



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"Usos y Aplicaciones del Simulador
de Despacho de Carga
Modelo S.A."

TESIS DE GRADO

**Previa la Obtención del Título de
Ingeniero en Electricidad**

ESPECIALIDAD: POTENCIA

POR:

Jorge Guillermo Flores Macías

Guayaquil - Ecuador, Enero de 1981



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"USOS Y APLICACIONES DEL SIMULADOR DE
DESPACHO DE CARGA MODELO S.A."

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIDAD: P O T E N C I A

POR:

JORGE GUILLERMO FLORES MACIAS

GUAYAQUIL-ECUADOR

ENERO, 1981

"USOS Y APLICACIONES DEL SIMULADOR DE
DESPACHO DE CARGA MODELO S.A."

DIRECTOR DE TESIS

AUTOR


ING. JORGE CHIRIBOGA


JORGE G. FLORES M.

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad, y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

AGRADECIMIENTO

Al ING. JORGE CHIRIBOGA, Director de Tesis, por su valiosa ayuda en la elaboración del presente trabajo.

DEDICATORIA

A MI MADRE

Por su amor, sacrificios
y guía que sirvieron pa-
ra lograr un mejor cami-
no en mi vida.

A LA MEMORIA DE MI PADRE

Que aunque lo perdí a muy tempr
ana edad, siempre lo recuerdo
y lo mantengo como un ejempl
o de rectitud.

A MI HERMANO

Por su apoyo y ayuda.

INDICE

	Pág.
1. INTRODUCCION	
1.1. La necesidad del control	12
1.2. Descripción del Simulador de despacho de carga.	14
1.2.1. Generadores a vapor	16
1.2.2. Turbinas rápidas a gas	17
1.2.3. Bloques de generación y carga base.	17
1.2.4. Carga variable y unidad de desconexión de carga.	18
1.2.5. Grabadora y graficador	19
1.2.6. Datos técnicos de las unidades en el simulador.	21
2. GENERADORES	
2.1. Control de potencia y frecuencia.	26
2.2. Gobernador, su función en el generador.	29
2.2.1. Características del gobernador.	37

	Pág.
2.2.2. Reparto de carga entre generadores en función de las características de los gobernadores.	46
2.3. Función carga/descarga de los generadores.	56
3. CARGA	
3.1. Efecto de la frecuencia sobre la magnitud de la carga.	60
4. COSTOS	
4.1. Clase de costos	66
4.2. Característica entrada/salida de los generadores	72
4.2.1. Costos incrementales, su aplicación en el reparto de carga entre generadores.	82
5. APLICACION DE LOS CAPITULOS 2, 3 y 4 EN LA PROGRAMACION DE UN DESPACHO DE CARGA	95
6. COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA CON ANORMALIDADES EN EL MISMO.	108
6.1. Pérdida súbita de generación	108
6.2. Pérdida súbita de carga	119
6.2.1. Reconexión de carga, luego de un rechazo de la misma.	123

	Pág.
6.3. Reducción de voltaje como medio para mantener la carga.	132
6.4. Comportamiento del sistema según su tamaño.	135
7. INTERCONEXION CON OTRO SISTEMA	139
7.1. Razones para la interconexión, su efecto sobre el sistema.	139
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFIA	147

PROLOGO

La adecuada utilización de las reservas naturales de energía ha sido y lo es más ahora, objeto de profundos estudios para su uso de la mejor manera posible. Considerando, que la producción de energía eléctrica proviene de la transformación de diferentes tipos de energía en estado natural, y con el crecimiento cada vez mayor de la demanda de energía eléctrica es conclusión lógica, que mientras más eficiente y económicamente se operan las centrales eléctricas, se estará produciendo un menor consumo de energía natural, permitiendo de esta manera que el resto se lo pueda utilizar en la producción de otros tipos de energía para consumo humano.

Uno de los objetivos de esta tesis es explicar prácticamente tal como se lo realiza en los centros de control de las plantas generadoras, la manera de programar un despacho de carga de la manera más eficiente y económica, manteniendo constante los parámetros de interés para el consumidor, como son la frecuencia en primer grado y el voltaje, aunque el control de voltaje es trabajo de cada estación en sí.

Pasos previos a este objetivo, son la explicación y demostración práctica de ciertos tópicos importantes para comprender el funcionamiento y operación de una planta genera-

dora. Si estos tópicos lo agrupamos en dos grandes categorías tenemos:

a. GOBERNADOR DE UN GENERADOR

Abarca la explicación desde su funcionamiento, hasta su influencia en el comportamiento de una máquina para las distintas situaciones y retrasos producidos por la acción del operador y las expansiones térmicas producidas en la caldera.

b. COSTOS

Donde se incluye la definición e importancia de estos para conseguir que un sistema funcione además de eficiente, económicamente.

Además, en este proyecto se incluyen varios estudios sobre el funcionamiento del sistema como un todo, cuando existe un funcionamiento anormal tanto del lado generador como el lado consumidor, considerando comportamiento anormal, acciones tales como pérdidas súbitas de generación o cargas, aumento súbito de carga, etc., es decir cualquier tipo de perturbaciones en el sistema.

También se realizan comparaciones del comportamiento de sistemas de acuerdo a su tamaño, influencia sobre un sistema pequeño por la interconexión con otro mayor, etc.

Todos estos tópicos ligeramente nombrados en este prólogo se los demuestra prácticamente por medio del Simulador de Despacho de Carga que posee el Laboratorio de Sistemas de Potencia de la ESPOL, equipo que en otros países lo poseen los centros de control de energía eléctrica para simular su programa diario de despacho de carga en una manera rápida y confiable.

Todos los puntos tratados en este proyecto se los describe en forma de prácticas, esperando así colaborar con el programa de la materia Lab. de Sistemas de Potencia que se dicta en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la ESPOL.

Además, cada tópico tratado puede servir como punto de partida para otras tesis que realicen un estudio más profundo en cada tema particular.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. LA NECESIDAD DEL CONTROL

En un sistema de potencia es fundamental en su operación el control de las diferentes unidades de generación, para lograr satisfacer a la demanda, a frecuencia y voltaje adecuados.

El control de generación incluye la optimización de las centrales de energía para minimizar los costos de generación y las pérdidas debidas a la transmisión de energía desde las centrales a los diferentes puntos de carga del sistema.

Tiene que existir una adecuada coordinación entre los centros de despacho, comunicándose entre ellos con anticipación el programa a seguir cuando realicen operaciones que involucran puesta en paralelo de unidades para tomar carga, o bajar carga para sacar unidades de línea, tratando así de mantener y controlar la frecuencia y el voltaje del sistema.

El éxito de una buena operación dependerá de que se disponga de la suficiente capacidad de generación para sa-

tisfacer la demanda de un sistema, además de disponer de la suficiente reserva en giro con el fin de superar problemas que pueden ocurrir durante la operación, tales como la salida de una unidad o un incremento no esperado en la demanda.

Además, hay otros factores que los despachadores deben tomar en cuenta durante la operación, como que la carga debe ser alimentada al mínimo costo de generación.

Para la operación de las unidades, los despachadores dispondrán de la curva de demanda diaria en el cual se deben tomar en cuenta dos aspectos importantes:

- a. Demanda máxima esperada
- b. Energía total a entregarse durante el día

Conociendo la curva de carga se elaborará un programa que indicará en que tiempo y cuales unidades vayan saliendo o entrando de línea, considerando el tipo de unidades que se usan, ya que cuando se emplean unidades térmicas estos no pueden salir del paralelo e inmediatamente arrancarlas de nuevo, lo cual si es posible con una hidráulica.

Los límites tolerables de variación de frecuencia estan

entre 59.5 y 60.3 Hz. fuera de estos límites un sistema estaría en peligro de perder la estabilidad y las máquinas se saldrán de sincronismo.

Para variaciones bruscas de frecuencia que pueden presentarse por una salida súbita de una unidad grande, se usan relés de baja frecuencia para desconectar la carga. Se requiere también que se tenga la suficiente capacidad en reserva que entre en la línea y que pueda tomar inmediatamente la carga en exceso, debiendo existir la suficiente energía almacenada (MW hrs), para afrontar el problema.

Los despachadores deben vigilar que en el sistema haya una reserva de generación de por lo menos un 15% de la total.

1.2. DESCRIPCION DEL SIMULADOR DE DESPACHO DE CARGA

El Simulador de Despacho de Carga es un equipo que fue creado con la idea de entrenar ingenieros y operadores de sistemas eléctricos en las técnicas del control económico de frecuencia y para estudiar métodos alternativos de operación.

El equipo es portátil y se necesita para su funcionamiento

to de una fuente monofásica de 120 voltios.

El equipo comprende de cuatro módulos independientes físicamente pero conectados eléctricamente al módulo principal.

Estos módulos son:

Módulo principal, en donde se encuentran los generadores a vapor y gas, la generación base, la carga base y la variable, la interconexión con otro sistema de mayor tamaño, los medidores de frecuencia, demanda, generación, costos y transferencia de potencia. Además de un reloj cuyo tiempo es cuatro veces el normal y el interruptor principal de todo el equipo.

Graficador, en el cual se pueden graficar dos curvas al mismo tiempo y tiene una velocidad fija.

Grabadora, en la cual se puede grabar o pasar cualquier curva de carga cuyo estudio se desee hacer.

Unidad de desconexión de carga, en la cual se encuentran los interruptores para realizar una desconexión de hasta el 100% de la carga, además de los switches reductores de voltaje.

1.2.1. GENERADORES A VAPOR

Se dispone de seis generadores a vapor, cada uno de los cuales tiene su respectivo indicador de capacidad de salida, así como cada uno de ellos tiene características de gobernador, relación de carga/descarga y valor de costos en p.u.

La salida de cada generador puede ser ajustada a cualquier valor deseado antes o después de sincronizar la máquina.

Cada generador posee además un retraso de tiempo que simula el tiempo en producirse cambios en la presión del vapor. Este retraso de tiempo puede dejarse sin efecto cuando se desee conocer rápidamente la respuesta estable en algún problema particular.

Cada unidad dispone de su respectiva energía almacenada para cubrir fluctuaciones menores cuando hay demanda de generación, hasta que actúe el gobernador de la unidad.

Cuando la salida del generador es reducida a un valor muy bajo, la máquina automáticamente se saldrá de sincronismo. Esto simula la acción del operador para evitar inestabilidad en la caldera.

1.2.2. Turbinas rápidas a gas

Se dispone de cinco turbinas a gas, cada una de ellas diseñada para operar siempre a plena carga sin característica de gobernador. Cada una de ellas tiene su razón carga/descarga.

Cada turbina tiene un retraso de tiempo desde que se conecta a la línea hasta que empieza a tomar carga, el cual simula el tiempo que toma llevar una turbina a gas hasta que se encuentre apta para ser cargada.

Cada unidad tiene el valor de costos en p.u. y cuyo valor puede ser reajustado cuando se lo considere necesario.

Las salidas de cada turbina se suman y el valor total se indica por medio de un único medidor.

1.2.3. Bloques de generación y carga base

Existen bloques de generación que se consideran que están siempre a plena carga. Estos bloques son aditivos en su capacidad lo cual permite observar el efecto sobre sistemas de diferentes tamaños. Los bloques de generación permanecen constantes dentro de un rango de frecuencia, pero se reduce a la apropiada velocidad fue

ra de estos límites simulando la respuesta del gobernador.

Esta generación se suma con la salida de los generadores a vapor y las turbinas a gas, y su valor total se muestra en el medidor de generación de salida total.

Los bloques de carga base siguen la misma disposición de los de generación base, pero su valor total si es afectado por los cambios de frecuencia en el sistema.

1.2.4. Carga variable y unidad de desconexión de carga

La carga variable, como su nombre lo indica, se la puede ajustar a cualquier valor deseado e igualmente que la carga base, su valor es afectado por las variaciones de frecuencia. El valor que se encuentra ajustada la carga variable se lo puede leer en el medidor individual que posee la carga variable.

El valor total de carga base mas carga variable se la puede leer en el medidor de Demanda, y cuando hay variación de carga por efecto de la frecuencia, el valor corregido se marcará en el medidor de Demanda.

La unidad de desconexión de carga se encuentra en un módulo aparte y puede ser conectada en el módulo prin-

principal cuando se la necesite. Con esta unidad se simula el control de frecuencia por rechazo de carga y/o por reducción de voltaje cuando la demanda es mayor que la generación disponible. También se lo puede emplear para simular el restablecimiento de un sistema en colapso. Un grupo de interruptores, cada uno de los cuales representa un cierto porcentaje de la carga total, se encuentran en esta unidad. La suma de todos los porcentajes en los interruptores da 100%, lo que indica que se puede hacer una desconexión completa de la carga. Conforme se van abriendo los interruptores, la carga que todavía permanece conectada se la puede leer en el medidor de Demanda.

La reducción de carga por control de voltaje está disponible en incrementos de 1%, pero este porcentaje se refiere a la variación en carga, no propiamente el porcentaje de variación en voltaje. Aproximadamente este 1% de variación en carga corresponde a una variación de 0,5% en voltaje.

1.2.5. Grabadora y Graficador

La grabadora es del tipo cassette, a la cual se la han dejado inutilizados los controles de volumen y no requieren ajuste.

Todos los ajustes realizados a la grabadora han sido hechos para usar con cassette de cromo y preferiblemente de 90 minutos.

Con esta grabadora se puede grabar cualquier forma de curva de carga y luego pasarla para probar el programa de despacho de carga.

El graficador funciona automáticamente bajo el control del módulo principal a una velocidad fija, lo único que hay que hacer es seleccionar las señales de entrada, bajar las plumas sobre el papel y accionar el switch del reloj, para que comience a funcionar el graficador. Las plumas están separadas por una distancia equivalente a 3 minutos a la escala de tiempo.

En el módulo principal se encuentran dos columnas de botones, presionando dos cualquiera de ellos se aplica la señal de entrada al graficador.

Aparte de los elementos nombrados anteriormente, se dispone de otro que corresponde a una red adicional de mayor tamaño para estudios de interconexión. Este simula un sistema aislado que funciona automáticamente bajo su propio control. Su conexión con el sistema principal es opcional. La carga es dependiente de la frecuencia por

todo el rango de frecuencia.

El intercambio de potencia entre el sistema principal y la red adicional es leído en el medidor de transfrecuencia, con la lectura relacionada al sistema principal.

En este sistema adicional se simula la acción de los gobernadores y de la energía almacenada del conjunto de generadores que se supone están en el sistema adicional.

Para cualquier información adicional sobre cualquiera - de los módulos o elementos del Simulador de Despacho de carga, consultar con el manual del equipo.

1.2.6. Datos técnicos de las unidades en el Simulador

Generadores

Banda de operación del gobernador	58.5 Hz - 60.5 Hz.
Costos en vacío	10% del costo de plena <u>car</u> ga.
Costos de plena carga	Pot. Max. (MW) x costo <u>uni</u> tario.

Generadores a vapor

Nivel de sincronización automática.	10% de la salida de plena carga.
-------------------------------------	----------------------------------

Salida automática de sincronización. 4% de la salida de plena carga.

Energía almacenada 4% de la salida de plena carga (MW Hrs).

Generador 1

Capacidad máxima 50 MW

Razón de carga 1 MW/min.

Razón de descarga 1 MW/min.

Costo unitario 1 p.u.

Respuesta del gobernador 3%

Generador 2

Capacidad máxima 20 MW

Razón de carga .4 MW/min.

Razón de descarga .4 MW/min.

Costo unitario 1.5 p.u.

Respuesta del gobernador 3%

Generador 3

Capacidad máxima 10 MW

Razón de carga .15 MW/min.

Razón de descarga .15 MW/min.

Costo unitario 2 p.u.

Respuesta del gobernador 4%

Generador 4

Capacidad máxima	10 MW
Razón de carga	.18 MW/min
Razón de descarga	.18 MW/min.
Costo unitario	2.2. p.u.
Respuesta del gobernador	4%

Generador 5

Capacidad máxima	5 MW
Razón de carga	.09 MW/min.
Razón de descarga	.09 MW/min.
Costo unitario	2.8 p.u.
Respuesta del gobernador	5%

Generador 6

Capacidad máxima	5 MW
Razón de carga	.08 MW/min.
Razón de descarga	.08 MW/min.
Costo unitario	3 p.u.
Respuesta del gobernador	10%

Turbina a gas

Retraso de tiempo para toma carga.	9 minutos
Costos	Pot (MW) x costo unitario
Costo unitario	4 p.u.

Turbina 1

Capacidad	30 MW
Razón de carga	2.1. MW/min.
Razón de descarga	3.25 MW/min.

Turbina 2

Capacidad	25 MW
Razón de carga	2 MW/min.
Razón de descarga	2.7 MW/min.

Turbina 3

Capacidad	20 MW
Razón de carga	1.75 MW/min.
Razón de descarga	2.4 MW/min.

Turbina 4

Capacidad	15 MW
Razón de carga	1.3 MW/min.
Razón de descarga	1.75 MW/min.

Turbina 5

Capacidad	10 MW
Razón de carga	0.75 MW/min.
Razón de descarga	1.15 MW/min.

Carga

Característica carga/frecuencia.	2% por Hz.
----------------------------------	------------

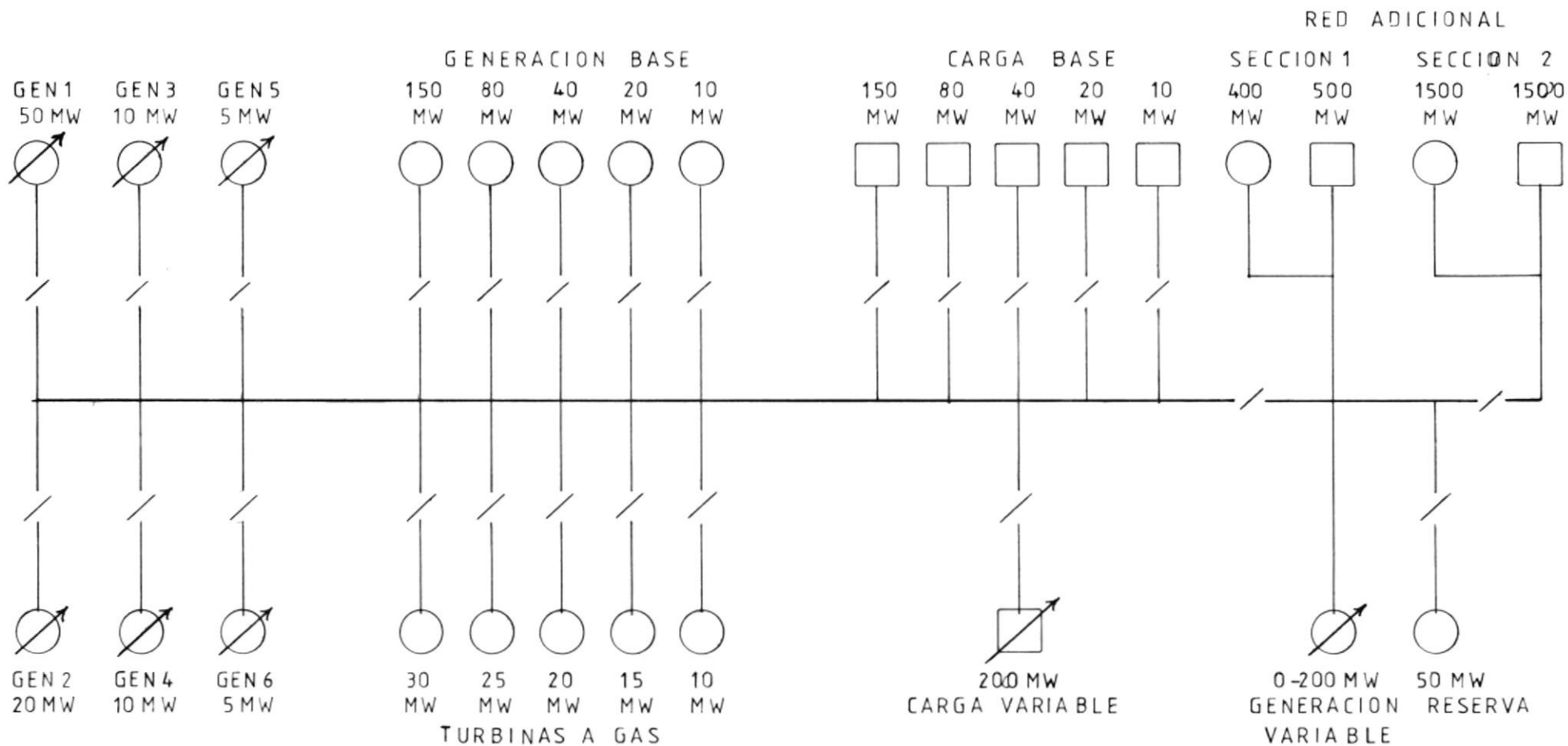


FIG 1.1 Diagrama unifilar del sistema en el Simulador de Despacho de Carga

CAPITULO 2

GENERADORES

2.1. CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

El elemento básico primordial en un sistema de potencia es el combustible, el cual es convertido en electricidad. El combustible puede tomar muchas formas, desde carbón hasta fisión nuclear.

En la mayoría de las plantas eléctricas, el combustible básico es directa o indirectamente usado para producir vapor por la extracción como calor de la energía que se encuentra en el combustible.

El vapor a alta presión es usado para mover una turbina, la cual proporciona energía cinética a un generador eléctrico. En otros casos esta energía cinética es producida por la caída de agua desde una gran altura.

Cuando un generador está alimentando una carga, el control de la frecuencia y la potencia que entrega la unidad generadora al sistema se lo realiza controlando la velocidad de la turbina, o sea controlando el flujo de agua o vapor hacia los álabes de dicha turbina.

Cuando el sistema está balanceado, la generación será igual a la carga y la frecuencia estará en su valor nominal. Si en un momento dado existe una variación de carga, el generador tiende a suplirla, pero al hacerlo alterará su punto inicial de operación, aumentando o disminuyendo la frecuencia si la carga disminuye o aumenta. Esta variación de frecuencia o velocidad, producida por la variación de la carga, es explicada ampliamente en la teoría de máquinas sincrónicas, que es el tipo de máquinas que se emplea en una central eléctrica.

En una máquina sincrónica, el ángulo que se forma entre el eje del rotor y el estator es conocido como ángulo de carga, teniendo este ángulo valores que varían conforme varía la posición entre ambos ejes o lo que es lo mismo, conforme varía la velocidad la cual lo hace al variar la carga. Ahora bien, la potencia que entrega una máquina sincrónica es proporcional al ángulo de carga de acuerdo con la relación.

$$P = \frac{V E}{X d} \text{ Sen } \delta \quad (2.1)$$

Donde:

V = tensión en bornas

E = tensión inducida por la excitación del campo.

X_d = resistencia de la máquina

δ = ángulo de carga

Al existir un aumento de carga, el generador la suple momentáneamente por medio de su energía cinética almacenada, pero su velocidad disminuye produciéndose un aumento del ángulo de carga, consiguiendo de esta manera aumentar su potencia de salida, pero a una frecuencia menor que la nominal. Tener una frecuencia diferente a la nominal afecta en muchos detalles a los abonados de un sistema eléctrico, comenzando por los miles de relojes eléctricos cuyo funcionamiento es sincronizado con la frecuencia del sistema, además de los motores conectados al sistema cuya velocidad varía al variar la frecuencia.

Por estas y otras razones es necesario mantener la frecuencia en su valor nominal, lo cual se efectúa aumentando la potencia de entrada a la máquina generadora, para así de esta manera aumentar su velocidad, hasta lograr nuevamente que la frecuencia llegue a su punto normal de operación.

De lo anterior se observa que cuando la carga aumenta o la generación disminuye, la frecuencia disminuye. Cuando la carga disminuye o la generación aumenta, la frecuencia aumenta. Por lo tanto, la frecuencia del sistema sirve como un indicador de cualquier desbalance entre la carga y la

generación, y es usado para controlar la potencial de salida de los generadores por medio de la acción de los reguladores que detectan las desviaciones de la frecuencia de un valor predeterminado y actúan directamente sobre la válvula que controla el flujo del fluido que acciona la turbina.

El equipo que regula el paso del fluido a la turbina se llama gobernador, y su funcionamiento y característica se explica en el siguiente tópico.

2.2. GOBERNADOR - SU FUNCION EN EL GENERADOR

OBJETO: Observar el comportamiento del generador por la acción del gobernador.

TEORIA: Cuando una carga varía, son diferentes los procesos que se deben realizar en una planta generadora para suplir a esta carga. Para tener una mejor idea de la complejidad del control, consideremos la figura N° 2.1, que nos presenta una planta generadora de encendido de carbón, la cual a través de una subestación elevadora, una línea de transmisión, una subestación reductora y una línea de distribución, alimenta un motor de inducción que mueve una carga.

