

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.130
12 de noviembre de 1988

ORIGINAL: ESPAÑOL

CATALOGADO

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA^{*/}

(Versión preliminar)

Este material fue preparado por la Unidad de Energía para ser utilizado en el Seminario sobre Esquemas para Desconexión de Carga por Baja Frecuencia, que se impartirá a ingenieros del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE).

*/ Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

88-11-188

INDICE

| | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| Presentación | 1 |
| I. Descripción funcional del comportamiento dinámico de sistemas eléctricos | 3 |
| II. Modelado de componentes | 11 |
| 1. Conceptos básicos de la teoría del control | 14 |
| 2. Sistemas de gobernación de velocidad | 21 |
| 3. Turbinas | 21 |
| 4. Generador y constante de inercia | 31 |
| 5. Carga | 35 |
| 6. Perturbación | 36 |
| 7. Sistema eléctrico elemental | 37 |
| 8. Coherencia | 41 |
| 9. H de un sistema coherente | 41 |
| 10. Area de control | 44 |
| III. Regulación primaria | 45 |
| 1. Un Area - Una Máquina (1A-1M), $D=0$ | 46 |
| 2. Característica de respuesta de frecuencia de Area (β) | 52 |
| <u>Anexos</u> | 57 |
| I Comportamiento dinámico de sistemas eléctricos | 59 |
| II Esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDBF's) | 67 |

PRESENTACION

El presente material se preparó e integró para impartir el Seminario sobre Esquemas para Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDBF), que forma parte del acuerdo que al respecto se tomó en la XII Reunión de Gerentes y Presidentes de las Empresas Eléctricas, celebrada en San José, Costa Rica el 4 de diciembre de 1987. Los temas que comprenderá el seminario son: a) aspectos conceptuales sobre el comportamiento dinámico de sistemas eléctricos; b) modelaje de los componentes; c) regulación primaria (acción del gobernador); d) respuesta de sistemas eléctricos ante disturbios, e) esquemas para desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDBF) y f) equivalentes de sistemas eléctricos para estudios dinámicos. El material incluye suficientes bases técnicas para la adecuada interpretación de los fenómenos; sin embargo, por el tiempo previsto para su impartición (tres días), se prevé que será necesario que los participantes lo estudien más a fondo para su cabal asimilación, posteriormente a la realización del seminario. Asimismo, debido al poco tiempo previsto para el evento, se omitieron aspectos estrechamente relacionados con el temario, como son: a) análisis de reserva rodante (regulación primaria) en sistemas interconectados multimáquina, y b) control automático de generación. Por separado, y previamente, se entregó a las empresas eléctricas de América Central bibliografía seleccionada para su estudio por parte de los participantes.

Parte muy importante del seminario serán los ejercicios de simulación digital para los que se logró la cooperación técnica de la Comisión Federal de Electricidad. Las prácticas tienen como propósito que los participantes adquieran destreza en el uso del recurso digital para el uso futuro en estudios puntuales sobre el tema.

I. DESCRIPCION FUNCIONAL DEL COMPORTAMIENTO DINAMICO DE SISTEMAS ELECTRICOS

En el presente capítulo se describe cualitativamente el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos; para ello se utilizó un conjunto turbina térmica-generador. La potencia del vapor se transfiere al rotor de la turbina en las etapas de alta, intermedia y baja presión. El generador recibe la potencia mecánica de la turbina (P_m) y entrega esta potencia al sistema en forma de potencia eléctrica (P_e).

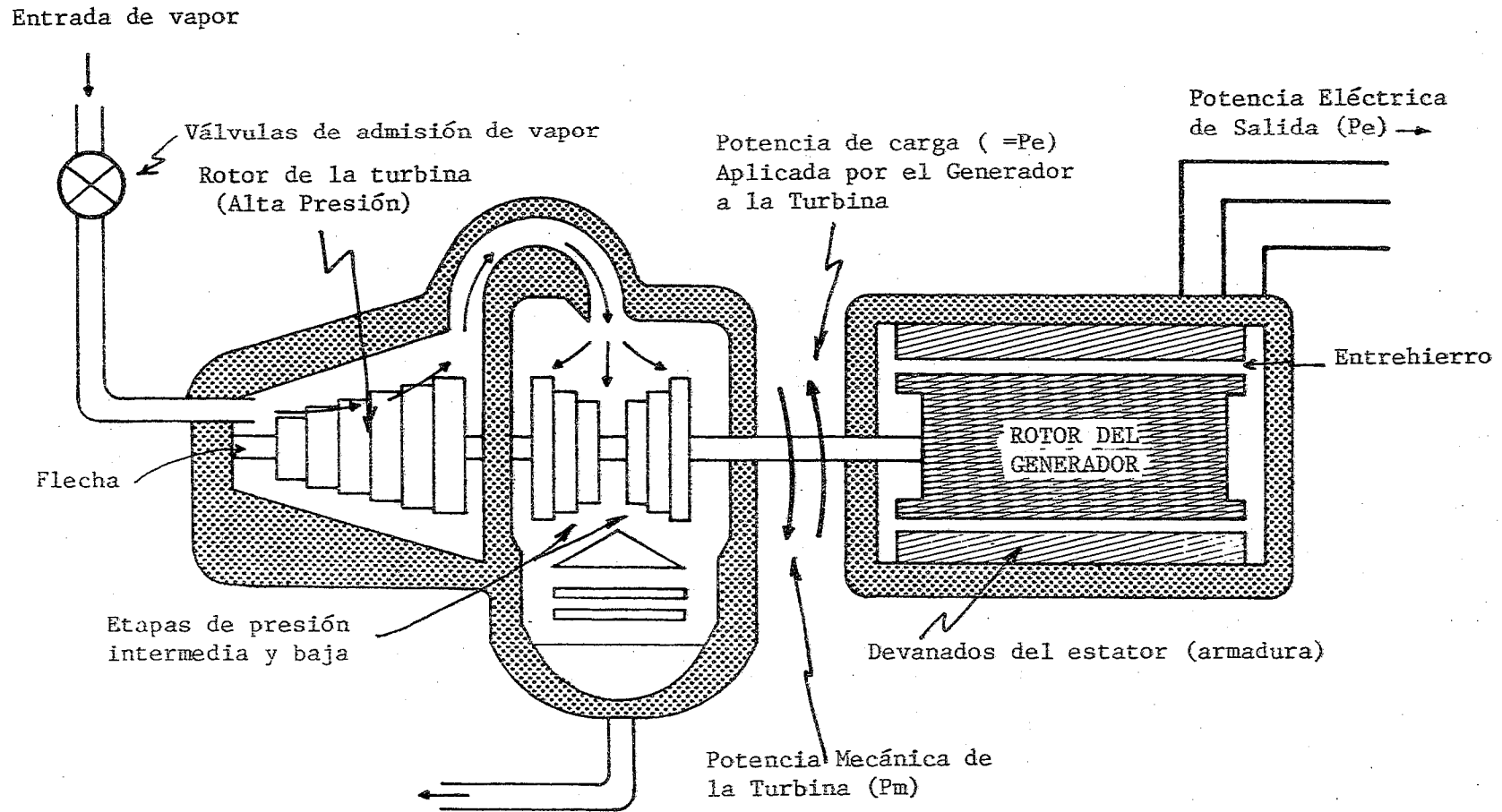
(Véase el gráfico 1.)

Los rotores de la turbina, del generador y la flecha constituyen una sola unidad a la que pueden acoplarse otros elementos que constituyen una masa que gira a una velocidad ω_m (rad/seg). A todas las masas acopladas con la misma flecha se les puede caracterizar por un momento de inercia.

La turbina aplica potencia impulsora o motriz al rotor. Para convertir la potencia mecánica a potencia eléctrica, el generador aplica una "carga" al rotor de la turbina que, ignorando las pérdidas, es instantáneamente igual a la potencia eléctrica que entrega el generador al sistema eléctrico.

En operación de estado estable o régimen permanente, la entrada de vapor se regula por medio de las válvulas de admisión, a fin de que la potencia mecánica de la turbina sea igual a la "carga" que el generador impone a ésta. Bajo esa condición, la velocidad del rotor permanece constante,

Gráfico 1



Descripción Física del Proceso de Conversión de Potencia del Vapor a Potencia Mecánica en la Turbina y a Potencia Eléctrica en el Generador

almacenando energía cinética en función del momento de inercia y del cuadrado de la velocidad. Durante el período dinámico dichas potencias no son iguales, lo que se refleja en cambios en la energía cinética y, por ende, en la velocidad del rotor.

La potencia de salida (eléctrica) del generador puede cambiar rápida y drásticamente cuando ocurre un disturbio, como una falla. Dicha potencia puede ser discontinua. El cambio en la potencia de salida del generador se refleja inmediatamente en un cambio igual en la carga que aplica el generador a la turbina. La potencia mecánica de la turbina permanece constante, provocando un desbalance de la potencia aplicada al rotor.

La potencia mecánica proporcionada por la turbina puede considerarse constante durante el período dinámico, particularmente durante el primer segundo después de que ocurra el disturbio. Esto se debe a la fuerte inercia que presentan las válvulas de admisión de vapor y de los mecanismos que las accionan, así como a los retrasos inherentes al sistema de control. Esta característica es la premisa fundamental en los estudios de estabilidad transitoria (primer segundo después de un disturbio).

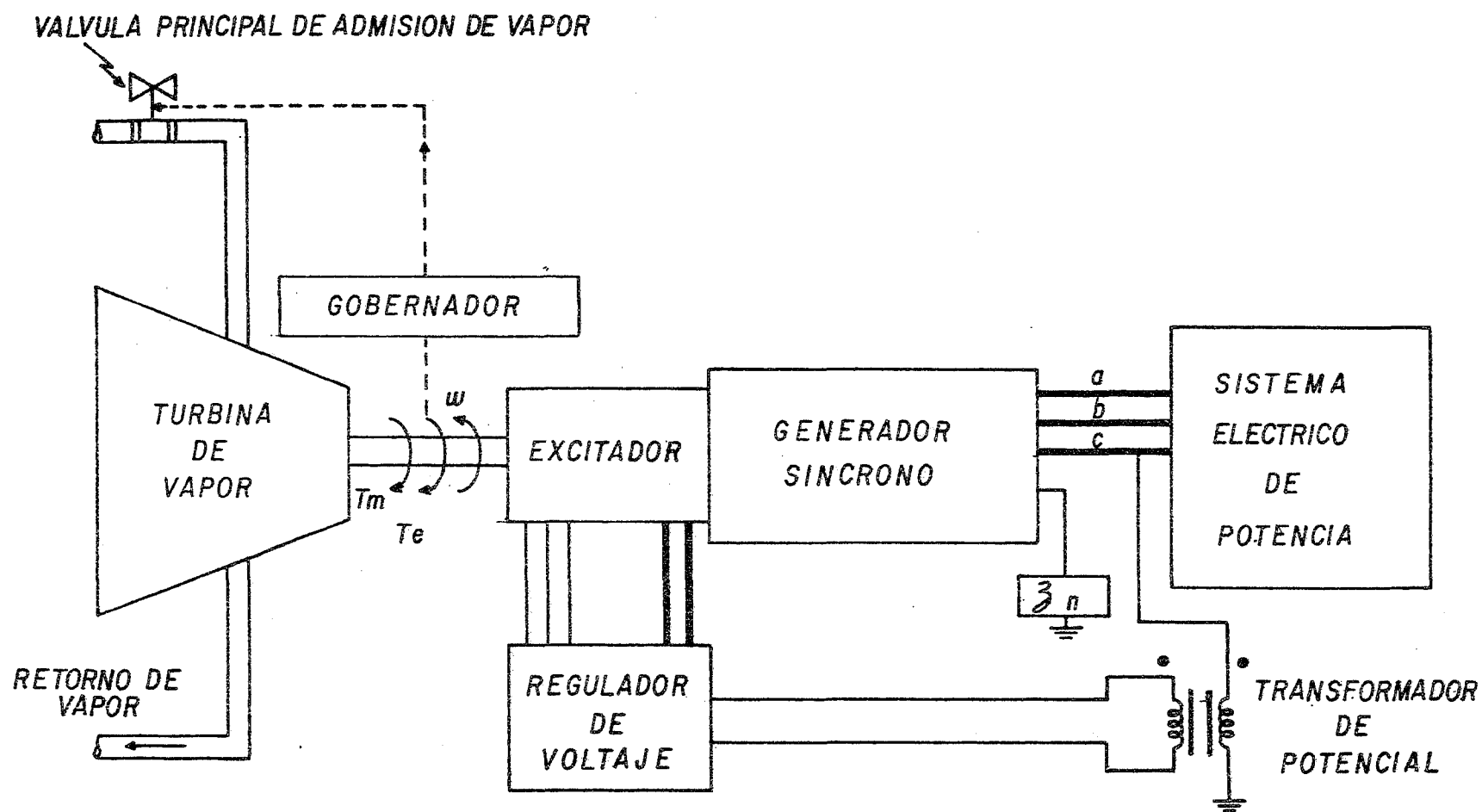
Este material se centra en el subsistema de control de velocidad. El comportamiento dinámico de los sistemas de energía eléctrica ha sido ampliamente analizado, y ello ha conducido a avances tecnológicos y conceptuales notables que, actualmente permiten operar de manera integrada sistemas de

potencia gigantescos. Un procedimiento que se ha seguido en los análisis dinámicos es separarlos, sobre la base de los tiempos de respuesta propios de los elementos que intervienen, según el tipo de evento que se esté considerando. Por ejemplo, una descarga atmosférica provoca un rompimiento del dieléctrico, lo que, después de un cierto tiempo, hace operar los relevadores de protección y éstos, a su vez, provocan el disparo de los interruptores de la línea con falla, modificando la topología o configuración de la red eléctrica. Todo el fenómeno se lleva a cabo entre una y dos décimas de segundo, y no se percatan del incidente el técnico, la caldera, la columna de agua de una unidad hidroeléctrica, o los gobernadores de las turbinas, etc.,. El ejemplo anterior indica que no sería necesario para el estudio representar los elementos que no intervienen, debido a su elevado tiempo de respuesta, en relación con el fenómeno.

Una característica básica de los sistemas eléctricos es el que la energía eléctrica no se almacena, sino que debe producirse en el instante preciso en que ésta se requiere. Con este obstáculo convive permanentemente el personal de operación, y logra afrontarlo, tanto por su experiencia y conocimiento del sistema eléctrico bajo su responsabilidad, como mediante los subsistemas de control automático con que cuentan las unidades generadoras, (Véanse los gráficos 2 y 3.)

