son obtenidos si:

a.- La representación de la curva de costos incrementales de

CUADRO No. 3-4

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

CURVAS DE PORCENTAJE INCREMENTAL PARA

DIFERENTES COMBINACIONES DE LAS CUATRO UNIDADES

POTENCIA SUMINISTRADA EN KW.

Porcentaje
Incremental
BTU/KWH

	A+C	C+D	A+C+D	A+B+C+D
8000	830	1000	1160	1250
8250	1015	1230	1485	1675
8500	1140	1400	1720	1980
8750	1240	1550	1930	2250
9000	1325	1715	2125	2495
9250	1395	1845	2285	2705
9500	1460	1960	2430	2900
9750	1520	2080	2570	3080
10000	1580	2180	2690	3240
10250	1640	2250	2780	3360
10500	1685	2335	2880	3485
10750	1735	2400	2965	3600

CUADRO No. 3-5

OPERACION ECONOMICA

Hoja 1/2

SISTEMA SALINAS-SANTA ELENA

DISTRIBUCION DE CARGA MAS ECONOMICA
POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	600			
700			700	
800			800	
900			900	
1000			1000	
1100			1100	
1200			1200	
1300	400		900	
1400	450		950	
1500	485		1015	
1600	520		1080	
1700	550		1150	
1800	600		1200	
1900			970	930
2000			1000	1000
2100			1040	1060
2200			1080	1120

CUADRO No. 3-5

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS-SANTA ELENA

Hoja 2/2

DISTRIBUCION DE CARGA MAS ECONOMICA

POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES.

Carga de
la central
KW

CARGA DE LAS UNIDADES EN KW

UNIDAD A

UNIDAD B

UNIDAD C

UNIDAD D

2300			1120	1180
2400			1200	1200
2500	480		1010	1010
2600	490		1040	1070
2700	510		1070	1120
2800	525		1110	1165
2900	550		1150	1200
3000	600		1200	1200
3100	495	515	1035	1055
3200	505	540	1060	1095
3300	520	560	1080	1140
3400	530	585	1110	1175
3500	550	600	1150	1200

producción está en error.

b.- El lazo del servomecanismo que iguala la generación deseada con la generación real es inexacto. En el caso de operación manual, el operador de la estación representa el lazo del servomecanismo.

Los dos tipos de errores indicados pueden ocurrir en un sistema automático de despacho, así como en el despacho manual de un sistema de potencia.

3.7.1.- Error en la Representación de los Datos de Costo Incremental

Para explicar este error consideremos un sistema formado por dos unidades, cuyos datos de costo incremental están dados por:

$$\begin{aligned} \frac{dF_1}{dP_1} &= \text{Costo incremental de la unidad 1 en } \$ / \text{KWH} \\ &= F_{11} P_1 + F_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{dF_2}{dP_2} &= \text{Costo incremental de la unidad 2 en } \$ / \text{KWH} \\ &= F_{22} P_2 + f_2 \end{aligned}$$

Al asumir que dF_1/dP_1 es incorrectamente representado como siendo elevado por un factor $\epsilon \left[\frac{(dF_1)}{(dP_1)} \right]$ y que dF_2/dP_2 es representado como siendo $\epsilon \left[\frac{(dF_2)}{(dP_2)} \right]$

más bajo que el valor correcto. Consecuentemente, los progra

mas que son diferentes del programa más económico son obtenidos cuando ξ es diferente a cero.

Las pérdidas horarias resultantes para dos unidades idénticas, resultantes de un desplazamiento del costo incremental por un error multiplicador $(1 + \xi)$

Para la unidad en las mismas barras y $(1 - \xi)$ para la otra unidad está dada por la siguiente expresión:

$$\Delta Ft = \frac{(\lambda \xi)^2}{a} \quad (3.18)$$

donde: Ft = Pérdidas en \$/hora de la economía de operación.

λ = nivel de costo incremental para las dos unidades idénticas en las mismas barras como la carga.

a = Gradiente de la característica de costo incremental de cada unidad.

ξ = Desviación en la representación del costo incremental.

Se ve de esta ecuación, que la desviación de la economía de combustible varía con el cuadrado del error ξ .

Las pérdidas en la economía de operación puede también ser expresada en términos de la generación total:

$$\Delta Ft = \left(\frac{a}{2} PR + b \right)^2 \cdot \frac{\xi^2}{a} \quad (3.19)$$

donde b = intercepto de la característica de costo incremental.

Las ecuaciones (3-18) y (3-19) son aplicables solamente cuando ambas unidades no son restringibles por limitaciones de generación mínima o máxima.

Estas expresiones pueden ser usadas como herramientas aproximadas para aplicar en sistemas en los cuales las características de las unidades no son idénticas.

3.7.2.- Efecto del error en el mantenimiento de la generación al valor deseado

Aunque los datos de costo incremental pueden ser representados con precisión, un error en la carga de la unidad puede ocurrir debido a errores en la ejecución automática o manual del programa.

La expresión que determina las pérdidas de la economía resultantes de errores en el mantenimiento de la generación a valores deseados para el caso especial de dos unidades idénticas está dada por:

$$\Delta Ft = \Delta P^2 \cdot a \quad (3-20)$$

donde: ΔP = desplazamiento en la carga en una de las dos unidades idénticas,

a = gradiente de la curva de costo incremental de cualquier unidad.

Las pérdidas en economía varía con el cuadrado del error en la

carga, del programa óptimo.

3.8.- Sistemas con Pérdidas de Transmisión

Cuando las pérdidas en las líneas de transmisión son despreciables, los criterios de repartición de carga entre unidades como se ha expuesto anteriormente se aplican integralmente al despacho de la demanda entre plantas interconectadas.

Las curvas de costo incremental que se usarán en este caso son las de las plantas operando como una sola unidad generadora en lugar de las unidades tomadas individualmente. Estas curvas serán calculadas para diferentes combinaciones de unidades en cada planta, de manera que para cualquier valor de la demanda se opere siempre en la forma más económica.

Pero cuando dos o más plantas son interconectadas por líneas de gran longitud o muy sobrecargadas, para el despacho económico no se puede prescindir de considerar las pérdidas de transmisión; por ejemplo puede ser que la planta cuyo costo de generación sea mas bajo entregue energía eléctrica al lugar de consumo a un costo más alto debido a las pérdidas de transmisión. Para tomar en cuenta este importante factor, es evidente que se debe considerar el costo de la potencia entregada al consumidor en lugar del costo de generación. Entonces, el balance económico se obtendrá cuando sean iguales los costos incrementales de la energía entregada al centro equivalente de carga desde cualquier planta, en lugar de obtenerse cuando son iguales los costos incrementales de la energía en las barras de generación de las plantas.

Es obvio, que el costo de la potencia entregada varía si se cambia el lugar de entrega y por otro lado, es prácticamente imposible o extremadamente complicado, determinar cual planta generó la potencia entregada a cada consumidor. Es por lo tanto importante definir el lugar de entrega de la potencia generada por cada planta o grupo de plantas.

A este propósito resulta muy útil definir el punto de entrega introduciendo el concepto de centro equivalente de carga, o sea la carga concentrada equivalente a todas las cargas concentradas o distribuidas del sistema. Es obvio que el balance económico con respecto a este punto nos permite obtener la máxima economía global de operación.

En el caso de varias compañías operando independientemente e intercambiando entre sí energía en cantidad fija y abasteciendo cada una además un grupo de consumidores propios que constituyen lo que se llama el área de abastecimiento de cada compañía, al balance económico con respecto al centro de carga del área de cada compañía se obtiene considerando el costo de la energía entregada entre los confines de esa área y por definición no constituye la operación de máxima economía para toda la enterconexión aunque en muchos casos hay importantes razones para operar en esta manera.

3.8.1.- Coordinación de los costos incrementales de Generación con las pérdidas Incrementales de Transmisión.

Una vez determinada el área de abastecimiento de una com

pañía, o sea las plantas y las cargas que intervendrán en el balance económico, las interconexiones con las áreas de otras compañías se pueden considerar por el momento como cargas (si se vende energía) o generaciones (si se compra) con centradas. Definimos: λ_n "costo incremental de la energía entregada al centro de carga desde la enésima planta".

$$\lambda_n = \frac{dF_n}{dP_e} \quad (3.21)$$

donde:

F_n = Costo de potencia generada en la enésima planta.

P_e = Potencia entregada al centro de carga.

Llamemos P_n a la potencia generada en la enésima planta; una variación dP_n de generación en dicha planta (hecha mante niendo constante la generación en todas las otras), resulta rá en un incremento dP_e de la potencia entregada y también en un incremento dP_p de las pérdidas de transmisión, o sea:

$$dP_n = dP_e + dP_p \quad (3.22)$$

y

$$dP_e = dP_n - dP_p \quad (3.23)$$

Multiplicando y dividiendo la (3-21) por dP_n e introduciendo la (3-23):

$$\lambda_n = \frac{dF_n}{dP_e} = \frac{dF_n}{dP_n} \cdot \frac{dP_n}{dP_e} = \frac{dF_n}{dP_n} \cdot \frac{dP_n}{dP_n - dP_p} = \frac{dF_n}{dP_n} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_n}} \quad (3.24)$$

La primera parte de esta expresión es R_n , o sea el costo incremental de generación de la n ésima planta.

En la segunda parte:

$$1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_n} = \frac{dP_n - dP_p}{dP_n} = \frac{\partial P_n}{\partial P_e} \quad (3-25)$$

Representa la variación incremental de la potencia entregada al centro de carga, mientras que:

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_n} \quad (3-26)$$

Representa las pérdidas incrementales, ambas debidas a una variación de la generación en la planta n únicamente.

Nótese que en estas dos fórmulas hemos sustituido los símbolos de derivada parcial al de derivada total y esto porque la potencia entregada al centro de carga y las pérdidas, son función de la generación de todas las plantas, así como de la distribución de la carga. Esto es perfectamente hecho porque en la derivación de las expresiones (3-25) y (3-26) se ha supuesto que la generación de todas las plantas menos la n ésima se mantenga constante.