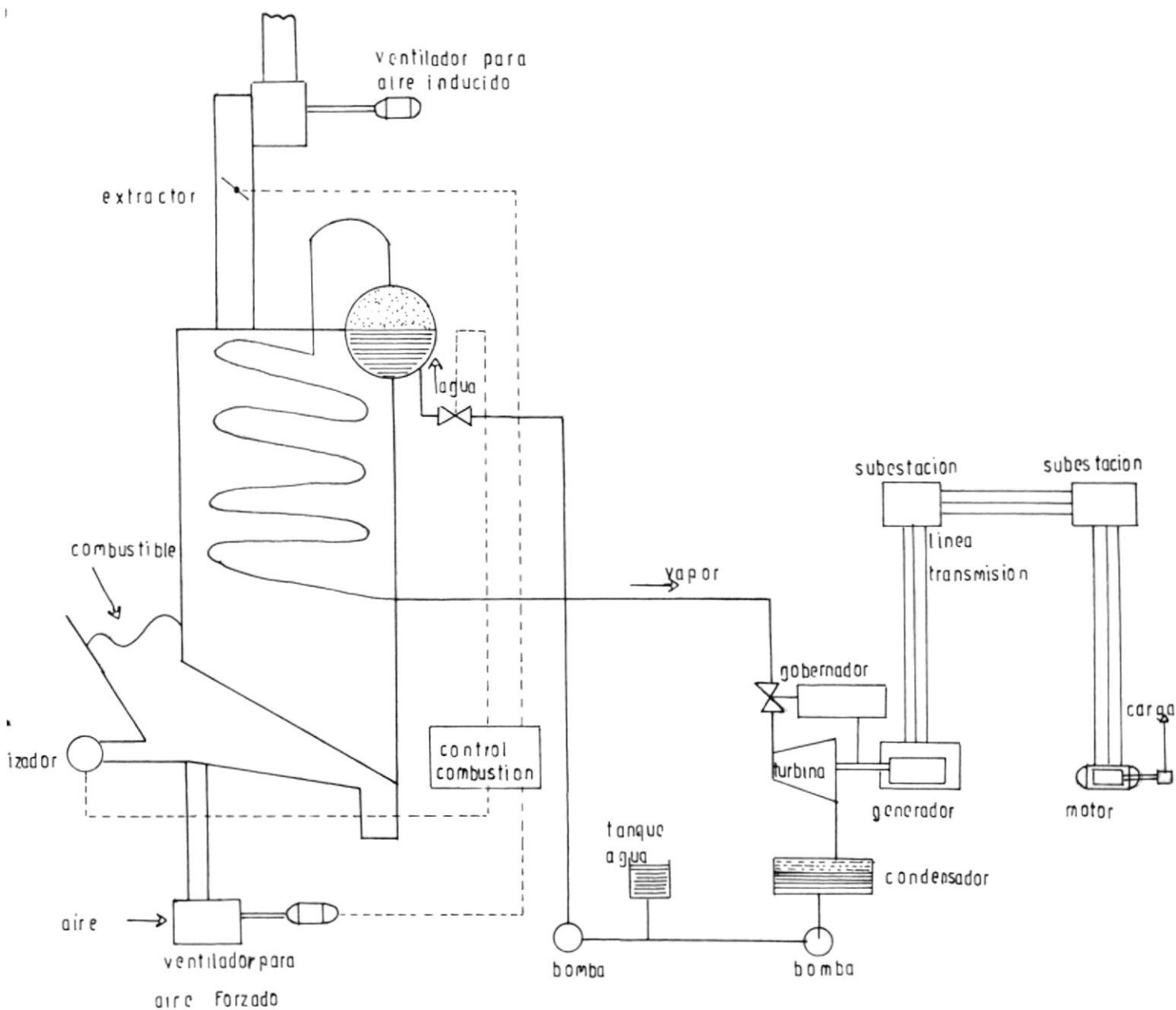


FIG. 2.1.- Esquema de una central generadora

Si la carga del motor de inducción aumenta, para afrontar el aumento de torque la velocidad del motor disminuirá un poco para dar un aumento de corriente al rotor. El devanado del estator tomará mayor corriente, la cual llega por

medio de las subestaciones y la línea de transmisión desde el generador de la estación de potencia. El aumento de corriente en el estator del generador es rápidamente transferido como un efecto de frenado en el rotor, reduciendo su velocidad ligeramente.

El gobernador responde a esta reducción de velocidad y permite que pase más vapor a la turbina desde la caldera, aumentando su velocidad.

La secuencia sin embargo no finaliza ahí, ya que al aumentar el flujo de vapor, la presión de la caldera se reducirá gradualmente.

Un control manual o automático se requerirá para aumentar el flujo de combustible, aire y agua en las correctas proporciones en orden de aumentar la transferencia de calor a la caldera y así tratar de mantener la presión del vapor.

Para grandes variaciones de carga, grandes cambios se necesitarán en cada planta de energía. Para pequeños cambios en la carga, se considera que la presión de la caldera es constante y es el sistema del gobernador únicamente el que responde a las fluctuaciones de la carga.

Debido a que los gobernadores son una combinación de componentes hidráulicos y mecánicos, se necesita un aprecia-

ble cambio en la velocidad del sistema antes que el gobernador pueda sensarlo y tomar una acción correctiva. Consecuentemente la corrección es retrasada en un intervalo discreto de tiempo desde el instante que el cambio de velocidad o frecuencia ocurre. Por lo tanto, máquinas o sistemas controlados solo por gobernadores tienen una "banda muerta" del orden de $\pm 0,02$ ciclos, en otras palabras, en un sistema de 60 Hz con control de gobernador solamente, la frecuencia normal variará aproximadamente entre 59.98 y 60.02 Hz.

El clásico gobernador es el denominado Gobernador Centrifugo de Watt, el cual no tiene la suficiente fuerza para mover directamente las válvulas de vapor o agua, según sea el caso, por lo tanto se necesita un amplificador de su potencia, que generalmente tiene la forma de un servosistema hidráulico, tal como se indica en la figura N^o 2.2.

Conforme varía la velocidad de la turbina, la fuerza centrífuga hace que varíe la posición que tienen los pesos G, este movimiento es transmitido por medio de la barra hacia los pistones de la válvula piloto, el movimiento de los cuales permite el ingreso por un lado y la expulsión por el otro de aceite a alta presión hacia la servoválvula, produciendo presión sobre su pistón, el movimiento del cual hace abrir o cerrar la válvula de admisión, permitien

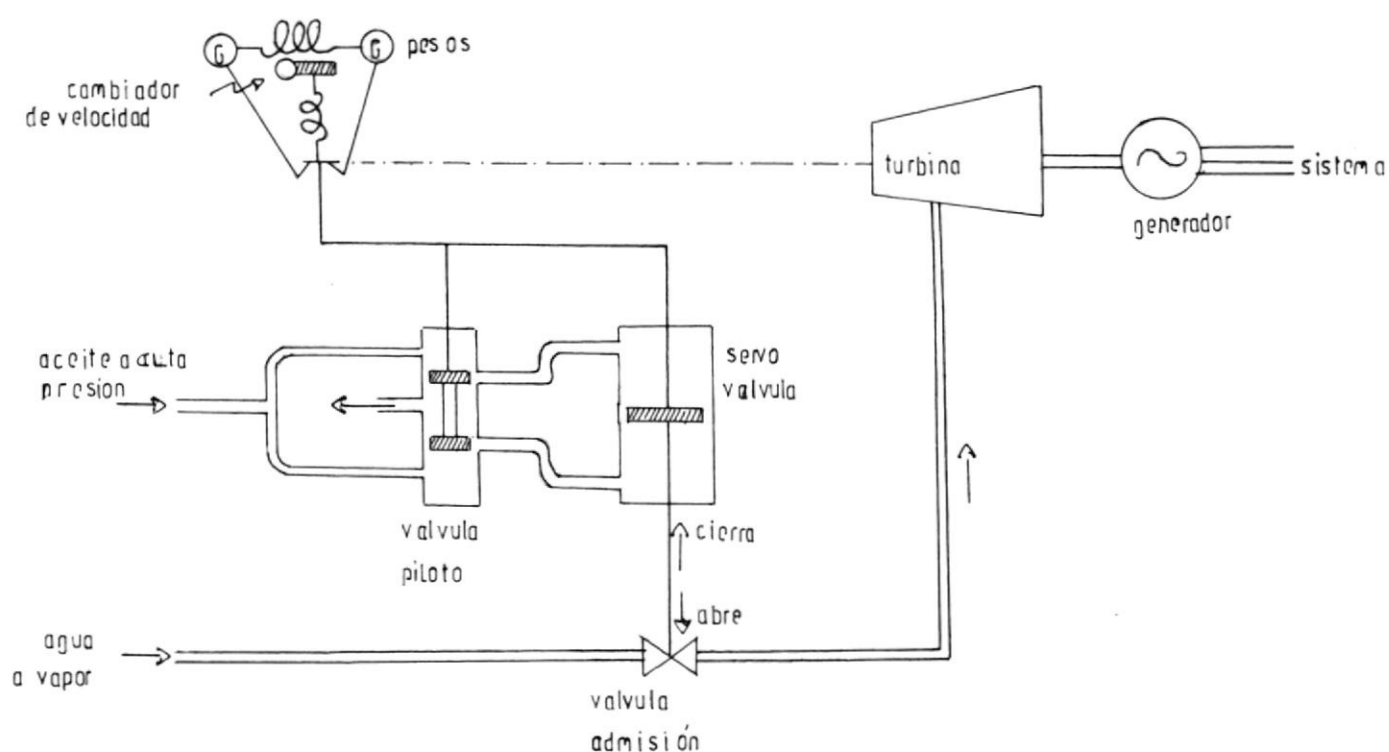


FIG. 2.2.- Sistema del gobernador

do un mayor o menor flujo de agua o vapor hacia los álabes de la turbina, con lo cual se aumenta o disminuye la potencia y velocidad en el generador.

Esta regulación se la conoce como "Ajuste Primario o Regulación Primaria". Algo muy importante del sistema gobernador es el mecanismo por medio del cual la posición de la válvula de admisión se la puede cambiar y ajustar independientemente del trabajo que realiza cuando cambia la velocidad. Este proceso se lo realiza con el cambiador de velocidad, cuyo efecto es desplazar paralelamente la característica del gobernador, y así, la potencia de salida de un generador a una determinada velocidad se la pue-

de controlar según las necesidades, lo cual es de gran importancia cuando se está operando con un criterio económico.

Este nuevo tipo de regulación se llama "Regulación Secundaria".

Si el generador no tuviera regulación por medio del gobernador, cuando existe una variación en la carga, el grupo turbo-generador varía su velocidad hasta que las dos potencias son iguales, pero esta nueva velocidad podría llegar a los extremos de ser mayor que la velocidad máxima que puede soportar el grupo turbina-generador y destruir la unidad, o bien disminuir tanto su velocidad hasta el paro total de la unidad.

En la figura N^o 2.3 se comparan los resultados del comportamiento de la máquina, con y sin gobernador cuando se desconecta una carga. Cuando está sin gobernador la velocidad aumenta inmediatamente, en cambio con gobernador trata de mantener la velocidad lo mas cercana posible al valor nominal. El retardo de tiempo que se observa en la "banda muerta" que se hizo mención anteriormente.

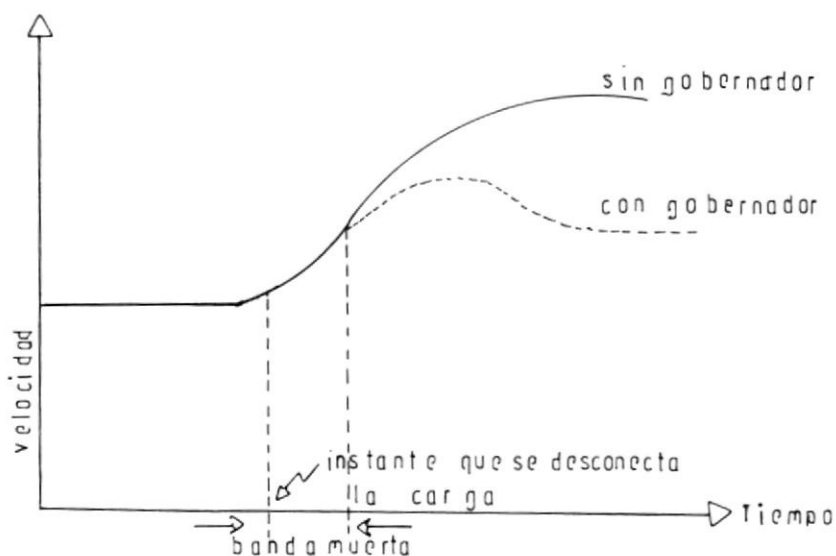


FIG. 2.3.- Respuesta del generador con y sin gobernador.

PROCEDIMIENTO

- Selecciónese una generación base de 40 MW, y cargas base de 40 MW y 20 MW.
- Ajústese la salida del generador 1 en 30 MW, conéctese el gobernador y póngase en sincronismo con la línea.
- Ajústese la carga variable hasta que el medidor de frecuencia indique 60 Hz (Aprox. 10 MW) una vez balanceado el sistema, acciónese el "delay" del generador.
- Desconéctese el bloque de carga de 20 MW.
- Utilízese el graficador para graficar la variación de la frecuencia.

FRECUENCIA

65
64
63
62
61
60
59
58
57
56
55

100
80
60
40
20
0
20
40
60
80
100

500
400
300
200
100
0

MW
UNITS

200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0

MW

60.5
59.5
59
58.5

36

59.5

59

58.5

SIN GOBERNADOR

CON GOBERNADOR

INSTANTE DE DESCONEXION DE CARGA

SISTEMA DE 70 MW
CARGA DESCONECTADA 20 MW

MOKO ELECTRONIC SYSTEMS LTD

FIG. 2.4 RESPUESTA DEL GENERADOR CON Y SIN GOBERNADOR

F. Repítase el procedimiento anterior, pero sin el gobernador.

RESULTADOS

Las curvas de la figura N^o 2.4 son curvas obtenidas prácticamente según el procedimiento anterior, y son muy similares a las de la figura N^o 2.3, demostrándose de esta manera el comportamiento del generador debido al gobernador.

El pico que se observa en la curva con gobernador, corresponde al período llamado "tiempo muerto", que lastimosamente no se lo puede observar nítidamente en el gráfico porque la escala de tiempo es muy pequeña.

2.2.1. Características del Gobernador

OBJETO:

- A. Determinar la razón de variación de frecuencia del grupo turbo-generador como consecuencia de la variación de la carga, o expresado de otra manera, es la variación de frecuencia que existe cuando el generador varía de plena carga a vacío.
- B. Encontrar la familia de curvas del gobernador.

TEORIA:

Esta curva es una de las más importantes en el generador, porque nos proporciona información sobre el comportamiento del generador conforme se varía su carga.

Esta característica se la conoce con diferentes nombres, siendo los más usados los de: característica estática de velocidad (frecuencia), speed drop, o simplemente como característica del gobernador.

La característica del gobernador es una relación lineal, semejante a la mostrada en la figura N^o 2.5.

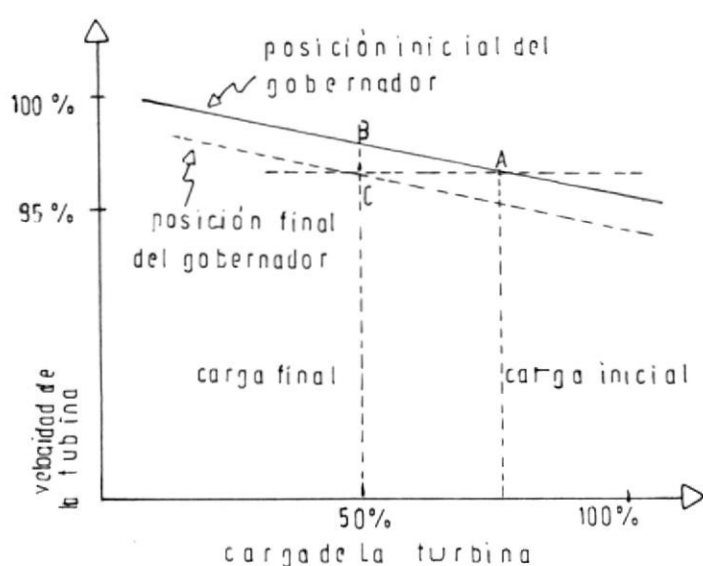


FIG. 2.5.- Característica del gobernador

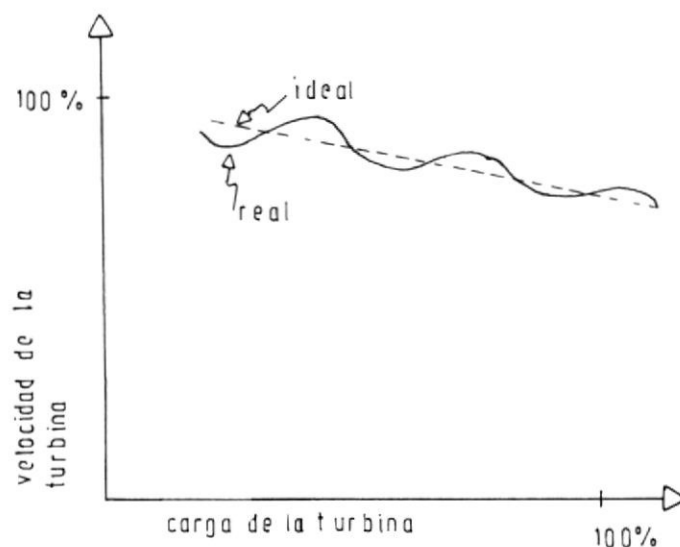


FIG. 2.6.- Característica real del gobernador

Si la carga en el generador cambia, el punto de operación de la máquina (A) se mueve a lo largo de su característica, hasta que la potencia generada es igual a la nueva carga (B) y existe un balance nuevamente. Debido a que los gobernadores son controladores proporcionales, existirá una desviación de frecuencia, que puede ser corregida variando el valor original en que fue ajustado el generador, lo cual como se dijo anteriormente, tiene el efecto de desplazar - paralelamente la característica del gobernador, quedando - ahora sí el nuevo punto de operación a frecuencia nominal (C).

En realidad, la característica del gobernador no es una relación lineal como se muestra en la figura N° 2.5, sino que debido a los diversos puntos de apertura de las válvulas - en la operación de la turbina, se tienen cambios bruscos en la relación frecuencia (velocidad) - carga, lo cual se muestra en la figura N° 2.6.

Junto con la característica del gobernador viene el concepto de Estatismo que se lo define como, el cambio de velocidad angular que se tiene al pasar de carga cero a 100% de carga expresado en tanto por ciento de la velocidad nominal.

Puesto que la frecuencia es proporcional a la velocidad, -

queda la siguiente relación:

$$S = \frac{F_0 - F}{F_n} \times 100 \quad (2.2)$$

Donde:

F_0 = frecuencia en vacío

F = frecuencia a plena carga

S = estatismo

F_n = frecuencia nominal = 60 Hz

Conociendo el valor del estatismo del gobernador de una máquina, se puede conocer como varía la potencia de salida al variar la frecuencia.

Por ejemplo, en un generador de 200 MW con estatismo de 4%, cuando la frecuencia varía 1%, la salida del generador varía en 50 MW.

Cuando el generador está funcionando a una cierta capacidad alimentando a una carga y el sistema está balanceado, la frecuencia está a 60 Hz. Luego existe una variación de carga y la frecuencia varía un poco. Calculando el porcentaje de la variación de la frecuencia y aplicando la relación (2.3) podemos calcular el valor del estatismo del generador.

$$S = \frac{P_{FL}}{|P_n - P'|} \times \% F \quad (2.3)$$

Donde:

P_{FL} = potencia de plena carga del generador

P_n = potencia que se ajusta al generador

P' = potencia que entrega el generador al variar la carga

$\%F$ = porcentaje de la variación de la frecuencia.

PROCEDIMIENTO I

- A. Selecciónese una generación base de 110 MW y una carga base de 110 MW.
- B. Ajústese la salida del generador 1 en 30 MW, conéctese el gobernador y póngase el generador en sincronismo con el sistema.
- C. Ajústese la carga variable hasta que la frecuencia llege a 60 Hz (aprox. 30 MW).
- D. Auméntese la carga variable a 50 MW, anótese la frequencia.
- E. Redúzcase la carga en 50 MW, anótese la frecuencia.
- F. Calcúlese el estatismo según relación (2.2)

RESULTADO

Cuando la carga variable se aumentó a 50 MW, la frecuencia bajó a 59.34 Hz. Cuando la carga disminuyó en 50 MW, la frequencia subió a 61.15 Hz.

$$F_n = 60 \text{ Hz}$$

$$F = 59.34 \text{ Hz} \quad S = \frac{F_o - F}{F_n} \times 100 = \frac{61.15 - 59.34}{60} \times 100 = 3.02 \%$$

$$F_o = 61.15 \text{ Hz}$$

Este método tiene la desventaja de que hay que trabajar con las cargas extremas en el generador, además de que

no es muy confiable.

A continuación se presenta un método más práctico, que permite calcular el estatismo de varias máquinas al mismo tiempo con una pequeña variación de la carga.

PROCEDIMIENTO II

- A. Selecciónese una carga base de 80 MW y una generación - base de 80 MW.
- B. Ajústese la salida de los generadores 1, 2, 3 y 4 en el 50% de su valor de plena carga, conéctese el gobernador de cada uno de ellos y póngaselos en sincronismo con el sistema.
- C. Ajústese la carga variable hasta balancear el sistema (60 Hz, 45 MW).
- D. Varíese la carga hasta que la frecuencia caiga 1%, anótese la potencia entregada en ese instante por cada generador.
- E. Calcúlese el estatismo para cada generador según la relación (2.3).

RESULTADOS:

En la tabla 2.1 se presentan los resultados del procedimiento II.

	PFL MW	Punto operación sistema balanc.		punto operación sistema desbal.		%F	S
		P _n MW	F _n Hz	P'	F Hz		
G1	50	25	60	40,9	59,4	1	3.14
G2	20	10	60	16,5	59,4	1	3.08
G3	10	5	60	7,3	59,4	1	4,35
G4	10	5	60	7,4	59,4	1	4,17

TABLA 2.1

Con este método es muy fácil obtener el valor del estadístico del gobernador de una máquina, únicamente tomando datos con pequeñas variaciones de cargas. Si se dispone de la característica del generador, no importa en que valor se encuentre ajustado este, a partir de esa curva se puede calcular el estadístico.

PROCEDIMIENTO III

Característica del generador y su familia de curvas paralelas.

- A. Selecciónese una generación base de 80 MW y una carga base de 80 MW.
- B. Ajustese la salida del generador 1 en 25 MW, conéctese el gobernador y póngase en sincronismo con el sistema.
- C. Ajustese la carga variable hasta obtener una frecuencia de 60 Hz (aprox. 25 MW).

- D. Auméntese y disminúyase la carga en 10 MW, para cada paso anótese la frecuencia y la salida del generador.
- E. Ubíquese nuevamente en el punto original de operación, auméntese la carga en 10 MW, regúlese nuevamente la frecuencia a 60 Hz mediante un nuevo ajuste de la salida del generador (en este momento está desplazándose paralelamente la característica del generador).
- F. Auméntese y disminúyase la carga en 10 MW, para cada paso anótese la frecuencia y la salida del generador.
- G. Ubíquese en el punto original de operación (literal C) disminúyase la carga en 10 MW, regúlese la frecuencia a 60 Hz.
- H. Auméntese y disminúyase la carga en 5 MW, para cada paso anótese la frecuencia y la salida del generador.
- I. Grafíquese en la misma hoja las tres curvas paralelas de la característica del gobernador.

RESULTADOS:

Literal D:

Carga variable	Gener. 1	Frecuencia
25 MW	25 MW	60 MW
35 MW	34.2 MW	59.66 MW
15 MW	15.6 MW	60.32 MW

TABLA 2.2

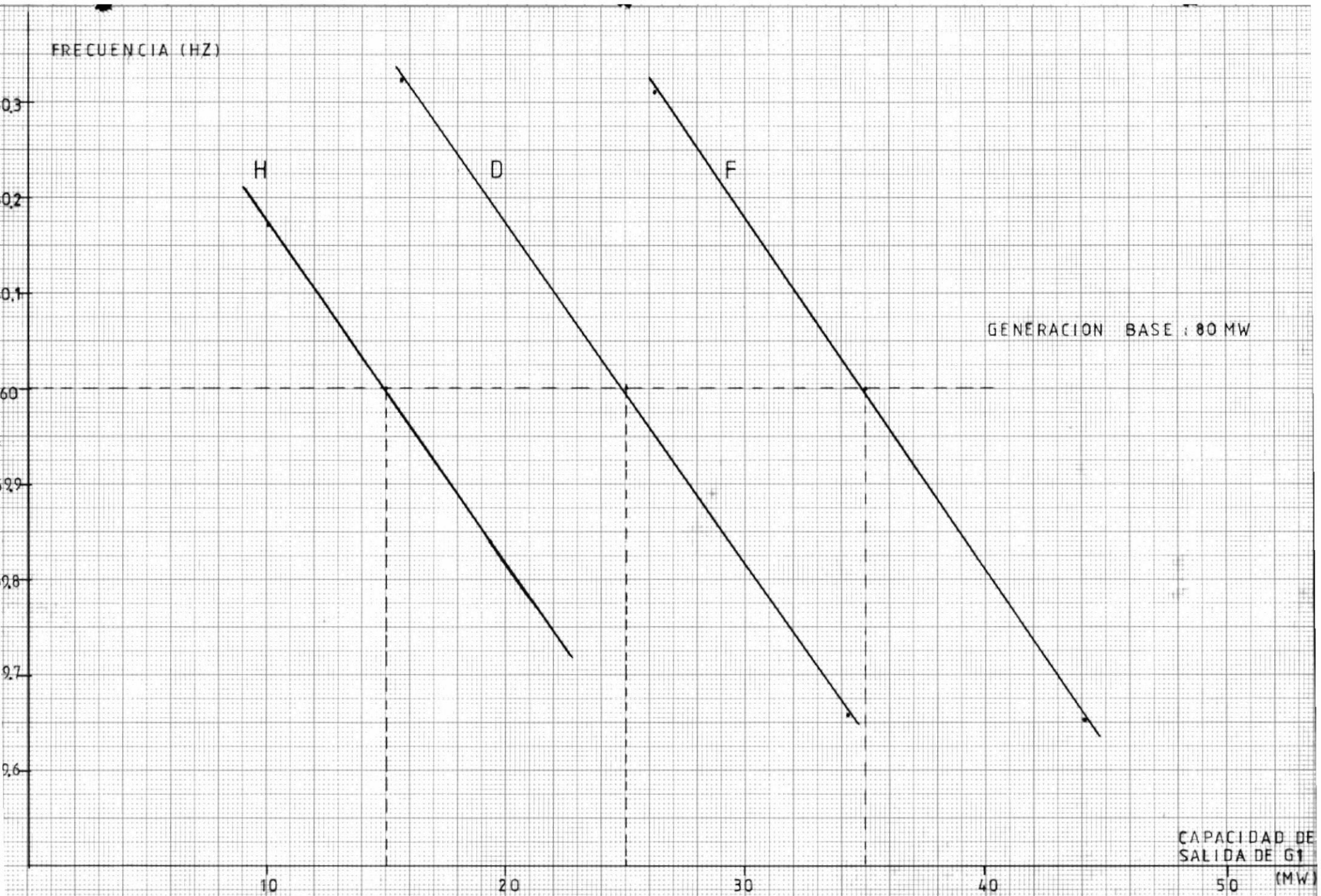


FIG. 2.7 Familia de curvas de la característica del gobernador

CAPACIDAD DE SALIDA DE G1 (MW)

Literal F:

Carga variable	Generador 1 MW	Frecuencia Hz
35	35	60
25	26.2	60.31
45	44	59.66

TABLA 2.3

Literal H:

Carga variable	Generador 1 MW	Frecuencia Hz
15	15	60
10	10.1	60.17
20	19.4	59.84

TABLA 2.4

Con los datos de los literales D, F y H se construyen las curvas D, F y H en el gráfico N° 2.7. Con estas curvas se demuestra que la característica del gobernador se desplaza en forma paralela.

2.2.2. Reparto de carga entre generadores en función de las características de los gobernadores

OBJETO: Demostrar que cuando están conectados en paralelo dos o mas generadores, el reparto automático de carga es función de la característica estática de sus gobernadores.