Los métodos más eficientes para resolver un problema son los que consideran el comportamiento real o físico del

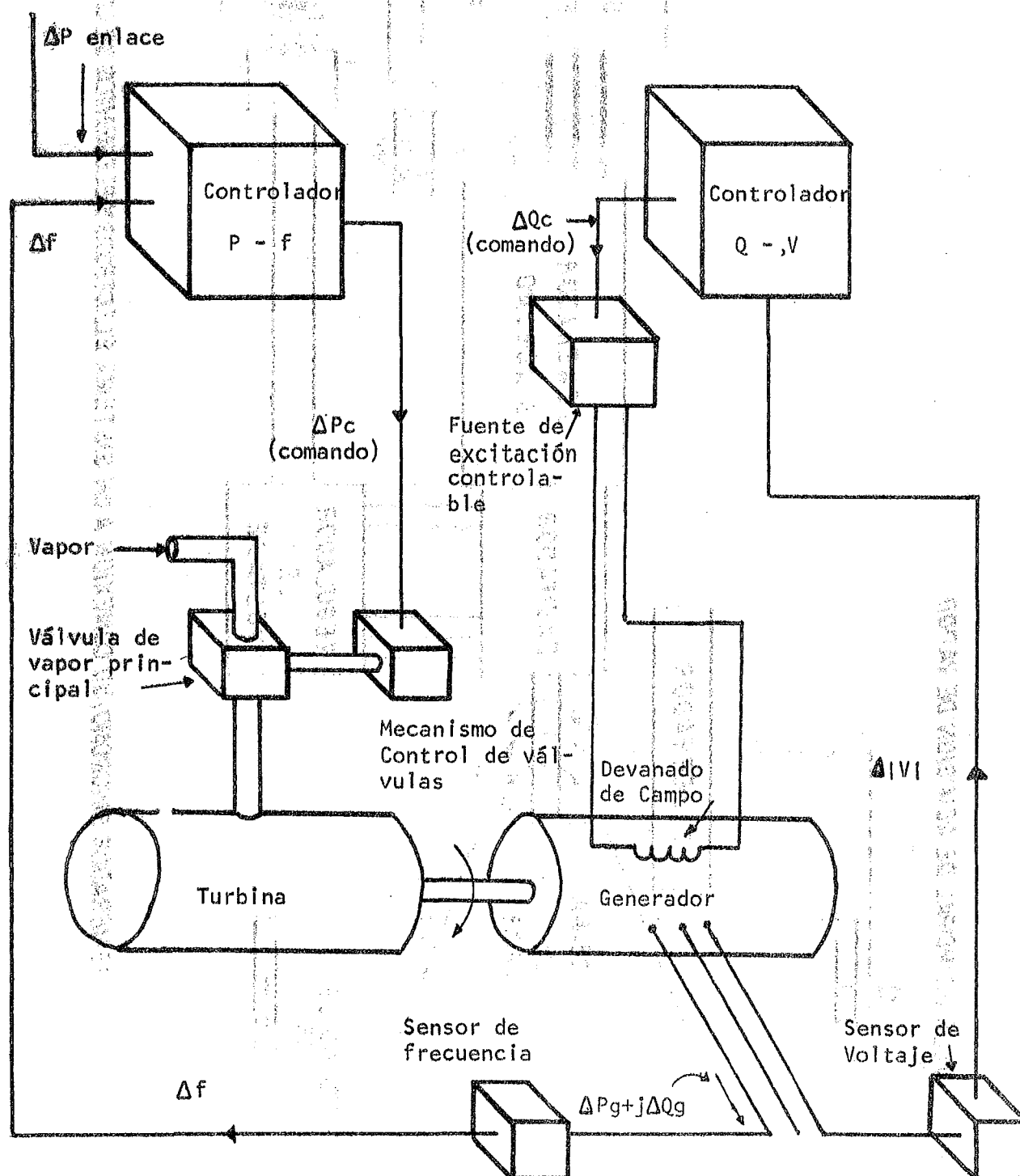
Gráfico 2



GENERADOR SINCRONO; SU CONEXION A UN SISTEMA ELECTRICO Y ELEMENTOS DE LOS LAZOS P-f y Q-V.

Gráfico 3

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LOS LAZOS DE
CONTROL P-f Y Q-V.

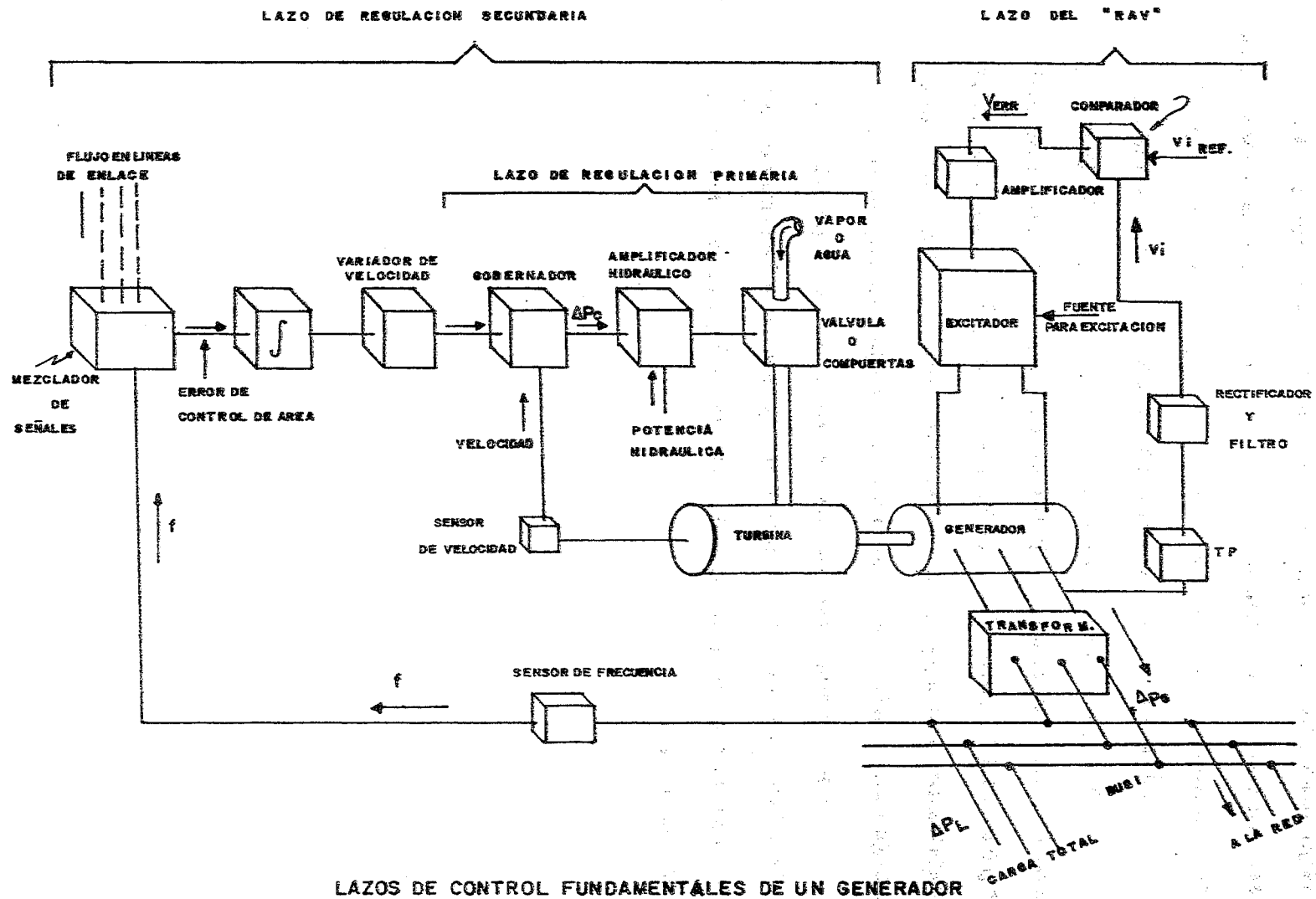


proceso. Las metodologías aplicadas a sistemas eléctricos así lo corroboran (por ejemplo, el método de flujos desacoplado, el considerar la dispersión de la red, etc.). Siguiendo estas ideas se ha demostrado que, cuando se trata de cambios pequeños, los de potencia activa afectan la frecuencia y los de potencia reactiva, el voltaje.

Si bien este desacoplamiento resulta natural, es válido sólo para pequeños cambios, permite estudiar por separado los lazos de control "potencia activa-frecuencia" (P-f) y "potencia reactiva-voltaje" (Q-V). En el gráfico 2 se muestran con mayor detalle los subsistemas que interactúan en el proceso dinámico de los dos lazos de control.

En este documento sólo se tratarán aspectos relacionados con el lazo P-f, y particularmente los conceptos de regulación primaria, cuyos elementos se destacan en el gráfico 4.

Gráfico 4



LAZOS DE CONTROL FUNDAMENTALES DE UN GENERADOR

II. MODELADO DE COMPONENTES

Para estudiar el proceso o planta que se desea controlar, así como para diseñar los controles, es necesario desarrollar modelos. Estos pueden ser equipos prototipo hechos a escala, modelos matemáticos o similares analógicos. Del tipo que sean, es obvio que se requiere conocer su comportamiento físico para poderlos simular.

Una vez identificada la parte que interesa estudiar y su tiempo de respuesta, se obtienen modelos para cada componente. En el tema que nos ocupa, se trata de pequeñas perturbaciones o variaciones por lo que los modelos resultan lineales (en realidad se linealizan); superponiendo estos modelos se obtiene información cuantitativa del proceso global.

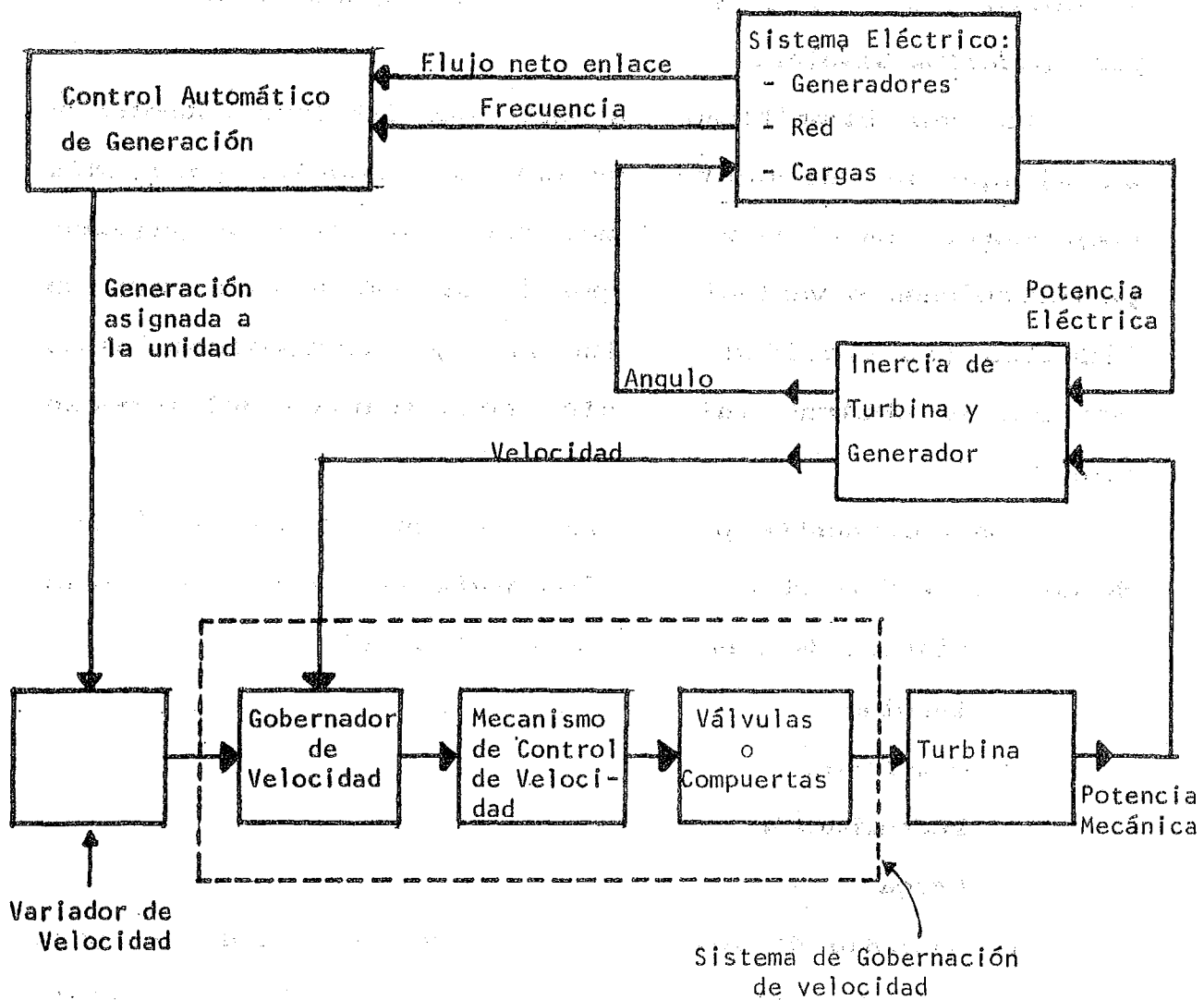
Los componentes principales que intervienen en el lazo de control P-f se observan en los gráficos 5 y 6. Estos son:

- Sistema de gobernación de velocidad
- Turbina
- Generador
- Perturbación
- Carga