La cantidad:

$$LP_n = \frac{\partial P_n}{\partial P_e} = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_n}} \quad (3-27)$$

se llama "factor de penalización"

La expresión (3-24) se puede escribir entonces:

$$\lambda_n = R_n L_{pn} \quad (3-28)$$

La condición de balance económico en el área será entonces:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_n = \lambda \quad (3-29)$$

o sea:

$$R_1 L_{p1} = R_2 L_{p2} = \dots = R_n L_{pn} \quad (3-30)$$

El valor de λ depende en manera compleja de la demanda total del área y de la distribución de las cargas y se llama "valor incremental" de la energía, porque corresponde a la derivada del costo mínimo (o sea el valor de ella).

Análogamente a como se hace en una planta, se puede trazar por todo el sistema una curva de valor incremental contra demanda total para cada combinación posible de unidades y plantas y de terminar así el λ para toda el área.

Es importante notar que por un cierto valor de λ , o sea de los productos de $R_n L_{pn}$ resulta que:

$$R_n = \frac{\lambda}{L_{pn}} \quad (3-31)$$

Entonces a valores grandes del factor de penalización corres -

ponden bajos valores del R_n o sea de la potencia generada por la n ésima planta (la potencia generada es creciente con el costo incremental, excepto en puntos anómalos que no alteran el comportamiento promedio).

El factor de penalización varía con la demanda, con la distribución de la generación y de la carga y muestra entonces en cuanto se penaliza una planta (o sea en cuanto se reduce su generación) por efecto de las pérdidas de transmisión originadas por abastecer una determinada combinación de cargas con una cierta combinación de unidades generadoras.

El problema del despacho económico se sintetiza entonces en cuatro fases:

1.- Determinar como varía el costo incremental de generación R_n para cada planta. Esto se calcula anticipadamente, según se vió en los capítulos anteriores, para cada combinación de unidades en cada planta, conociendo las curvas de consumo de cada unidad generadora y calculando la curva de consumo para toda la planta.

Esta fase concierne al personal y al equipo de plantas solamente.

2.- Determinar por cada valor de demanda el valor incremental de la potencia entregada en el área de abastecimiento de cada sistema. Esto se obtiene automáticamente variando la entrega hasta que el sistema respete sus obligaciones contractuales de intercambio con otros sistemas y abastezca su área.

Los dos parámetros que se necesitan mantener constantes son el intercambio y la frecuencia; sus valores intervienen entonces para determinar λ

Esta determinación compete al despachador de carga o al equipo automático de despacho del sistema.

3.- Calcular para cada estación y para cada demanda el factor de penalización L_{pn} . Este cálculo es efectuado por el despachador o por el equipo de despacho automático del sistema.

4.- Calcular el valor del costo incremental al cual debe generar cada planta según la fórmula $R_n = \frac{\lambda}{L_{pn}}$ y comunicarlo a las plantas.

Esto determina inmediatamente la cuota de generación que se asigna a cada planta en base a sus curvas de costo incremental de generación contra potencia, determinadas anticipadamente con los métodos ilustrados en los capítulos anteriores para las diferentes combinaciones de unidades generadoras.

La determinación de cual curva se use, depende de la combinación de unidades generadoras en operación y es un problema local que no afecta las fases 2, 3 y 4.

Los valores R_n son calculados por el despachador o por el equipo de despacho automático del sistema y son transmitidos al personal de operación o al equipo automático de las plantas para que estas ajusten su generación en consecuencia.

3.8.2.- Análisis de un caso sencillo

La comprobación analítica de los resultados a los cuales llegamos en el párrafo precedente, puede fácilmente hacerse en un caso sencillo.

Consideramos un sistema constituido por dos plantas interconectadas por una línea de transmisión. (Fig.3-10).

Sean:

F_a y F_b = Los consumos totales de las plantas A y B respectivamente.

F_t = Consumo total del sistema.

P_a y P_b = Las potencias generadas en las plantas A y B respectivamente.

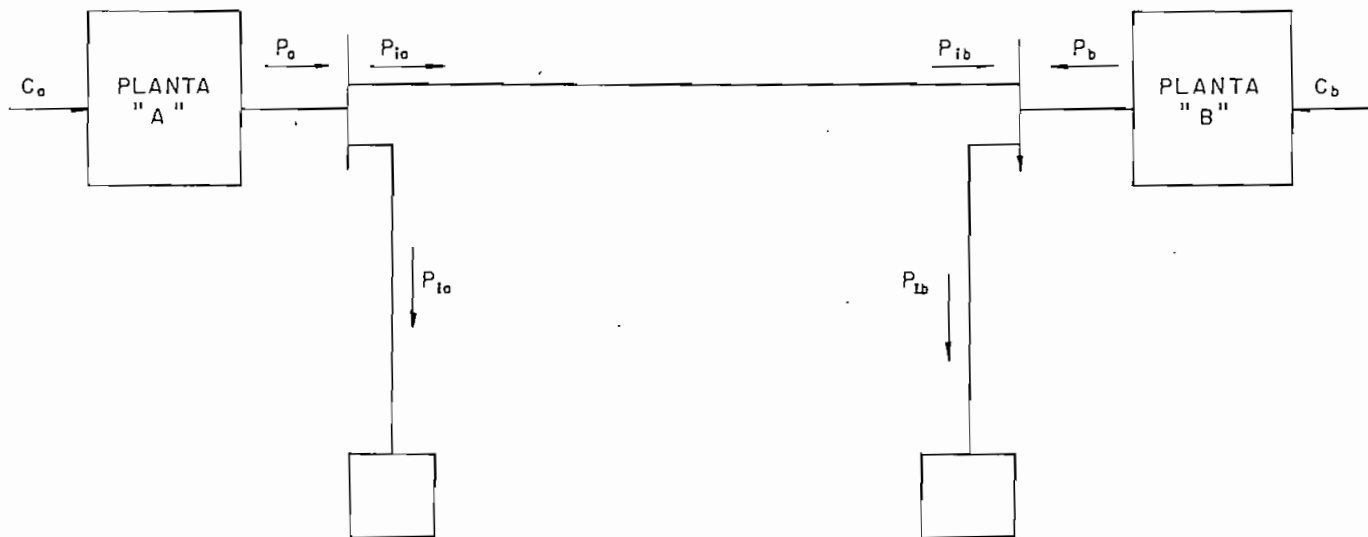
P_t = Potencia total consumida.

P_{la} y P_{lb} = Las potencias consumidas localmente por las cargas en las áreas servidas por las plantas A y B respectivamente, que supondremos constantes mientras se determina el despacho económico entre las plantas A y B.

P_{ia} y P_{ib} = Las potencias de intercambio enviadas de las plantas A y B respectivamente (nótese que estos valores pueden ser positivos o negativos según que cada planta esté enviando o recibiendo potencia a través de la línea de transmisión).

P_p = Pérdidas en la línea de transmisión.

FIG. 3-10



En la hipótesis que en un determinado instante la planta A esté enviando y la planta B esté recibiendo potencia a través de la línea de interconexión resulta que:

$$F_t = F_a + F_b \quad (3-32)$$

$$P_a = P_{ia} + P_{la} \quad (3-33)$$

$$P_b = P_{lb} - P_{ib} \quad (3-34)$$

$$P_{ib} = P_{la} - P_p \quad (3-35)$$

La condición de mínimo consumo total se obtiene cuando:

$$\frac{dF_t}{dP_a} = \frac{dF_t}{dP_b} = 0 \quad (3-36)$$

Tomando solo la primera de las dos relaciones (3-35)

$$\frac{dF_t}{dP_a} = \frac{dF_a}{dP_a} + \frac{dF_b}{dP_a} = \frac{dF_a}{dP_a} + \frac{dF_b}{dP_a} \cdot \frac{dP_b}{dP_a} = 0 \quad (3-37)$$

Recordamos que:

$$\frac{dF_a}{dP_a} = R_a \quad (3-38)$$

Y que:

$$\frac{dF_b}{dP_b} = R_b \quad (3-39)$$

Y notamos que:

$$\frac{dP_b}{dP_a} = \frac{d(P_{lb} - P_{ib})}{d(P_{la} + P_{ia})} = \frac{dP_{ib}}{dP_{ia}} \quad (3-40)$$

Debido a que siendo las cargas locales P_{1a} y P_{1b} constantes, e independientes de la generación.

$$d(P_{1b} - P_{1a}) = dP_{1b} - dP_{1a} = - dP_{1a} \quad (3-41)$$

y:

$$d(P_{1a} + P_{1a}) + dP_{1a} + dP_{1a} = dP_{1a} \quad (3-42)$$

Examinando la expresión (3-40) y recordando la (3-35):

$$\begin{aligned} \frac{dP_{1b}}{dP_{1a}} &= \frac{dP_{1a} - dP_p}{dP_{1a}} = 1 - \frac{dP_p}{dP_{1a}} = 1 - \frac{dP_p}{d(P_{1a} + dP_{1a})} = 1 - \frac{dP_p}{dP_a} \\ &= \frac{1}{F_{pa}} \end{aligned} \quad (3-43)$$

Recordando la expresión del factor de penalización: (nótese el uso de derivadas totales en lugar de parciales porque en este ejemplo y en esta particular situación el centro de carga para el sistema de transmisión está localizado en las barras de la estación B y entonces las pérdidas de transmisión son independientes de la potencia P_b generada en la planta B. Nótese además que por la misma razón el factor de penalización de la planta B es igual a 1.

Se encuentra entonces que el balance económico entre plantas A y B en la presente situación, se obtiene transformando la (3-37) por medio de las (3-38), (3-39) y (3-43):

$$R_a + \frac{R_b}{L_{pa}} = 0 \quad (3-44)$$

O sea:

$$R_a L_{pa} = R_b L_{pb} = R_b \quad (3-45)$$

Siendo, según se observó anteriormente $L_{pb} = 1$

3.8.3.- Cálculo de los Factores de Penalización L_{pn} .