TEORIA:

Es conocido ya, que con el cambiador de velocidad se puede ajustar la salida de un generador de acuerdo con la voluntad del operador. Lo cual nos indica que la potencia de salida de cada generador en un sistema no es función de su característica.

Pero cuando existe una carga súbita, no esperada por el operador y por lo tanto no constaba en su programa, los generadores reaccionan automáticamente repartiéndose la carga entre ellos de tal manera que tratan de mantener una frecuencia constante, y se reparten la carga de acuerdo a sus características. Este modo de operación se llama "gobernador libre".

Para su análisis pueden existir dos casos: a) cuando las máquinas en paralelo tienen el mismo valor de estatismo, b) cuando cada máquina tiene valores diferentes de estatismo.

Caso a) Cuando las máquinas tienen igual valor de estatismo, se reparten la carga en forma proporcional a sus respectivas capacidades máximas.

Considérense dos máquinas de capacidades máximas di

ferentes e igual estatismo, las cuales funcionan en paralelo y en vacío. Sus curvas características se encuentran en la figura N^o 2.8.

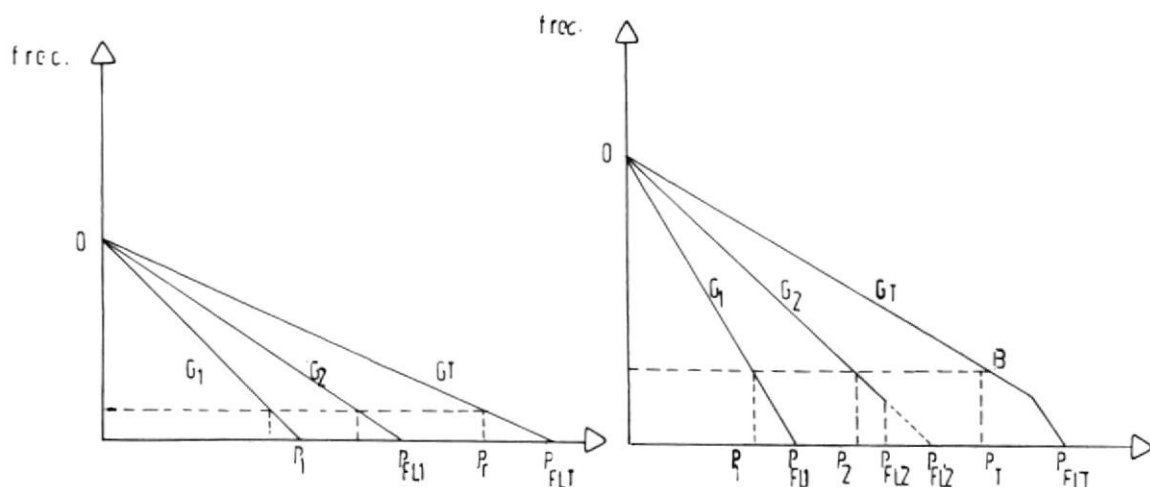


FIG. 2.8.- Reparto de carga entre máquinas de igual estatismo.

FIG. 2.9.- Reparto de carga entre máquinas de diferente estatismo.

Considérese $0-P_{FL1}$ la característica de G_1 ; $0-P_{FL2}$ la característica de G_2 ; y $0-P_{FLT}$ la suma de las potencias de G_1 y G_2 para cada frecuencia.

Al aplicarse una carga P_T , cada generador tomará - carga de acuerdo a su característica, G_1 tomará P_1 y G_2 tomará P_2 .

Debe cumplirse la relación

$$\frac{P_{FL1}}{P_1} = \frac{P_{FL2}}{P_2} \quad (2.4)$$

$$P_1 + P_2 = P_T \quad (2.5)$$

Donde:

P_{FL1} = potencia máxima del generador 1

P_{FL2} = potencia máxima del generador 2

P_1 = potencia que entrega el generador 1 en el reparto de carga.

P_2 = potencia que entrega el generador 2 en el reparto de carga.

P_T = carga total aplicada.

Caso b) Cuando las máquinas tienen diferente valor de estatismo, las proporciones ~~se~~ alteran y la máquina que tiene mayor estatismo tendrá una menor participación con relación a su potencia máxima para una variación dada de carga.

Considérense dos máquinas de capacidades y estatismos diferentes, funcionando en paralelo y en vacío. Sus curvas características se encuentran en la figura N^o 2.9.

Igual que en la figura N^o 2.8 la curva O-B- P_{FLT} es la suma de las potencias de G_1 y G_2 para cada valor de frecuencia.

Prolongándose la característica de G_2 hasta igualarse ambos estatismos, se obtiene un punto ficticio de

potencia máxima de G_2 en P'_{FL2} , donde

$$P_{FL2} = \frac{S_1}{S_2} P'_{FL2} \quad (2.6)$$

Donde:

S_1 = estatismo del generador 1

S_2 = estatismo del generador 2

Este artificio permite resolver el caso (b), aplicando las relaciones (2.4) y (2.5) del caso (a).

PROCEDIMIENTO:

Caso a)

I. Conéctese en paralelo dos generadores cuyas potencias máximas son 50 MW y 20 MW, ambas máquinas tienen un estatismo $S = 3\%$.

Considérese en un principio que ambos generadores están en vacío.

Calcúlese, gráfiquese y compruebe con el Simulador como se reparten automáticamente la carga - cuando esta tiene valores de 30, 40 y 50 MW.

II. Ajústese el generador de 50 MW en el 60% de su valor máximo y el de 20 MW en el 40%. Ambos alimentarán una carga de 38 MW a 60 Hz.

Calcúlese por medio de gráficos y compruebe en el Simulador como se reparten automáticamente - la carga al variar esta bruscamente en 10 MW.

RESULTADOS

I)	Teórico	Grafic.	Pract.	Carga MW
G ₁ (50 MW)	21.43	21.8	20.4	30
G ₂ (20 MW)	8.57	8.6	8.2	
G ₁	28.57	28.6	27.6	40
G ₂	11.43	11.5	11.2	
G ₁	35.71	35.8	34	50
G ₂	14.29	14.5	13.8	

TABLA 2.5

El cálculo teórico se lo realiza aplicando las relaciones (2.4) y (2.5) donde:

$$P_{FL1} = 50 \text{ MW} \quad P_{FL2} = 20 \text{ MW} \quad P_T = 30, 40 \text{ y } 50 \text{ MW}$$

El gráfico se encuentra en la figura 2.10.

II) En este caso ambos generadores están cargados y sus características se encuentran desplazadas con respecto a la posición que tenían en el paso I.



FIG. 2.10 Reparto de carga entre generadores de igual estatismo (gen. en vacio)

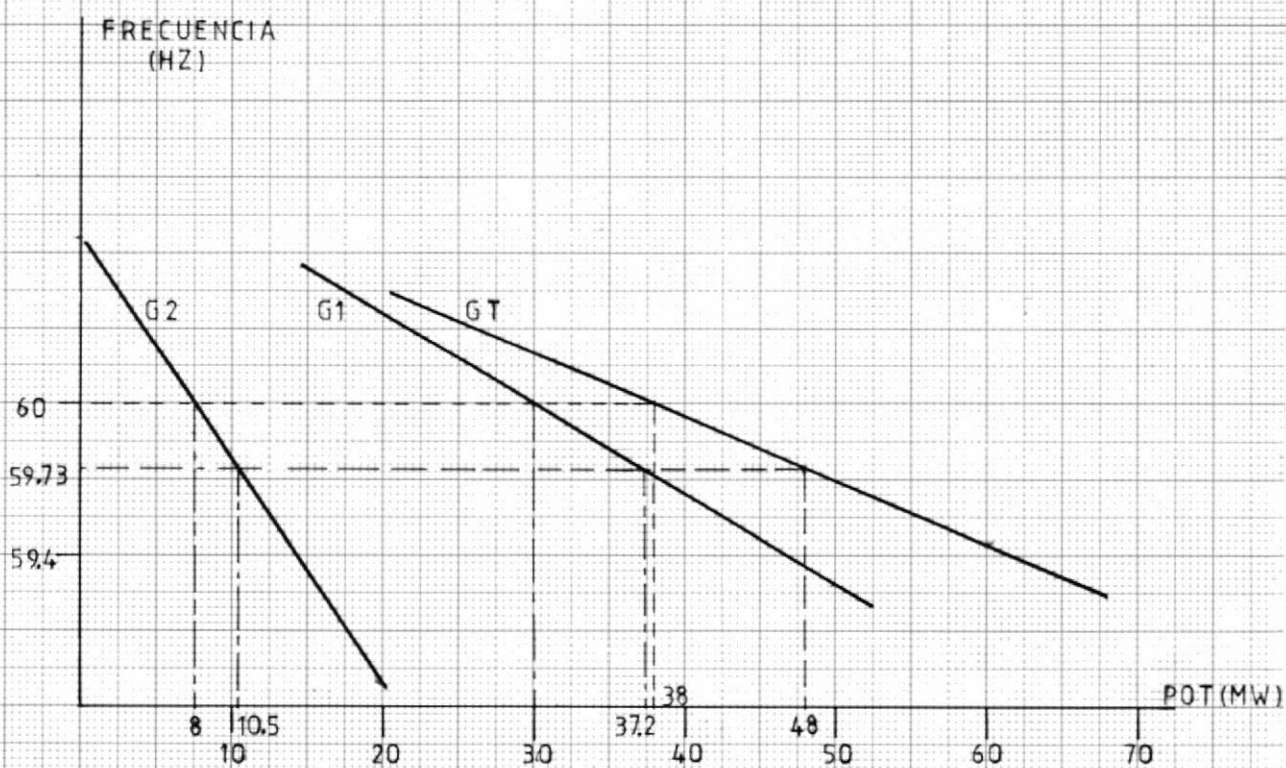


FIG. 2.11 Reparto de carga entre generadores de igual estatismo (gen. previamente cargados)

	G ₁ (MW)	G ₂ (MW)	Carg. (MW)	Frec. (Hz)
Punto oper. inicial	30	8	38	60

TABLA 2.6

Cuando se aplica carga súbita de 10 MW, se tienen los siguientes resultados

	Grafic.	Pract.	Carga MW	Frecuenc. Hz
G ₁ (MW)	37.2	36.9	48	59.75
G ₂ (MW)	10.5	10.8	48	59.75

TABLA 2.7

Los resultados gráficos se pueden observar en la figura N^o 2.11.

Caso b).

I. Considérese un generador cuya potencia máxima es 20 MW y su estatismo $S = 3\%$, y otro de 10 MW y estatismo $S = 4\%$. Asúmase que están en paralelo y en vacío.

Calcúlese, grafíquese y compruebe con el Simulador como se reparten la carga cuando esta -tiene valores de 15 MW y 27 MW.

II. Ajústese ambos generadores al 50% de su potencia máxima para alimentar una carga de 15 MW a 60 Hz.

Calcúlese por medio de gráficos y compruebe en el Simulador como se reparten automáticamente la carga al variar este en 10 MW.

RESULTADOS:

I)

	Teoric.	Graf.	Pract.	Carga MW
G ₁ (20 MW)	10,91	11	10,4	15
G ₂ (10 MW)	4.09	4.25	3.65	
G ₁	19.64	19.75	17.2	27
G ₂	7.36	7.5	6.2	

TABLA 2.8

Para el cálculo teórico se aplica primeramente la relación (2.6) haciendo las correcciones del caso.

$$P'_{FL1} = \frac{S_2}{S_1} P_{FL1}$$

$$P_{FL1} = 20 \text{ MW}$$

$$S_1 = 3\%$$

$$S_2 = 4\%$$

$$P_{FL2} = 10 \text{ MW}$$

$$P'_{FL1} = 26.67 \text{ MW}$$

Una vez encontrado P'_{FL1} se continúa el cálculo en forma semejante al caso (a). El gráfico se encuentra en la figura N^o 2.12.

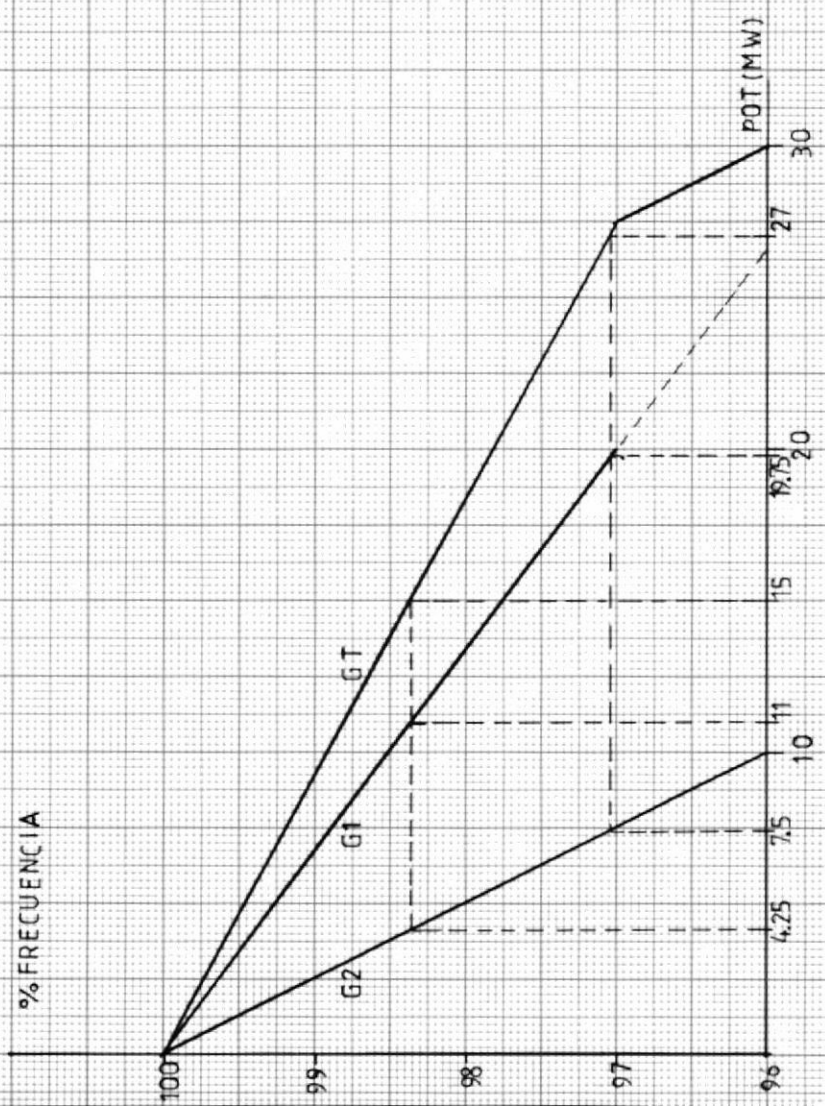


FIG. 2.12.- Reparto de carga entre generadores de diferente estatismo (generadores en vacio)

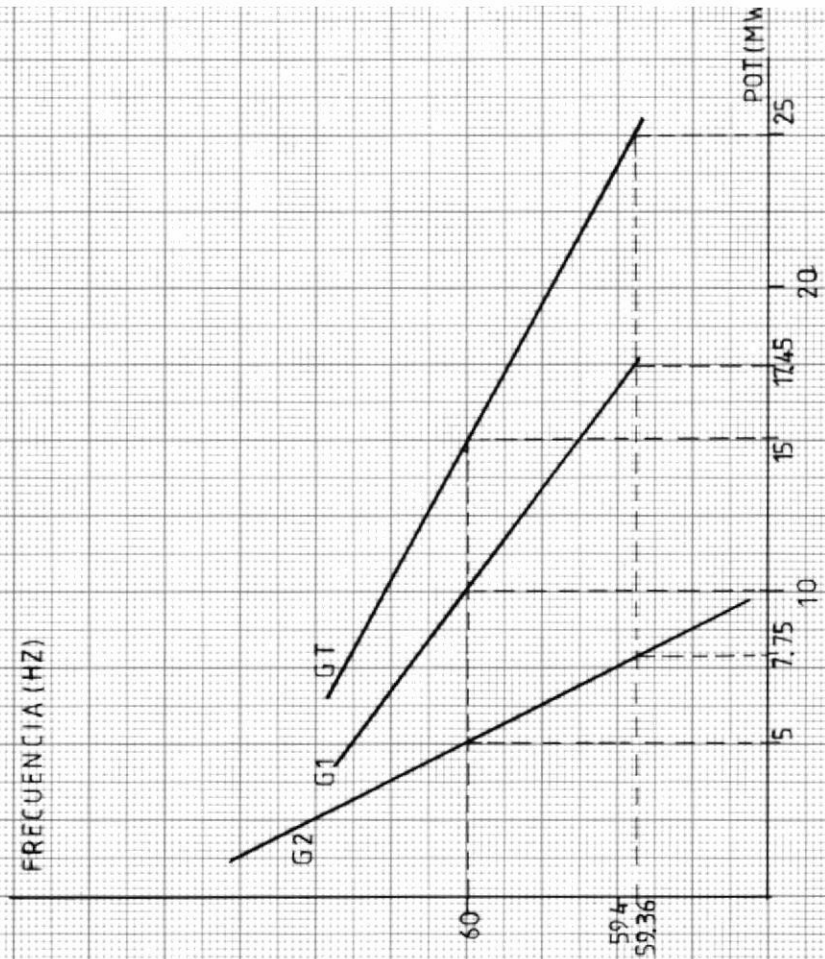


FIG. 2.13 Reparto de carga entre generadores de diferente estatismo (generadores previamente cargados)

II)

	G1 (MW)	G2 (MW)	Carga (MW)	Frec. (Hz)
Punto op. inicial	10	5	15	60

TABLA 2.9

Con carga súbita de 10 MW, se tiene:

	Gráfico	Práctico	Carga	Frecuenc.
G ₁	17.45	17	25	59.36
G ₂	7.75	7.5	25	59.36

TABLA 2.10

Los resultados gráficos se pueden observar en la figura N^o 2.13.

La diferencia que existe entre los resultados prácticos y teóricos se deben a que por ahora no se considera la variación de la carga con la frecuencia, por ese motivo los valores teóricos son siempre un poco mayores que los prácticos, ya que estamos considerando la carga con amortiguamiento igual a cero.

2.3. RELACION CARGA/DESCARGA DE LOS GENERADORES

OBJETO:

Obtener la característica carga/descarga de un generador.

TEORIA:

Cuando un operador de una central eléctrica tiene un programa de la entrada y salida de las unidades, de acuerdo como varía la carga en el sistema, este programa se lo ha realizado tomando en cuenta el tiempo que demora cada unidad en tomar y dejar carga, ya que esta acción no la puede hacer instantáneamente porque están involucrados muchos factores que producen retrasos en el mismo. Factores tales como las expansiones térmicas que se producen en la caldera para producir vapor a mayor o menor presión, las variaciones del gobernador durante el cambio, el tiempo que demora el fluido en pasar por la turbina y en alcanzar el nivel requerido, todas estas acciones producen retrasos en la respuesta de un generador.

Esto nos indica que los generadores hay que conectarlos al sistema un cierto tiempo antes que se haga presente la carga esperada, para que cuando esta carga - este presente, los generadores estén ajustados a un valor igual a la variación de la carga y de esta manera la frecuencia del sistema no varíe.

PROCEDIMIENTO:

A) Selecciónese generación base de 200 MW y carga base de 220 MW.

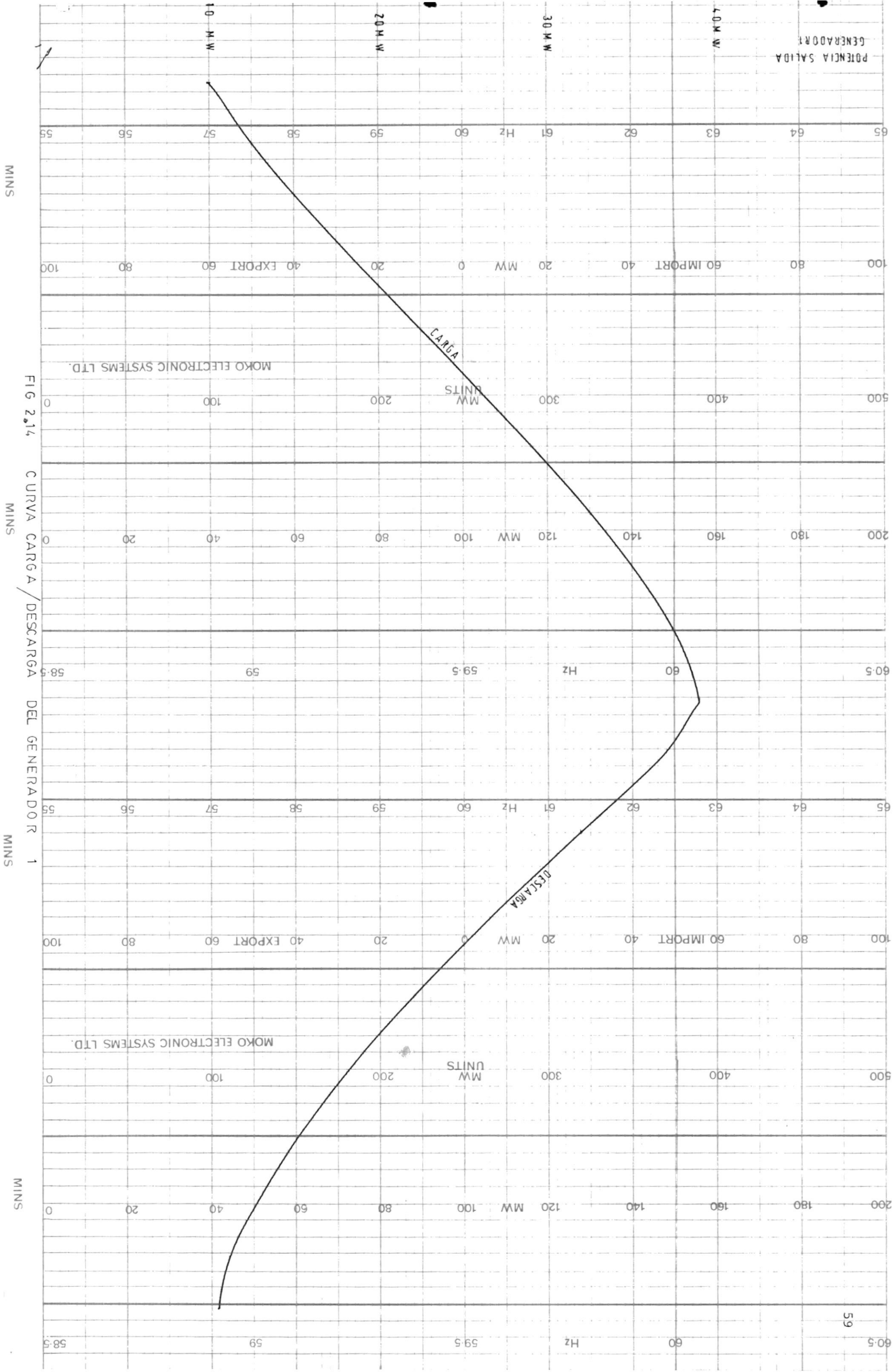
- B) Ajústese generador 2 en 20 MW y conéctese al sistema.
- C) Ajústese generador 1 en 10 MW, acci^onesse el "delay" y conéctese el sistema.
- D) Ajústese carga variable hasta obtener una frecuencia de 60 Hz (aprox. 10 MW).
- E) Selecci^onesse en el graficador "salida G1", acci^onesse el reloj e inmediatamente reajuste la salida del generador 1 en 40 MW.
- F) Grafíquese carga generador 1 versus tiempo.
- G) Reajústese generador 1 en 10 MW y grafíquese la desca carga del generador 1 versus tiempo.

RESULTADOS:

Según la figura N^o 2.14 se observa que la rata de carga y descarga es prácticamente lineal y calculando su valor del gráfico se tiene:

relación de carga 1 MW/min.

relación de descarga 1 MW/min.



CAPITULO 3

CARGA

3.1. EFECTO DE LA FRECUENCIA SOBRE LA MAGNITUD DE LA CARGA

OBJETO: Se persiguen dos objetivos:

- a) Observar la variación de la carga con la va
riación de la frecuencia; y,
- b) Obtener la relación carga/frecuencia.

TEORIA:

Cuando un sistema se encuentra en equilibrio, la potencia de generación es igual a la carga y la frecuencia se
rá la nominal del sistema (60 Hz). Considérese que la carga permanece constante y la generación comienza a dis
minuir, la frecuencia comenzará a bajar y como la carga
 $= R + j \left(2 \pi fL - \frac{1}{2 \pi fC} \right)$ = función de la frecuencia, ya
 que R, L y C son constantes, la carga comenzará a dis
minuir con una cierta característica. Esta característica
 es producida por la combinación de resistencias, inductanci
as y capacitancias en el sistema que son las luminarias,
 motores, industrias, etc.

Esta combinación de cargas, tiene una característica que es muy di
fícil determinar en un modelo matemático ya que está va
riando a cada instante.

Este efecto de la variación de la carga con la frecuencia se lo usa algunas veces para prevenir el aumento de carga de un cierto nivel, cuando no hay suficiente generación. Siempre y cuando teniendo las debidas precauciones de no salirse de los límites tolerados en variación de frecuencia.

La relación carga/frecuencia expresa como varía la carga en porcentaje de la carga total, cuando existe una variación de un ciclo por segundo en la frecuencia del sistema. Por ejemplo si en un sistema la carga es de 500 MW y la frecuencia de 60 Hz, al bajar la frecuencia a 59.5 Hz la carga baja a 492.5 MW. La razón carga/frecuencia es:

$$\frac{500 - 492.5}{500} \times 100 = 1.5\% \text{ en } \frac{1}{2} \text{ Hz}$$

ó 3%/Hz

En un sistema funcionando normalmente es más probable que la variación de frecuencia se produzca por el aumento de carga que por disminución en la salida del generador. De tal forma que si queremos determinar la relación carga/frecuencia en un sistema, se lo puede hacer aprovechando los momentos en que se conecta o desconecta cargas.

Un método gráfico para encontrar la relación carga/frecuencia se lo describe en función de la figura N° 3.1.