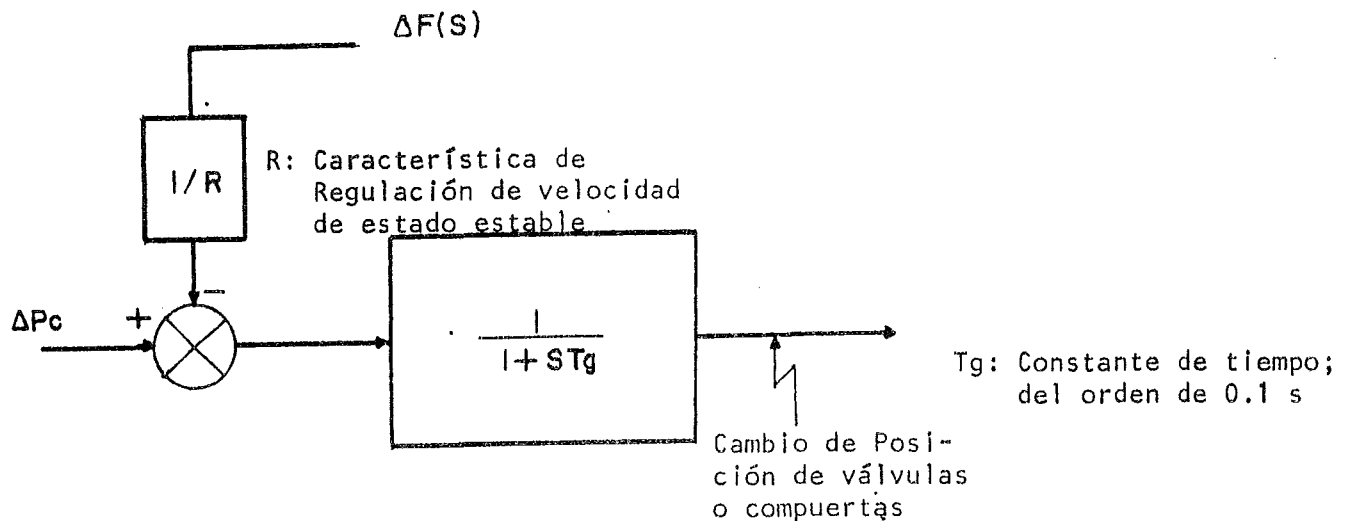
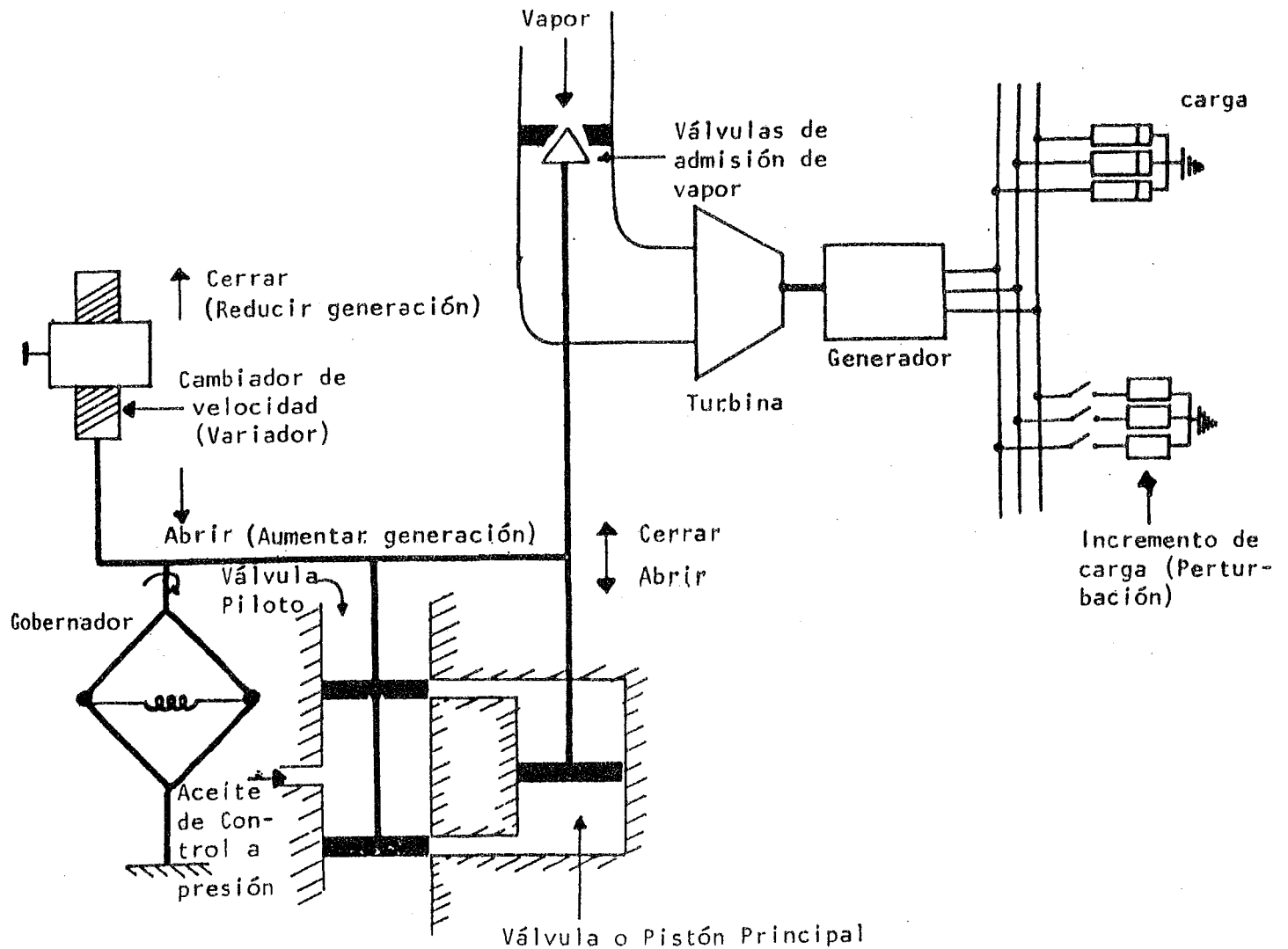
La ventaja de los modelos es que se pueden usar para efectuar simulaciones útiles con el propósito de definir estrategias de operación, mejorar diseños del sistema (planta o proceso), diseñar controladores o simplemente como herramientas de aprendizaje, todo sin poner en riesgo la operación real o incurrir en grandes costos; en otras

Gráfico 5

DIAGRAMA DE BLOQUES FUNCIONAL MOSTRANDO LA UBICACION
DEL SISTEMA DE GOBERNACION DE VELOCIDAD Y LA
TURBINA EN RELACION CON EL SISTEMA
COMPLETO



SISTEMA DE GOBERNACION DE VELOCIDAD MECANICO-HIDRAULICO,
SU UBICACION Y FUNCION DE TRANSFERENCIA



palabras, las simulaciones permiten o facilitan el "análisis ingenieril" y evitan el enfoque de pruebas reales y de prueba y error (tanteos).

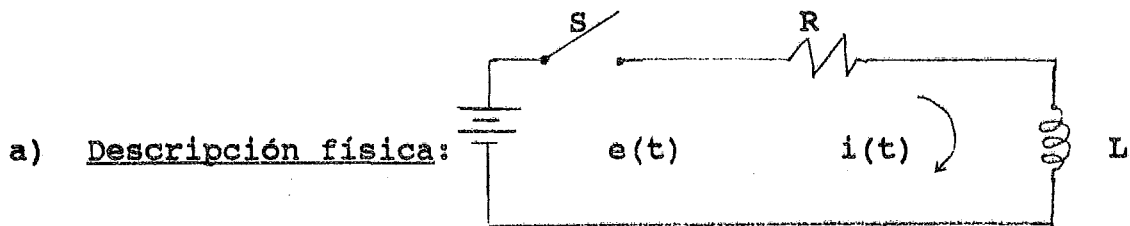
Antes de empezar a desarrollar el lazo de control P-f, conviene recordar algunos conceptos básicos de la teoría del control.

1. Conceptos básicos de la teoría del control

Los pasos para obtener modelos son:

- a) Descripción física
- b) Ecuaciones que representan el comportamiento físico
- c) Representación de las ecuaciones en diagramas de bloques o en diagramas para armarse con computadora analógica
- d) Solución. Obtención de la respuesta en el tiempo

Ejemplo: Para el circuito R-L mostrado se quiere conocer el comportamiento de la corriente $i(t)$ al cerrar el switch S.



$$e(t) = V \quad \text{volts (una pila)}$$

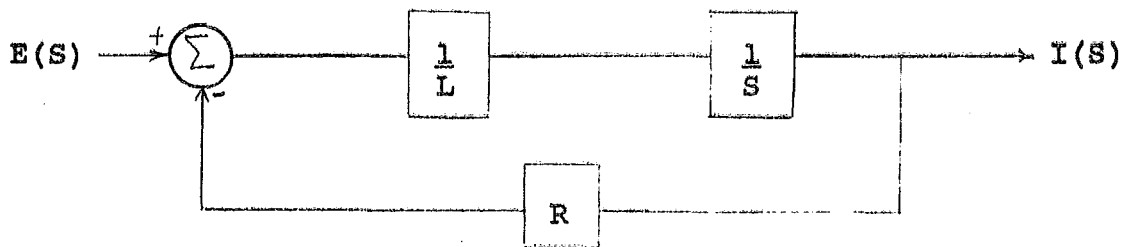
b) Ecuaciones:

$$(1) \quad e(t) = iR + L \frac{di}{dt}$$

o

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (e - iR) \quad (2)$$

c) Diagrama de bloques para la ecuación (2):



Este diagrama se ha obtenido de transformar la ecuación (2) al dominio de Laplace:

$$SI(S) = \frac{1}{L} \left[E(S) - I(S) R \right]$$

o

$$I(S) = \frac{1}{LS} \left[E(S) - R I(S) \right] \quad (3)$$

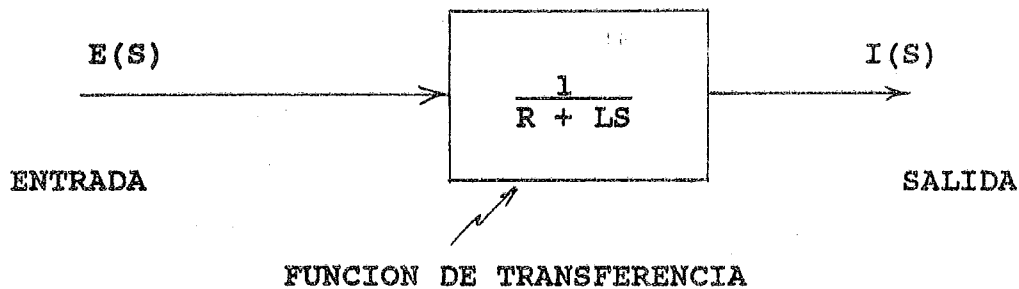
Pasando directamente la ecuación (1) al dominio de Laplace:

$$E(S) = RI(S) + LS I(S)$$

$$I(S) [R + LS] = E(S)$$

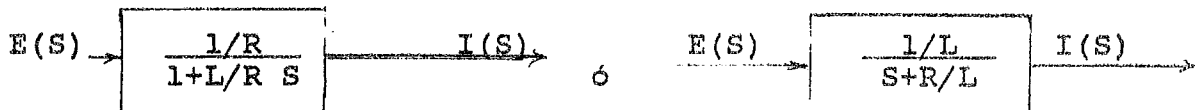
$$\frac{I(S)}{E(S)} = \frac{1}{R + LS} \quad \text{o} \quad I(S) = \frac{1}{R + LS} E(S) \quad (4)$$

La ecuación (4) se puede dibujar mediante un diagrama de bloques:

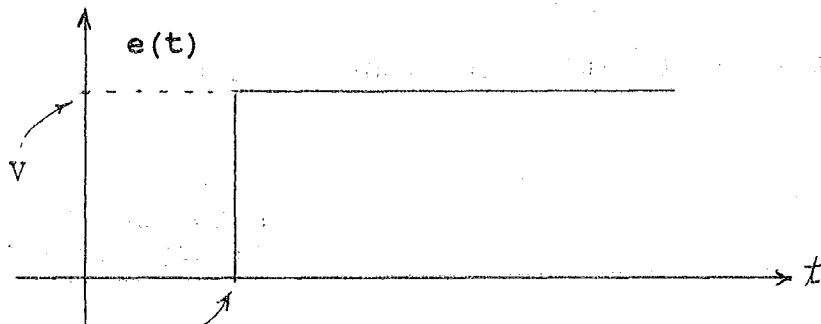


Un diagrama de bloques es una representación esquemática de relaciones matemáticas (ecuaciones) entre variables. Cuando dichas ecuaciones se expresan en el dominio de Laplace, las condiciones iniciales son cero y relacionan dos variables, se les conoce como función de transferencia.

El diagrama de bloques anterior también se puede escribir de la siguiente manera:



Para el caso en que $e(t)$ es un escalón de voltaje (una pila, por ejemplo) aplicado al circuito R-L, de valor V , su representación gráfica es:



En este momento se cierra el switch S y se puede considerar como el inicio del tiempo ($t = 0^+$).

Para una pronta referencia, en el cuadro 1 se presentan las funciones más usuales, tanto en el dominio del tiempo como en el de Laplace. Utilizando el cuadro 1 se obtiene la transformada Laplace para $e(t)$:

$$\mathcal{L}\{e(t)\} = E(S) = \frac{V}{S}$$

Por lo que
$$I(S) = \frac{1/L}{S + R/L} E(S)$$

$$\circ \quad I(S) = \frac{V/L}{S(S + R/L)} = \frac{V}{R} \left[\frac{1}{S} - \frac{1}{S + R/L} \right] \quad (5)$$

d) Obtención de la respuesta en el dominio del tiempo:

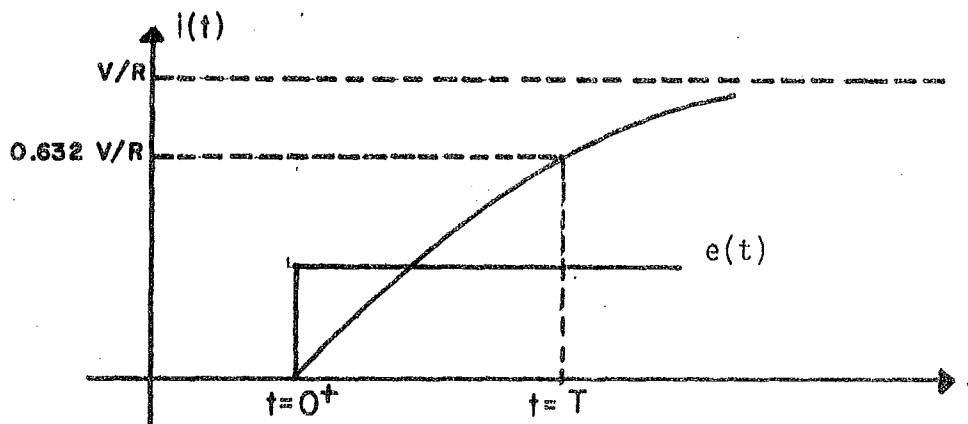
Usando el cuadro I, la transformada inversa de la ecuación 5) es el resultado deseado:

$$i(t) = \mathcal{L}^{-1}\{I(S)\} = \frac{V}{R} \left[1 - e^{-\frac{t}{L/R}} \right] \quad (6)$$

haciendo $T = \frac{L}{R}$

$$i(T) = \frac{V}{R} \left[1 - e^{-\frac{t}{T}} \right]$$

La representación gráfica para $i(t)$ es:



Cuando $t = T$, $i(t)$ es: $i(T) = \frac{V}{R} (1 - e^{-1}) = 0.632 \frac{V}{R}$

para esta condición se dice que el tiempo transcurrido es igual a una constante de tiempo.

Conviene destacar que la solución mediante la transformada de Laplace da información tanto del estado transitorio como del régimen permanente (o estado estable).

A continuación se enuncian, sin demostración, dos reglas muy útiles en el análisis de los sistemas de control:

Teorema del valor inicial. La respuesta inicial ($t=0^+$) en el dominio del tiempo, para la variable de salida, ante una entrada en escalón, se determina haciendo $S = \infty$ en la función de transferencia.

Teorema del valor final. La respuesta final ($t = \infty$) o en régimen permanente, en el dominio del tiempo, para la variable de salida ante una entrada en escalón, se determina haciendo $S=0$ en la función de transferencia.

Cuadro 1

FUNCIONES EN EL DOMINIO DEL TIEMPO Y DE LAPLACE

| Función en el dominio del tiempo | Función en el dominio de Laplace F(S) |
|--|--|
| K | K/S |
| t | $\frac{1}{S^2}$ |
| $e^{-\alpha t}$ | $\frac{1}{S + \alpha}$ |
| $e^{+\alpha t} f(t)$ | $F(S - \alpha)$ |
| sen wt | $\frac{w}{S^2 + w^2}$ |
| cos wt | $\frac{S}{S^2 + w^2}$ |
| $\frac{d}{dt} f(t)$ | $S F(S) - f(0)$ |
| $\int f(t) dt$ | $\frac{1}{S} F(S)$ |
| $\frac{K}{T} e^{-\frac{t}{T}}$ | $\frac{K}{1 + ST}$ |
| $\frac{K}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t})$ | $\frac{K}{S(S + \alpha)} = \frac{K}{\alpha} \left(\frac{1}{S} - \frac{1}{S + \alpha} \right)$ |

2. Sistema de gobernación de velocidad

El sistema de gobernación de velocidad es el lazo de control interno del lazo P-f; generalmente es autónomo y local en las centrales generadoras. (Véase de nuevo el gráfico 4.) Los elementos del sistema de gobernación de velocidad se indican en bloques en el gráfico 5 y se muestran de una manera más física en el gráfico 6. En dicho gráfico, también se incluye el modelo matemático para el sistema de gobernación elemental representado, que podría aplicarse a turbina de vapor. Para las turbinas hidráulicas, el sistema de gobernación de velocidad tiene características adicionales, como se comentará más adelante.

Los sistemas de gobernación de velocidad pueden ser mecánico-hidráulicos o electro-hidráulicos; la parte hidráulica (sobre la base de aceite a presión) es imprescindible por la potencia requerida para accionar las válvulas de admisión de vapor o las compuertas, en el caso de turbinas térmicas o hidráulicas, respectivamente. Los sistemas de gobernación electro-hidráulicos tienen la ventaja de que responden en menor tiempo y es más fácil modificar sus ajustes.