Con excepción de casos muy sencillos, el cómputo de los factores de penalización es la fase más difícil en la resolución del problema de despacho económico de la carga entre plantas interconectadas.

Las pérdidas de transmisión y sus valores incrementales (que son los que más nos interesan porque ellos realmente intervienen en el cálculo de los factores de penalización), dependen de manera muy compleja de la distribución de la demanda entre varias subestaciones y de la generación entre las plantas abastecedoras.

El cálculo de las pérdidas incrementales para cada distribución de carga y de generación requiere (a menos que el sistema sea extremadamente sencillo) una cantidad de trabajo y de tiempo tales que haría imposible el cómputo de los factores de penalización por cada cambio de la demanda, a tiempo

- para poderlas usar en la distribución del incremento de carga entre las plantas.

Estudios extensivos sobre el tópico fueron hechos originalmente por un grupo de ingenieros encabezados por E.E. George de la Ebasco Service INC. de Nueva York, llegando a una fórmula que permite la determinación aproximada al 15% de los valores reales de las pérdidas incrementales de transmisión.

$$P_p = \sum_n \sum_m B_{mn} P_m P_n \quad (3-46)$$

Sucesivamente R.E. Watson, E.D. Early y G.L. Smith de la Southern Service Inc. de Birmingham, Ala., modificaron la fórmula de George, obteniendo una expresión del tipo:

$$P_p = \sum_m \sum_n B_{mn} P_m P_n + \sum_n B_{no} P_n + K_{lo} \quad (3-47)$$

Esta fórmula no da las pérdidas exactamente, porque su resultado no varía si se mantiene constante la generación en cada planta, mientras las pérdidas varían al variar la distribución de la demanda entre las subestaciones aún quedando constante la generación.

Pero se ha comprobado que, aún en los casos reales más desfavorables, se obtienen, usando la (3-47) resultados aproximados a menos del 5%, lo que es muy aceptable, siendo esta cantidad casi del mismo orden de los errores totales de: medición, cálculo, transmisión a distancia de los valores calculada

dos o medidos, etc.

El significado físico de los símbolos que aparecen en esta fórmula es:

P_p es el valor total de las pérdidas del sistema.

Los coeficientes B_{mn} se llaman "resistencias mútuas" y representan la resistencia equivalente entre las plantas m y n en el diagrama simplificado que sustituye el centro de carga por todas las cargas concentradas en las varias subestaciones, divididas por el cuadrado del producto del voltaje de resistencia por el factor de potencia medio.

Los coeficientes con índices iguales (B_{nn}) que corresponden a términos del tipo:

$$B_{nn} P_n^2$$

son llamados "auto resistencias" y constituyen en el diagrama simplificado las resistencias entre la n -ésima planta y el centro de carga, divididas por el cuadrado del producto del voltaje de referencia por el factor de potencia medio.

Los factores P_n representan las potencias generadas por la n -ésima planta.

El significado físico de las constantes del tipo B_{no} y de K_{lo} es más difícil de entenderse, porque representan condiciones imaginarias que resultan extrapolando las condiciones a carga normal, hasta carga cero. Su introducción es necesaria para tomar en cuenta el verdadero comportamiento de las cargas de un sistema.

La introducción de estos factores, altera profundamente la realidad cerca de la carga cero, pero permite reducir el error a carga normal desde el 15% de la ecuación de George, al 5% de la ecuación de Watson, Early y Smith.

B_{no} , representa la pérdida incremental que se obtendría (extrapolando las condiciones normales) a generación cero, si se variara la generación de la n -ésima planta de cero a un valor unitario.

K_{lo} representa las pérdidas del sistema a generación cero (en esta condición ideal, imaginamos que algunas cargas, cuya variación no se conforma con la de la carga total del sistema, estarían idealmente absorbiendo una carga negativa, o sea generando, si su comportamiento pudiera extrapolarse hasta el cero).

Derivando la expresión (3-47) con respecto a la potencia generada por la n -ésima planta, obtenemos n ecuaciones del tipo:

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_n} = \sum_m 2B_{mn} P_m + B_{no} \quad (3-48)$$

Entonces se puede, para cualquier distribución de carga entre las plantas, calcular los factores de penalización:

$$L_{pn} = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_n}} = \frac{1}{1 - \sum_m 2B_{mn} P_m - B_{no}} \quad (3-49)$$

Todo lo que se necesita para este cálculo es:

a) Conocer de antemano los coeficientes B_{mn} y B_{no} .

Estos se determinan por un riguroso procedimiento estadístico que permite reducir al mínimo las desviaciones de los resultados de la fórmula de los valores reales, según el método de los mínimos cuadrados.

b) Conocer por medio de telemedición los valores de la generación en cada planta, en cada instante (si el despacho es controlado automática y continuamente) o cada vez que se quiera revisar los factores de penalización (cada hora si el despacho es manual).

c) Efectuar el cómputo de los factores L_{pn} según la fórmula (3-48) ahora relativamente sencillo, siendo el cálculo compuesto solamente de multiplicaciones y sumas, operaciones sencillas que se pueden efectuar manual o automáticamente con gran facilidad.

CAPITULO IVCOMPARACION ENTRE DIFERENTES METODOS DE DISTRIBUCION DE CARGA4.1.- Introducción

Antes que el método incremental se difundiese, la distribución de la demanda entre unidades generadoras se hacía con otros métodos, algunos de los cuales se mencionan a continuación:

- 1.- Repartición de carga en orden de eficiencias.
- 2.- Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se cargan a capacidad en el mismo orden.
- 3.- Repartición de carga en forma proporcional a la capacidad máxima.

Para la preparación de este capítulo hemos considerado las cuatro unidades de generación del sistema Salinas - Santa Elena.

Las unidades A y B como hemos señalado son de igual capacidad máxima, 600 KW cada una, al igual que las unidades C y D 1200 KW cada una; las cuatro trabajando en paralelo en la planta que consecuentemente tendrá una capacidad de 3600 KW/

Hemos tomado como datos las curvas para cada unidad, de consumo contra potencia generada, donde el consumo en miles de BTU/hora, considerando que el consumo difiere del costo sólo por una constante y la potencia generada en KW. De estas curvas calculamos las de porcentaje de calor y las de consumo incremental como indicamos

en el capítulo I y II.

Haremos la distribución siguiendo los distintos métodos y analizaremos después sus resultados en función del consumo total y del consumo unitario.

4.2.- Método 1

Repartición de Carga en orden de eficiencias

De la figura 3-6 determinamos cargar hasta cuando la demanda sea 600 KW la unidad A, de 600 KW a 1200 KW la unidad B, de 1200 KW a 2700 KW la unidad C y de 2400 KW a 3600 KW la unidad D; esto tomando en consideración que las unidades A y B son más eficientes a cargas bajas.

La curva de distribución de carga según este método para cada valor de demanda se muestra en la figura 4-1 y sus valores en el cuadro 4-1.

Leyendo para cada carga su correspondiente consumo obtendremos la curva de consumo total que está indicada en la figura 4-6 y sus valores en el cuadro No. 4-6.

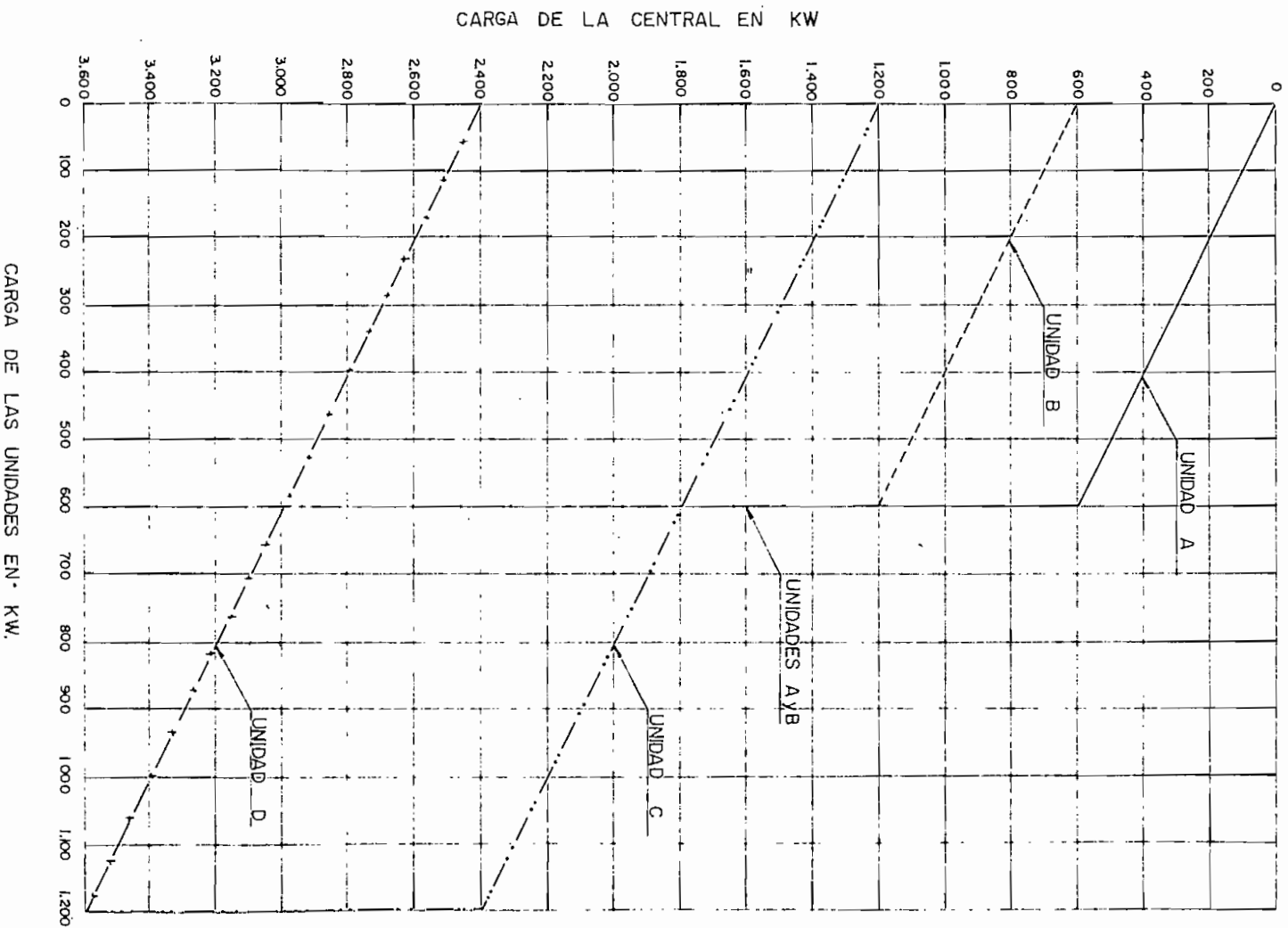
A base de los valores obtenidos anteriormente hemos calculado la curva de porcentaje de calor cuyos valores se señalan en el cuadro No. 4-6 y su representación gráfica en la figura 4-7.