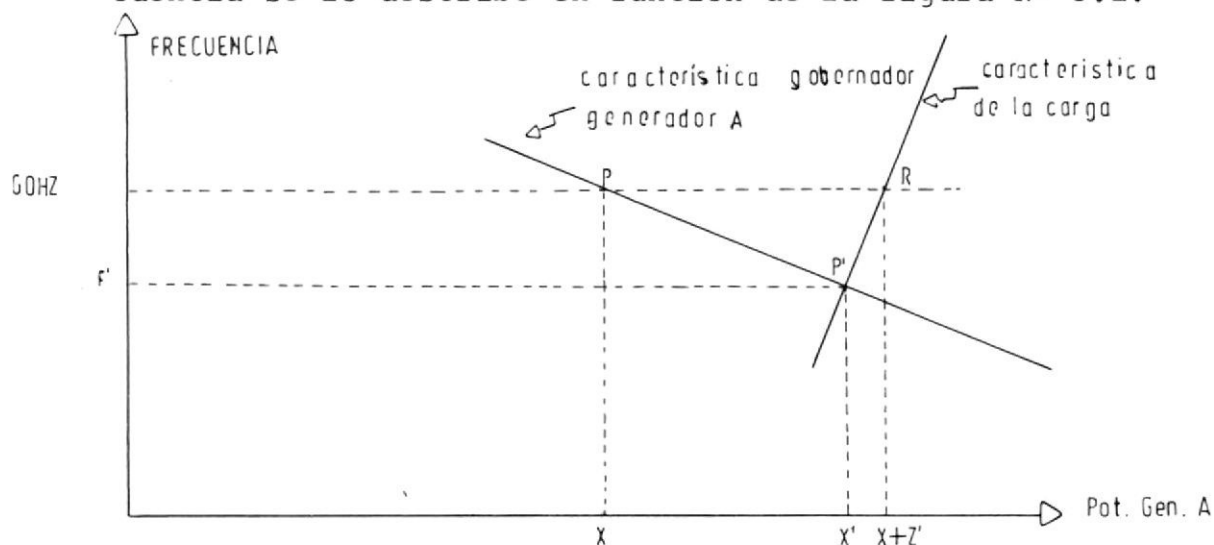


FIG. 3.1.- Metodo gráfico para encontrar la relación carga/frecuencia

Supóngase que la carga total del sistema es Z (MW) y la frecuencia es de 60 Hz. La carga Z es alimentada por una generación base de Y (MW) y por el generador A que está ajustado en X (MW), de donde $X + Y = Z$.

Al aumentar la carga en una cantidad Z' , el punto de operación P del generador A se desplaza por su característica del gobernador y se ubicará en el punto P' , donde el generador A estará entregando una potencia X' (MW) $< X + Z'$ a una frecuencia $F' < 60$ Hz.

Trazando una perpendicular por $X + Z'$ hasta cortar la línea de 60 Hz, se obtiene el punto R . Uniendo P' con R se obtiene la característica de la carga, la cual, igual

que la característica del gobernador se desplaza paralelamente. Como se nota, el punto de unión de las características del gobernador y de la carga es el que define la frecuencia del sistema.

PROCEDIMIENTO:

- A. Selecci6nense una generaci6n base de 80 MW y una carga base de 80 MW.
- B. Ajústese el generador 1 en 35 MW, conéctese el gobernador y póngase en sincronismo con el sistema.
- C. Ajústese la carga variable hasta obtener una frecuencia de 60 Hz. (Aprox. 35 MW).
- D. Auméntese la carga en 10 MW, t6mese lecturas de frecuencia y potencia del generador 1.

Con los datos anteriores gráfiquese curvas semejantes a la fig. N^o 3.1. y obtenga la razón carga/frecuencia.

- E. Ubíquese en el punto original de operaci6n (literal C) Manténgase la carga constante, varíese la potencia del generador 1 en pasos de 1 MW hasta 37 MW en un sentido y 33 MW en el otro. Para cada paso an6tense la frecuencia.

Con estos datos gráfiquese la característica de la carga que será paralela a la anterior.

RESULTADOS:

Literal D)

Carga total MW	Gener. Base MW	Gen. 1 MW	Generación total MW	Frecuencia Hz
115	80	35	115	60
125	80	44	124	59.66

TABLA 3.1

Razón carga/frecuencia: $\frac{125-124}{125} \times 100 = 0,80\%$ en 0,34 Hz

donde: 2.35%/Hz

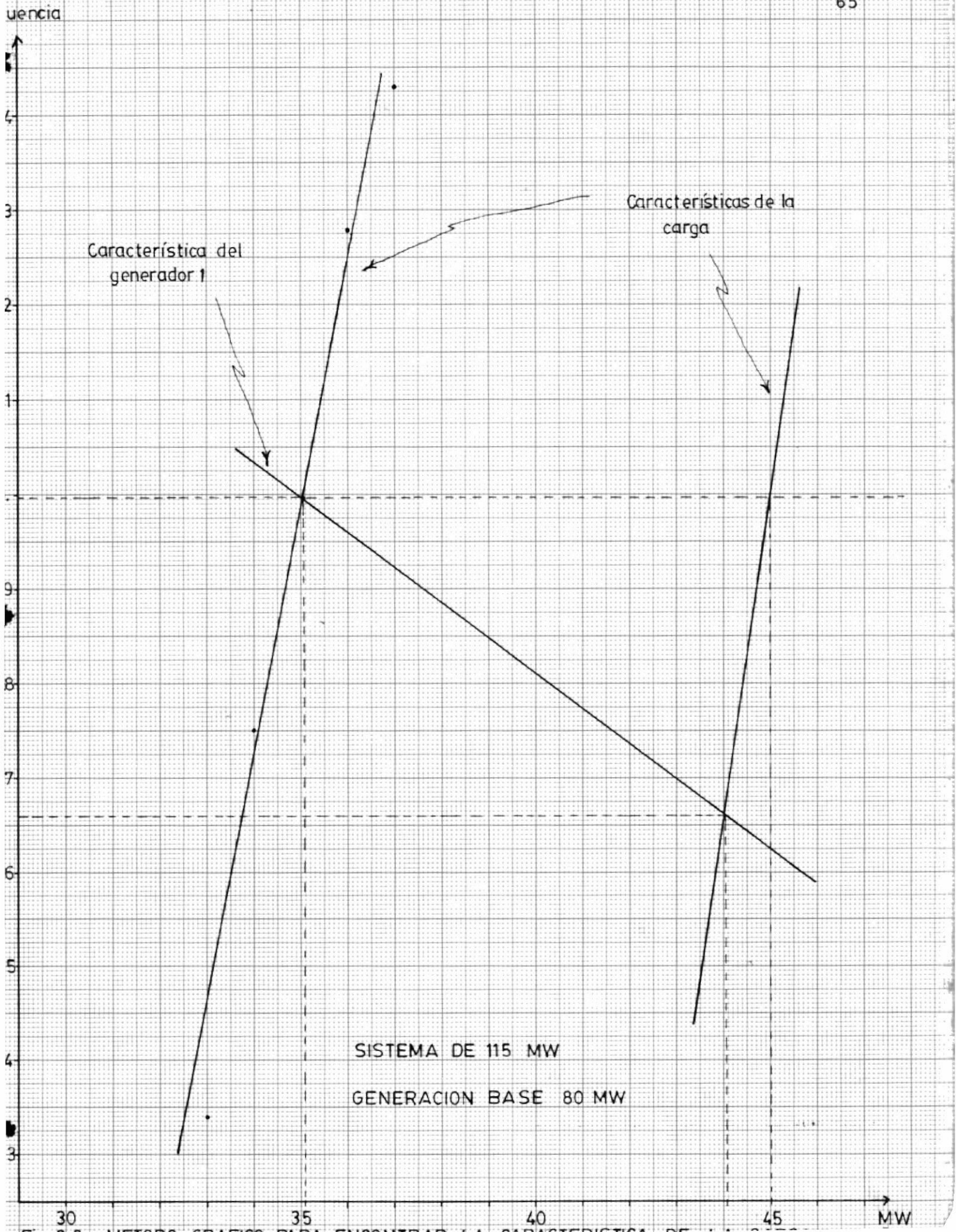
Literal E)

Gener. 1 MW	Frec. Hz
33	59.34
34	59.75
35	60
36	60.28
37	60.43

TABLA 3.2

Graficando la tabla anterior se obtiene la característica de la carga que se ha desplazado paralelamente de la posición que tenía en el literal D.

Estas curvas se encuentran en la figura N° 3.2.



CAPITULO 4

COSTOS

4.1. CLASES DE COSTOS

En un sistema eléctrico, el principal criterio que predomina, aparte del estudio de potencia en sí, es principalmente el de orden económico.

En el diseño de la central hay que considerar que tipos - resultarían más beneficiosos y económicos, si instalamos una central térmica o una hidráulica. Luego de instalada, se necesita operar la central con un criterio económico, para que así la energía obtenida sea lo más barata posible.

Una curva de carga diaria puede presentar grandes diferencias entre máxima y mínima demanda. Suficiente capacidad para abastecer el pico de demanda debe ser generada con anterioridad a la ocurrencia de la carga. Ya que la demanda presentará valores pico únicamente por varias horas cada día, es probable que algunas unidades estén operando cerca de sus límites mínimos de generación durante los períodos de mínima carga. El problema es, por lo tanto, determinar cual o cuales de las unidades generadoras deberían ser removidas de servicio para conseguir máxima economía.

Una manera rápida para determinar una operación económica basado en los costos de operación sería:

Usar las centrales con regulación de reservorio, como hidráulicas, todo el tiempo con la máxima potencia que el caudal les permita, ya que las centrales hidráulicas son las más eficientes y económicas, tienen una repuesta rápida para las variaciones de carga. El punto en contra que tienen es que su inversión inicial es bastante fuerte y se necesitan zonas geográficas que dispongan de los recursos hidráulicos suficientes.

En las máquinas térmicas, las unidades de alta presión y alta temperatura requieren menos combustible por KWH que otras unidades de mas baja presión y temperatura. Por lo tanto debe usarse lo máximo que se pueda a las máquinas térmicas mas eficientes, limitando el uso de las menos eficientes para su operación en el pico, cuando la capacidad de las otras unidades no sea suficiente.

Normalmente las turbinas de gas tienen menor eficiencia térmica que las de vapor y deben usarse unicamente cuando por razones mayores no puedan utilizarse las otras unidades.

Este método es el que se conoce por "orden de méritos", ya que las unidades son llevadas a servicio de acuerdo

con sus costos por unidad de potencia generada, las unidades más baratas son puestas en servicio antes que las unidades menos eficientes.

En un principio parecería que una aproximación por orden de méritos sería suficiente, sin embargo, si una unidad ineficiente es puesta fuera de servicio cuando no se la requiere porque hay una disminución en la carga, pero luego hay que ponerla nuevamente en servicio porque la carga aumenta nuevamente, es necesario analizar que resulta más económico, si dejan que la caldera se enfríe o permitir que se mantenga caliente, esto es, mantener la presión y temperatura en la caldera. La última alternativa únicamente será más económica si la unidad es requerida en servicio nuevamente después de corto tiempo.

Si se permite que una caldera se enfríe, su temperatura puede ser aproximada a una caída exponencial con el tiempo. Una representación del costo de arrancar una unidad C_A es dada por la relación

$$C_A = C_{AF} (1 - e^{-\alpha (h-1)}) + C_{AT} \quad (4.1)$$

Donde:

C_{AF} = costo de arranque frío

α = constante de tiempo de enfriamiento de la caldera.

h = número de horas que la unidad ha estado fuera

de servicio.

C_{AT} = costo de arranque solo de la turbina.

Cuando la caldera está caliente, los costos de combustible C_C son constantes y el costo para poner en servicio la unidad viene dado por la relación:

$$C_A = C_C (h - 1) + C_{AT} \quad (4.2)$$

La decisión de si enfriar o mantener caliente una caldera es determinada por el tiempo que la unidad estará fuera de servicio.

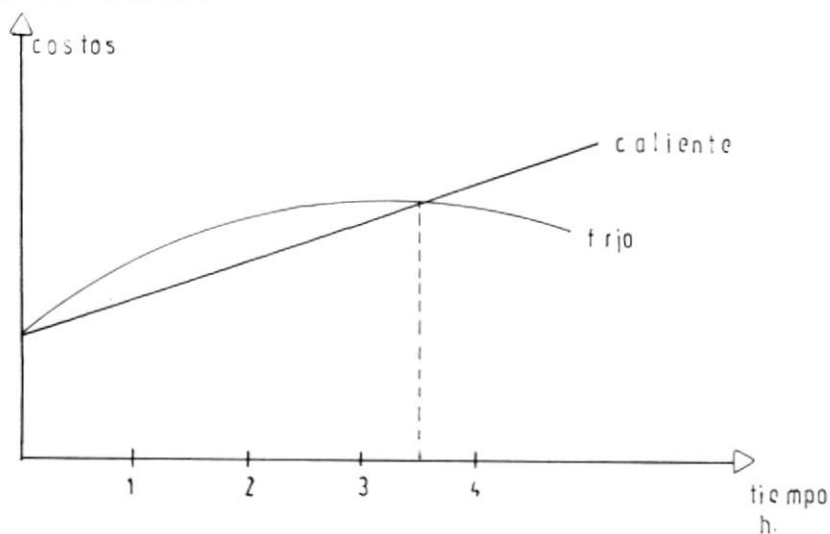


FIG. 4.1.- Curvas de costos de puesta en servicio de un generador

Según la figura N^o 4.1, es antieconómico mantener en caliente la caldera por un período de 4 horas fuera de servicio, pero es económico por un período de 3 horas.

Los costos del funcionamiento de una planta generadora - son calculados en función de la entrada del combustible

que la caldera necesita para producir una cierta cantidad de potencia en la salida, además de un costo fijo que existe aún con la máquina en vacío, cuando está todavía la turbina funcionando.

Para valores dados de entrada de combustible, la correspondiente potencia de salida en MW puede ser dibujada en el rango de operación de la máquina.

Usando el valor calorífico del combustible y su costo, un gráfico del costo/h. de combustible en la entrada versus la potencia de salida en MW puede ser construido para cada grupo generador.

Una curva típica de costo se muestra en la figura N^o 4.2. Esta curva se la conoce con el nombre de característica entrada/salida del generador.

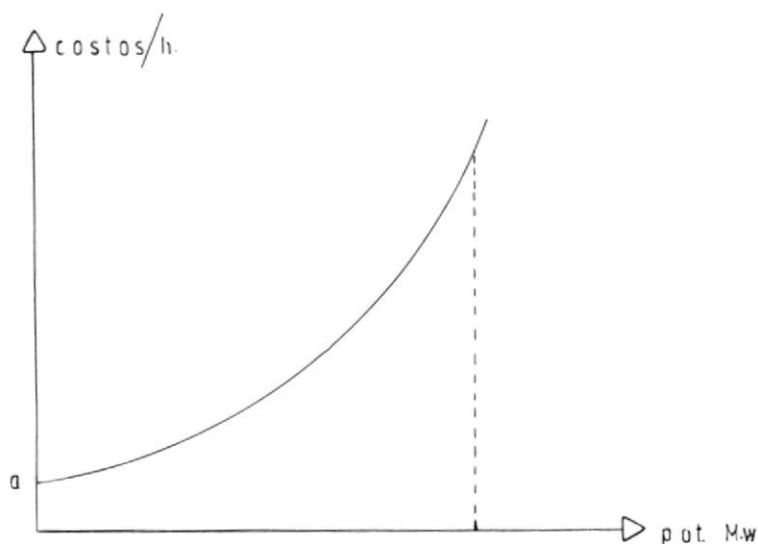


FIG. 4.2.- Característica entrada/salida de un generador

El problema de proporcionar energía eléctrica a bajo costo es considerado un compromiso entre aspectos tales como eficiencia del equipo generador, costo de instalación y costo de combustible para plantas térmicas. Los factores que se incluyen en el costo de producir energía pueden ser divididos en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos incluyen el capital de inversión, intereses sobre préstamos de dinero para financiar el proyecto, impuestos y otros gastos que son independientes de la carga en el sistema de potencia. Las personas responsables por la operación de un sistema de potencia tienen poco control sobre estos costos.

Los costos variables son aquellos que son afectados por la carga de las unidades generadoras, por el control de pérdidas producido por el flujo de potencia reactivo, por la combinación de generación hidráulica y térmica para cumplir con la carga diaria y la venta o compra de energía. Estos costos son materialmente controlados por los operadores de sistemas.

Los costos de arranque y los de la curva entrada/salida de los generadores están dentro de los costos variables, ya que son controlados por el operador del sistema.

4.2. CARACTERISTICA ENTRADA/SALIDA DE LOS GENERADORES

OBJETO: Obtener la característica entrada/salida de un generador.

TEORIA:

La eficiencia, desde el punto de vista económico, de un grupo turbo-generador puede ser dada como un gráfico que relacione el costo de la energía de entrada en la forma de combustible (C), a la potencia de salida (P), o sea es una relación entrada/salida.

En la práctica, esta característica no es lineal, sino que sigue una relación cuadrática de la forma

$$C = a + bP + cP^2 \quad (4.3)$$

Donde el parámetro (a) es el costo de entrada cuando la máquina está en vacío.

Dependiendo del diseño de la turbina, del arreglo de sus toberas, la característica de costos variará, pudiendo ser aproximadamente lineal, hasta las turbinas que tienen múltiples toberas que presentan una gran variación en el costo entre máxima y mínima salida.

Para el análisis de costos en las unidades generadoras, estos se los realiza en por unidad, no interesando en un

principio el valor real del combustible, sino simplemente un nivel de referencia entre las distintas máquinas

Para obtener la curva de costos en una planta generadora, se dispone de los medidores de potencia y de la cantidad de combustible que está entrando en la caldera.

En el simulador de despacho de carga, se dispone de un medidor de costos totales en por unidad, de tal forma que se obtienen directamente los valores de costos y potencia de salida.

PROCEDIMIENTO:

- A. Selecciónese una generación base de 80 MW y una carga base de 80 MW.
- B. Ajústese la salida del generador en su máxima potencia, conéctese el gobernador y sincrónicese, con el sistema.
- C. Aplíquese una carga variable hasta obtener una frecuencia de 60 Hz, anótese el valor de costo p.u. total.
- D. Varíese la carga lentamente y reajústese el generador para mantener la frecuencia constante. Para cada paso de carga, anótese el valor del costo.
- E. Repítase el procedimiento con todas las plantas gene-

radoras y con los valores anotados grafíquese la curva entrada/salida de cada generador y determínese su ecuación a aplicando la relación (4.3).

RESULTADOS:

GEN. 1 MW	COST. p.u.	GEN 2 MW	COST p.u.	GEN 3 MW	COST p.u.
50	50	20	29	10	20
45	44.5	17.5	25	9	18.5
40	40	15	22	8	16
35	35	12.5	20	7	14.5
30	30	10	16	6	13
25	26	7.5	12	5	10.5
20	21	5	10	4	9
15	18	2.5	6	3	7.5
10	11.5	0	4	2	5.5
5	9.5			1	4.5
0	5			0	2.5

GEN 4 MW	COST p.u.	GEN 5 MW	COST p.u.	GEN 6 MW	COST p.u.
10	21	5	14	5	15
9	20	4.5	12	4.5	12.5
8	18	4.0	10.5	4	11
7	15,5	3.5	10	3.5	10.5
6	14	3	9	3	10
5	12	2.5	8	2.5	9
4	10	2	6	2	7
3	9	1.5	5	1.5	5.5
2	6.5	1.0	4.5	1	4.5
1	5	0.5	3	0.5	3
0	2.5	0	2	0	2

TABLA 4.1

Con los datos de cada generador y, por el método de los mínimos cuadrados, se puede calcular los parámetros a, b y c. de la ecuación de cada generador

$$\begin{aligned} aN + b \sum P_i + c \sum P_i^2 &= \sum C_i \\ a \sum P_i + b \sum P_i^2 + c \sum P_i^3 &= \sum P_i C_i \\ a \sum P_i^2 + b \sum P_i^3 + c \sum P_i^4 &= \sum P_i^2 C_i \end{aligned}$$

Donde:

N = número de puntos experimentales anotados

$\sum P_i$ = sumatorio de todos los valores de P.

$\sum C_i$ = sumatorio de todos los valores de costos.

Para generador N° 1 quedaría

$$\begin{array}{lll} N = 11 & \sum C_i = 290.50 & \sum P_i C_i = 9730 \\ \sum P_i = 275 & \sum P_i^3 = 378125 & \sum P_i^2 C_i = 379075 \\ \sum P_i^2 = 9625 & \sum P_i^4 = 15833125 & \end{array}$$

$$11a + 275b + 9625c = 290.5$$

$$275a + 9625b + 378125c = 9730$$

$$9625a + 378125b + 15833125c = 379075$$

Donde:

$$a + 25b + 875c = 26.41$$

$$b + 35b + 1375c = 35.38$$

$$a + 39.29b + 1645c = 39.38$$

26.41		1	25	875	a	a = 5.011
35.38	=	1	35	1375	b	b = 0,76
39.38		1	39.29	1645	c	c = 2.74 x 10 ⁻³

$$\text{Costos } G_1 = 5.011 + 0,76 P + 2.74 \times 10^{-3} P^2$$

Generador N° 2:

$$\begin{array}{lll} N = 9 & \Sigma P^3_i = 20250 & \Sigma P_i C_i = 1912.50 \\ \Sigma P_i = 30 & \Sigma P^4_i = 392656.25 & \Sigma P^2_i C_i = 29893.75 \\ \Sigma P^2_i = 1275 & \Sigma C_i = 144 & \end{array}$$

$$\text{Costos } G_2 = 3.47 + 1,24 P + 9.176 \times 10^{-4} P^2$$

Generador N° 3:

$$\begin{array}{lll} N = 11 & \Sigma P^3_i = 3025 & \Sigma P_i C_i = 800,50 \\ \Sigma P_i = 61 & \Sigma P^4_i = 25333 & \Sigma P^2_i C_i = 6201.50 \\ \Sigma P^2_i = 385 & \Sigma C_i = 121.50 & \end{array}$$

$$\text{Costos } G_3 = 2.44 + 0,979 P + 9,08 \times 10^{-2} P^2$$

Generador N° 4:

$$N = 11 \quad \Sigma P^3_i = 3025 \quad \Sigma P_i C_i = 871.50$$

$$\begin{aligned} \Sigma P_i &= 61 & \Sigma P_i^4 &= 25333 & \Sigma P_i^2 C_i &= 6707.50 \\ \Sigma P_i^2 &= 385 & \Sigma C_i &= 133.50 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costos} \\ G_4 &= 3.069 + 1,051 P + 9,25 \times 10^{-2} P^2 \end{aligned}$$

Generador 5:

$$\begin{aligned} N &= 11 & \Sigma P_i^3 &= 378.13 & \Sigma P_i C_i &= 273.50 \\ \Sigma P_i &= 27.50 & \Sigma P_i^4 &= 1583,31 & \Sigma P_i^2 C_i &= 1055 \\ \Sigma P_i^2 &= 96.25 & \Sigma C_i &= 84 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costos} \\ G_5 &= 1,98 + 2.16P + 2.97 \times 10^{-2} P^2 \end{aligned}$$

Generador 6:

$$\begin{aligned} N &= 11 & \Sigma P_i^3 &= 378,13 & \Sigma P_i C_i &= 292,75 \\ \Sigma P_i &= 27.50 & \Sigma P_i^4 &= 1583,31 & \Sigma P_i^2 C_i &= 1124,63 \\ \Sigma P_i^2 &= 96.25 & \Sigma C_i &= 90.00 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costos} \\ G_6 &= 2.03 + 2.38P + 2.38 \times 10^{-2} P^2 \end{aligned}$$

Con las ecuaciones para cada generador se obtienen puntos para trazar la curva más fiel según los datos experimentales. Estas curvas se encuentran en las figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.