3. Turbinas

La salida del sistema de regulación de velocidad se realiza mediante un cambio de posición en las válvulas o compuertas, lo que a su vez será la señal de entrada a la turbina. La salida de la turbina se efectúa mediante un cambio en la

potencia mecánica. El modelo que representa esta relación varía según la turbina, que puede ser hidráulica, térmica sin recalentado o térmica con recalentamiento.

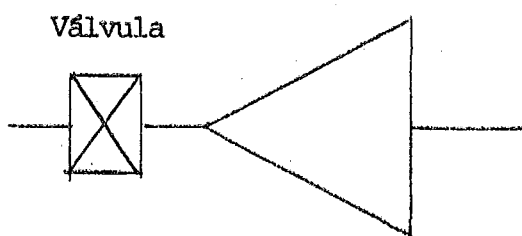
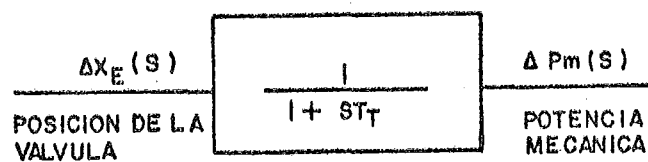
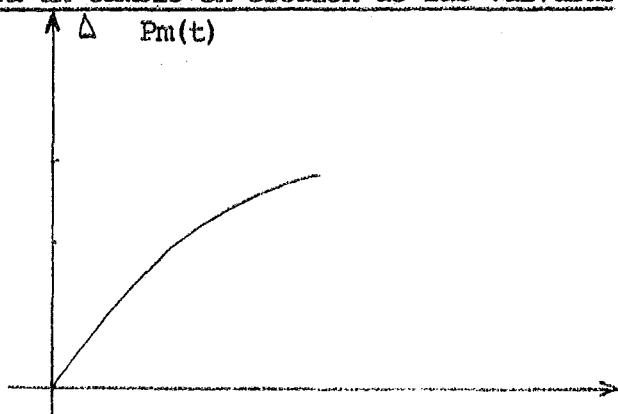
Al igual que para el gobernador, los modelos se plantearán sin deducción y sólo se utilizarán los más simplificados, pero que tengan el detalle suficiente para lograr respuestas realistas.

a) Térmica sin recalentamiento. La potencia mecánica desarrollada por la turbina es proporcional al flujo de vapor. En turbinas sin recalentadores, la respuesta del flujo de vapor a un cambio en la válvula de estrangulación es casi instantánea, con una constante de tiempo de 0.2 a 0.5 segundos. (Véase el gráfico 7.)

Si la presión del vapor suministrado permaneciera constante, la respuesta (potencia mecánica) de la turbina para cambios de posición de la válvula puede ser la que se indica en el gráfico 7. Como se observa en este gráfico, la respuesta en el tiempo de una turbina sin recalentamiento se puede obtener en forma análoga al circuito R-L (conociendo la constante de tiempo T_t), presentado anteriormente.

b) Térmica con recalentamiento. Las turbinas con recalentadores pueden consistir de diversas combinaciones de módulos de alta, intermedia y baja presión. El caso más sencillo es el que se ilustra en la sección a) del gráfico 8. La función de transferencia global del primomotor con recalentado se obtiene sumando las potencias desarrolladas

Gráfico 7

a) Turbina sin recalentamientob) Función de transferenciac) Respuesta en el tiempo de la potencia mecánica para un cambio en escalón de las válvulas

por las etapas de la turbina. Si K_1 es la fracción de potencia desarrollada en la turbina de alta presión (aproximadamente 30% de la potencia total) y K_2 , la fracción de potencia desarrollada en las etapas de presión intermedia y baja, resulta la función de transferencia que se observa en la sección c) del gráfico 8. La respuesta típica de una turbina con recalentamiento, para un cambio en escalón de la posición de la válvula, consiste en un cambio pequeño rápido, definido por la etapa de alta presión y uno grande gradual (con más retraso), determinado por las etapas de presión intermedia y baja (véase la sección b) del gráfico 8).

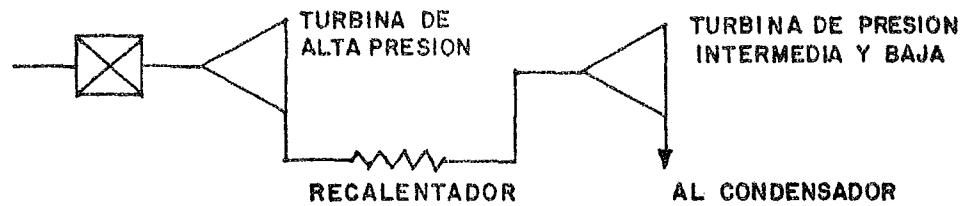
c) Turbina hidráulica. En las centrales hidroeléctricas, la energía potencial del agua en el embalse se convierte en energía cinética en la tubería de presión y es entregada a la flecha de la turbina.

Hay varios tipos de turbinas: la turbina Kaplan del tipo reacción con compuertas controlables y alabes ajustables es eficiente para cabezas de agua muy bajas y medias. Las turbinas Francis, también del tipo reacción, son eficientes para cabezas de agua medias y altas, y la turbina Pelton, de tipo impulso, es eficiente para cabezas de agua muy altas.

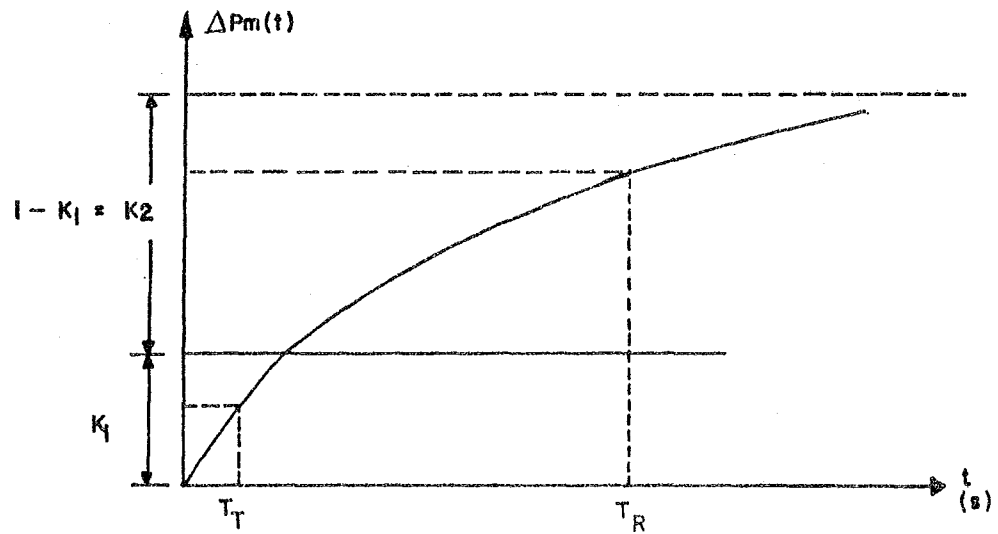
La inercia del agua que fluye por la tubería de presión da lugar a un fenómeno curioso en las turbinas hidráulicas. Al abrir las compuertas, se producen una caída de la altura en la turbina, que sirve para acelerar la columna de agua, y un cambio negativo en la potencia de la turbina. Como resultado, el cambio inicial en la potencia sigue una

Gráfico 8
TURBINA TERMICA CON RECALENTAMIENTO

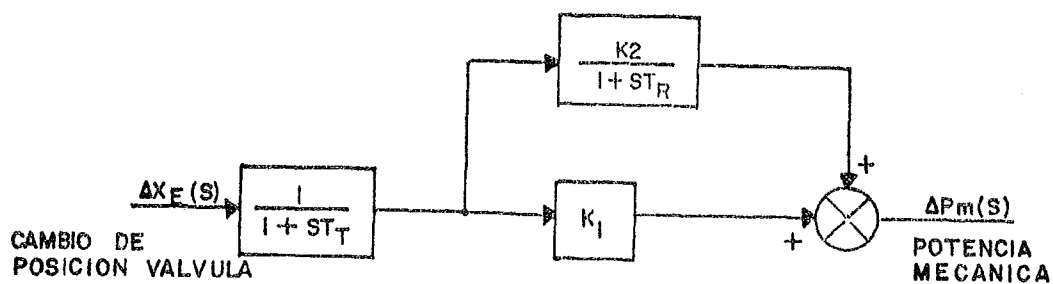
a) Diagrama funcional



b) Cambio de la potencia mecánica en el tiempo



c) Función de transferencia



dirección opuesta a la del cambio final y es dos veces mayor. La función de transferencia puede ser aproximada a:

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta X_E(s)} = \frac{1 - s T_w}{1 + s \frac{T_w}{2}} \quad (7)$$

Esta función de transferencia en diagrama de bloques, puede expresarse tal como se indica en las secciones b) y c) del gráfico 9 (demostrarlo). La respuesta típica de una turbina hidráulica ante un cambio (apertura) en escalón aplicado a las compuertas se presenta en la sección d) del gráfico 9. En realidad las compuertas abren y cierran gradualmente; una respuesta más física se ilustra en la sección e) del gráfico 9.

El valor de T_w es proporcional a la carga; T_w al 50% de la carga equivalen aproximadamente a la mitad de su valor a 100% de carga.

En el caso de las turbinas hidráulicas, los requerimientos del sistema de gobernación de velocidad reciben una fuerte influencia de los efectos de la inercia del agua descritos en párrafos anteriores. Estos requerimientos provocan que los ajustes a los gobernadores electro-hidráulicos funcionen casi como mecánico-hidráulicos, ya que es necesario incluirles una especie de amortiguador formado por una retroalimentación transitoria, mediante una cámara de aceite con un orificio (dashpot)

Gráfico 9

TURBINA HIDRAULICA

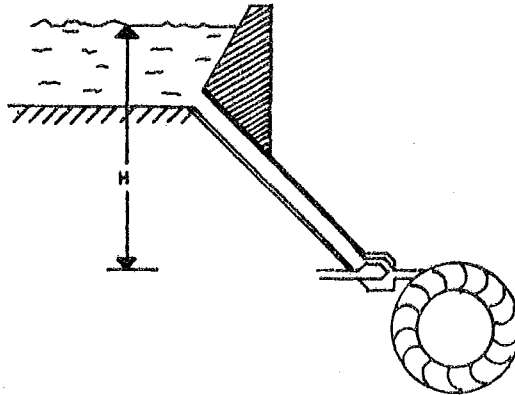
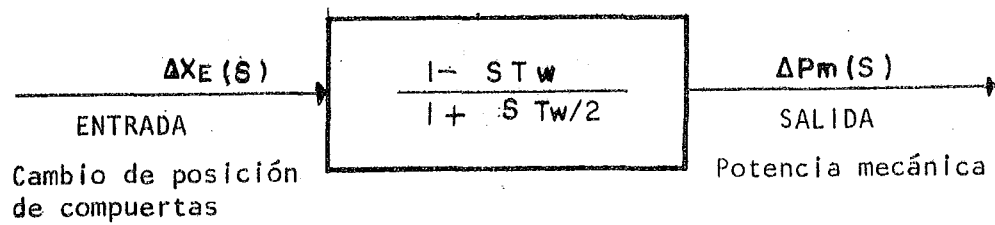
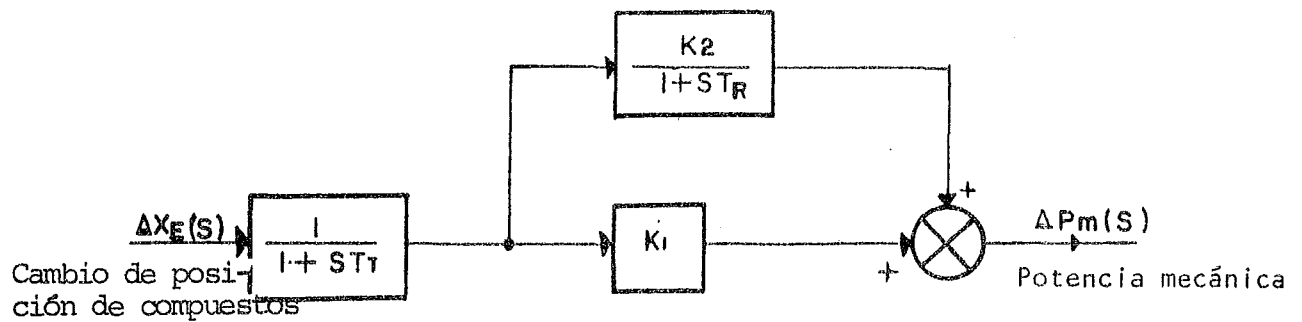
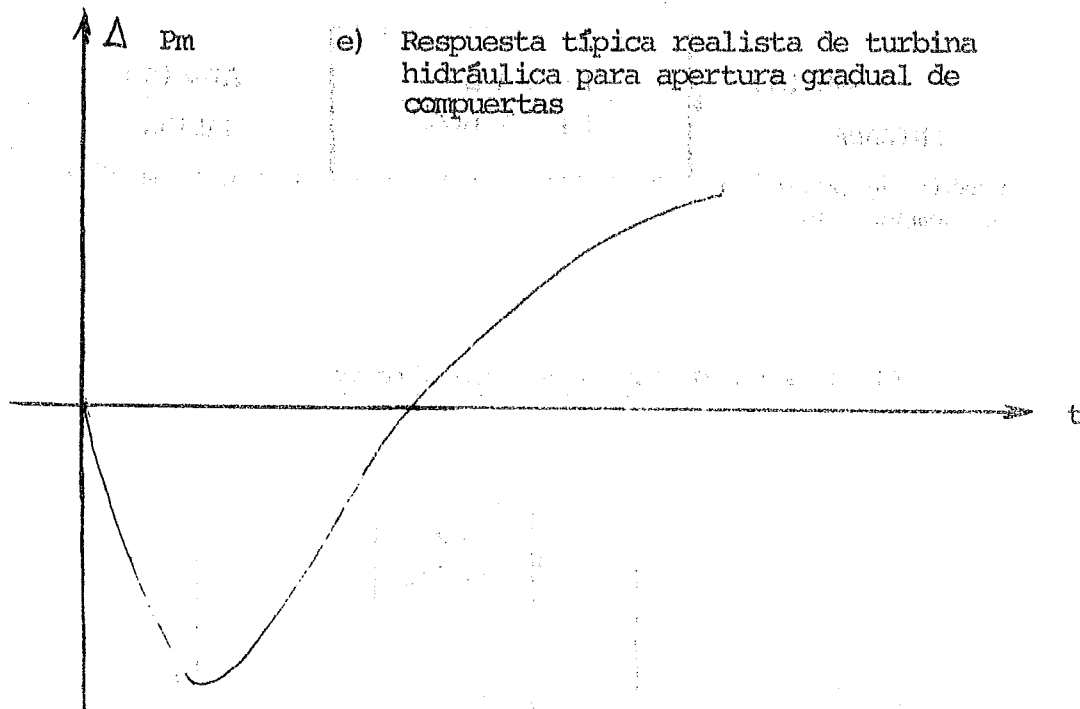
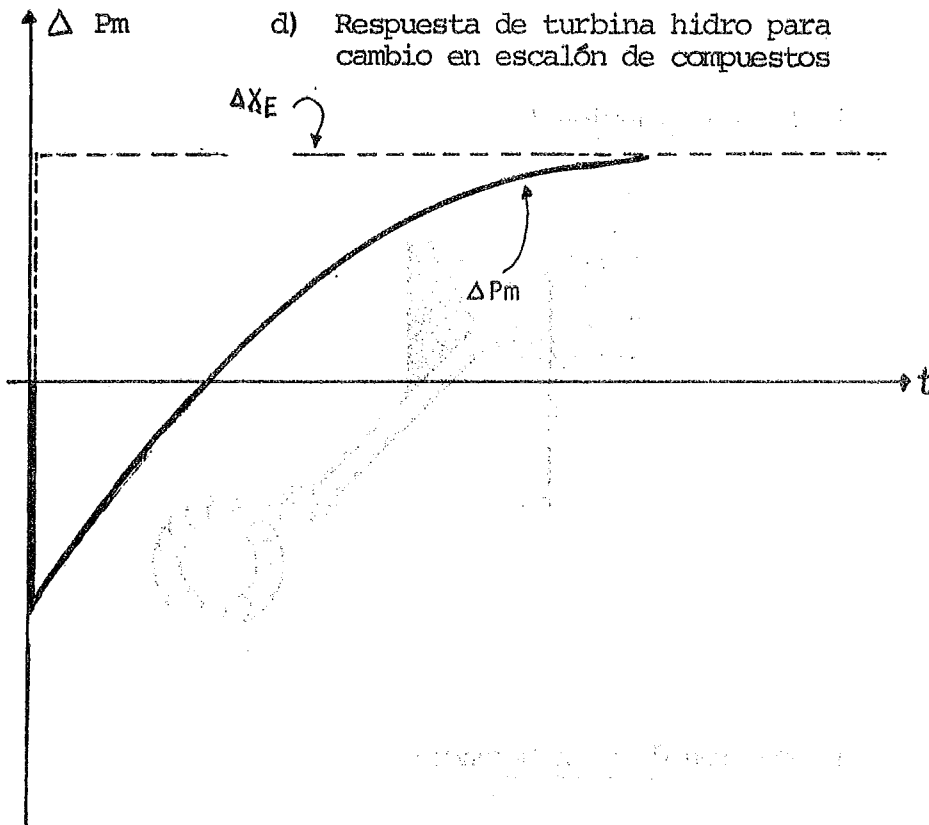
a) Esquema funcionalb) Función de transferenciac) Función de transferencia alterna