4.3.- Método 2

Repartición de carga en orden de rendimiento hasta la potencia de máximo rendimiento y luego se cargan a capacidad en el mismo orden.

OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA EN ORDEN
 DE EFICIENCIAS

FIG. 4-1



CUADRO No. 4-1

OPERACION ECONOMICA

Hoja 1/2

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN

DE EFICIENCIAS.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D.
200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	600			
700	600	100		
800	600	200		
900	600	300		
1000	600	400		
1100	600	500		
1200	600	600		
1300	600	600	100	
1400	600	600	200	
1500	600	600	300	
1600	600	600	400	
1700	600	600	500	
1800	600	600	600	
1900	600	600	700	
2000	600	600	800	
2100	600	600	900	

CUADRO No. 4-1

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS-SANTA ELENA

Hoja 2/2

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN

DE EFICIENCIAS.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
2200	600	600	1000	
2300	600	600	1100	
2400	600	600	1200	
2500	600	600	1200	100
2600	600	600	1200	200
2700	600	600	1200	300
2800	600	600	1200	400
2900	600	600	1200	500
3000	600	600	1200	600
3100	600	600	1200	700
3200	600	600	1200	800
3300	600	600	1200	900
3400	600	600	1200	1000
3500	600	600	1200	1100

Siguiendo este método hemos cargado primero la unidad A hasta 500 KW, de 500 KW a 1000 KW la unidad B, de 1000 KW a 2000 KW la unidad C y de 2000 a 3000 KW la unidad D será encargada de suministrar estos incrementos.

Desde este punto, hasta la capacidad máxima de la planta, las unidades se encargarán a capacidad en el mismo orden anterior. Esta distribución de carga se encuentra indicada en la Fig. 4-2 y sus valores en el cuadro No. 4-2.

Como en el método anterior, leyendo para cada carga su correspondiente consumo, obtenemos la curva de consumo total que está señalada en la Fig. 4-6 y sus valores en el cuadro 4-7.

Calculando en la forma mencionada anteriormente el consumo unitario, se trazó esta curva como se muestra en la Fig. 4-7 y sus valores en el cuadro No. 4-7

4.4.- Método 3

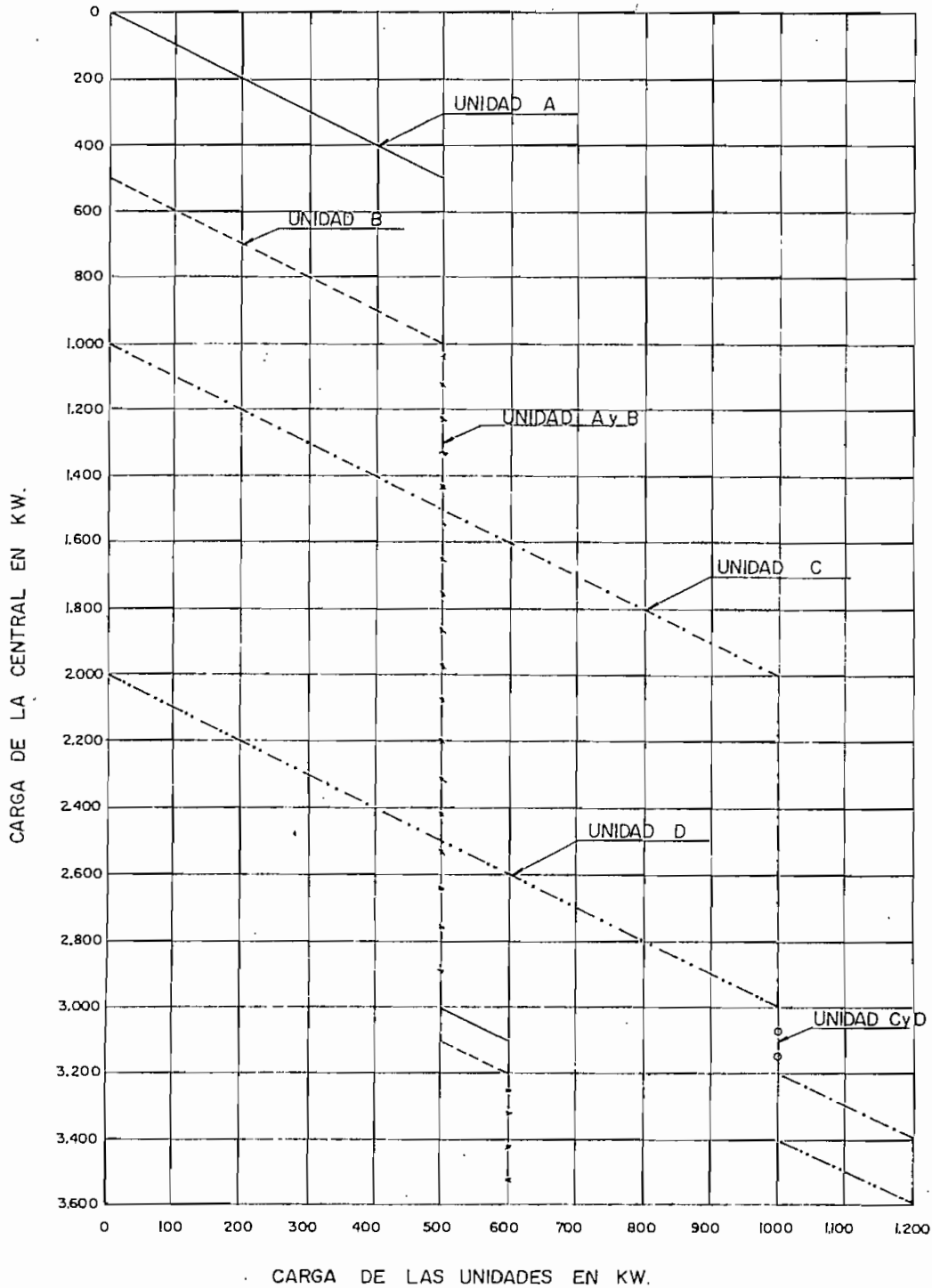
Distribución de carga en forma proporcional a la capacidad máxima.

En la figura 4-3 aparece un monograma para efectuar la repartición de carga en forma proporcional a la capacidad máxima y en el cuadro No. 4-3 sus valores.

Esta distribución de carga con el objeto de que sea comparable con los métodos anteriores se lo ha elaborado en base a la misma secuencia de arranque.

La curva de consumo contra potencia generada y sus correspon-

FIG. 4-2
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE RENDIMIENTO
 HASTA LA POTENCIA DE MAXIMO RENDIMIENTO Y LUEGO
 SE CARGA A CAPACIDAD EN EL MISMO ORDEN



CUADRO No. 4-2

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE RENDIMIENTO HASTA
LA POTENCIA DE MAXIMO RENDIMIENTO Y LUEGO SE CARGAN
A CAPACIDAD EN EL MISMO ORDEN.

Hoja 1/2

Carga de
la central
KW

CARGA DE LAS UNIDADES EN KW

UNIDAD A

UNIDAD B

UNIDAD C

UNIDAD D

200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	500	100		
700	500	200		
800	500	300		
900	500	400		
1000	500	500		
1100	500	500	100	
1200	500	500	200	
1300	500	500	300	
1400	500	500	400	
1500	500	500	500	
1600	500	500	600	
1700	500	500	700	
1800	500	500	800	
1900	500	500	900	