Como se observa en las figuras, la característica entrada/salida de cada generador sigue una relación casi lineal, tenien

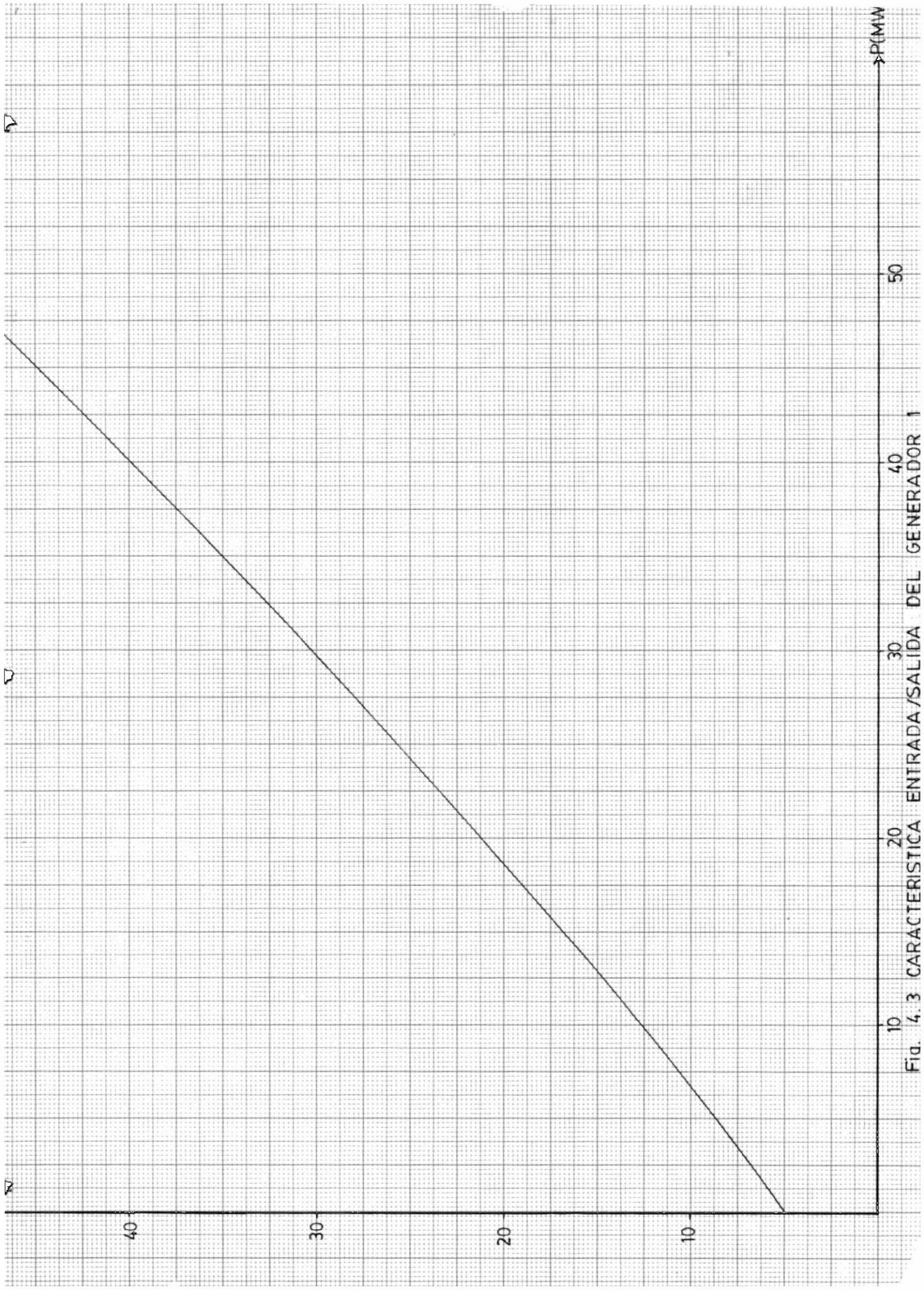


Fig. 4.3 CARACTERÍSTICA ENTRADA/SALIDA DEL GENERADOR 1

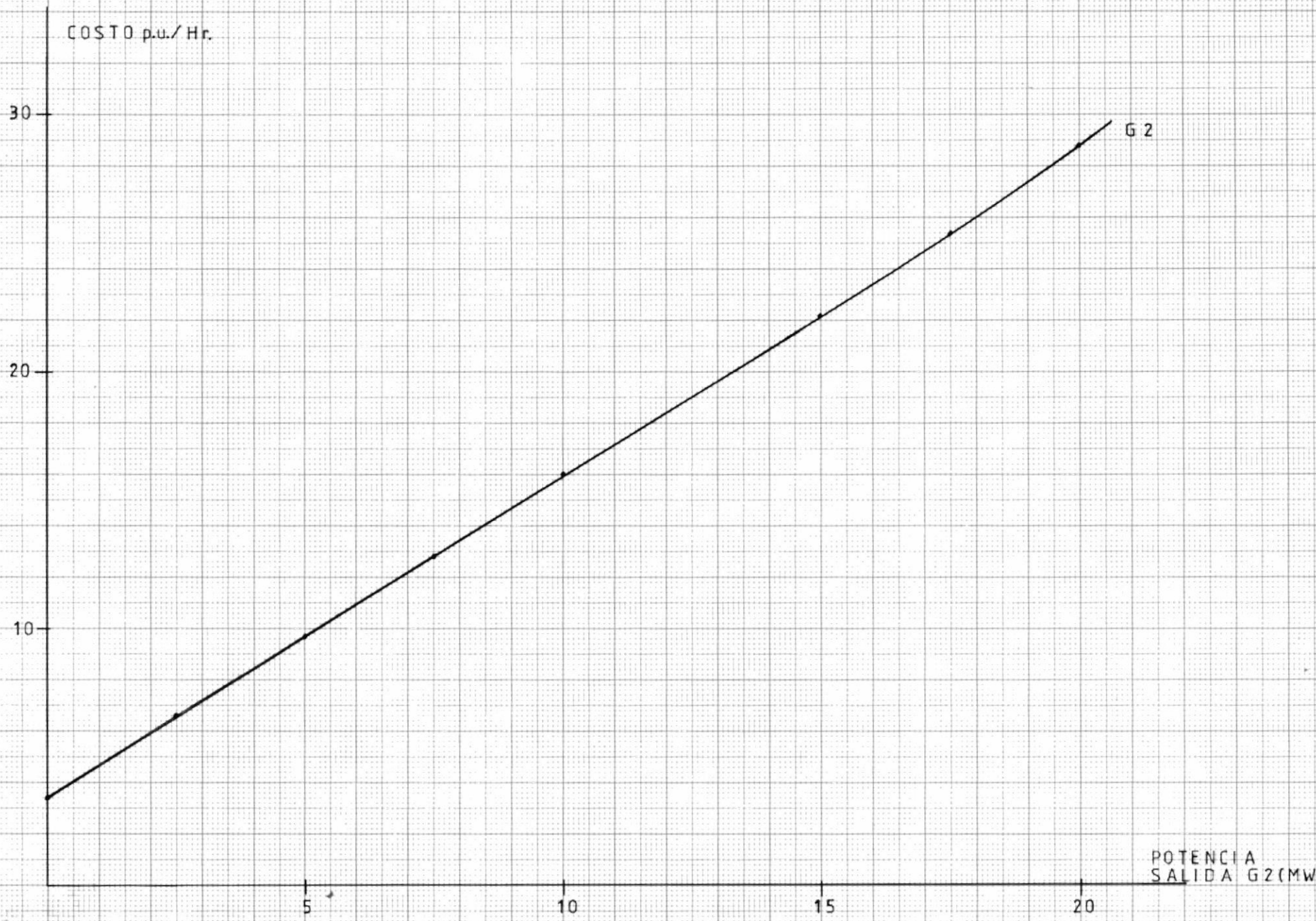


FIG. 4.4 Característica entrada/salida del generador 2

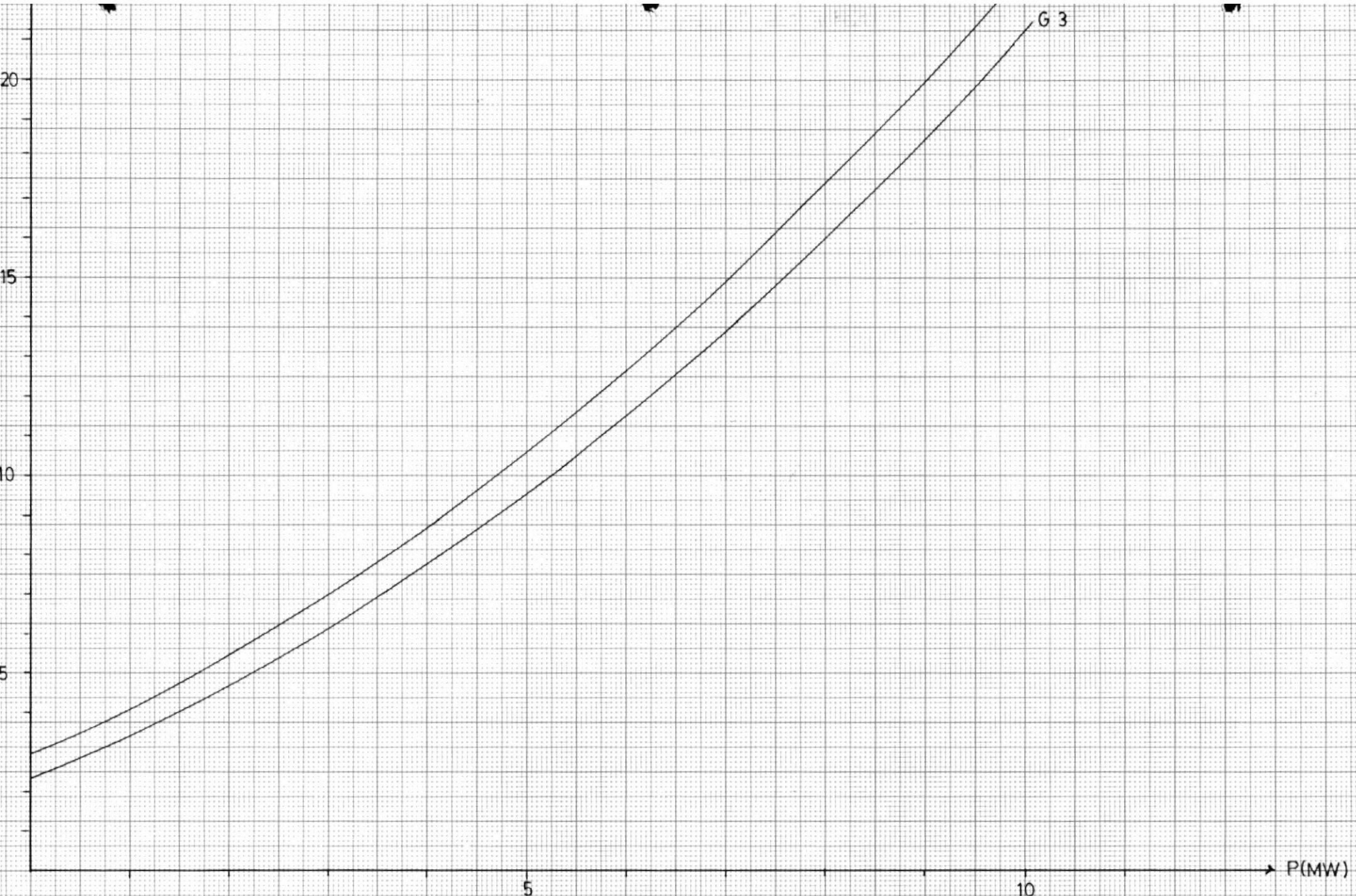


Fig. 4.5 CARACTERISTICAS ENTRADA/SALIDA DE LOS GENERADORES 3y4

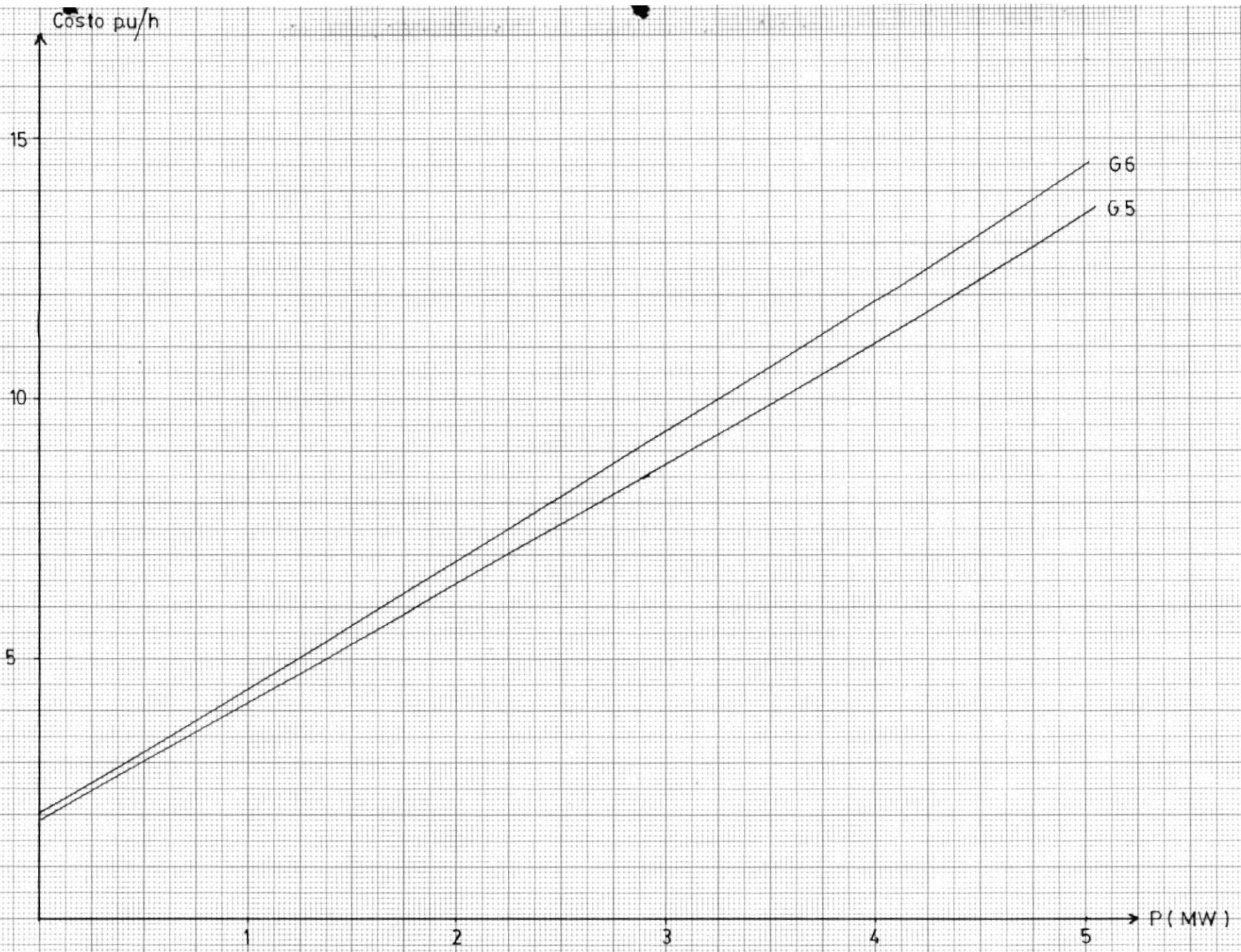


Fig. 4.6 CARACTERISTICAS ENTRADA/SALIDA DE LOS GENERADORES 5y 6

do un valor de costo fijo cuando está en vacío, costo producido por mantener la máquina en funcionamiento pero sin carga.

4.2.1. Costos incrementales. Su aplicación en el reparto de carga entre generadores

OBJETO: Demostrar que cuando los generadores están trabajando al mismo costo incremental, se reparten la carga en la forma más óptima.

TEORIA:

Asumiendo que la característica entrada/salida de un generador sigue la forma cuadrática $a + bP + cP^2$ como se muestra en la figura 4.7, cuando existe un aumento en la potencia de salida, el costo por el combustible adicional viene dado por la pendiente de la característica entrada/salida y tiene una forma lineal $b + 2cP$, es llamada curva de costo incremental y su gráfico es semejante al de la figura 4.8.

De tal forma que si la salida de un generador es incrementada en una pequeña cantidad de P a $P + \Delta P$, el costo de combustible adicional viene dado por el promedio de los costos incrementales en P y $P + \Delta P$ multiplicado por

el ΔP adicional de potencia.

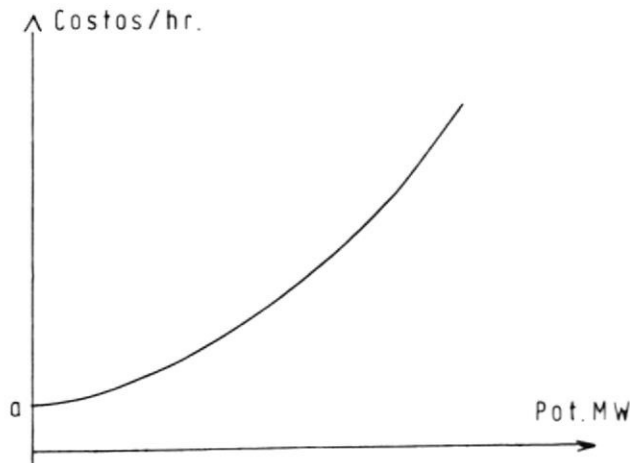


FIG. 4.7.- Característica entrada/salida de un generador

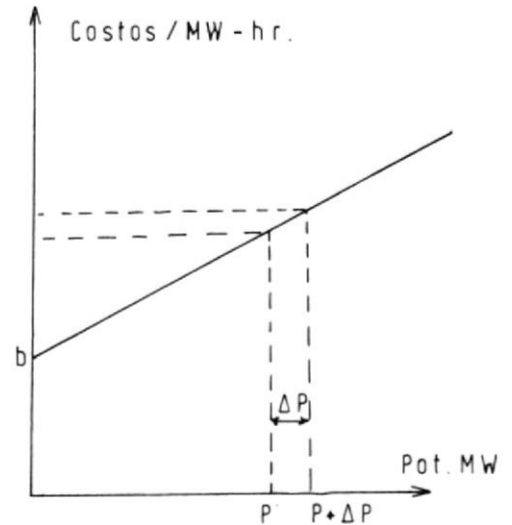


FIG. 4.8.- Curva del costo incremental

Si dos generadores están compartiendo una carga y están trabajando a diferentes costos incrementales, el costo total de operación puede ser reducido transfiriendo carga del generador que está en el mayor costo incremental al que está en el menor costo incremental.

Esto disminuye el costo incremental del primero y aumenta el costo incremental del segundo. El límite es alcanzado cuando los costos incrementales en ambos generadores son iguales y el costo total de operación es un mínimo.

Si, F_1, F_2 : costo del combustible de entrada en los generadores 1,2.

- F_T : costo total del combustible que entra al sistema.
- P_1, P_2 : potencia de salida de los generadores 1,2.
- P_R : carga del sistema.

$$F_T = F_1 + F_2 \quad (4.4)$$

$$P_1 + P_2 = P_R \quad (4.5)$$

Se desea obtener los valores de P_1 y P_2 que resultarán en un mínimo valor de F_T para una carga dada P_R .

El valor de F_T será un mínimo cuando la primer derivada de F_T con respecto a P_1 sea cero.

$$\frac{dF_T}{dP_1} = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{dF_T}{dP_1} = \frac{d(F_1 + F_2)}{dP_1} = \frac{dF_1}{dP_1} + \frac{dF_2}{dP_1} \quad (4.7)$$

De la ecuación (4.5) $dP_1 = -dP_2$

$$\frac{dP_1}{dP_2} = -1 \quad (4.8)$$

Combinando ecuaciones (4.7) y (4.8)

$$\begin{aligned} \frac{dF_T}{dP_1} &= \frac{dF_1}{dP_1} - \frac{dF_2}{dP_1} (-1) = \frac{dF_1}{dP_1} - \frac{dF_2}{dP_1} \frac{dP_1}{dP_2} \\ &= \frac{dF_1}{dP_1} - \frac{dF_2}{dP_2} \end{aligned}$$

De la ecuación (4.6)

$$\frac{dF_T}{dP_1} = \frac{dF_1}{dP_1} - \frac{dF_2}{dP_2} = 0$$

Donde:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2}$$

Para obtener el mínimo valor de F_T , los costos incrementales de ambos generadores deben ser iguales.

Si la característica entrada/salida de un generador se asume lineal, entonces la característica de costo incremental es una constante b , independiente de la carga P . En este caso una operación económica se obtiene cuando la carga es primero tomada por los generadores de un costo bajo y conforme la carga aumenta, se van metiendo los otros generadores en orden ascendente de costos, esto es llamado como "orden de méritos".

Un problema que no es contestado por la inspección de los costos incrementales, es la selección de cuales - generadores deben ser operados para una carga dada.

La elección de estos generadores está basada en consideraciones tales:

- a. Evaluación económica
- b. Requerimientos de reserva
- c. Límites de estabilidad
- d. Límites de voltaje
- e. Habilidad para tomar carga rápidamente.

Frecuentemente, las condiciones (b) a (e) predominan sobre la condición (a).

La determinación del más económico grupo de generadores para operar en un tiempo dado es conseguida por la inspección de la cantidad total de combustible que entra al sistema para cada grupo asumido de generadores.

Por supuesto, en cada grupo de generadores, se tiene que cada generador estará funcionando en la condición mas óptima cuando se reparten la carga de acuerdo al

criterio de iguales costos incrementales.

PROCEDIMIENTO:

- A. Dedúzcase la ecuación de la curva de costo incremental, a partir de la ecuación de la característica entrada/salida de cada generador.
- B. Grafíquese en la misma hoja todas las curvas de costo incremental de los generadores.
- C. Indíquese de acuerdo al criterio de orden de méritos, cual es el orden en que deben entrar los generadores para que la cantidad de combustible que entra al sistema sea un mínimo.
- D. Aplíquese el criterio del costo incremental en los generadores en que sus valores del costo incremental están en un rango semejante.
- E. Compruébese gráfica y experimentalmente que el criterio del costo incremental proporciona el reparto óptimo de carga.

RESULTADOS:

Del t3pico anterior se tiene:

Generador 1

$$\text{Costos } G_1 = 5.011 + 0,76P + 2.74 \times 10^{-3}P^2$$

$$\frac{dC_{G1}}{dP} = 0,76 + 5.48 \times 10^{-3}P$$

Generador 2

$$\text{Costo } G_2 = 3.47 + 1.24P + 9.176 \times 10^{-4}P^2$$

$$\frac{dC_{G2}}{dP} = 1.24 + 1,835 \times 10^{-3} P$$

Generador 3

$$\text{Costo } G_3 = 2.44 + 0,979P + 9,08 \times 10^{-2}P^2$$

$$\frac{dC_{G3}}{dP} = 0,979 P + 1,816 \times 10^{-1} P$$

Generador 4

$$\text{Costo } G_4 = 3.069 + 1.051P + 9.25 \times 10^{-2}P^2$$

$$\frac{dC_{G4}}{dP} = 1.051 + 1.85 \times 10^{-1} P$$

Generador 5

$$\text{Costo } G_5 = 1.98 + 2.16 P + 2.97 \times 10^{-2}P^2$$

$$\frac{dC_{G5}}{dP} = 2.16 + 5.94 \times 10^{-2} P$$

Generador 6

$$\text{Costos } G_6 = 2.03 + 2.38P + 2.38 \times 10^{-2} P^2$$

$$\frac{dC_{G6}}{dP} = 2.38 + 4.76 \times 10^{-2} P$$

Las curvas del costo incremental de cada generador se encuentran en la figura N^o (4.9).

Realizando un análisis de las curvas de costo incremental de cada generador se nota que la máquina más eficiente es el generador N^o 1, ya que tiene las siguientes cualidades:

- a. Costos por unidad bajos
- b. Costos incrementales bajos y casi constante
- c. Toma carga con gran rapidez
- d. Tiene buena estabilidad, la respuesta de su gobernador es de 3%.

Inmediatamente le sigue el generador N^o 2 que tiene cualidades parecidas al generador 1 pero no tan buenas como la de este.

El rango de los costos incrementales de los generados

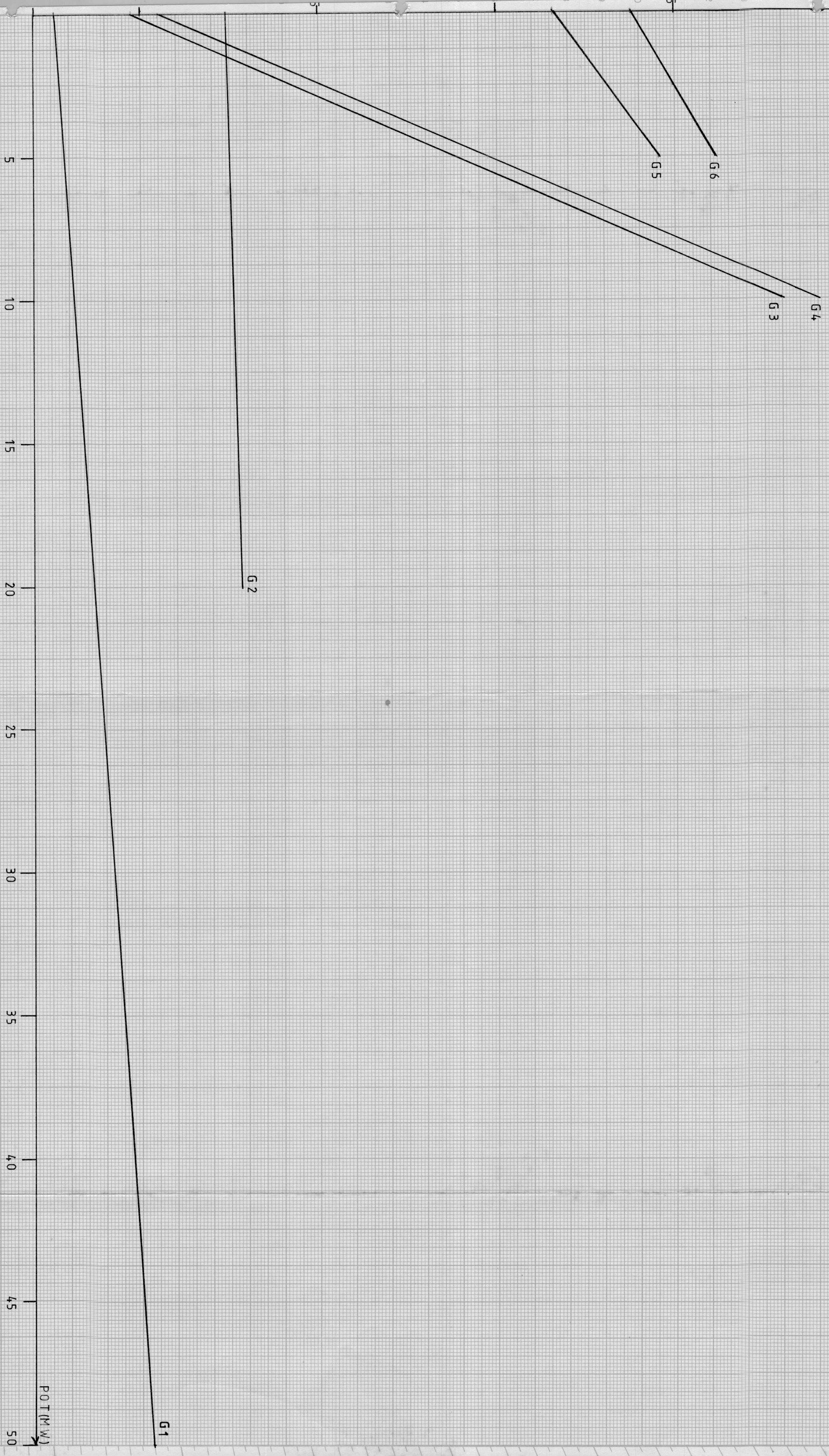


FIG. 4.9 Curvas de costo incremental de los generadores 1-2-3-4-5 y 6

res 1 y 2 no coincide, por lo cual no es posible un análisis de optimización por criterio de costos incrementales, siendo suficiente el criterio de orden de méritos, esto es, hay que usar siempre el generador 1 primero, hasta su máxima potencia, luego usar el generador N° 2 igualmente hasta máxima potencia.

Si la carga sigue aumentando, hay que suplir esta carga por medio del generador N° 3 primero, y luego con el 4. Pero en el momento que entra el generador 4 - hay que reajustar el generador 3 para que ambos trabajen al mismo costo incremental, y así poco a poco hasta que ambos estén cargados a su máxima potencia.

En la figura N° 4.10 se tiene la manera óptima del reparto de carga entre los generadores 3 y 4.

Una vez que los generadores 3 y 4 se han cargado a su máxima potencia, entra el generador 5, cargándose lo inmediatamente a su máxima potencia previo el reajuste de los generadores 3 y 4, para luego variar poco a poco la generación en estos dos últimos generadores.

La última unidad en entrar sería el generador N° 6.