Gráfico 9 (continuación)



(véase el gráfico 10), que provoca una regulación transitoria, la cual, a su vez, se refleja en una regulación alta para desviaciones de velocidades rápidas, y una baja, para desviaciones de velocidad lentas. En el gráfico 10 se muestra la función de transferencia simplificada para un gobernador de turbina hidráulica acoplada a la función de transferencia de la turbina. En el cuadro 2 se incluyen los valores típicos de los parámetros necesarios para modelar turbinas y gobernador de plantas hidráulicas.

Cuadro 2

VALORES TÍPICOS DE LOS PARÁMETROS DE
GOBERNADOR Y TURBINA HIDRAULICOS

| Constante | Segundos | |
|-----------|--------------|-------------|
| | Valor típico | Rango |
| Tr | 5.0 | 2.5 - 25 |
| Tg | 0.2 | 0.2 - 0.4 |
| Tw | 1.0 | 0.5 - 5.0 |
| r | 0.31 | |
| R | 0.04 | 0.03 - 0.06 |

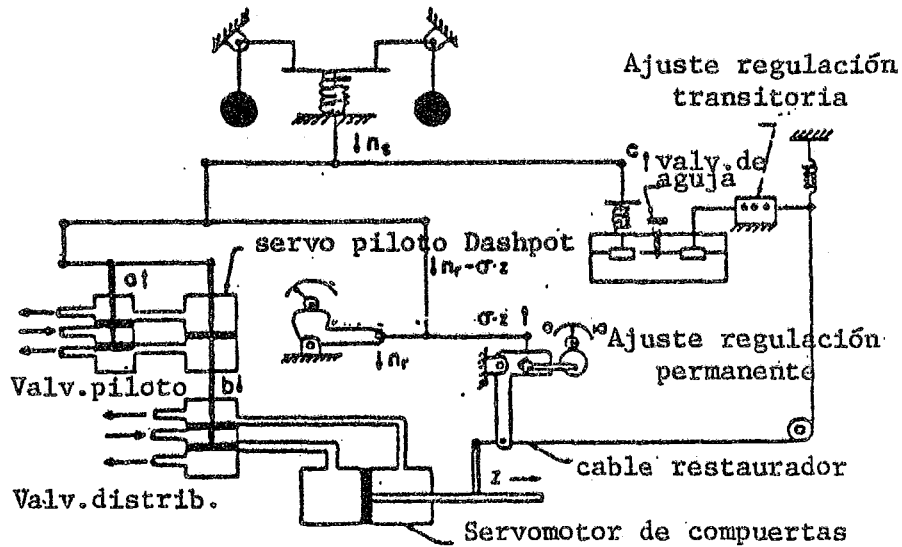
Tr : Constante de tiempo del "dashpot"

Tg : Constante del tiempo del gobernador

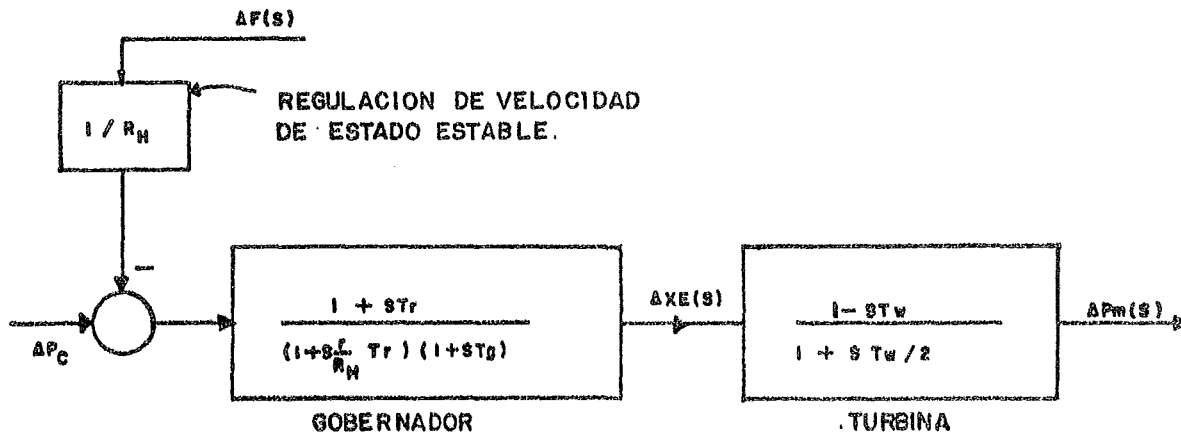
r : Regulación de velocidad transitoria

R : Regulación de velocidad de estado estable

Gráfico 10

a) Diagrama funcional

Esquema simplificado de un gobernador mecánico-hidráulico para turbina hidráulica

b) Funciones de transferencia

4. Generador y constante de inercia

Una vez que se aplica en la flecha del generador (entrada) un cambio de potencia mecánica (salida de la turbina), se obtiene un cambio en la potencia eléctrica como salida del generador, mediante el proceso de conversión de energía mecánica-eléctrica a través de campos magnéticos.

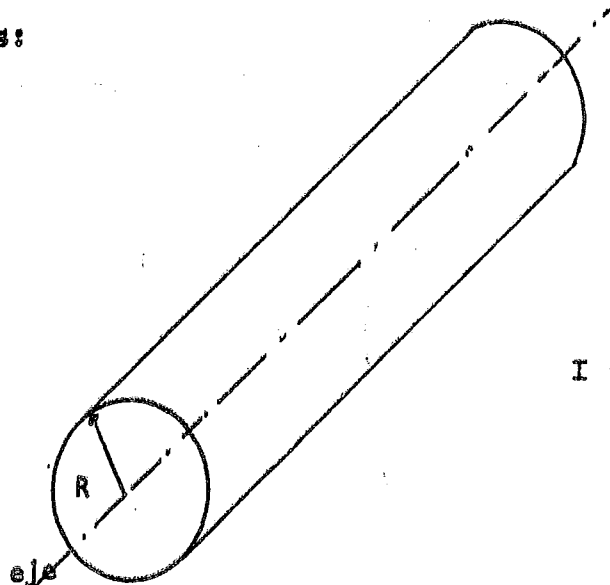
El comportamiento electromagnético es muy rápido, comparado con los tiempos de los controles. Ya que se supone un desacoplamiento completo de los lazos "P-f" y "Q-V", y que los voltajes permanecen constantes; entonces la interrelación del generador se realiza solo a través del ángulo que está directamente relacionado con el movimiento de los rotores (energía cinética), por lo que es necesario introducir enseguida la constante de inercia H:

La constante de inercia. El momento de inercia de un cuerpo rígido alrededor de un eje está definido por:

$$I = \int r^2 dm \quad (\text{Kg} \cdot \text{m}^2) \quad (8)$$

donde dm es un elemento de masa del cuerpo y r , la distancia del eje a dm . Físicamente el momento de inercia de un cuerpo es una medida de su resistencia a la aceleración angular.

El momento de inercia que presenta un cilindro sólido uniforme es:



$$I = \frac{1}{2} mR^2 (\text{Kg} - \text{m}^2) \quad (9)$$

La energía cinética (E_c) de un cuerpo en traslación se obtiene de $E_c = \frac{1}{2} mv^2$ (J) y la E_c de un cuerpo en rotación de $E_c = \frac{1}{2} I\omega^2$ (J); o sea que I también tiene unidades de $\frac{\text{J} \cdot \text{seg}^2}{\text{rad}^2}$

La cantidad de movimiento (momentum) en traslación se define como $M' = mv$ y en rotación como:

$$M = I\omega \quad (\text{J} \cdot \text{s} / \text{rad}) \quad (10)$$

Cuando el momentum angular se evalúa para una velocidad igual a la sincrónica ($\omega = \omega_0$), se le llama constante de inercia; sin embargo, cuando en el ámbito de los sistemas eléctricos se habla de constante de inercia, se trata generalmente de H y no de M . La constante de inercia H (en segundos) se define de la siguiente manera:

$$H = \frac{\text{Energía cinética a velocidad } w_0 \text{ (MJ)}}{\text{MVA nominales} = S_n} \quad (\text{seg}) \quad (11)$$

De la ecuación (11) se puede obtener la relación entre M y H:

$$H = \frac{1/2 I w_0^2}{S_n}, \quad 2H S_n = I w_0 w_0 = M w_0$$

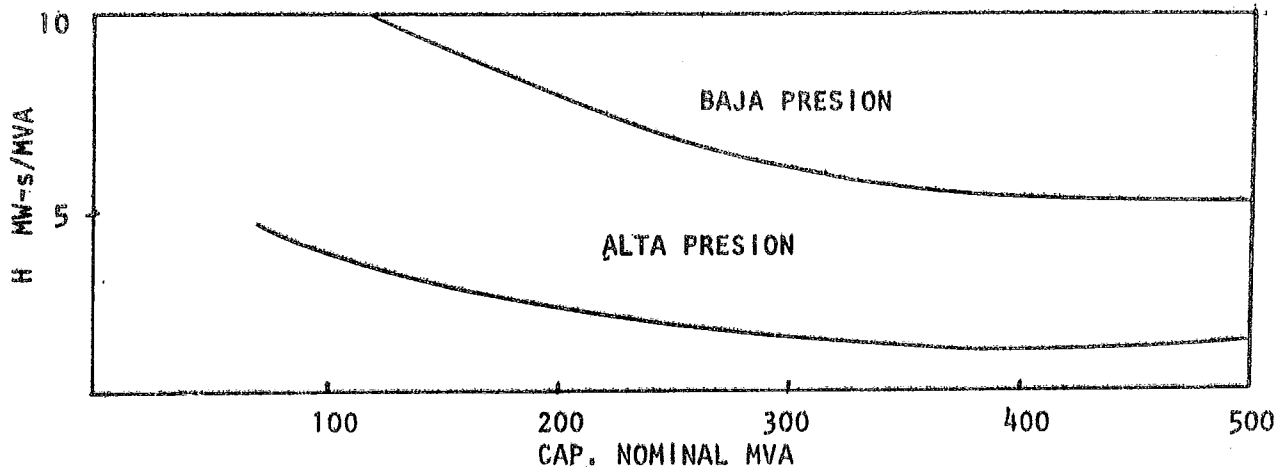
$$\text{por lo tanto, } M = \frac{2HS_n}{w_0} = \frac{HS_n}{\pi f_0} \quad \frac{(\text{MJ-s})}{\text{rad}} \quad (12)$$

La constante H es un parámetro muy importante en la selección de unidades generadoras cuando éstas juegan un papel relevante en la estabilidad del sistema eléctrico al que se incorporarán; sin embargo, la H tiene un impacto muy importante en los costos, por lo que es preferible recurrir primero a los controles y a la compensación de la red, así como al libramiento rápido de fallas, en lugar de especificar una H más grande. En el gráfico 11 se muestran los valores de H en función de los MVA nominales (S_n) para turbogeneradores.

El rango de H para unidades en plantas hidráulicas es de 2 a 7 y de térmicas es de 2 a 5. (Véase el gráfico 11.)

Gráfico 11

CONSTANTES DE INERCIA PARA GRANDES TURBOGENERADORES DE VAPOR



Debido a que algunas veces no se dispone de H directamente sino de otros datos, a continuación se presenta una fórmula usual para obtener H:

$$H = \frac{2.31 \times 10^{-10} WR^2 (\text{rpm})^2}{S_n (\text{MVA})} \quad (\text{seg.}) \quad (13)$$

donde W es el peso del generador y de las partes mecánicas acopladas en la misma flecha, expresado en libras (pounds) y R es el radio de giro en pies.

Los rangos dados para H son los típicos y son útiles para juzgar valores reales; sin embargo, esto no quiere decir que no haya máquinas que, por especificación del comprador, presenten una H con rangos diferentes.

5. Carga

El modelado de cargas es fundamental en estudios dinámicos cuando hay cambios de frecuencia y de voltaje; la carga varía en general, tanto en su parte activa como reactiva.

En estudios de control de generación, simplificados y para pequeñas perturbaciones, se usa un modelo lineal de dependencia de la carga con la frecuencia y, generalmente, se expresa como una relación normalizada:

$$D = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta f}{f_0}} \quad (14)$$

Sin embargo, se debe mencionar que, durante fallas severas, las variaciones del voltaje tienen una influencia significativa en el comportamiento dinámico del sistema. Este efecto, generalmente se incorpora modelando la carga en forma exponencial, tanto para la potencia activa como la reactiva.

Para normalizar la expresión (14) se acostumbra indicar el cambio de la carga en porcentaje de la demanda total del sistema en el momento de interés, debido a un cambio de frecuencia del 1% (sobre la base de 60 Hz).

El rango para D, obtenido de pruebas hechas en sistemas y del estudio de las cargas elementales que integran un sistema interconectado, es de 0.5 a 2.0. En un informe reciente del EPRI se da 1.38% como valor típico de D.

Ejemplo 1. Suponiendo que los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador se encuentran operando interconectados, con una demanda de 350 MW cada uno y que, por falta de capacidad, se decide operar temporalmente (durante unos 30 minutos) a 59.7 Hz: a) ¿cuánto se reducen los MW de carga por operar a esa frecuencia?; b) ¿qué debe ocurrir con la potencia del enlace? Suponga que $D = 1.6$ y que el CAG no interviene.

Soluciones: a) $D = 1.6$ significa que la carga se reduce 1.6% por cada 1% de disminución de la frecuencia. O sea, la carga se reduce $1.6 \times 10^{-2} \times 700 = 11.2$ MW para 0.6 Hz (1% de 60 Hz). La respuesta es que la carga total sólo se reduce 5.6 MW por operar a 59.7 Hz; b) el flujo de potencia en el enlace no debe cambiar si la política de reserva rodante y de regulación primaria es la misma en ambos sistemas (explique más ampliamente por qué).