CUADRO No. 4-2

OPERACION ECONOMICA

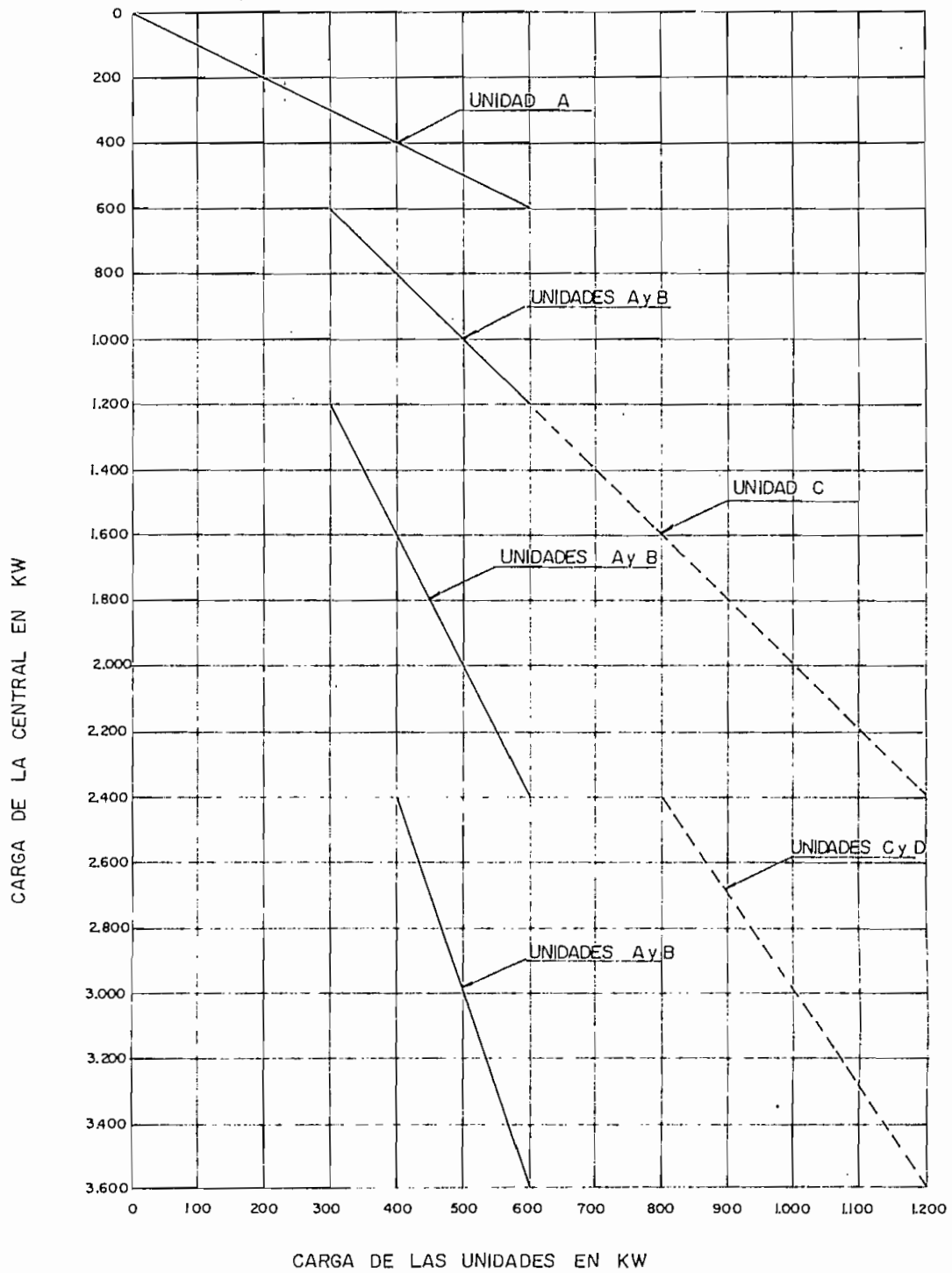
SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 2/2

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE RENDIMIENTO HASTA
LA POTENCIA DE MAXIMO RENDIMIENTO Y LUEGO SE CARGAN
A CAPACIDAD EN EL MISMO ORDEN.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
2000	500	500	1000	
2100	500	500	1000	100
2200	500	500	1000	200
2300	500	500	1000	300
2400	500	500	1000	400
2500	500	500	1000	500
2600	500	500	1000	600
2700	500	500	1000	700
2800	500	500	1000	800
2900	500	500	1000	900
3000	= 500	500	1000	1000
3100	600	500	1000	1000
3200	600	600	1000	1000
3300	600	600	1100	1000
3400	600	600	1200	1000
3500	600	600	1200	1100

FIG. 4-3
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
REPARTICION DE CARGA EN FORMA PROPORCIONAL
A LA CAPACIDAD MAXIMA



CUADRO No. 4-3

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 1/2

REPARTICION DE CARGA EN FORMA PROPORCIONAL

A LA CAPACIDAD MAXIMA.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	600			
700	350	350		
800	400	400		
900	450	450		
1000	500	500		
1100	550	550		
1200	600	600		
1300	325	325	650	
1400	350	350	700	
1500	375	375	750	
1600	400	400	800	
1700	425	425	850	
1800	450	450	900	
1900	475	475	950	
2000	500	500	1000	
2100	525	525	1050	

CUADRO No. 4-3

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 2/2

REPARTICION DE CARGA EN FORMA PROPORCIONAL

A LA CAPACIDAD MAXIMA

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
2200	550	550	1100	
2300	575	575	1150	
2400	600	600	1200	
2500	417	417	833	833
2600	434	434	866	866
2700	451	451	899	899
2800	468	468	932	932
2900	484	484	966	966
3000	501	501	999	999
3100	518	518	1032	1032
3200	534	534	1066	1066
3300	551	551	1099	1099
3400	568	568	1132	1132
3500	584	584	1166	1166

dientes valores se muestran en la Fig. 4-6 y en el cuadro No. 4-8 respectivamente.

De los valores así obtenidos calculamos la curva de consumo unitario, dividiendo el consumo total entre su correspondiente potencia generada; esto se indica detalladamente en la Fig. 4-7 y en el cuadro No. 4-8

4.5.- Método 4

Repartición de Carga a Costos Incrementales Iguales

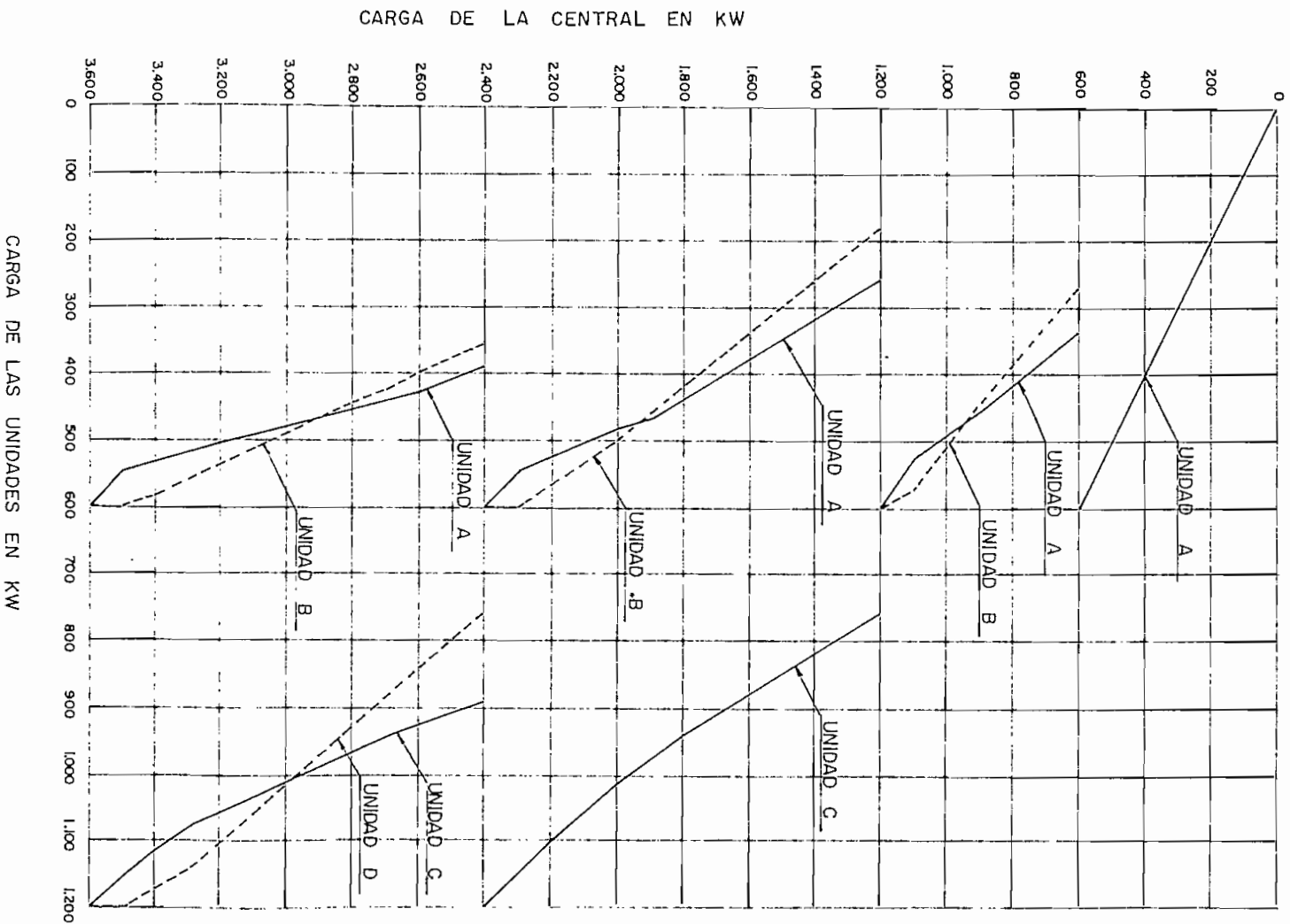
En la Fig 4-4 aparece un diagrama de repartición de carga por este método, basándonos en la Fig. 3-9 del capítulo anterior, tomando con el objeto de comparación la misma secuencia de arranque que tomamos en los métodos anteriores. Sus valores se muestran en el cuadro No. 4-4.

Como en los casos anteriores, podemos calcular para cada punto el consumo total y el consumo unitario, cuyas curvas están indicadas en las figuras 4-6 y 4-7 y sus valores en el cuadro No. 4-9.

De la misma forma, con el objeto de comparación, se han realizado los mismos cálculos anteriores para la distribución de la carga, siguiendo este método, según la secuencia de arranque más económica determinada en el capítulo anterior.

4.6.- Comparación de las Curvas de Consumo Total y de Consumo Unitario.

FIG. 4-4
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA POR IGUALES
 COSTOS INCREMENTALES



CUADRO No. 4-4
OPERACION ECONOMICA.

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 1/2

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS
INCREMENTALES.