Lo anteriormente explicado se lo puede resumir en el siguiente cuadro:

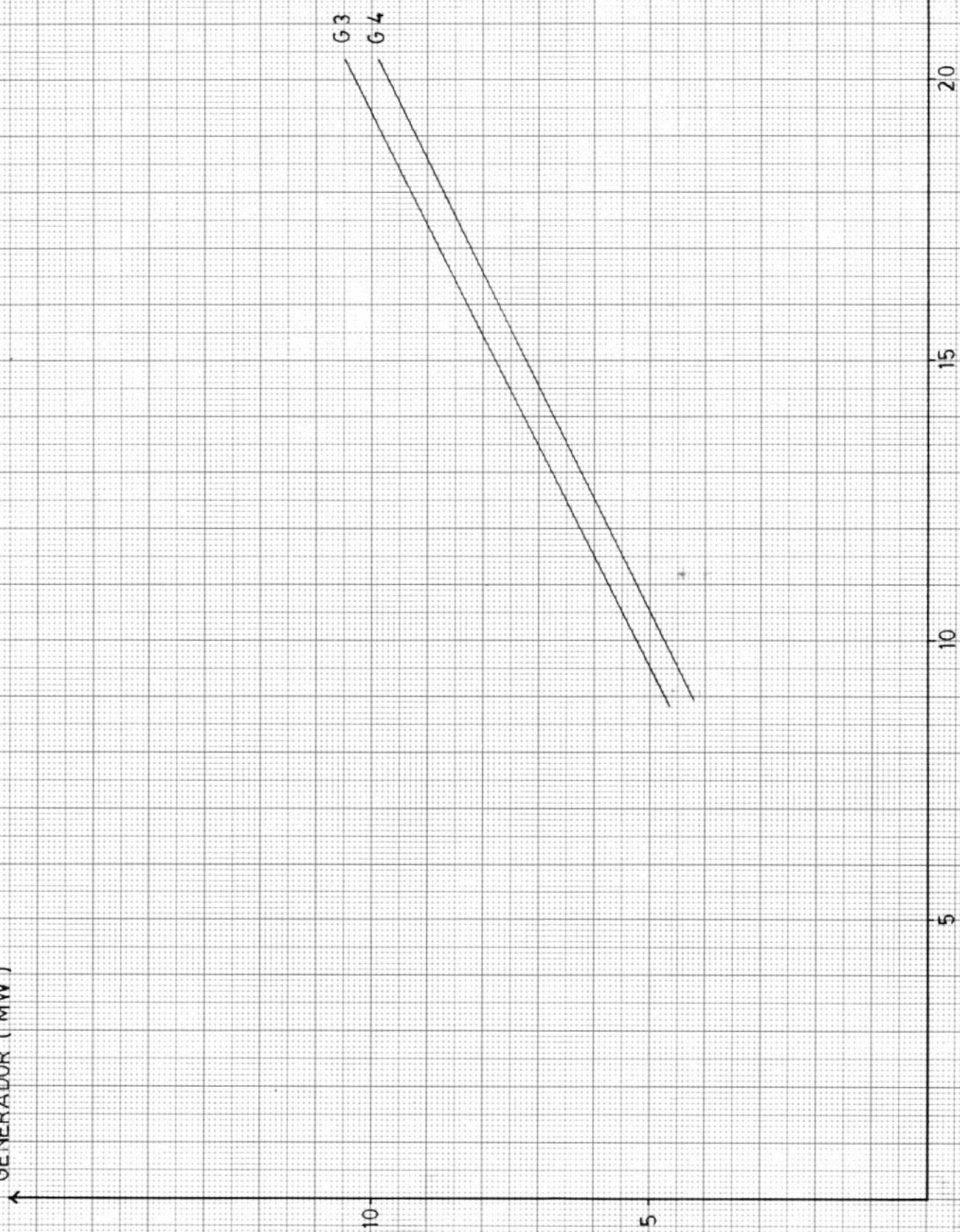
Carga (MW)	Generador en uso	Observaciones
0-50	Gen. 1	
70	Gen 1, 2.	Gen. 1 en máx. potencia
80	Gen 1,2, 3	Gen. 1.2 en máx. Pot.
90	Gen 1,2,3,4	Gen 1,2 en máx. pot. Aplicar criterio costo increment. entre G3 y 4.
95	Gen 1,2,3,4,5	Gen 1,2,5 en máx. pot. Aplicar costos incrementados entre G3 y G4.
100	Gen 1,2,3,4,5,6	Gen 1,2,5,6 en máx. pot. Aplicar costos increment. entre G3 y G4.

TABLA 4.2

Para demostrar que el criterio de costos incrementales facilita el reparto óptimo de carga, tómesese el siguiente ejemplo:

Según la figura N^o 4.10 para una carga de 17 MW, el generador 3 debe tomar 8,8 MW y el generador 4 debe tomar 8,2 MW.

POTENCIA EN CADA
GENERADOR (MW)



POT. TOTAL (MW)
DE LA CARGA

Fig. 4.10 REPARTO OPTIMO DE CARGA ENTRE LOS GENERADORES 3 y 4

Según la figura N^o 4.5, cuando:

$$\begin{array}{rcl}
 G3 & = & 8.8 \text{ MW} \quad \text{Costo} = 18 \text{ p.u.} \\
 G4 & = & \frac{8.2 \text{ MW}}{17 \text{ MW}} \quad \text{Costo} = \frac{17.9 \text{ p.u.}}{35.9 \text{ p.u.}}
 \end{array}$$

Si el reparto se lo hace por orden de méritos, tenemos:

$$\begin{array}{rcl}
 G3 & = & 10 \text{ MW} \longrightarrow \text{Costo} = 21.25 \text{ p.u.} \\
 G4 & = & \frac{7 \text{ MW}}{17 \text{ MW}} \longrightarrow \text{Costo} = \frac{15 \text{ p.u.}}{36.25 \text{ p.u.}}
 \end{array}$$

Con lo que se comprueba que con el criterio de costo incremental se consume menos combustible que cuando se lo hace por orden de méritos. Aunque aparentemente este segundo método parece suficiente para un reparto óptimo, no es así.

CAPITULO 5

APLICACION DE LOS CAPITULOS 2, 3 Y 4 EN LA PROGRAMACION DE UN DESPACHO DE CARGA

Cuando se dispone del pronóstico de una curva de demanda diaria, y se necesita realizar el programa para que los diferentes generadores vayan supliendo a la carga, conforme esta varía al pasar el tiempo, hay que hacer las siguientes consideraciones:

Descomponer la curva de demanda en dos partes, una parte que permanece constante durante todo el día y que se la conoce como la carga base. Una parte variable, que conforme transcurre el día tiene diferentes valores, y se la conoce como carga variable.

Para suplir a la carga base se usan los generadores más eficientes, los cuales funcionan las 24 horas del día. Esta generación es conocida como generación base y por lo general tiene un valor igual a la carga base. En vista de que la generación base funciona todo el día y a su máxima capacidad, los costos producidos por estas máquinas también son fijos durante todo el día.

Al suplir a la carga variable es donde en realidad se deben aplicar los criterios para una operación económica, ya que es

en este momento que hay que programar las diferentes unidades para que su capacidad total sea en todo momento igual a la demanda. Hay que observar la magnitud que alcanzará el máximo pico de la demanda, y con este valor seleccionar las unidades generadoras por orden de méritos hasta que su capacidad total sea igual que el pico máximo de demanda o preferiblemente un poco mayor para tener una cierta cantidad de capacidad en reserva.

La capacidad de reserva está definida como una generación extra disponible de los generadores conectados al sistema de potencia. Esta permite proporcionar una generación extra disponible que suplirá cualquier error en el pronóstico de la demanda. Al existir una variación de la frecuencia, esta es detectada por el gobernador y el regulador de frecuencia, los cuales tomarán la capacidad en reserva para incrementar la potencia de salida de los generadores. Además proporciona capacidad de reserva en el caso de pérdida de generación de una de las máquinas.

La capacidad de reserva debe ser distribuída entre todas las máquinas, para de esta manera minimizar el riesgo de perder al mismo tiempo generación y una gran proporción de la capacidad de reserva programada.

Para realizar el programa del funcionamiento de los generadores, hay que disponer de las características de cada

uno de ellos, esto es sus costos, relación carga/descarga y la respuesta de su gobernador.

El orden de entrada de los generadores se lo hace primeramente por el criterio de orden de méritos y luego con aquellos en los que sea posible se realiza el reparto de la carga por el método de los costos incrementales. Actuando de esta manera se estará realizando lo que se llama una operación económica u óptima del sistema.

Supóngase que se tiene la curva de demanda mostrada en la figura N^o 5.1, la cual se divide en una carga base de 180 MW y una carga variable que tiene su pico máximo en 355 MW. Los generadores que alimentan a la carga variable deben tener una capacidad total de $355 \text{ MW} - 180 \text{ MW} = 175 \text{ MW}$.

En el capítulo anterior se describió el orden en que deben entrar los generadores para tener una generación económica, pero no siempre se lo puede hacer de esa manera, ya que las unidades que se usarán no solo dependen del valor del máximo pico de la demanda, sino también de la velocidad con que varía ésta, de tal forma que hay que ir variando la generación a la misma velocidad con que varía la carga, para tratar de que en todo momento la frecuencia sea constante.

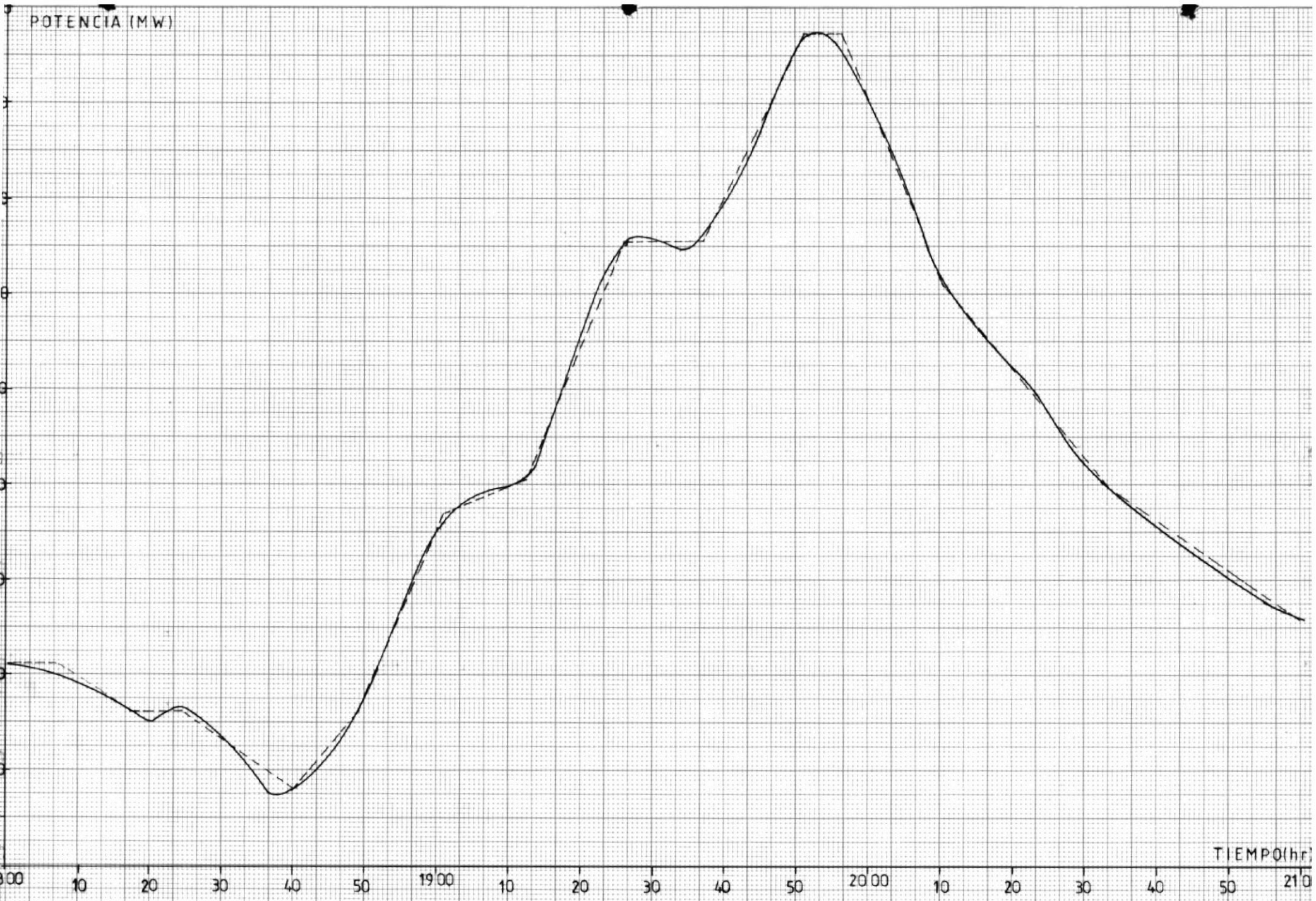


FIG. 5.1.- Curva de demanda entre las 1800 y 2100 horas

En el caso particular de la figura N° 5.1 la demanda varía con una pendiente bastante pronunciada, necesitándose unidades sumamente rápidas que tomen o dejen carga en un pequeño lapso de tiempo, o sea que se necesita que su razón carga/descarga sea un valor bastante grande, y esto se lo encuentra en las turbinas a gas, que son las máquinas que consumen mayor cantidad de combustible y por lo tanto son las mas caras.

En las dos tablas que se encuentran a continuación, se muestran las características de cada generador.

Planta N°	Gobernador %	Pot. Máx. MW	Razon carga/desc. MW/mins.	Costo Unit. (plena carga)
1	3	50	1	1
2	3	20	0.4	1.5
3	4	10	0.15	2
4	4	10	0.18	2.2
5	5	5	0.09	2.8
6	10	5	0.08	3

TABLA 5.1. Características de las plantas a vapor

Turbina Nº	Pot. salida	Retraso en empezar a cargarse	Velocidad carga MW/min.	Veloc.desc. MW/min.	Costo Unit.
1	30	9 min.	2.1	3.25	4
2	25	9 min.	2	2.7	4
3	20	9 min.	1.75	2.4	4
4	15	9 min.	1.3	1.75	4
5	10	10 min.	0.75	1.15	4

TABLA 5.2. Características de las turbinas a gas

A continuación se describirá la manera de programar las unidades partiendo de la curva de la demanda y de los datos mostrados en los cuadros N° 1 y N° 2.

La curva de demanda de la figura N° 5.1 muestra el pico que se produce entre los 18.00 y los 21.00 horas, el cual se debe a que durante este tiempo todos los abonados comienzan a prender las luces, cocinas y todo tipo de electrodomésticos, existiendo un instante en que esa demanda llega a un máximo y luego comienza a disminuir conforme se hace más noche, siendo esta carga casi en su totalidad únicamente por alumbrado e industrias que funcionan durante la noche.

Sobre la curva de demanda, trazéense la menor cantidad posible de rectas cuyas pendientes sean lo más semejantes a las pen-

dientes de la curva de demanda, de esta manera se puede conocer la velocidad con que aumenta o disminuye la demanda y así escoger los generadores apropiados que tengan una velocidad de carga o descarga semejante a la pendiente de las rectas trazadas.

Según la curva de demanda, a las 18:00 horas ésta es de 222 MW, de las cuales 180 MW son suplidos por la generación base, y la diferencia, 42 MW, por la generación variable, en este caso por el generador más eficiente, el generador N^o 1.

Según las rectas trazadas en la figura N^o 1, la carga variable disminuye de 42 MW a 31.5 MW con una velocidad de 1 MW/min. entre las 18.07 y las 18.17 horas, permaneciendo constante hasta las 18.25, donde comienza nuevamente a disminuir hasta 16 MW con una velocidad de 1 MW/min. hasta las 18.40 horas.

El generador N^o 1, que es el único que está conectado al sistema, tiene una razón de carga/descarga de 1 MW/min. o sea que maniobrando en esta máquina se puede variar su capacidad de salida en forma similar a la variación de la demanda.

El generador N^o 1 estaba originalmente ajustado a 42 MW, a las 18,07 se le debe disminuir su capacidad en 10.5 MW, de tal forma que 10 minutos después, a los 18.17 horas, su capacidad sea de 32 MW, estabilizándose luego a 31.5 MW, cuyo valor permanece constante hasta las 18.25 cuando nuevamente se dismi-

nuye su potencia de salida en 15 MW, estabilizándose 15 minutos después en 16.5 MW, esto es a las 18.40.

En este momento la generación total es de 196.5 MW y la demanda real es de 195 MW, por lo que la frecuencia será ligeramente mayor de 60 Hz.

A partir de las 18.40 hasta las 18.49, la demanda aumenta con una velocidad de 2 MW/min. desde 16 MW hasta 34 MW, y luego hasta las 19:00 horas con una velocidad de 3.5 MW/min. Esto significa que a las 18.40 debe entrar un generador o generadores cuya velocidad para tomar carga sea aproximadamente 2 MW/min.

La turbina a gas N° 2 tiene una velocidad de carga de 2 MW/min. pero esta máquina tiene un retraso de tiempo de 9 minutos hasta que empieza a tomar carga, por lo tanto hay que prenderla a las 18.31.

Aproximadamente a las 18.49 la velocidad de la demanda cambia a 3.5 MW/min. por lo tanto a partir de esa hora hay que meter otro generador cuya razón de carga sumada con la de la turbina a gas N° 2 de un valor cercano a 3.5 MW/min. esto se consigue con el generador N° 1. Así, a las 18.50 se aumenta la capacidad del generador N° 1 en 11 MW.

La turbina a gas N° 2 se cargará completamente en aproxima

damente 13 minutos, esto significa que a las 18.53 deben entrar otras unidades cuya velocidad de carga debe dar aproximadamente 2 MW/min, esto se logra con la turbina a gas N^o 3 y los generadores 2, 3 y 4.

La turbina a gas N^o 3, igual que la N^o 2 demora 9 minutos en tomar carga, o sea que hay que meterle a las 18.44.

Continuando así de esta manera, se elabora el programa de los generadores para una curva de demanda dada.

El programa para la curva de demanda de la figura N^o 1 y su gráfico de como varía la frecuencia en el sistema entre las 18:00 y 21:00 horas, se encuentra en las **Tablas** 5.3, 5.4, 5.5 y en la figura N^o 5.2.

PROGRAMA DEL SIMULADOR DE DESPACHO DE CARGA

Programa _____

Hoja Nº 2

HORA

HORA	19 00	19 10	19 20	19 30	19 40	19 50	20 00
------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

CARGA

	MW	Δ MW	MW	Δ MW	MW	Δ MW	MW	Δ MW	MW	Δ MW	MW	Δ MW	MW
CARGA ESTIMADA	250		260		290		312		317		350		342
TRANSFERENCIA PROGRAMADA													
DESECCION PROGRAMADA													
CARGA META	250		260		290		312		317		350		342
CARGA ACTUAL DESCONECTADA													

GENERACION

	M.W.	INSTRUCCION		M.W.	INSTRUCCION		M.W.	INSTRUCCION		M.W.	INSTRUCCION		M.W.	INSTRUCCION		M.W.
		HORA	MW		HORA	MW		HORA	MW		HORA	MW		HORA	MW	
GENERACION BASE	180			180			180			180			180			180
VAPOR	PLANTA 1	SALIDA PROGRAMADA	26,5	→	27,5	1912+12,5	35,5	→	4,0		4,0	1942+8	4,8	→	4,8	
		SALIDA ACTUAL														
	PLANTA 2	SALIDA PROGRAMADA	2,8	→	4,8	→	8,8	→	12,8	1939+5,2	13,2	→	17,2	→	1,8	
		SALIDA ACTUAL														
	PLANTA 3	SALIDA PROGRAMADA	1,3	→	2,2	→	2,6		2,6		2,6	1940+3	4,2	→	5,6	
		SALIDA ACTUAL														
PLANTA 4	SALIDA PROGRAMADA	1,3	→	0,4	→	0										
	SALIDA ACTUAL															
PLANTA 5	SALIDA PROGRAMADA															
	SALIDA ACTUAL															
PLANTA 6	SALIDA PROGRAMADA															
	SALIDA ACTUAL															
T. GAS Rápido	PLANTA 1	SALIDA PROGRAMADA		→	0	→	1,6,8	→	3,0		3,0		3,0	→	3,0	1956-30
		SALIDA ACTUAL														
	PLANTA 2	SALIDA PROGRAMADA	2,5		2,5		2,5		2,5		2,5		2,5		2,5	
		SALIDA ACTUAL														
	PLANTA 3	SALIDA PROGRAMADA	1,2,3	→	2,0		2,0		2,0		2,0		2,0		2,0	
	SALIDA ACTUAL															
PLANTA 4	SALIDA PROGRAMADA							1928+15	0	→	3,9	→	1,5	→	1,5	
	SALIDA ACTUAL															
PLANTA 5	SALIDA PROGRAMADA							1927+10	0	→	2,3	→	1,0	→	1,0	
	SALIDA ACTUAL															
GENERACION TOTAL PROGRAMADA	249			260			289						317			349
GENERACION TOTAL ACTUAL																339

TABLA 5.4. Programa de despacho de carga

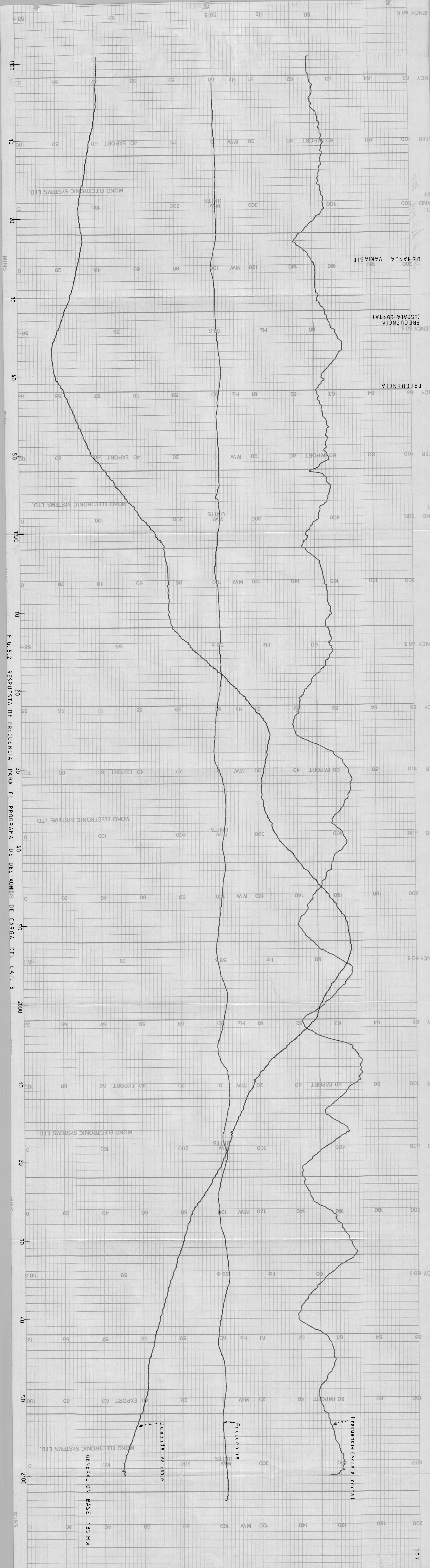


FIG. 5.2 RESPUESTA DE FRECUENCIA PARA EL PROGRAMA DE DESPACHOS DE CARGA DEL CAP. 5

CAPITULO 6

COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA CUANDO SE PRESENTAN ANORMALIDADES EN EL MISMO

6.1. PERDIDA SUBITA DE GENERACION

OBJETO: Observar como afecta sobre la frecuencia de un sistema de potencia la pérdida súbita de generación de alguna de las unidades.

TEORIA:

Cuando ocurre un disturbio en un sistema de potencia, tal como la pérdida súbita de generación en una de las principales máquinas, el sistema responderá de acuerdo a las características de los generadores que permanecen sincronizados y a la cantidad de reserva en giro que se tiene.

Mientras los generadores tengan una mayor velocidad para absorber carga, esto es que tengan un valor de estatismo bajo, y la relación capacidad de reserva/deficiencia de generación sea mayor que 1, la frecuencia no sufrirá grandes variaciones y el sistema no perderá su estabilidad.

En el momento en que ocurre el distrubio, existe una re distribución de la carga en cada uno de los generadores. Esto se debe a que la red eléctrica posterior al distur bio es diferente a la previa, y por lo tanto cambia la potencia eléctrica que suministra cada generador al sis tema. La energía que proporciona cada unidad, antes de que reaccionen los gobernadores, es tomada de la ener gía cinética almacenada en cada generador, produciéndose la disminución de velocidad y frecuencia hasta que actúa el gobernador, permitiendo un mayor ingreso de va por o agua a la turbina, comenzando la velocidad a au mentar y en igual forma la frecuencia.

La influencia de la capacidad de reserva en giro es muy importante en la respuesta que presentará un sistema cuando existe una perturbación.

La típica respuesta de un sistema con una deficiencia en generación es representada en la figura 6.1. Si la capacidad de reserva es mayor que la pérdida de generación la respuesta será muy similar a la curva A.

Cuando la capacidad de reserva es insuficiente para afro nar la emergencia, la frecuencia seguirá una trayectoria

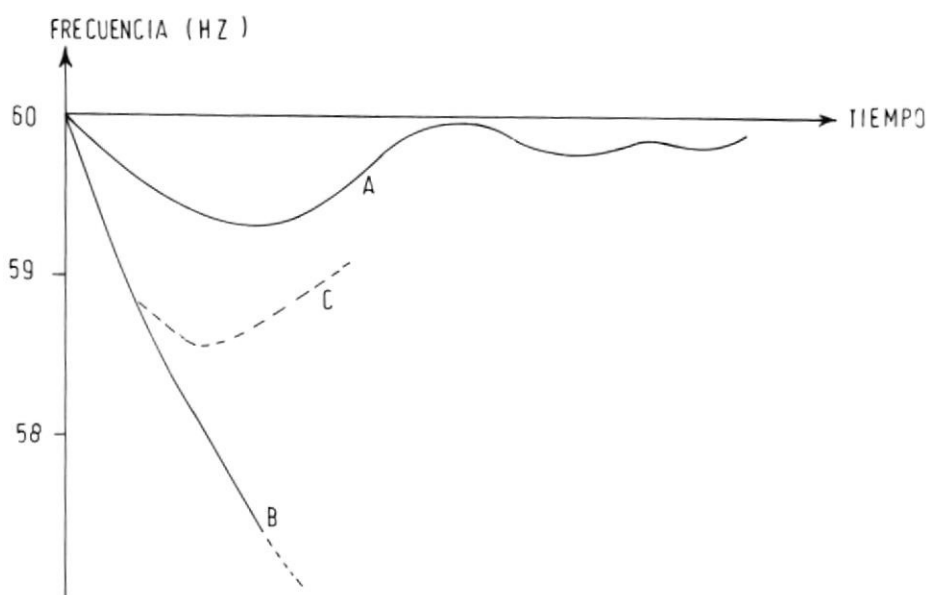


FIG. 6.1.- Comportamiento de un sistema con pérdida súbita de generación

similar a la curva B, ya que aparte de que la perturbación es mayor que la generación en reserva, cuando la frecuencia disminuye de cierto valor, por lo general 58.5 a 58 Hz. la capacidad de los generadores comienza a disminuir debido a fallas en los equipos auxiliares tales como ventiladores, bombas alimentadoras de agua para la caldera, presión del vapor, etc. Además, puede haber problemas con los álabes de la turbina, ya que estos son diseñados para operar libre de resonancia a 60 Hz y cuando la frecuencia alcanza niveles bajos como 58 Hz, o menos, la frecuencia de excitación del vapor se acerca al valor de resonancia de los álabes, los cuales vibrarán fuertemente.