6. Perturbación

Se utiliza el término perturbación para denotar un desbalance generación-carga y distinguirlo de una falla, que sería una perturbación más severa y que provocaría la interacción de los lazos P-f y Q-V.

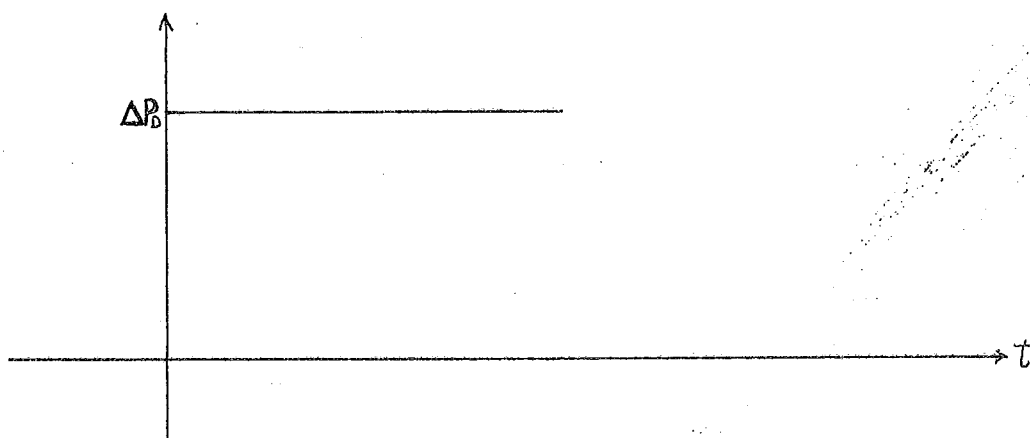
Las perturbaciones se modelan en los estudios de control de generación como escalones o rampas. En esta presentación sólo se modelarán como escalones. (Véase el gráfico 12.) En caso de pérdida de generación o de separación de sistemas se debe tener presente el cambio de

inercias que también afectará, para una misma perturbación, la rapidez del abatimiento de la frecuencia.

La representación en el dominio del tiempo, de un escalón aplicado en $t=0^+$ se observa en el gráfico 12; su representación en el dominio de Laplace es: $\frac{\Delta P_D}{s}$

Gráfico 12

REPRESENTACION EN EL DOMINIO DEL TIEMPO
DE UNA PERTURBACION EN ESCALON



7. Sistema eléctrico elemental

Una vez obtenidos los modelos para los componentes individuales, éstos se pueden interconectar para formar un sistema eléctrico elemental formado por una máquina (turbina-generador), el subsistema de control de velocidad, la carga y la perturbación, que se conoce como un área-una máquina (1A-1M). (Véase la sección a) del gráfico 13).

Dicho modelo puede obtenerse a partir de la ecuación de equilibrio para cambios de incrementos de potencia:

$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{d}{dt} W_{cin} + D \Delta f \quad MW \quad (15)$$

Donde ΔP_m es el aumento de potencia generada (en la turbina) y ΔP_D un incremento reducido de la demanda. El excedente de potencia en el sistema ($\Delta P_m - \Delta P_D$) es absorbido mediante un incremento en la energía cinética, (mayor velocidad), $(\frac{d}{dt} W_{cin})$ más un aumento de la carga ($D \Delta f$), provocado por el aumento de frecuencia.

La ecuación (15) es muy importante conceptualmente, por lo que se recomienda analizar cuidadosamente cada término. Asimismo, se recomienda compararla con la ecuación de oscilación que se utiliza ampliamente en los estudios de estabilidad.

Ya que la energía cinética es función del cuadrado de la velocidad, se puede establecer la relación siguiente:

$$\begin{aligned} W_{cin} &= k f^2 \\ W^0_{cin} &= k f^2 \\ W_{cin} &= \left(\frac{f}{f_0}\right)^2 W^0_{cin} \end{aligned} \quad (16)$$

Donde $f = f_0 + \Delta f$, por lo que

$$W_{cin} = \left(\frac{f_0 + \Delta f}{f_0}\right)^2 W^0_{cin} \approx \left(1 + \frac{2\Delta f}{f_0}\right) W^0_{cin} \quad (17)$$

Sustituyendo la ecuación (17) en la (15) se obtiene:

$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{2 W^0_{cin}}{f_0} \frac{d}{dt} \Delta f + D \Delta f \quad MW \quad (18)$$

Generalmente la ecuación (18) se expresa en pu de MW, usando como base la potencia nominal de la máquina o del

sistema. Haciendo uso de la ecuación (11), que define H (seg), la ecuación (18), expresada en pu, resulta en:

$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d}{dt} \Delta f = D \Delta f \quad \text{pu MW} \quad (19)$$

Al transformar la ecuación (19) al dominio de Laplace se obtiene:

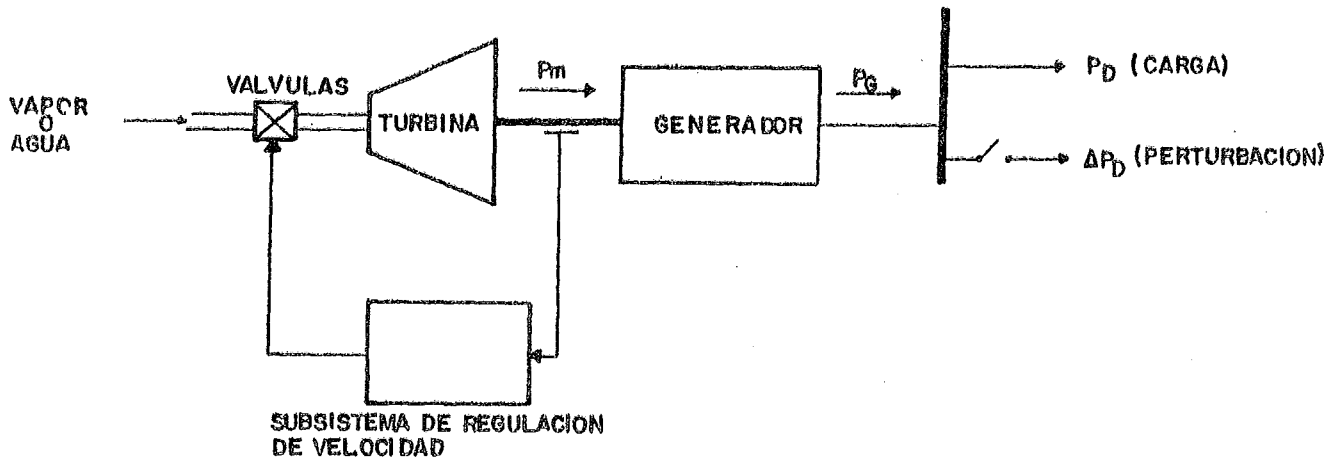
$$\Delta P_m (s) - \Delta P_D (s) = \left[\frac{2H}{f_0} s + D \right] \Delta F (s) \quad (20)$$

Esta ecuación completa el tema de modelado y se representa mediante diagramas de bloques, efectuando un poco de algebra, como se muestra en la sección b) del gráfico 13, donde se representan las relaciones funcionales entre los componentes y las funciones de transferencia para los componentes, para el caso más sencillo. En el caso de otro tipo de gobernador o turbina, sólo se requeriría reemplazar los diagramas correspondientes. Para el sistema eléctrico (carga e inercia), véase la interpretación en la secciones b) y c) del gráfico 13.

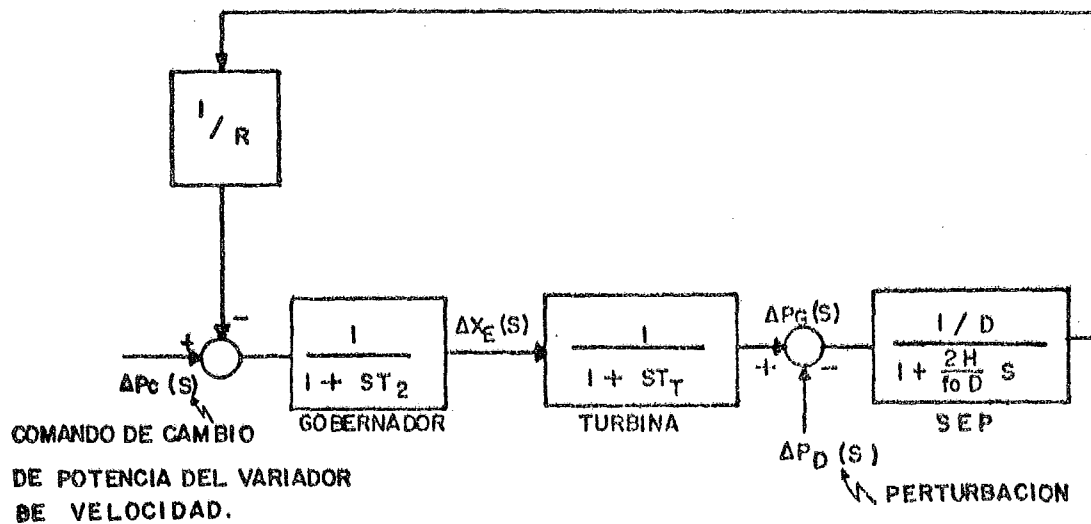
En la representación del sistema eléctrico del gráfico 13, se supuso que se trata de un sistema formado por una turbina y un generador alimentando una carga. La validez de este modelo sencillo depende, además de la perturbación, de la topología de la red; entre más robusta sea ésta (más anillada y con líneas de la mayor tensión como interconexiones), más válido será el modelo, ya que la desviación de frecuencia será la misma en todos los puntos de la red; es decir, los rotores de los generadores se moverán al unísono.

Gráfico 13
REPRESENTACION DE IA-IM

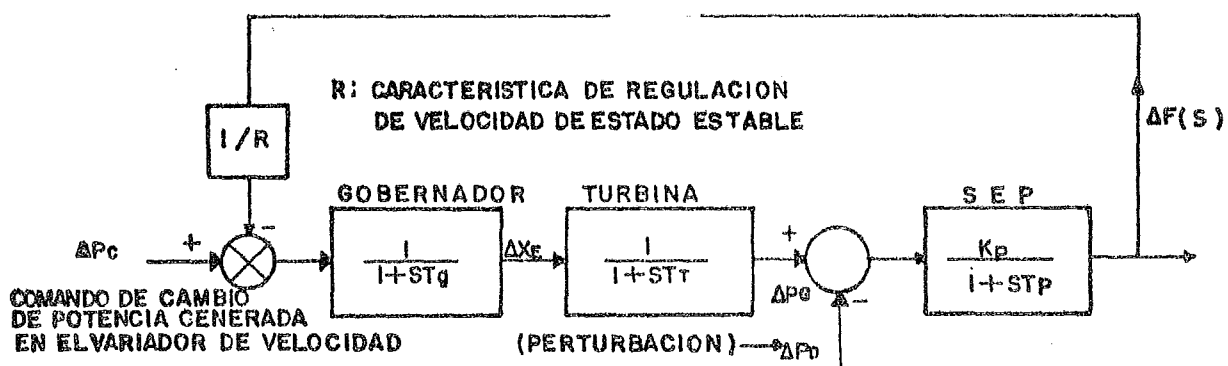
a) Diagrama funcional



b) Funciones de transferencia



c) Concentración de la carga e inercia del sistema



8. Coherencia

Las desviaciones de frecuencia Δf en cada nodo son generalmente distintas, como se explicará más adelante; esto es común durante disturbios particularmente en sistemas eléctricos longitudinales. Si existen dos o más nodos con igual Δf , se dice que éstos oscilan juntos (al unísono) o coherentemente.

Considerando la analogía mecánica mostrada en el gráfico 14, si dos masas están conectadas por medio de un resorte rígido, éstas efectuarán oscilaciones casi idénticas, mientras que si el resorte es muy elástico, el movimiento de una masa tardará en ser transmitido a la otra. Una situación similar ocurre en un sistema eléctrico de potencia; los buses que se encuentren fuertemente interconectados oscilan juntos. Evidentemente, esto quiere decir que las Δf son las mismas; en realidad son los rotores los que definen las oscilaciones eléctricas (Δf). Se supone aquí que se trata de un sistema formado por 1A-1M o un grupo de máquinas fuertemente interconectadas oscilando juntas (coherentes).

9. H de un sistema coherente

Al igual que para una máquina, para un área coherente se puede plantear una ecuación que establece un balance de cambios de potencia:

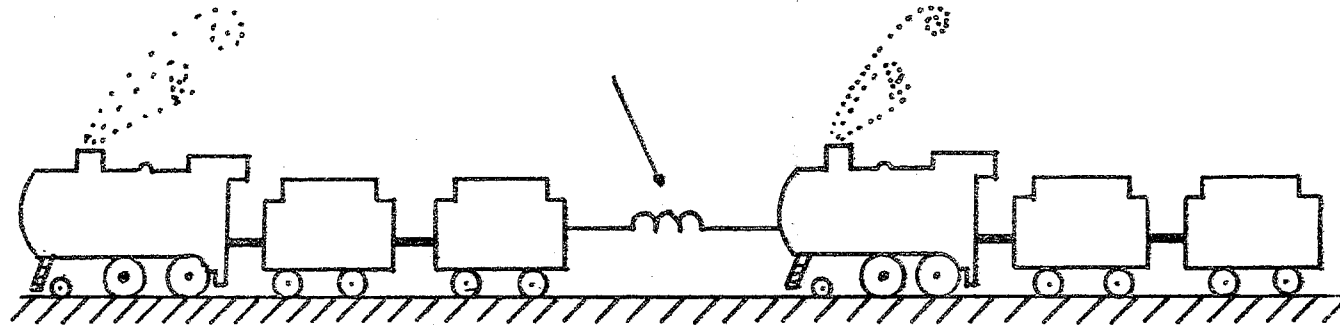
$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{d}{dt} W_{cin} + D f \quad (MW) \quad (21)$$

Gráfico 14

ANALOGO DEL AREA 1

ANALOGO DEL AREA 2

Resorte de interconexión
relativamente blando aná
logo de un enlace relati
vamente débil.



La energía cinética de un cuerpo con movimiento rotatorio depende del cuadrado de la velocidad; en términos de H, como se indicó, puede escribirse para una unidad:

$$(seg) \quad H = \frac{\text{Energía cinética a vel. síncrona MW-S}}{\text{Potencia nominal de la unidad (MVA)}} = \frac{W^{\circ}cin}{S_n}$$

$$W^{\circ}cin = H S_n \quad \text{MW-s}$$

Para un sistema formado por n máquinas, la energía cinética almacenada es la suma de las energías cinéticas de cada máquina:

$$W^{\circ}cin-sis = W^{\circ}cin-1 + W^{\circ}cin-2 + \dots + W^{\circ}cin-n$$

$$W^{\circ}cin-sis = H_1 S_{n1} + H_2 S_{n2} + \dots + H_n S_{nn} \quad (22)$$

Ejemplo 2. Suponiendo un sistema formado por cinco unidades generadoras, con los siguientes datos:

| Concepto | U1 | U2 | U3 | U4 | U5 |
|----------------------|------|-----|------|------|------|
| H (s) | 3.25 | 4.0 | 3.75 | 2.8 | 4 |
| S _n (MVA) | 32 | 7.5 | 15.0 | 20.0 | 22.0 |

a) ¿Cuánta energía cinética se tiene a velocidad nominal en el sistema?

b) ¿Cuál es la H del sistema?