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	600			
700	375	325		
800	415	385		
900	455	445		
1000	490	510		
1100	525	575		
1200	600	600		
1300	290	220	790	
1400	320	260	820	
1500	350	300	850	
1600	380	340	880	
1700	410	380	910	
1800	440	420	940	
1900	460	460	980	
2000	485	500	1015	
2100	505	535	1060	
2200	530	570	1100	
2300	550	600	1150	

CUADRO No. 4-4

OPERACION ECONOMICA

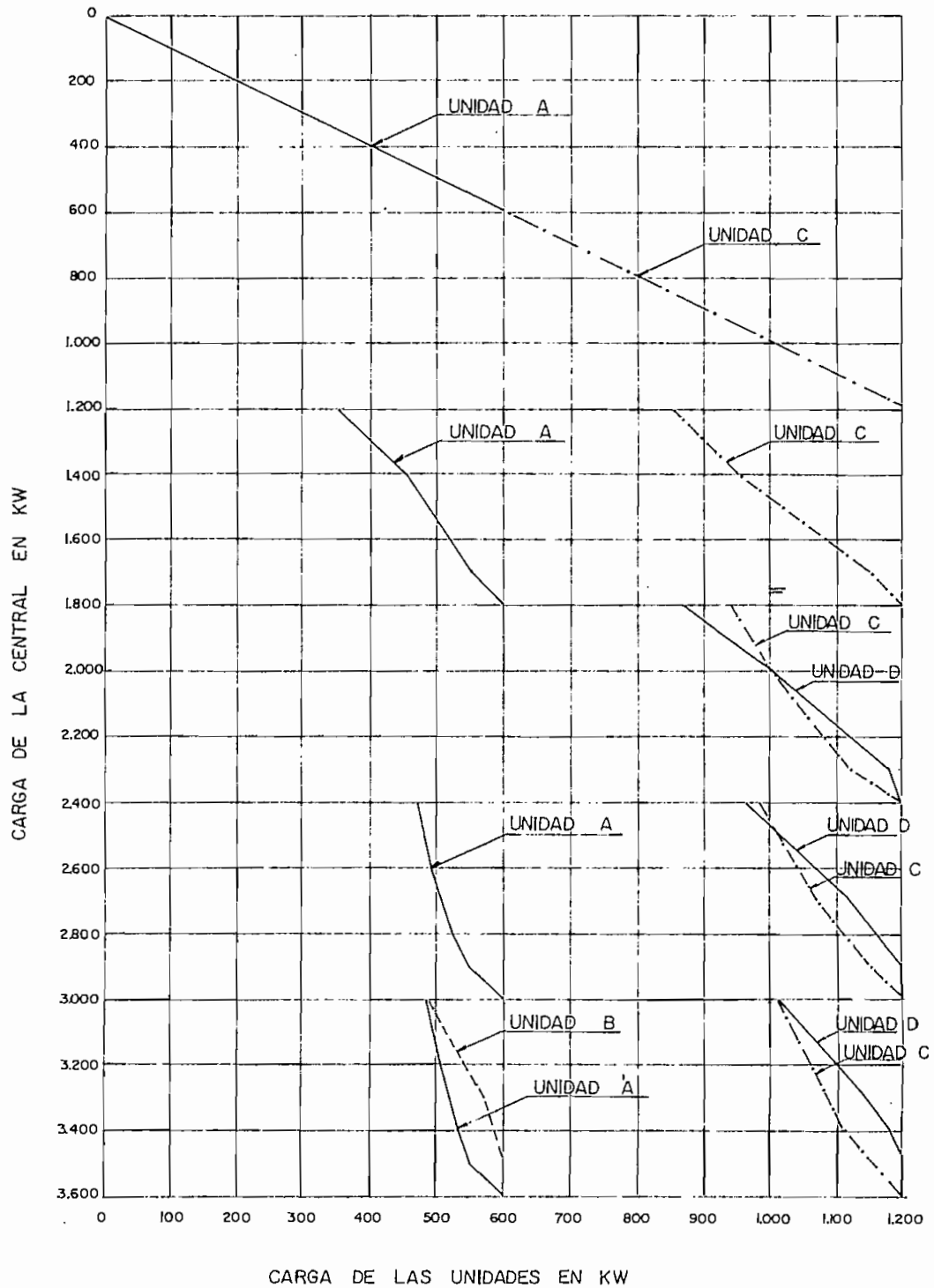
Hoja 2/2

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS
INCREMENTALES

Carga de la central KW	<u>Carga de las Unidades en KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
2400	600	600	1200	
2500	410	380	910	800
2600	430	400	930	840
2700	440	430	945	885
2800	455	445	970	930
2900	470	470	990	970
3000	480	490	1015	1015
3100	495	515	1035	1055
3200	505	540	1055	1100
3300	520	560	1080	1140
3400	535	585	1110	1170
3500	550	600	1150	1200

FIG. 4-5
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA POR IGUALES
 COSTOS INCREMENTALES



CUADRO No. 4-5

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 1/2

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS

INCREMENTALES

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
200	200			
300	300			
400	400			
500	500			
600	600			
700			700	
800			800	
900			900	
1000			1000	
1100			1100	
1200			1200	
1300	400		900	
1400	450		950	
1500	485		1015	
1600	520		1080	
1700	550		1150	
1800	600		1200	
1900			970	930
2000			1000	1000
2100			1040	1060
2200			1080	1120

CUADRO No. 4-5

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS

INCREMENTALES

Hoja 2/2

Carga de la central KW	<u>CARGA DE LAS UNIDADES EN KW</u>			
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
2300			1120	1180
2400			1200	1200
2500	480		1010	1010
2600	490		1040	1070
2700	510		1070	1120
2800	525		1110	1165
2900	550		1150	1200
3000	600		1200	1200
3100	495	515	1035	1055
3200	505	540	1060	1095
3300	520	560	1080	1140
3400	530	585	1110	1175
3500	550	600	1150	1200

CUADRO No. 4-6

OPERACION ECONOMICA

Hoja 1/2

SISTEMA SALINAS-SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE EFICIENCIAS.

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

Carga de la central KW	<u>CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/hora x 10³</u>					Porcentaje de calor BTU/KWH
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	
200	2300				2300	11500
300	3100				3100	10333
400	4000				4000	10000
500	4940				4940	9880
600	5950				5950	9917
700	5950	1500			7450	10643
800	5950	2280			8230	10287
900	5950	3100			9050	10055
1000	5950	4030			9980	9980
1100	5950	4970			10920	9927
1200	5950	5950			11900	9917
1300	5950	5950	2350		14250	10961
1400	5950	5950	3000		14900	10643
1500	5950	5950	3700		15600	10400
1600	5950	5950	4520		16420	10262
1700	5950	5950	5300		17200	10118
1800	5950	5950	6050		17950	9972
1900	5950	5950	6870		18770	9879
2000	5950	5950	7690		19590	9795
2100	5950	5950	8550		20450	9738

CUADRO No. 4-6

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 2/2

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE EFICIENCIAS.

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/hora x 10³

Carga de la central KW	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
2200	5950	5950	9480		21380	9718
2300	5950	5950	10460		22360	9722
2400	5950	5950	11600		23500	9792
2500	5950	5950	11600	2150	25650	10260
2600	5950	5950	11600	2850	26350	10135
2700	5950	5950	11600	3600	27100	10037
2800	5950	5950	11600	4460	27960	9986
2900	5950	5950	11600	5280	28780	9924
3000	5950	5950	11600	6110	29610	9870
3100	5950	5950	11600	6990	30490	9835
3200	5950	5950	11600	7890	31390	9809
3300	5950	5950	11600	8850	32350	9803
3400	5950	5950	11600	9750	33250	9779
3500	5950	5950	11600	10730	34230	9780

CUADRO N° 4-7
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE RENDIMIENTO HASTA LA
 POTENCIA DE MAXIMO RENDIMIENTO Y LUEGO SE CARGAN A
 CAPACIDAD EN EL MISMO ORDEN

Hoja 1/2

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/hora x 10³

Carga de la central KW	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
200	2300				2300	11500
300	3100				3100	10333
400	4000				4000	10000
500	4940				4940	9880
600	4940	1500			6440	10733
700	4940	2280			7220	10314
800	4940	3100			8040	10050
900	4940	4030			8970	9967
1000	4940	4970			9910	9910
1100	4940	4970	2350		12260	11145
1200	4940	4970	3000		12910	10758
1300	4940	4970	3700		13610	10469
1400	4940	4970	4520		14430	10307
1500	4940	4970	5300		15210	10140
1600	4940	4970	6050		15960	9975
1700	4940	4970	6870		16780	9870
1800	4940	4970	7690		17600	9778
1900	4940	4970	8550		18460	9716

CUADRO No. 4-7

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 2/2

REPARTICION DE CARGA EN ORDEN DE RENDIMIENTO HASTA LA POTENCIA DE MAXIMO RENDIMIENTO Y LUEGO SE CARGAN A CAPACIDAD EN EL MISMO ORDEN.

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR.

Carga de la central KW	CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/hora x 10 ³					TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D			
2000	4940	4970	9480			19390	9695
2100	4940	4970	9480	2150		21540	10257
2200	4940	4970	9480	2850		22240	10109
2300	4940	4970	9480	3600		22990	9996
2400	4940	4970	9480	4460		23850	9938
2500	4940	4970	9480	5280		24670	9868
2600	4940	4970	9480	6110		25500	9808
2700	4940	4970	9480	6990		26380	9770
2800	4940	4970	9480	7890		27280	9743
2900	4940	4970	9480	8850		28240	9738
3000	4940	4970	9480	9750		29140	9713
3100	5950	4970	9480	9750		30150	9726
3200	5950	5950	9480	9750		31130	9728
3300	5950	5950	10460	9750		32110	9730
3400	5950	5950	11600	9750		33250	9779
3500	5950	5950	11600	10730		34230	9780

CUADRO No. 4-8
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA EN FORMA PROPORCIONAL A LA
 CAPACIDAD MAXIMA.
 CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

Hoja 1/2

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/hora x 10³

Carga de la central KW	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
200	2300				2300	11500
300	3100				3100	10333
400	4000				4000	10000
500	4940				4940	9880
600	5950				5950	9917
700	3580	3550			7130	10186
800	4000	4030			8030	10037
900	4450	4450			8900	9889
1000	4940	4970			9910	9910
1100	5450	5450			10900	9909
1200	5950	5950			11900	9917
1300	3350	3300	6450		13100	10077
1400	3580	3550	6870		14000	10000
1500	3800	3780	7300		14880	9920
1600	4000	4030	7690		15720	9825
1700	4220	4200	8150		16570	9747
1800	4450	4450	8550		17450	9694
1900	4700	4700	9050		18450	9710
2000	4940	4970	9480		19390	9695
2100	5180	5200	10050		20430	9729

CUADRO No. 4-8

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

REPARTICION DE CARGA EN FORMA PROPORCIONAL A LA CAPA

Hoja 2/2

CIDAD MAXIMA

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

Carga de la central KW	<u>CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/Hora x 10³</u>					TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D			
2200	5450	5450	10460			21360	9709
2300	5700	5700	11100			22500	9783
2400	5950	5950	11600			23500	9792
2500	4150	4150	8000	8220		24520	9808
2600	4300	4300	8300	8550		25450	9788
2700	4450	4450	8550	8850		26300	9741
2800	4600	4620	8870	9170		27260	9736
2900	4770	4800	9200	9470		28240	9738
3000	4940	4970	9480	9750		29140	9713
3100	5100	5100	9900	10100		30200	9742
3200	5270	5300	10200	10420		31190	9747
3300	5450	5450	10460	10730		32090	9724
3400	5600	5620	10900	11100		33220	9770
3500	5800	5800	11250	11420		24270	9791

CUADRO No. 4-9

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 1/2

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES
 CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR.