Por tales motivos, a menos que se usen ciertos medios para balancear la carga y la generación, la frecuencia caerá cada vez mas bajo produciéndose un colapso total.

La curva C muestra como se regenera la frecuencia cuando se realiza un rechazo de carga (load shedding) como medio para balancear la carga y la frecuencia. Esta Curva también mostrará una situación en la cual si hay suficiente capacidad de reserva, pero su velocidad al tomar carga es menor que la velocidad con que crece la demanda, necesitándose un rechazo de carga para prevenir una excesiva desviación de frecuencia.

La relación capacidad de reserva/frecuencia de generación nos da una guía de la frecuencia de estado estable en el sistema. Según la figura 6.2 la desviación máxima de frecuencia aumenta rápidamente conforme la perturbación tenga un valor semejante a la reserva en giro.

También se observa en la figura 6.2 que conforme la relación de capacidad de reserva/eficiencia de generación, tenga un valor mayor a 3, la desviación de la frecuencia no es mayor.

Cuando la perturbación es mayor que la capacidad de re-

serva, es posible encontrar la frecuencia que se estabilizaría el sistema si previamente no se considera la acción que tienda a normalizar la frecuencia.

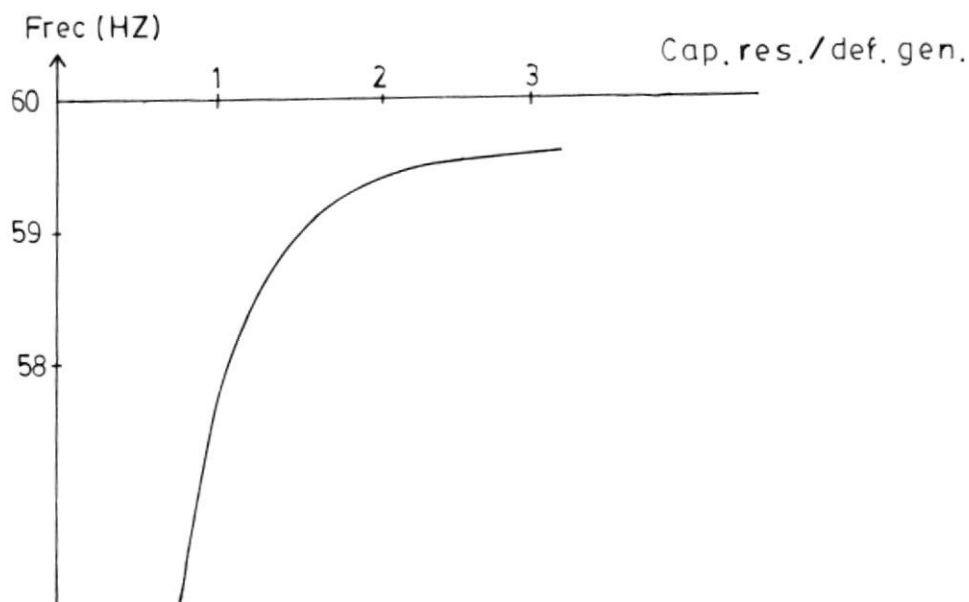


FIG. 6.2.-Efecto de la relación capacidad de reserva/deficiencia de generación, en la frecuencia de un sistema

La velocidad con que disminuirá la frecuencia inicialmente al producirse una perturbación viene dada por la relación 6.1.

$$\text{Razón de variación inicial de frecuencia} = - \frac{30}{H} \left(\frac{L - G}{G} \right) \text{ Hz/seg.} \quad (6.1)$$

Donde:

H = constante de inercia de G

G = generación sincronizada a la línea después de la perturbación.

L = carga en el sistema

30 = constante

Debido a la acción del gobernador y la característica carga/frecuencia, la razón de variación de la frecuencia cambiará inmediatamente después de la pérdida de generación.

PROCEDIMIENTO:

- A. Selecciónese una generación base de 300 MW y una carga base de 300 MW.
- B. Ajustese y conéctese a la línea los generadores a vapor, con las siguientes capacidades:

Generador 1: 40 MW

Generador 2: 15 MW

Generador 3: 7 MW

Generador 4: 7 MW

Generador 5: 3 MW

Generador 6: 3 MW

Capacidad de reserva en giro: 25 MW

- C. Ajustese la frecuencia en 60 Hz, regulando la demanda

variable en aproximadamente 75 MW.

- D. Acciónese el gobernador y delay de todos los generadores.
- E. Selecciónese el graficador en la escala de frecuencia.
- F. Conéctese el reloj y desconéctese una generación base de 10 MW. Grafíquese la frecuencia.
- G. Regrésese al estado inicial (paso C). Desconéctese una generación base de 50 MW. Grafíquese la frecuencia. Obsérvese la capacidad de salida de los generadores.
- H. Repítase el procedimiento para pérdidas de generación de 20, 30 y 40 MW.

RESULTADOS:

En la figura 6.3 se observa la respuesta del sistema para diferentes valores de pérdida de generación, observándose que la frecuencia se mantiene dentro de los límites normales cuando la perturbación no es mayor que la reserva en giro, tal es el caso cuando hay pérdidas 10 y 20MW. donde la frecuencia se estabiliza en 59.82 Hz y 59.63 Hz. respectivamente. No siendo así cuando la perturbación es mayor que la reserva en giro, como cuando hay pérdidas

FIG. 6.3 RESPUESTA DE FRECUENCIA EN UN SISTEMA PARA DIFERENTES PERDIDAS DE GENERACION



de generación de 30 y 40 MW donde la frecuencia llega a 59.30 y 58.15 Hz respectivamente.

Cuando la perturbación es mayor de 40 MW, la frecuencia será menor de 58 Hz produciéndose una disminución en la capacidad de salida de los generadores y reduciendo cada vez más la frecuencia hasta que el sistema cae en colapso, eso es lo que sucede cuando la pérdida de generación es de 50 MW.

Calculando la razón capacidad de reserva/deficiencia de generación, y con la frecuencia para cada caso, se construye la figura 6.4 donde se observa la variación de la frecuencia según el valor de la relación capacidad - de reserva/deficiencia de generación, mostrándose que cuando esta relación disminuye de 1, la frecuencia varía enormemente.

Capacidad de reserva	Deficiencia generación	Relación cap. res./ def. gener.	Frecuencia (Hz)
25	10	2.5	59.82
25	20	1.25	59.63
25	30	0.83	59.30
25	40	0.63	58.15
25	50	0.50	

TABLA 6.1

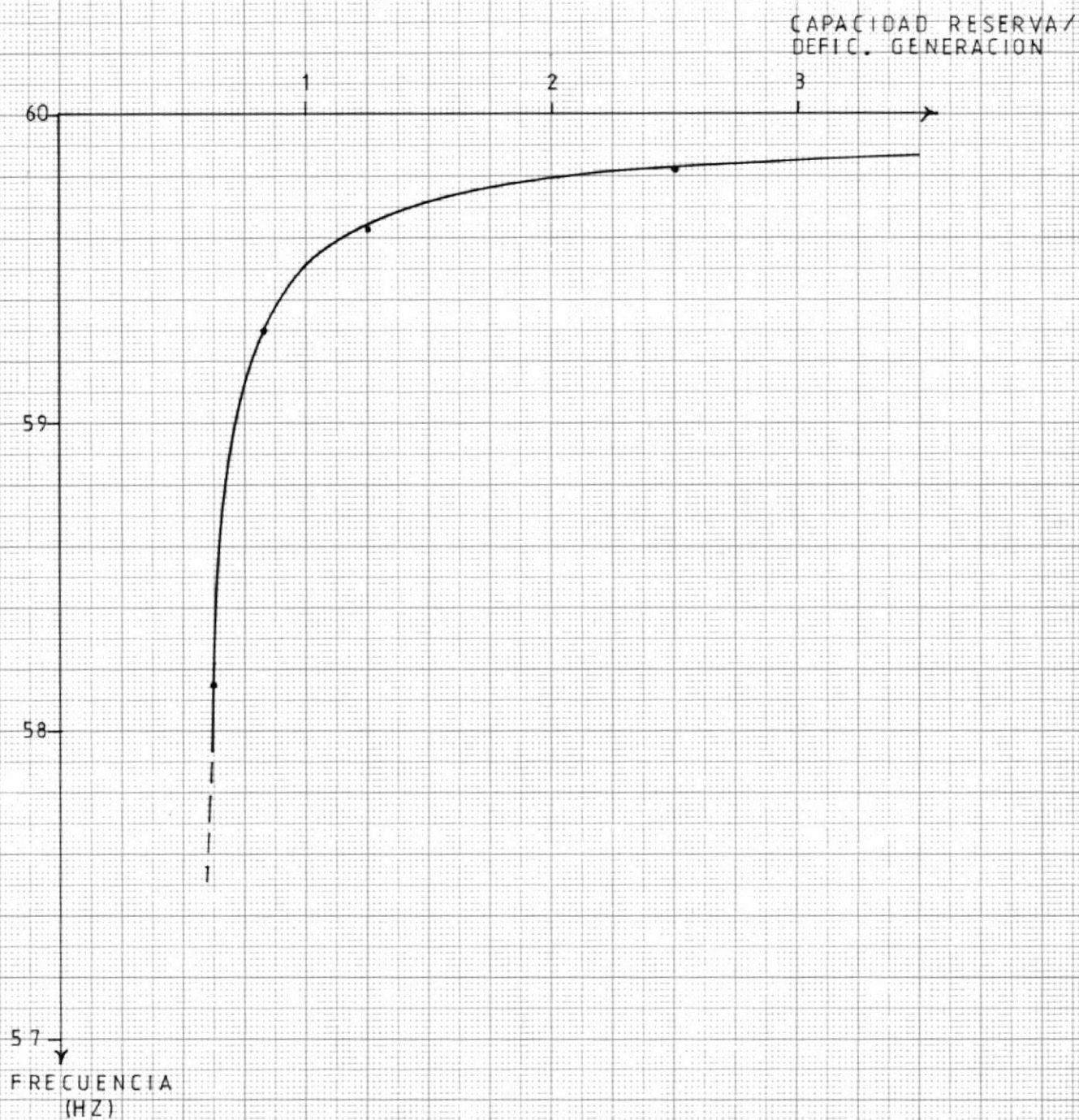


FIG 6.4 Influencia de la relacion CAPACIDAD DE RESERVA / DEFICIENCIA DE GENERACION en la frecuencia de un sistema

Cada generador tiene una energía almacenada del 4% de plena carga en MW-hrs. Con lo que quedaría:

Generador 1	=	2 MW hrs
Generador 2	=	.8 MW hrs
Generador 3	=	.4 MW hrs
Generador 4	=	.4 MW hrs
Generador 5	=	.2 MW hrs
Generador 6	=	.2 MW hrs

Haciendo el equivalente de una sola máquina, quedaría:

$$G_{eq}H_{eq} = G_1H_1 + G_2H_2 + G_3H_3 + G_4H_4 + G_5H_5 + G_6H_6$$

$$= 2 + 0.8 + 0.4 + 0.4 + 0.2 + 0.2 = 4 \text{ MW hrs.}$$

$$G_{eq} = 100 \text{ MW}$$

$$H_{eq} = \frac{4 \text{ MW hrs}}{100 \text{ MW}} = 0,04 \frac{\text{Mw hrs}}{\text{MW}} = 144 \frac{\text{MW seg.}}{\text{MW}}$$

Aplicando la relación 6.1 se calcula la variación inicial de frecuencia para cada perturbación:

Pérdida generación:

$$10 \text{ MW} \quad \text{variación frecuencia} = 0,0057 \text{ Hz/seg.}$$

$$20 \text{ MW} \quad \text{variación frecuencia} = 0,012 \text{ Hz/seg.}$$

30 MW	variación frecuencia	= 0,018 Hz/seg.
40 MW	variación frecuencia	= 0,0249 Hz/seg.
50 MW	variación frecuencia	= 0,0321 Hz/seg.

Como se dijo anteriormente, estos valores comienzan a variar por el efecto que tiene la frecuencia sobre la carga, de tal manera que a pocos segundos de producirse la perturbación habría que hacer un nuevo cálculo de la variación de la frecuencia y así hasta que la frecuencia - permanezca estable.

Los valores de variación de frecuencia calculados se acercan bastante a la velocidad inicial con que disminuye la frecuencia en las curvas de la figura 6.3.

6.2. PERDIDA SUBITA DE CARGA

OBJETO: Observar el comportamiento de un sistema cuando existe pérdida súbita de carga.

Comparar los efectos entre una pérdida de generación y un aumento brusco de carga de la misma magnitud.

TEORIA:

Considerando que una pérdida o aumento súbito de carga es

un disturbio en un sistema eléctrico, su análisis es igual que cuando existe pérdida de generación, considerando que cuando hay pérdida de carga existirá un incremento de frecuencia.

PROCEDIMIENTO:

A. Selecci^ónese una generaci^ón base de 300 MW y una carga base de 300 MW.

B. Ajústese y conéctese a la línea los generadores a vapor, con las siguientes capacidades:

Generador 1: 40 MW

Generador 2: 15 MW

Generador 3: 7 MW

Generador 4: 7 MW

Generador 5: 3 MW

Generador 6: 3 MW

C. Ajústese la frecuencia en 60 Hz regulando la demanda variable en aproximadamente 75 MW.

D. Acci^ónese el gobernador y delay de todos los generadores.

E. Ajústese el control de transferencia de potencia para

que no exista transferencia e interconéctese la red de 500 MW con el sistema principal.

- F. Selecciónese la pluma del graficador a la escala corta de frecuencia.
- G. Conéctese el reloj y desconéctese el bloque de carga de 40 MW y luego el de 20 MW. Grafíquese la frecuencia para cada caso.
- H. Compárese el efecto entre una pérdida de generación de 30 MW y un aumento súbito de carga de 30 MW.

RESULTADO:

Según la figura 6.5, se observa que el sistema perdería estabilidad al desconectar una carga de 40 MW, ya que su frecuencia alcanza el valor de 60.43 Hz. En cambio con una desconexión de 20 MW el sistema se mantendría estable, la frecuencia que alcanza en este caso es de 60.23 Hz.

Según el mismo gráfico, la respuesta del sistema cuando hay una pérdida súbita de generación o un aumento brusco de carga, es casi idéntica, lo que indica que para efectos de análisis se puede considerar la pérdida de generación como un aumento de carga, y en realidad lo es ya que

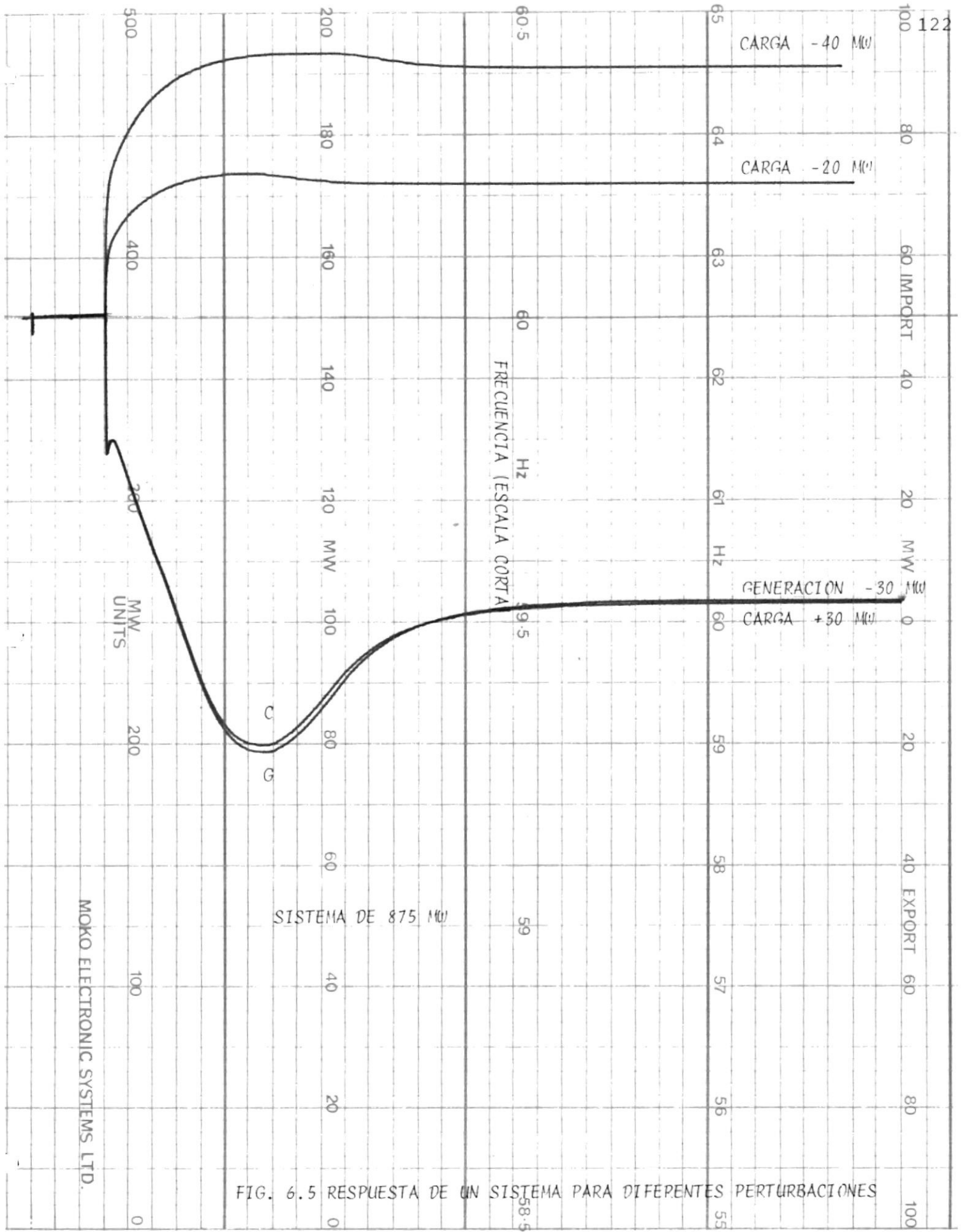


FIG. 6.5 RESPUESTA DE UN SISTEMA PARA DIFERENTES PERTURBACIONES

las otras unidades han aumentado su capacidad de salida.

6.2.1. Reconexión de carga luego de un rechazo de la misma

OBJETO: Desarrollar la manera de restablecer el servicio en un sistema que se encuentra en colapso total.

TEORIA:

Como ya se explicó en la sección 6.1, se requieren procedimientos que aseguren al sistema aún para aquellas perturbaciones que pueden resultar en la operación del sistema para frecuencias subnormales. Tal condición se presentaría con un exceso de carga en el sistema, desarrollándose una disminución de frecuencia. Para contrarrestar esta disminución de frecuencia y mantener la estabilidad del sistema, se debe proporcionar un medio para balancear rápidamente la carga y la generación. Esto se realiza por medio del rechazo de cierta cantidad de la carga usando relés sensitivos a la frecuencia.

El rechazo de carga, la disminución del voltaje en el sistema, o cualquier otro método para tratar de normalizar la frecuencia, no deben ser empleados como una herramienta en la planificación, estos son últimos recursos que se deben usar para mantener la integridad de un sistema, el cual es forzado por condiciones impredecibles a un estado de desbalance que resulta en una disminución de frecuencia.

Cuando se necesite hacer un rechazo de carga, se necesita conocer que porcentaje de ella hay que desconectar para que la frecuencia alcance su valor nominal.

La relación 6.2 da el porcentaje de carga que se debe desconectar para una frecuencia dada

$$L_S = \left[1 - \left(\frac{f_S - f}{f_S} \right) d \right] D \quad (6.2)$$

Donde:

- L_S = porcentaje de carga desconectada
- f_S = frecuencia nominal del sistema
- f = frecuencia del sistema cuando se inicia el rechazo de carga.
- d = relación carga/frecuencia (% carga/% frec.)

D = deficiencia de generación, en porcentaje.

La carga que debe ser rechazada es menor que la deficiencia de generación debido a que la reducción de frecuencia reduce la carga en una cantidad que depende de la naturaleza de la carga, esta es llamada relación carga/frecuencia o factor de auto regulación, la cual varía desde 0 para una carga resistiva hasta 4 o más para una carga inductiva.

El porcentaje de carga desconectada (L_S) que resulte de la aplicación de la relación (6.2) debe realizárselo en varios pasos, de acuerdo a las características del sistema, por lo general se lo hace entre 3 y 4 pasos.

Cuando se quiere reconectar la carga, luego de una desconexión, se tratará de que la frecuencia de restauración sea 60 Hz o ligeramente mayor. Una restauración con una frecuencia menor a 60 Hz es altamente peligrosa, pues corre nuevamente peligro el sistema de caer en colapso.

La carga hay que aumentarla poco a poco, y cada vez

que la frecuencia cae menos de 60 Hz, hay que aumentar la capacidad de generación hasta aumentar la frecuencia nuevamente y así poco a poco el sistema quedará restablecido nuevamente.

PROCEDIMIENTO I:

- A. Selecciónese una generación base de 300 MW y una carga base de 300 MW.
- B. Ajústese y conéctese a la línea los generadores a vapor con las siguientes capacidades:

Generador 1:	50 MW
Generador 2:	20 MW
Generador 3:	10 MW
- C. Ajústese la frecuencia en 60 Hz regulando la demanda variable en 80 MW.
- D. Acciónese el gobernador y el delay de todos los generadores.
- E. Selecciónese el graficador en la escala de frecuencia ; y
- F. Por medio de la relación (6.2) calcúlese el porcentaje de carga que se debe desconectar cuando

hay un aumento de carga de 50 MW, en el momento que la frecuencia ha disminuído a 59.5 Hz. Rea-
lícese la desconexión en 4 pasos.

PROCEDIMIENTO II:

- A. Asúmase que un sistema de 265 MW ha caído en co-
lapso, estando toda la carga desconectada y to-
dos los generadores fuera de sincronismo.
- B. Para comenzar a restablecer el servicio conéc
tase una carga ligeramente inferior a la poten-
cia que se ajustará el primer generador en sin-
cronizarse.

El primer generador en sincronizarse ~~debe~~ ser el
más eficiente y en un principio debe ajustárselo
en el 12% de su capacidad máxima. Para conectar
la carga ciérrense los switches de la unidad de
desconexión de carga que de un porcentaje de 2.1%
(5.57 MW).

- C. Ajústese el generador 1 en 6 MW, acci^onesse el go
bernador y sincronízese con la línea. Una vez que
la frecuencia se estabiliza en un valor cercano
al nominal, acci^onesse el delay.

D. Reajústese nuevamente el generador 1 en un 10% a adicional de potencia de salida y conforme vaya aumentando la frecuencia, reconéctese carga en pe queñas cantidades para tratar de mantener la frecuencia en su valor nominal. Cada vez que la fre cuencia disminuye del valor nominal, reajústese - nuevamente el generador y continúe conectando car gas.

E. Cuando el generador 1 se ha cargado por lo menos al 30% de su capacidad máxima, ajústese el generado dor 2 en un 15% de su potencia máxima, acciónese el gobernador y el delay, y sincronízese con la lí nea.

Continúe de esta manera con los demás generadores paso a paso, hasta restablecer nuevamente el servicio en el sistema.

RESULTADOS:

PROCEDIMIENTO I:

Quando en un sistema de 380 MW: que se encuentra a plena capacidad, se presenta una sobrecarga de 50 MW, la frecuencia comienza a disminuir, necesitándose rechazos de carga por pasos cada vez que la frecuencia

llega a 59.5 Hz. La carga total a ser desconectada se la calcula de la relación (6.2).

$$L_S = \left[1 - \left(\frac{f_S - f}{f_S} \right) d \right] D$$

$$f_S = 60 \text{ Hz}$$

$$f = 59.5 \text{ Hz}$$

$$d = 1.2\%/\% \text{ frec.}$$

$$D = 13.16\%$$

$$L_S = 13.02\%$$

Realizándose el rechazo de carga en 4 pasos, tres de 4%, y uno de 1%.

En la figura 6.6 se muestra como se controla la frecuencia por medio de los rechazos de carga, efectuándose esta cada vez que la frecuencia disminuye a 59.4 Hz. y necesitándose un rechazo total de 12.3% para mantener la frecuencia habiendo una sobrecarga de 50 MW.

PROCEDIMIENTO II

Siguiendo los pasos del procedimiento II se obtiene la respuesta de frecuencia cuando hay una reconexión de carga por pasos, mostrada en la figura 6.7.