Respuestas:

a) La energía cinética del sistema se obtiene mediante la ecuación (22):

$$W^{\circ}cin-sis = 3.25 \times 32.0 + 4.0 \times 7.5 + 3.75 \times 15.0 + 2.8 \times 20.0 + 4 \times 22.0 = 334.25 \text{ MW-s (o Mega Joules)}$$

b) La H del sistema es:

$$H_{sis} = \frac{W'_{cin-sis}}{S_{nom-sis}} = \frac{334.2 \times 5 \text{ MW-s}}{96.5 \text{ MVA}} = 3.46 \text{ s}$$

Se observa en este ejemplo que la constante de inercia de un sistema es del mismo orden que para una máquina (de 2 a 8 s). La potencia nominal del sistema a usar debe ser la capacidad que en un momento dado se encuentre sincronizada (y no la capacidad instalada ni la potencia generada), ¿por qué?

10. Area de control

La definición estándar para area de control es:

"Un sistema de potencia, una parte de un sistema o una combinación de sistemas al cual se aplica un esquema de control de generación común."

Es decir, un área de control se establece más bien por la lógica de control que por la coherencia de los rotores o por la estructura topológica. En el caso de los sistemas eléctricos de América Central, la lógica de control serían las órdenes que los despachadores dictan al personal de las plantas y subestaciones del sistema correspondiente, incluyendo las acciones de control provenientes del SCADA y del CAG computarizados, en los países que cuentan con esa facilidad.

III. REGULACION PRIMARIA

Al ocurrir un desbalance entre la potencia generada y la potencia demandada se obtiene un cambio en la velocidad, debido a que dicho desbalance constituye un par acelerante o desacelerante, según si la diferencia ($\Delta P_M - P_D$) es mayor a cero o inferior que cero, respectivamente. El cambio en la velocidad representa una modificación en la energía cinética, por lo que se concluye que no puede haber cambios instantáneos de frecuencia, ya que se requiere que transcurra un tiempo determinado (para lograr el producto: energía = potencia x tiempo). Desde luego que puede haber colapso de frecuencia (abatimiento muy brusco y sin recuperación), pero siempre será en un tiempo finito.

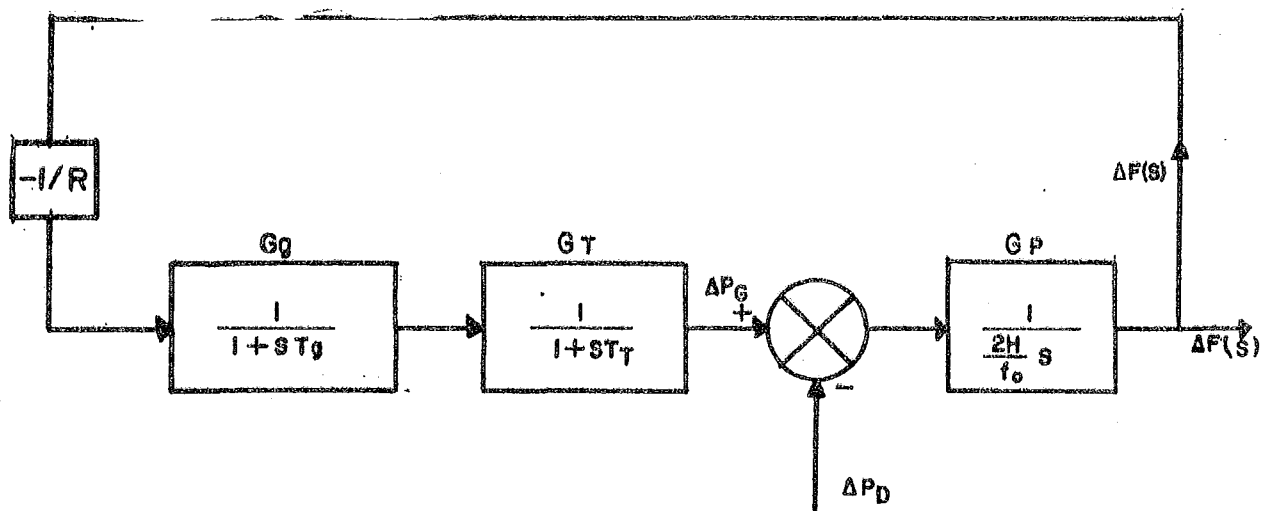
Cuando la frecuencia se abate (o crece), el gobernador lo detecta y manda abrir o cerrar válvulas o compuertas para admitir más o menos vapor o agua. Este comportamiento es automático, o sea, sin intervención humana; tiene retrasos, y, después de pasar por un estado dinámico como cualquier proceso sujeto a un cambio, tiende, en la mayoría de los casos, a un nuevo estado estable; en el caso que nos interesa, después de pasar por un comportamiento dinámico, la frecuencia se estabiliza en un valor menor o mayor, distinto al inicial. El accionamiento del sistema de gobernación de velocidad, sin modificar la posición del variador de velocidad, se conoce como regulación primaria.

2. Un área - Una máquina (1A-1M), D=0

Suponiendo que la carga es pura resistencia ($D=0$), y que $\Delta P_C=0$ (no cambia la referencia), el diagrama de bloques de la sección b) del gráfico 13, para este caso, queda como se muestra en el gráfico 15.

Gráfico 15

DIAGRAMA EN BLOQUES PARA 1A-1M SI $D=0$ Y $P_C=0$

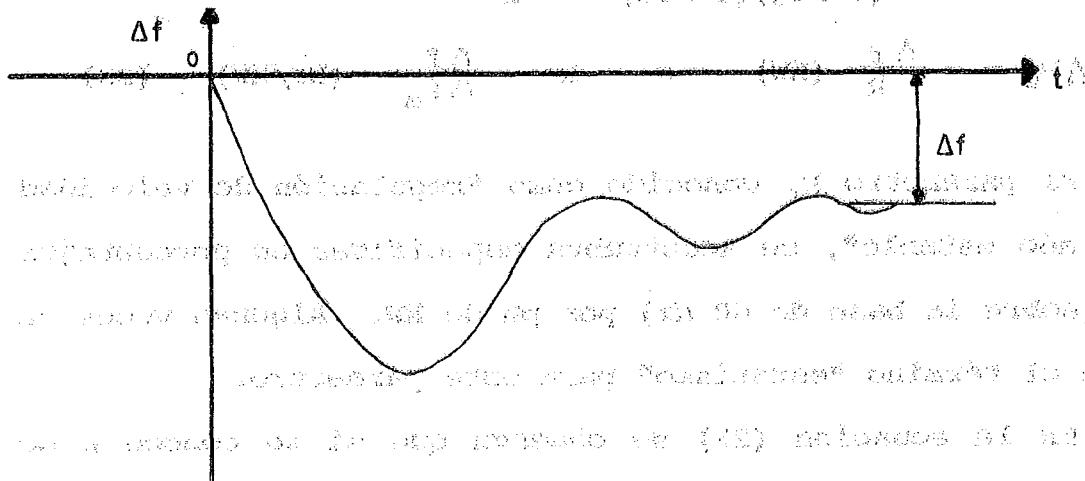


Si a este sistema se le aplica una perturbación en escalón (entrada), consistente en un incremento de carga ΔP_D , la desviación de la frecuencia (salida) tendrá el comportamiento dinámico ilustrado en el gráfico 16.

Obsérvese que $\Delta f=0$ corresponde a 60 Hz, es decir, se trata de un modelo de incrementos en el que sólo se muestran los cambios.

Gráfico 16

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA DESVIACION DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA 1A-1M ANTE UN INCREMENTO DE CARGA P_D



Al aplicar el incremento de carga no ha habido cambio en la potencia generada; sin embargo, el cliente que conecta la carga ΔP_D sí recibe suministro de inmediato, o sea que el generador realmente alimenta esta carga, mientras que la turbina no ha modificado su potencia mecánica, por lo que se crea un déficit de potencia. El generador está "tomando prestada" energía cinética, a una razón de ΔP_D MW, provocando un abatimiento de la frecuencia. Conforme transcurre el tiempo, la velocidad disminuye y el mecanismo de control de ésta entra en acción, provocando un incremento de generación. Tan pronto como la turbina empieza a entregar más potencia mecánica al generador, el desbalance es menor y la disminución de frecuencia se hace más lenta. Puede lograrse un nuevo estado estable a una frecuencia menor y una generación mayor en una cantidad exactamente igual al aumento de carga, ¿por qué?

Del gráfico 15, y recurriendo al teorema del valor final, obtenemos este nuevo estado estable

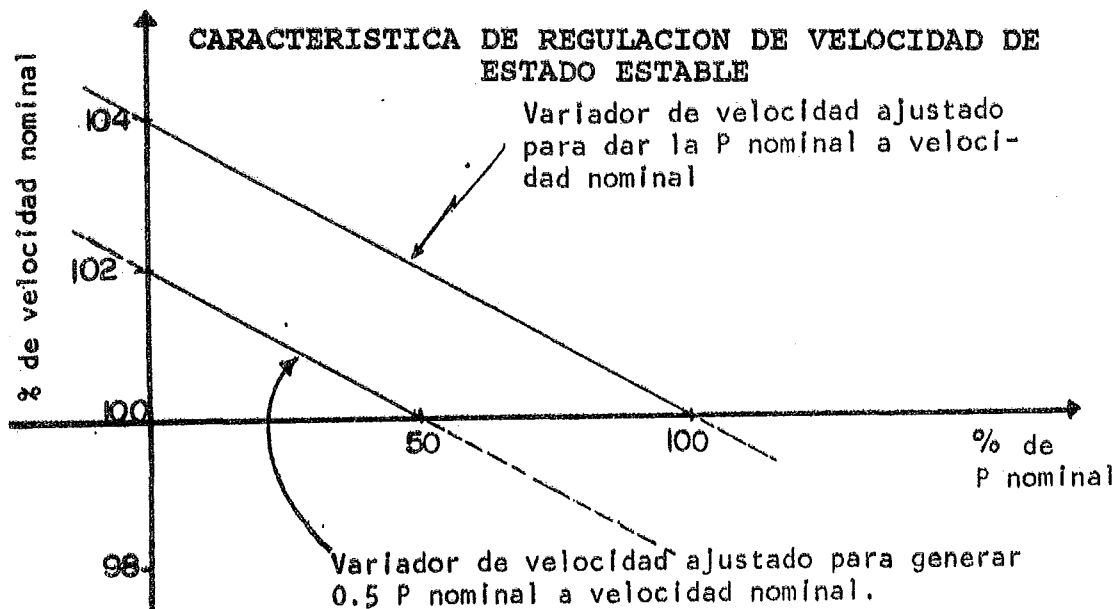
$$\Delta P_m(s) = \frac{1}{(1+STg)(1+STt)} \left[-\frac{1}{R} \Delta F(s) \right]$$

$$\Delta P_m = -\frac{\Delta f}{R} \text{ (MW)} \quad \text{o} \quad R = -\frac{\Delta f}{\Delta P_m} \text{ (Hz/MW)} \quad (23)$$

El parámetro R , conocido como "regulación de velocidad en estado estable", se acostumbra especificar en porcentajes de f (sobre la base de 60 Hz) por pu de MW. Algunas veces se emplea el término "estatismo" para este parámetro.

En la ecuación (23) se observa que si se conoce R se pueden obtener varias Δf 's para distintas ΔP_m 's. Graficando este conjunto de Δf 's y ΔP_m 's, se obtiene una recta como la del gráfico 17, para el cual se supuso $R=4\%$.

Gráfico 17



El rango usual para R , en el que se tienen ajustados los gobernadores, es de 2% a 6%.

Ejemplo 3. Una máquina de 18 MW está generando 15 MW cuando el sistema al que está sincronizada está operando a 60 Hz. ¿En qué potencia modificará su generación si el sistema, debido a una perturbación, pasa a operar a 59.5 Hz? Suponga $R = 5\%$

Respuesta. $R = 5\%$ significa que la potencia generada de esta unidad cambiaría 18 MW (P_n) si la f cambiara 3 Hz (5% de 60 Hz). Como la relación es lineal, se pueden resolver problemas de este tipo, por regla de tres simple:

$$\begin{array}{rcl} 30 \text{ dHz} & \underline{\hspace{1cm}} & 18 \text{ MW} \\ 5 \text{ dHz} & \text{-----} & X = \Delta P_m = 3 \text{ MW} \end{array}$$

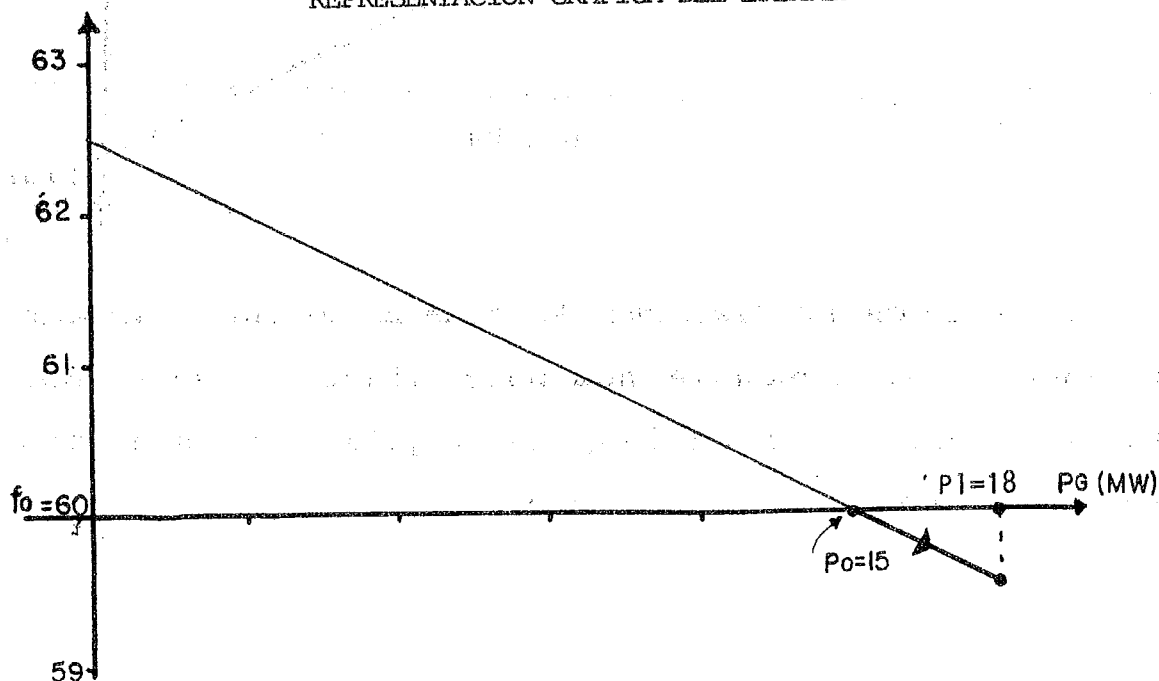
La nueva potencia generada:

$$P^n = P^o + \Delta P_m = 15 + 3 = 18 \text{ MW}$$

Este ejemplo se representa en el gráfico 18.