Carga de la central KW	<u>CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/Hora x 10³</u>					TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D			
200	2300				2300	11500	
300	3100				3100	10333	
400	4000				4000	10000	
500	4940				4940	9880	
600	5950				5950	9917	
700	3800	3300			7100	10143	
800	4120	3850			7970	9962	
900	4500	4400			8900	9889	
1000	4850	5050			9900	9900	
1100	5180	5700			10880	9891	
1200	5950	5950			11900	9917	
1300	3080	2450	7620		13150	10115	
1400	3300	2750	7900		13950	9964	
1500	3580	3100	8150		14830	9887	
1600	3820	3480	8400		15700	9812	
1700	4100	3820	8680		16600	9765	
1800	4380	4200	8950		17530	9739	
1900	4550	4550	9350		18450	9710	
2000	4780	4970	9700		19450	9725	
2100	5000	5300	10150		20450	9738	
2200	5250	5650	10460		21360	9709	
2300	5450	5950	11100		22500	9783	

CUADRO No. 4-9
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES
 CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

Hoja 2/2

Carga de la central KW	<u>CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/Hora x 10³</u>					TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D			
2400	5950	5950	11600			23500	9792
2500	4100	3800	8650	7890		24440	9776
2600	4250	4030	8850	8300		25430	9780
2700	4350	4250	9000	8700		26300	9741
2800	4500	4400	9250	9100		27250	9732
2900	4650	4650	9450	9500		28250	9741
3000	4750	4850	9700	9950		29250	9750
3100	4900	5100	9900	10300		30200	9742
3200	5000	5350	10100	10730		31180	9744
3300	5150	5550	10350	11150		32200	9757
3400	5300	5800	10650	11450		33200	9765
3500	5450	5950	11100	11700		34200	9771

CUADRO No. 4-10

OPERACION ECONOMICA

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Hoja 1/2

REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES

CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/ Hora x 10³

Carga de la central KW	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
200	2300				2300	11500
300	3100				3100	10333
400	4000				4000	10000
500	4940				4940	9880
600	5950				5950	9917
700			6870		6870	9814
800			7690		7690	9612
900			8600		8600	9556
1000			9480		9480	9480
1100			10460		10460	9509
1200			11600		11600	9667
1300	4000		8550		12550	9654
1400	4450		9050		13500	9643
1500	4750		9700		14450	9633
1600	5100		10350		15450	9656
1700	5450		11100		16550	9735
1800	5950		11600		17550	9750
1900			9250	9150	18400	9684
2000			9480	9750	19230	9615
2100			9950	10400	20350	9690

CUADRO No. 4-10
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA
 REPARTICION DE CARGA POR IGUALES COSTOS INCREMENTALES
 CALCULO DEL CONSUMO TOTAL Y DEL PORCENTAJE DE CALOR

Hoja 2/2

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN BTU/Hora x 10³

Carga de la central KW	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D	TOTAL A+B+C+D	Porcentaje de calor BTU/KWH
2200			10350	11000	21350	9704
2300			10800	11550	22350	9717
2400			11600	11720	23320	9717
2500	4750		9650	9850	24250	9700
2600	4820		9950	10450	25220	9700
2700	5050		10220	10950	26220	9711
2800	5180		10650	11400	27230	9725
2900	5450		11100	11720	28270	9748
3000	5950		11600	11720	29270	9757
3100	4900	5100	9900	10300	30200	9742
3200	5000	5350	10100	10730	31180	9744
3300	5100	5550	10350	11150	32200	9757
3400	5250	5800	10650	11450	33200	9765
3500	5450	5950	11100	11700	34200	9771

Sobre las figuras 4-6 y 4-7 comparamos estos métodos de distribución, encontrando lo siguiente:

- a.- Los menores costos totales y unitarios se obtienen por el método de distribución por iguales costos incrementales.
- b.- Los mayores costos totales y unitarios se obtienen por el método de distribución por orden de eficiencias.
- c.- Los otros métodos dan consumos sensiblemente parecidos e intermedios a los dos métodos anteriores.

FIG. 4-6
OPERACION ECONOMICA
SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
COMPARACION ENTRE DIFERENTES METODOS
DE DISTRIBUCION DE CARGA
CURVAS POTENCIA ABSORVIDA - POTENCIA SUMINISTRADA

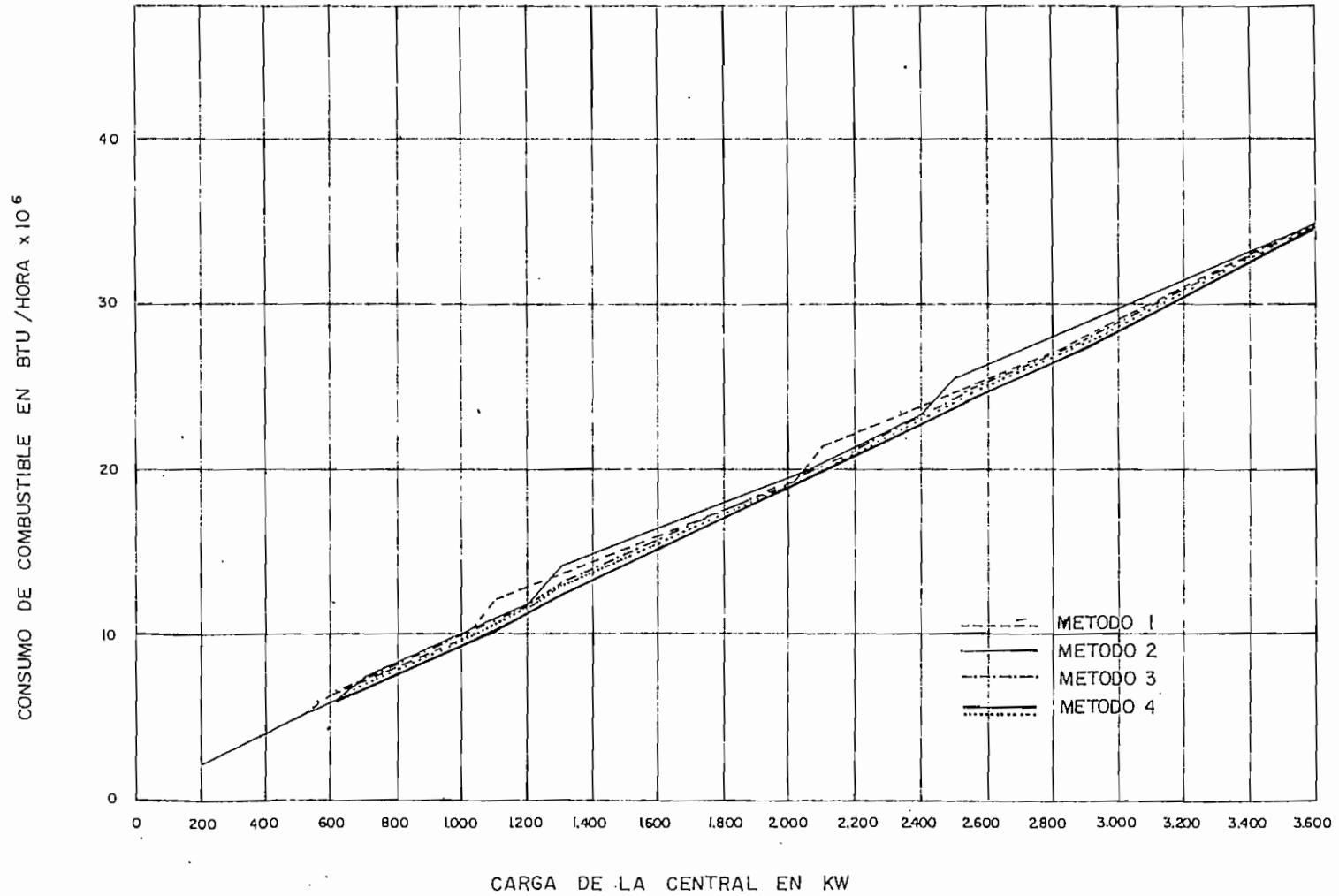
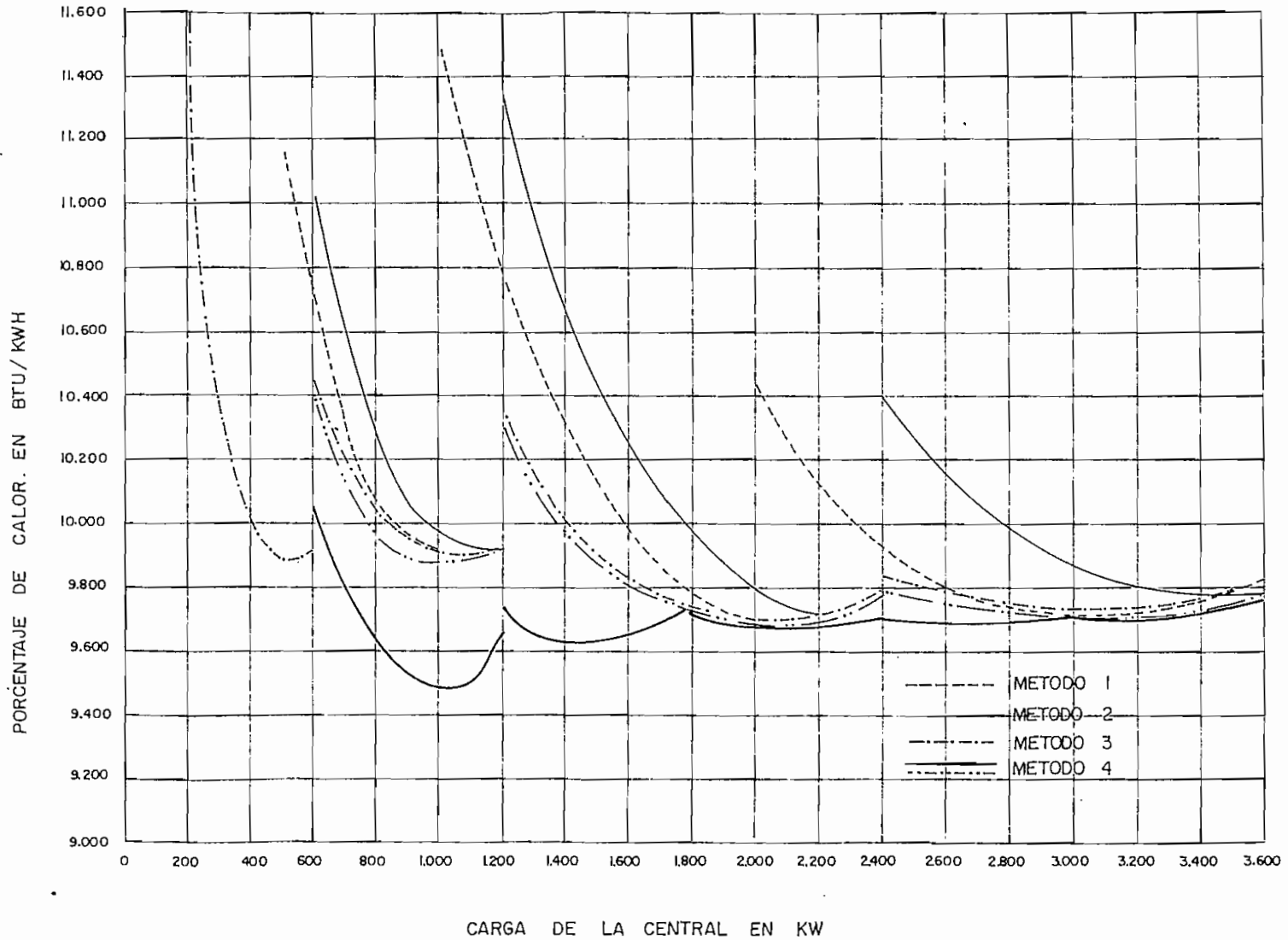