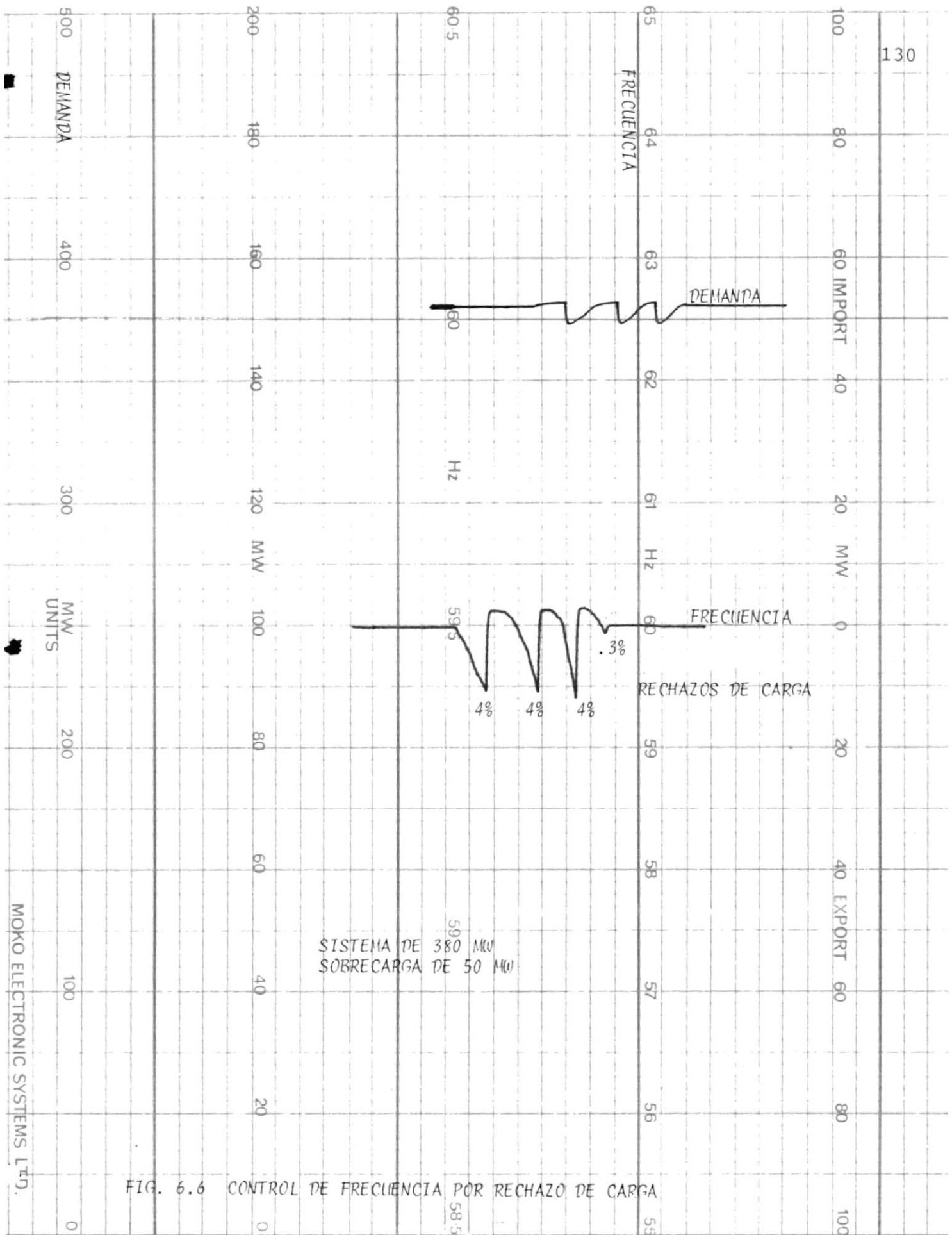
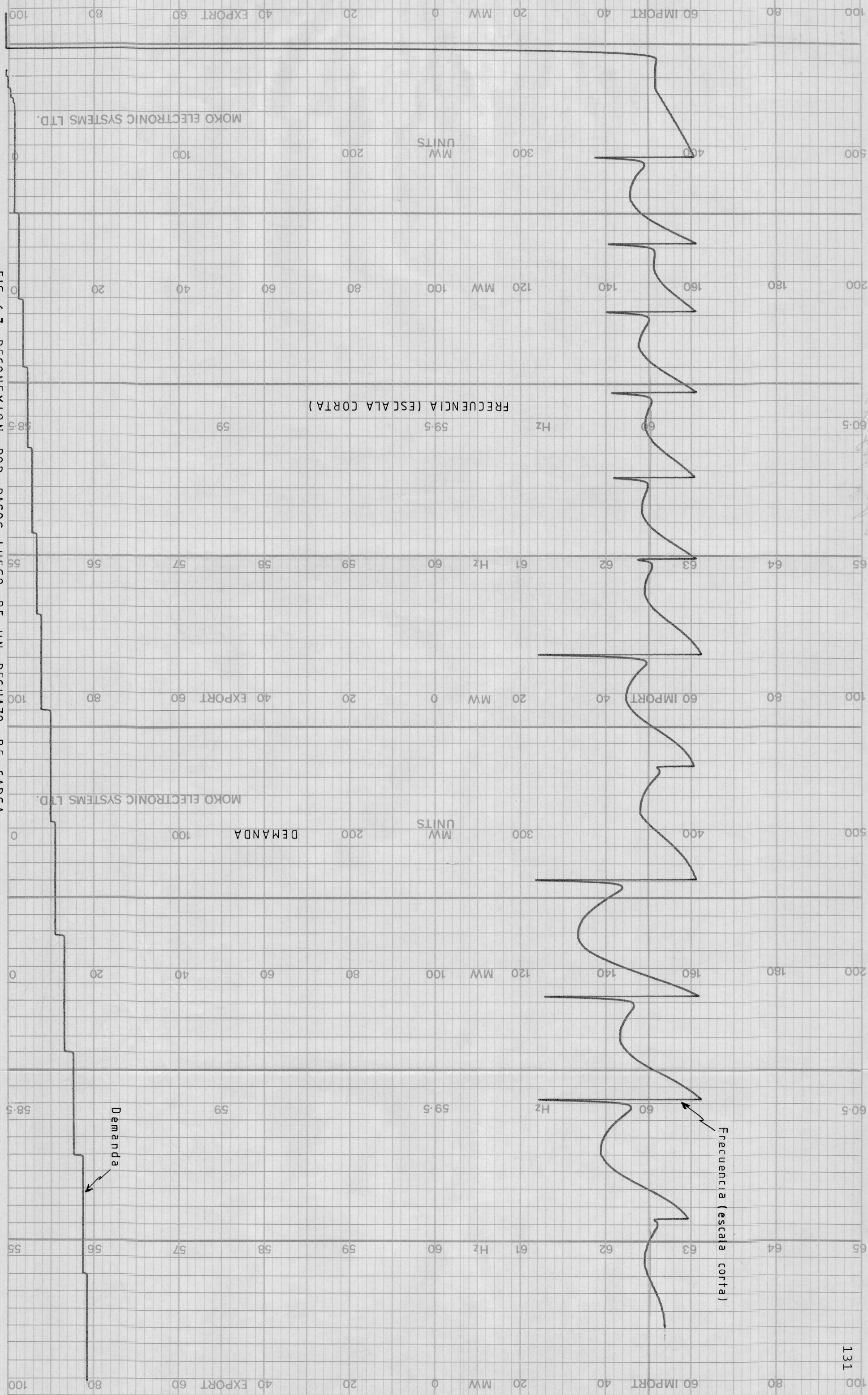


FIG. 6.6 CONTROL DE FRECUENCIA POR RECHAZO DE CARGA

FIG 6.7 RECONEXION POR PASOS LUEGO DE UN RECHAZO DE CARGA



6.3. REDUCCION DE VOLTAJE COMO MEDIO PARA MANTENER LA CARGA

OBJETO: Observar como se mantiene la carga reduciendo el voltaje en el sistema.

TEORIA:

Algunas veces en la operación de sistemas no hay la suficiente capacidad para satisfacer la demanda. Este tipo de operación se considera en dos clases: condiciones controladas y condiciones de emergencia.

Las condiciones controladas provienen cuando resulta aparente que no hay suficiente capacidad para alimentar a la demanda que crece, necesitándose prevenir a la demanda de aumentar de cierto nivel.

Existen ciertas maneras de hacerlo, siendo una de ellas la reducción de voltaje.

Una reducción de voltaje produce una reducción en la demanda, manteniendo la alimentación en todos los consumidores y no produciéndole ningún inconveniente si la reducción es limitada a un valor que variará según la red así como por consideraciones técnicas. Generalmente este límite está entre un 5 ó 6%.

Una reducción de voltaje de 3% produce una reducción de de manda, de 3 a 4%, y una reducción de voltaje de 6% produce una reducción de demanda de 6 a 7%.

PROCEDIMIENTO:

- A. Conéctese una generación base de 200 MW y una carga base de 200 MW.
- B. Ajústese la salida del generador 1 en 45 MW y la del ge nerador 2 en 18 MW. Conéctese al gobernador de cada generador y póngase en sincronismo con la línea.
- C. Aplíquese una carga variable de 63 MW, hasta balancear el sistema.
- D. Aplíquese una carga adicional de 20 MW.
- E. Reajústese los generadores en su máxima capacidad y lue go trátese de mejorar la frecuencia sin desconexión de carga reduciendo el voltaje por pasos (cada switch de reducción de voltaje equivale a una reducción de 1% en carga).

RESULTADO:

En la figura 6.8 se observa como aumenta la frecuencia con forme se disminuye el voltaje, lográndose alcanzar el va-

MOKO ELECTRONIC SYSTEMS LTD.

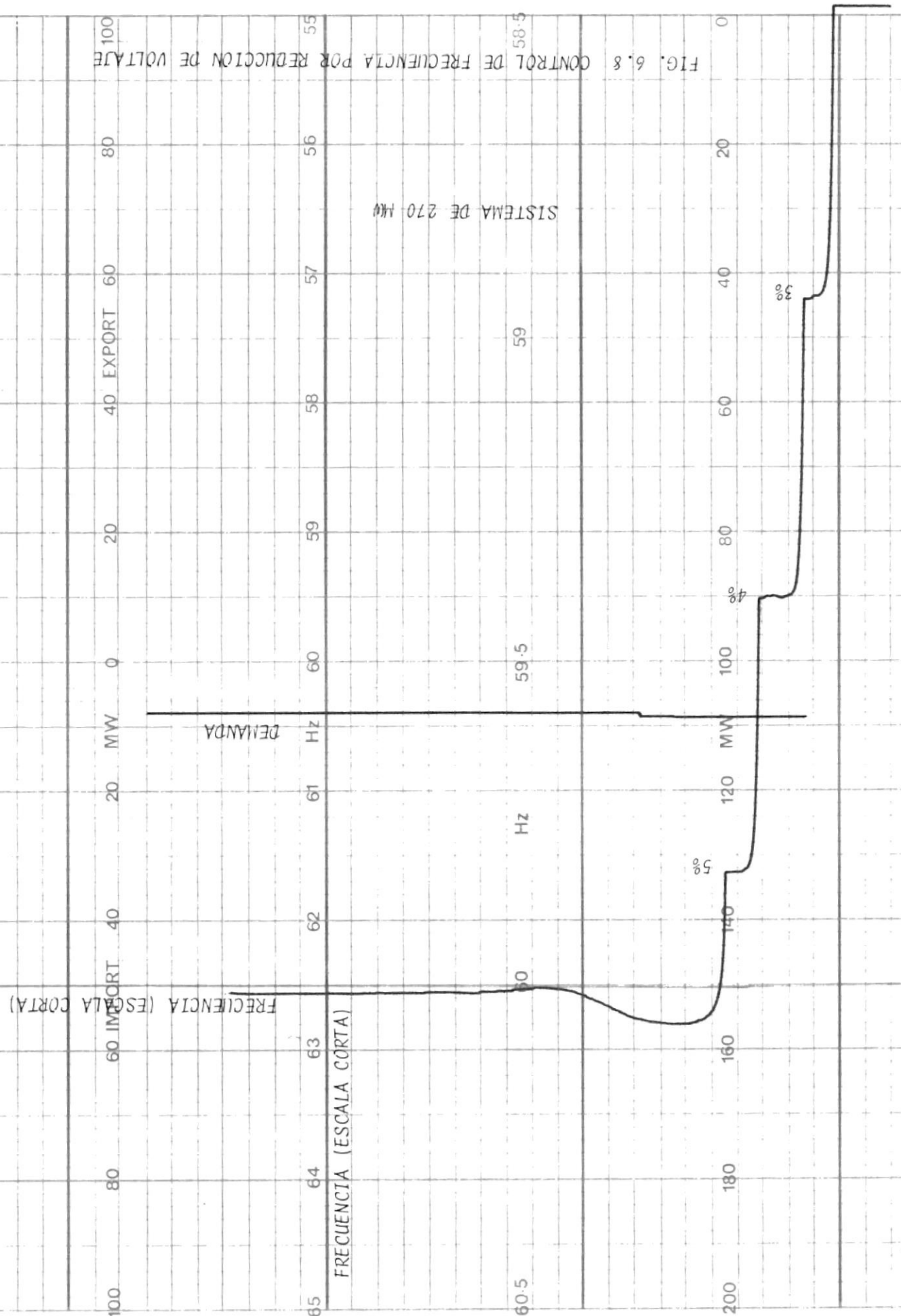


FIG. 6.8 CONTROL DE FRECUENCIA POR REDUCCION DE VOLTAJE

lor nominal cuando hay una reducción de voltaje que corresponde a una reducción del 5% en carga, lo cual es lógico ya que la generación total es $200 + 50 + 20 = 270$ MW y la carga aplicada de 283 MW es un 5% mayor que la generación, porcentaje que había que reducirlo para balancear el sistema y obtener una frecuencia de 60 Hz.

6.4. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA SEGUN SU TAMAÑO

OBJETO: Observar como para una perturbación dada, el tamaño del sistema tiene influencia en la respuesta.

TEORIA:

Cuando se presentan disturbios en un sistema, la respuesta del mismo varía según su tamaño. Conforme el sistema aumenta de tamaño se considera más estable ya que existe una mayor capacidad en las unidades para responder rápidamente - a cualquier disturbio y la respuesta que se obtenga será más amortiguada que para un sistema más pequeño.

PROCEDIMIENTO:

- A. Seleccióñese una generaci6n base de 220 MW y una carga base de 220 MW.
- B. Ajústese y conéctese a la línea los generadores a vapor

con su capacidad regulada en los valores:

Generador 1: 40 MW
Generador 2: 15 MW
Generador 3: 7 MW
Generador 4: 7 MW

- C. Ajústese la frecuencia en 60 Hz regulando la demanda variable en aproximadamente 69 MW.
- D. Acciónese el gobernador y el delay de todos los generadores.
- E. Ajústese el control de transferencia de potencia para que no exista transferencia e interconéctese la red de 500 MW con el sistema principal.
- F. Selecciónese la pluma del graficador en frecuencia (escala corta).
- G. Conéctese el reloj y desconéctese el bloque de generación base de 30 MW.
- H. Grafíquese la respuesta de frecuencia en el sistema.
- I. Repítase para un sistema mayor, añadiendo la red de 1500 MW.

RESULTADO:

En la figura 6.9 se observan los diferentes resultados de un sistema según su tamaño, para una perturbación tal como la pérdida de un generador de 30 MW. En el sistema mayor la perturbación afecta en menor escala la estabilidad del sistema.

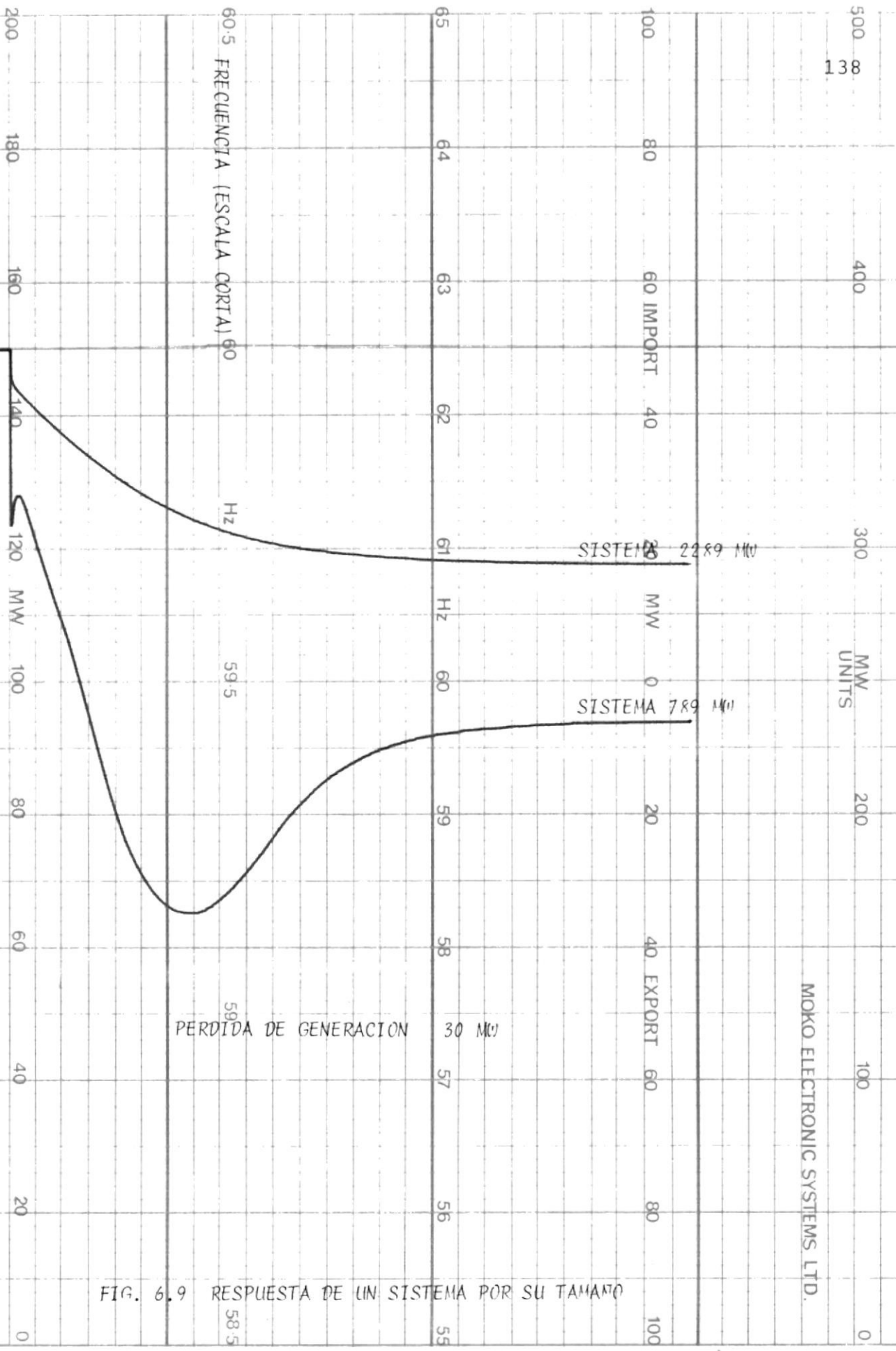


FIG. 6.9 RESPUESTA DE UN SISTEMA POR SU TAMAÑO

CAPITULO 7

INTERCONEXION CON OTRO SISTEMA

7.1. RAZONES PARA LA INTERCONEXION, SU EFECTO SOBRE EL SISTEMA

Quando existe una interconexión entre dos o más sistemas, hay muchas ventajas para los sistemas que participan en la interconexión, ventajas tales como la ganancia de una mejor estabilidad y la consecución de una mejor operación económica ya que un sistema que es mas eficiente le puede vender energía a otro que no lo es, con beneficios económicos para ambos.

Para conseguir todos estos beneficios debe haber una apropiada operación del sistema interconectado, existiendo diferentes modos, según las condiciones de la interconexión, ya que sin un preciso control de generación y frecuencia, resultarán flujos de potencia indeseados a través de las líneas de amarre de los sistemas interconectados.

Para una mejor operación se considera lo siguiente:

1. Cada sistema debe tener la suficiente capacidad para alimentar a su propia carga con la adecuada reserva para cualquier disturbio.

2. Cada sistema debe balancear continuamente su generación según su carga, para que así de esta manera pueda mantener el flujo de potencia a través del amarre en un valor previamente acordado.

Entre los diferentes modos de operación de un sistema interconectado se tienen:

REGULACION POR FRECUENCIA PLANA

Se llama regulación por frecuencia plana en un sistema interconectado, cuando solo uno de ellos se encarga de responder por los cambios de frecuencia debidos a la variación de la carga, permaneciendo los demás sistemas en su regulación original.

La desventaja de esta forma de operación es que uno de los sistemas es el que absorbe todos los cambios de la carga de toda la interconexión.

Este modo de operación se lo debería aplicar cuando un sistema es más eficiente que otro y se desea que aquel esté en su máxima capacidad.

REGULACION EN PARALELO

En esta regulación todos los sistemas tratan de corregir la

frecuencia, absorbiendo cada uno de ellos las variaciones de carga, lográndose también de esta forma que la potencia que fluye por la línea de amarre no varíe demasiado de su valor prefijado.

REGULACION DE LINEA DE AMARRE PLANA

En este caso cada sistema se encarga de mantener el flujo por la línea de amarre en un valor constante sin responder por los cambios de frecuencia.

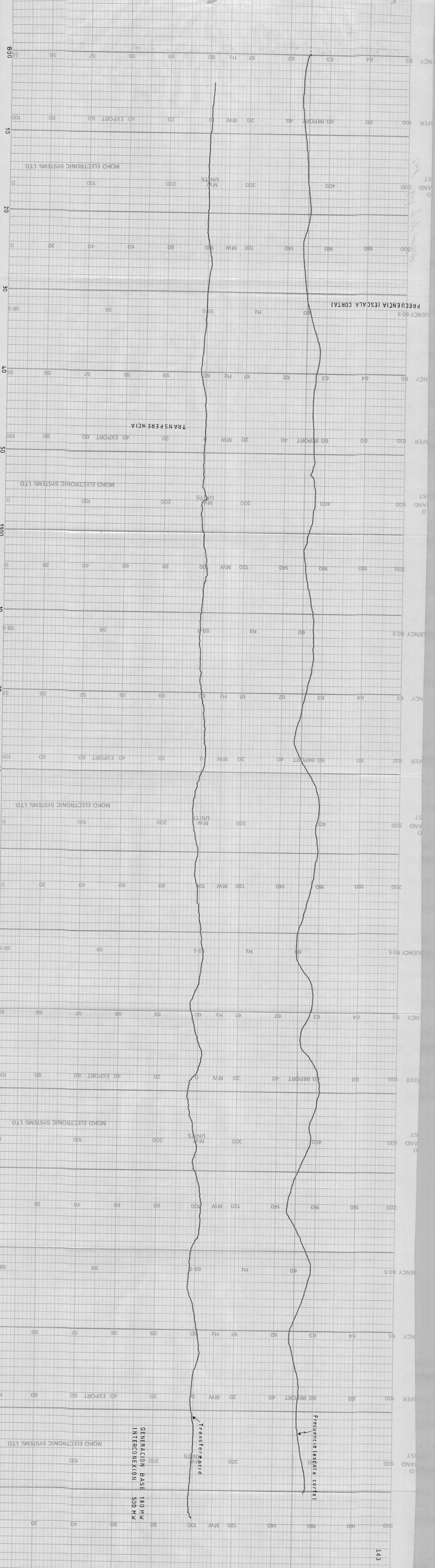
REGULACION DE LINEA DE AMARRE CON FRECUENCIA

En este modo de operación los sistemas interconectados responden a las variaciones de frecuencia y flujo de potencia por la línea de amarre.

Para observar como la respuesta de un sistema mejora cuando se encuentra interconectado, se repite el programa de despacho de carga del capítulo 5, pero interconectado a otro sistema de 500 MW.

En la figura 7.1. se observa que la frecuencia ha mejorado notablemente siendo sus valores máximo y mínimo de 60.1 y 59.96 Hz respectivamente, cuando anteriormente sin

interconexión la frecuencia oscilaba entre 60.23 y 59.90 Hz.



ST-1
ST-2

FRECUENCIA (ESCALA CORTA)

GENERACION BASE 180 MW
INTERCONEXION 500 MW

Transferencia

Frecuencia (escala corta)

CAPITULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente proyecto se ha realizado un estudio práctico sobre los factores que influyen en el comportamiento de un sistema. Comportamiento para cuya visualización óptima se necesita que sea demostrativo, además del que se obtiene teóricamente.

Tal es el efecto del estatismo del gobernador en un reparto automático de carga. La influencia de la relación carga/descarga de los generadores en la programación de un despacho de carga. El efecto de la frecuencia sobre la carga.

En el capítulo de costos se demuestra en forma clara la influencia del estudio económico para obtener una operación óptima de los generadores y además una demostración de cuando y como se debe aplicar el criterio de los costos incrementales.

El programa de despacho de carga, que se lo ha realizado en forma manual, demuestra como frecuentemente al tratar de cumplir con una demanda debido a la forma de su curva, se debe poner en práctica el criterio de prestar un mejor servicio al consumidor sobre el criterio de una operación económica.

En las pruebas para observar el comportamiento de un sistema para diferentes perturbaciones se logran respuestas en poco tiempo, respuestas que para obtenerlas teóricamente se necesitarían de grandes cálculos.

Los tópicos en general, han sido desarrollados en un orden tal que permita dar un entrenamiento efectivo en operación y despacho de carga.

Se sugiere que al comenzar a trabajar en el Simulador, se tome cierto tiempo obteniendo y comprobando las características y respuestas de cada generador individual, pasando luego al estudio de pequeños sistemas con pocas unidades generadoras y verificando ecuaciones básicas de potencia. De esta manera se estará ganando al mismo tiempo familiaridad con el Simulador.

El siguiente paso sería grabar una curva de demanda en un cassette y proporcionar al estudiante una curva similar que le sirva como un pronóstico de la demanda. Con esta curva el estudiante prepara su primer programa de despacho de carga con la idea de suplir a la demanda con máxima economía. Existirán pequeñas diferencias entre la curva grabada y el pronóstico de la demanda para que el estudiante aprenda a anticiparse a los requerimientos de carga, manteniendo una frecuencia estable en el sistema.

El cassette con la curva de demanda se lo toca en la grabadora y por medio del reloj digital el estudiante carga la central de acuerdo con su programa.

Se repetirá la misma curva de demanda con la finalidad de mejorar los resultados, para luego cambiar con una curva diferente de mayor realismo. Para crear este realismo se empezará por imponer restricciones de operación que se encuentran normalmente en la práctica (mínima carga del generador, límites en la desviación de la frecuencia, requerimientos de generación de reserva) al mismo tiempo que se estará buscando la mayor economía en la operación.

Luego se simularán perturbaciones en el sistema y se investigarán los efectos de la interconexión con una red adicional.

De esta manera se pretende dar el primer paso en el uso y aplicación del Simulador de Despacho de Carga, para así lograr una completa familiarización con los elementos que aunque no muy visibles, tienen una influencia principalísima en el funcionamiento de un sistema de potencia.

BIBLIOGRAFIA

1. Folletos de la Comisión Federal de Electricidad, División Norte, México.
2. Folletos del Centro de Formación Profesional de Paulo Alonso, Dirección de Operación, Brasil.
3. Guile, A.E., y W. Paterson, Electric Power Systems. Volumen 2, Pergamon.
4. Kirchmayer, Leon K., Economic Operation of Power Systems, John Wiley & Sons.
5. Miller, Robert H., Power System Operation. Mc Graw Hill.
6. Stevenson William D., Elements of Power System Analysis, Mc Graw Hill.
7. Weedy, B.M., Electric Power Systems, John Wiley & Sons.
8. Westinghouse Electric Corporation, Applied Protective Relaying. Capítulo 21, Silent Sentinels Publication.
9. Sterling, M.J.H., Power System Control, IEE Control Engineering.