FIG. 4-7
 OPERACION ECONOMICA
 SISTEMA SALINAS SANTA ELENA
 COMPARACION ENTRE DIFERENTES METODOS DE DISTRIBUCION DE CARGA
 CURVAS DE PORCENTAJE DE CALOR



CAPITULO VCONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- La operación de una central eléctrica supervisa tres funcio
nes:

a.- Continuidad del servicio,

b.- Calidad del servicio, y

c.- Economía de la producción

Aunque se concede mayor importancia a la continuidad del ser
vicio, estas características dependen unas de otras y deben
en la práctica considerarse colectivamente.

2.- El mínimo costo total de generación se obtiene distribuyen-
do la demanda entre las unidades generadoras en operación de
modo que todas operen al mismo costo incremental.

3.- Si las unidades no pueden ser operadas al mismo costo incre-
mental porque alguna tiene un costo incremental menor que to
das las demás, entonces la unidad a la cual corresponde el
menor costo incremental debe absorber los aumentos de carga,
independientemente de su eficiencia, hasta que se pueda apli
car el método de repartición incremental de la carga.

4.- El concepto aceptado por muchos de que conviene dejar que la
unidad generadora más eficiente sea la primera en absorber
los aumentos de carga, en algunos casos está equivocado.

5.- Estas reglas generales están sujetas a varias condiciones que

de ignorarse podrían conducir a pérdidas económicas. Estas condiciones son:

a.- La curva potencia de entrada - potencia de salida debe ser continua, es decir que para cada valor de potencia de salida debe haber un solo valor de potencia de entrada.

b.- La curva de porcentaje incremental no debe tener valores decrecientes de porcentaje incremental cuando crezca la potencia de salida.

c.- Si la curva de porcentaje incremental derivada de una curva continua es discontinua, puede utilizarse en la distribución económica siempre que el porcentaje incremental crezca en cada valor de discontinuidad.

8.- Las curvas de porcentaje incremental derivadas de las curvas discontinuas potencia de entrada - potencia de salida no pueden ser usadas para la distribución económica de carga.

Una regla fija de aplicación de distribución de cargas incrementales no se ha desarrollado, de modo que un proceso de tanteo es generalmente requerido para el cálculo de la distribución económica de carga entre máquinas con esas características.

9.- Para analizar el efecto de la distribución económica de carga, como se ha visto anteriormente, los datos deben ser disponibles en la relación entrada a la máquina y salida de la máquina.

La base para el presente estudio han sido las curvas potencia de entrada - potencia de salida y las curvas derivadas (porcentaje de calor y porcentaje incremental de combustible).

Por esta razón se recomienda para análisis posteriores registrar los valores que relacionan estas curvas en su funcionamiento.

10.- La distribución de carga incremental se realiza con mayor facilidad, por el establecimiento de una curva combinada de porcentaje incremental para las máquinas funcionando en paralelo.

Asimismo, la combinación más económica de unidades para una carga dada se hizo en base a las curvas de porcentaje de calor de sucesivas combinaciones y se determinó la combinación que proporcione el más bajo porcentaje de calor para una carga dada.

11.- Aunque la distribución de carga incremental bajo las condiciones especificadas, siempre dan mejor economía total, existen otros métodos que tienen uso, pero limitado. Se ha hecho una comparación de estos métodos y se ha determinado la pérdida de eficiencia total que causan cada uno de ellos.

12.- Es práctica corriente considerar la reserva rotante como dijimos anteriormente, pero en este caso no le hemos considerado, debido a que se produce un alejamiento de las condiciones de máxima economía.

- 13.- En nuestra central, las unidades generadoras a diesel necesitan un pequeño tiempo para llegar a régimen y poder usarse en paralelo a las demás que ya están en operación. Esto quiere decir que se puede eliminar por corto tiempo la unidad del servicio activo y luego hacerle retornar a operación sin que se produzcan pérdidas de consideración.
- 14.- Se debe conocer el comportamiento promedio de la demanda en un determinado período del año y del día, para prever por cuanto tiempo se puede reducir el número de unidades en operación, en correspondencia a los mínimos de demanda. Actualmente la demanda máxima del sistema en estudio no sobrepasa los 1200 KW, por lo que prácticamente la distribución de carga entre las unidades es completamente sencillo; pero conforme siga creciendo la demanda máxima se recomienda seguir lo que se ha deducido en los capítulos anteriores y llevar en forma detallada los registros de carga para luego hacer un análisis más amplio en este aspecto.
- 15.- Además se debe resolver los casos de mantenimiento periódico y de emergencias, para que se efectúen con la menor pérdida total.
- 16.- Los grupos no deben funcionar a baja carga (menos del 50%) debido a que se produce el fenómeno llamado carbonización que disminuye considerablemente la vida del grupo generador y al mismo tiempo el rendimiento disminuye.

- 17.- La división de carga entre plantas del mismo sistema en las bases de funcionamiento térmico incremental es satisfactorio cuando los costos de combustible son iguales, pero para un intercambio económico de energía entre sistemas interconectados, las cuentas son generalmente traducidas en las bases de costos incrementales, los cuales en adición a combustible incluye labor, suministros y mantenimiento.
- 18.- Con el desarrollo de sistemas de potencia integrados y la interconexión de compañías de operación para objeto de intercambio de energía es necesario considerar no solamente los costos incrementales, sino también las pérdidas incrementales de transmisión para máxima economía.

BIBLIOGRAFIA

Electric System Operation

Bernhardt G.A. Skrotzki

Mc. Graw - Hill Book Company. Inc.

New York - Toronto - London

1954

Economic Operation of Power Systems

Leon K. Kirchmayer

John Wiley & Sons, Inc. New York

Chapman & Halb. Ltd., London

1958

Power Station Engineering and Economy

Bernhardt G.A. Skrotzki

Mc. Graw - Hill Book Company. Inc.

New York - Toronto - London

1960

Standard Handbook For Electrical Engineers

Archer E. Knowlton

Mc. Graww - Hill Book Company, Inc.

New York - Toronto - London

1957

Organización de la producción y de la distribución en
alta tensión de las redes eléctricas.

Pablo Roth y Alejandrino Fraga

Sociedad Anónima Española de traductores y autores

Madrid

1943

Elements of Power System Analysis

William D. Stevenson, Jr.

Mac. Graw - Hill Book Company, Inc.

New York - San Francisco - Toronto - London

1962

Centrales Eléctricas

Frederik T. Morse

Compañía Editorial Continental S.A.

México

1961

Bases y directivas para programar el desarrollo económico
del Ecuador.

Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica

Quito - Ecuador

1958

Programa Nacional de Electrificación

Revisión 1967

Instituto Ecuatoriano de Electrificación

Quito - Ecuador

1967

Copiados de Economía Eléctrica y Tarifas

Profesor Ing. Guido Soria V.

Año lectivo 1965 - 1966

Quito - Ecuador