Grafico 18

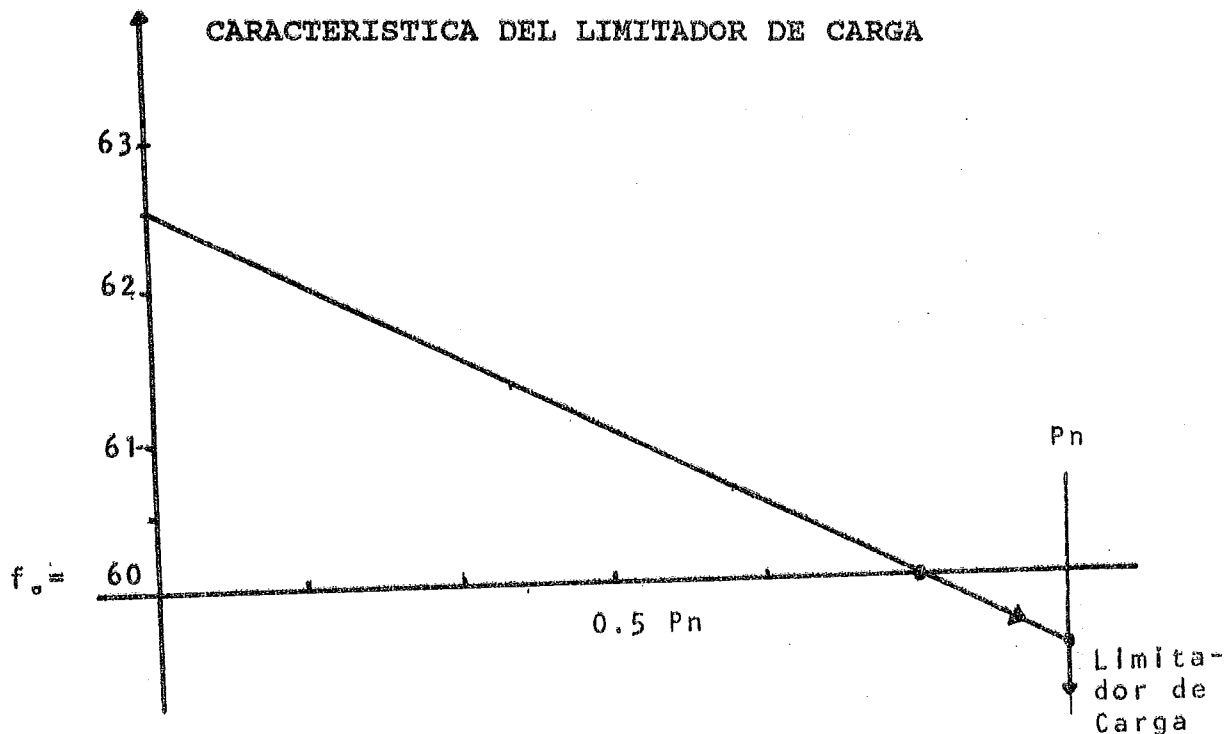
REPRESENTACION GRAFICA DEL EJEMPLO 3



¿Qué hubiera pasado si la frecuencia se hubiera reducido a 59.4 Hz, en vez de a 59.5 Hz?

En este caso, para evitar sobrecarga y el posible disparo de la unidad, probablemente se hubiera ajustado con el limitador de carga a 18 MW y ya no tomaría más carga, aunque la frecuencia se redujera más. (Véase el gráfico 19.)

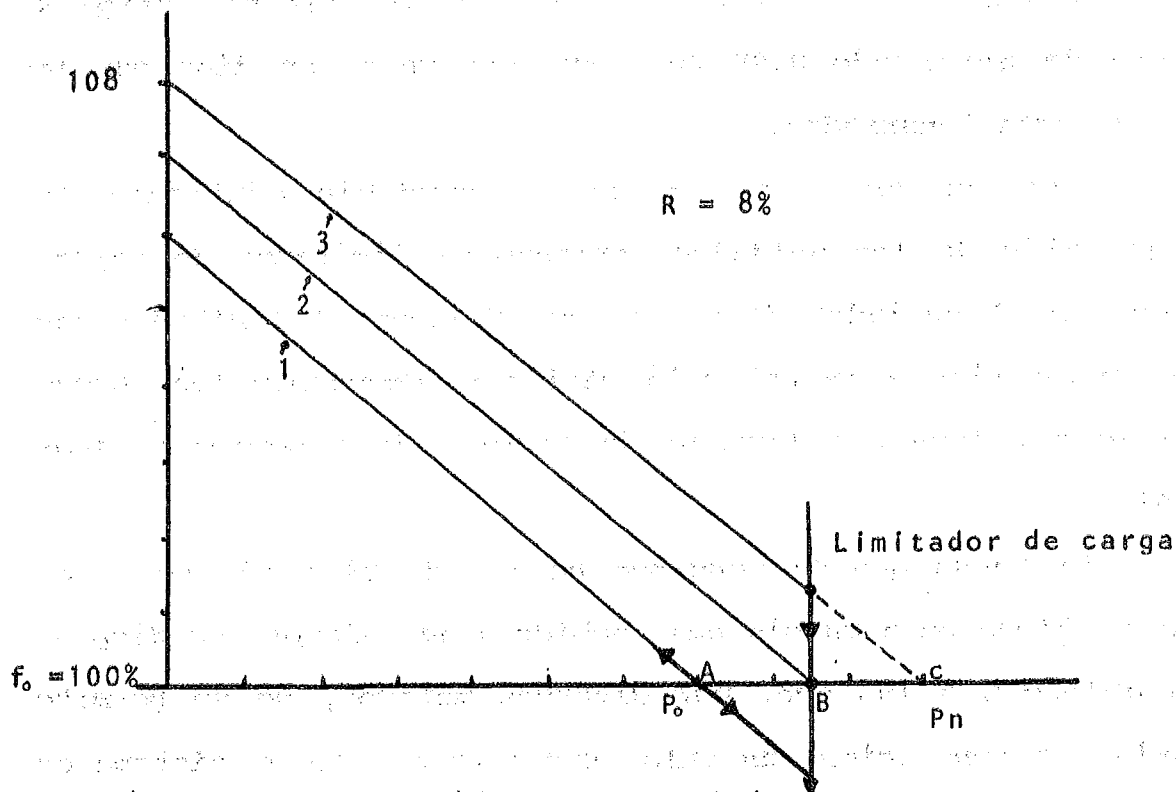
Gráfico 19



La posición del limitador de carga no se ajusta siempre al 100% de la potencia nominal; algunas veces, por limitaciones en el equipo, la máquina se encuentra derrateada. (Véase el gráfico 20.)

Gráfico 20.

CARACTERISTICAS DEL LIMITADOR DE CARGA PARA EL EJEMPLO 4



Ejemplo 4. (Refiérase al gráfico 20.) Suponga un generador conectado a un gran sistema. El generador es pequeño comparado con el sistema, por lo que la frecuencia permanece en 60 Hz independientemente de los cambios de generación en la unidad. El generador se encuentra operando a $0.7 P_n$, y con su limitador colocado al 85% de la capacidad nominal, característica 1. Por acción sobre el variador de velocidad, se pasa a la característica 3. ¿A qué f y P_m quedará ahora la unidad? Si la f en el sistema aumenta en 0.6 Hz (1%), ¿con qué P_m quedará la unidad al estar operando en la característica 3?

Para la primera pregunta, ya que el sistema es muy grande, la f permanecerá en 60 Hz y la P_m pasa a ser $0.85 P_n$,

que es lo que permite el limitador de carga. Si la f en el sistema pasa a 60.6 Hz, esta unidad no "suelta" carga y continúa generando 0.85 Pn. En este caso, se dice que la unidad está "amarrada".

Como se observa, no es recomendable controlar la generación de las unidades moviendo el limitador de carga, sino con el variador de velocidad, dejando el limitador con un ajuste fijo a la potencia máxima recomendable (que puede ser menor, igual, o ligeramente mayor a la P nominal), ¿por qué?

El rango que se mencionó para R de 2% a 6%, no es el que se tiene para un sistema, debido a que siempre se dispone de unidades a las que, por diversos motivos, no se permite variar su generación; un valor usual para R en un sistema es 10% a 16%.

2. Característica de respuesta de frecuencia de Area (B)

La definición estándar para la respuesta combinada de carga y generación (regulación primaria) ante cambios de frecuencia es:

"Para una Area de Control, la suma del cambio de generación en toda el Area, provocado por acción del gobernador, más el cambio en la carga del área; cambios que resultan de una variación repentina en la frecuencia del sistema sin acción del control automático de generación (CAG)".

Al igual que para el caso $D=0$, a partir del diagrama de bloques de la sección b) del gráfico 13, con $\Delta P_c=0$ se obtiene

el diagrama de bloques de la sección a) del gráfico 21, donde se presenta la misma información.

De la sección b) del gráfico 21 se obtiene:

$$\Delta P_m (S) = (-1/R) \Delta F(S) G_{gT}$$

Sustituyendo esta expresión en la entrada del bloque $G_p(S)$:

$$(\Delta P_m - \Delta P_D) G_p = \Delta F$$

Se obtiene:

$$\left[\left(-\frac{1}{R} \right) G_{gT} \Delta F - \Delta P_D \right] G_p = \Delta F$$

$$-\Delta P_D G_p = \Delta F + \frac{1}{R} G_{gT} G_p \Delta F$$

$$\frac{\Delta F}{\Delta P_D} = \frac{-G_p}{1 + \frac{1}{R} G_{gT} G_p} \quad (24)$$

Aplicando el teorema del valor final a la ecuación (24), la desviación de frecuencia en estado estable resulta:

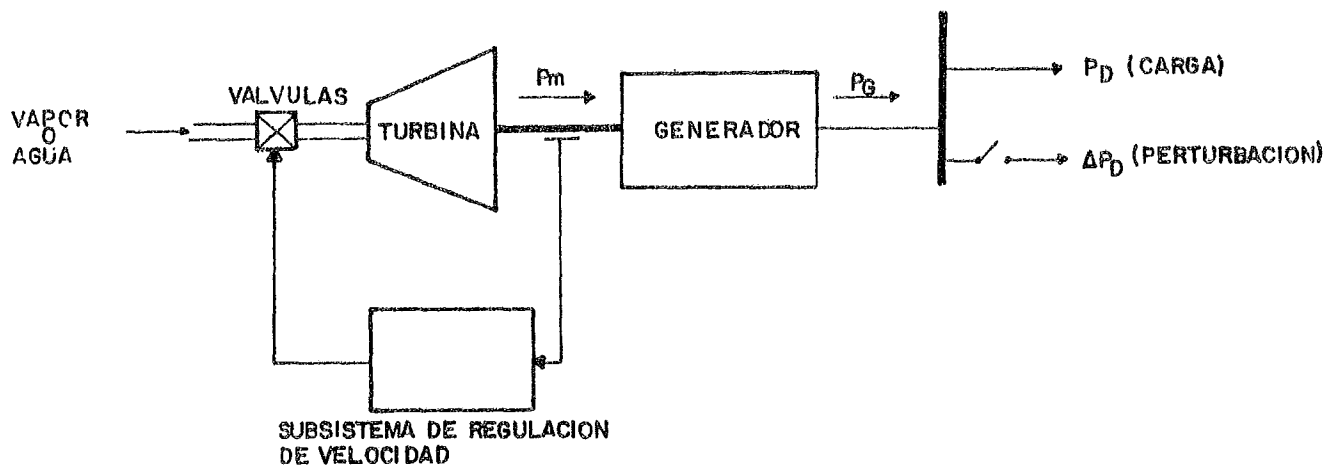
$$\Delta f = \frac{-\Delta P_D}{D + \frac{1}{R}} \quad (25)$$

Al denominador de la ecuación (25) se le conoce como característica de respuesta de frecuencia de Area y tiene unidades de MW/Hz o pu MW/Hz; se acostumbra identificarla con la letra β , o sea $\beta = D + \frac{1}{R}$.

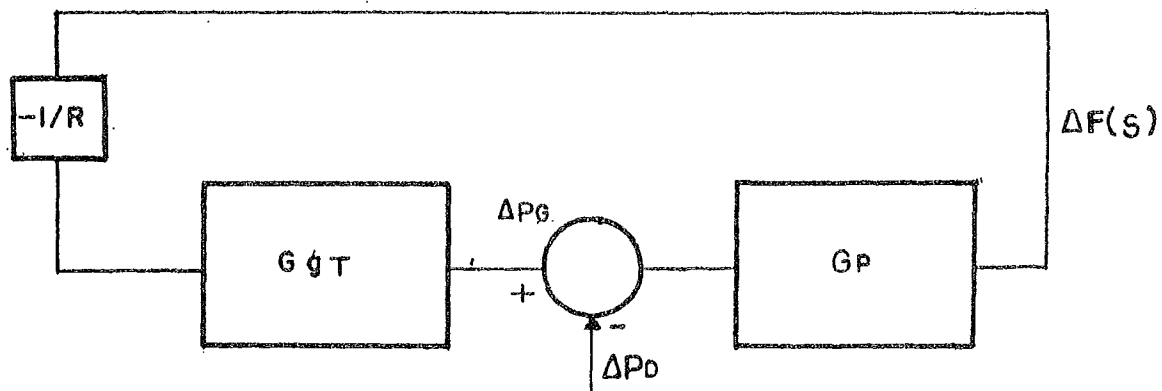
También se conoce este término como característica natural del sistema.

DIAGRAMA DE BLOQUES

a) Un Area- Una máquina para obtener β



b) Representación taquigráfica de las funciones de transferencia

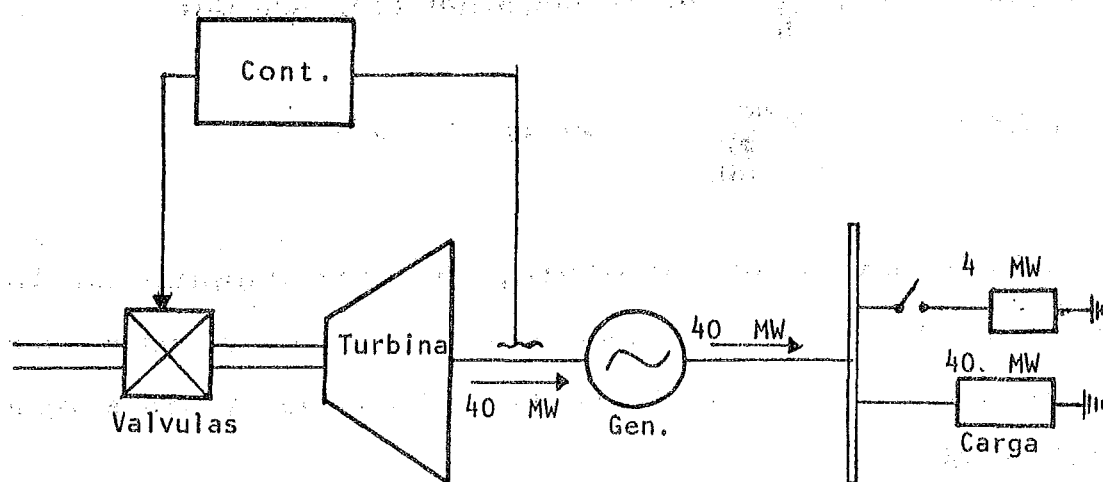


Ejemplo 5. Suponiendo el caso elemental de 1A-1M, operando en las condiciones y con los datos mostrados en el gráfico 22, resuelva las siguientes cuestiones:

- ¿Cuál es la frecuencia de estado estable al ocurrir la perturbación mostrada?
- ¿En qué potencia aumenta su generación la máquina y en qué potencia se reduce la carga?
- Si el limitador de carga estuviera fijo a 40 MW, ¿cuál será la frecuencia final (de estado estable) para este caso?

Gráfico 22

DATOS PARA EL EJEMPLO 5



$$R = 5\%$$

$$H = 4 \text{ s}$$

$$D = 2$$

$$P_n = 50 \text{ MW}$$

Solución. $R = 5\%$ implica un cambio de generación de 50 MW para un cambio de frecuencia de 3 Hz (5% de 60 Hz).

$$30 \text{ dHz}/50 \text{ MW} \dots \frac{1}{R} = 50 \text{ MW}/30 \text{ dHz} = \frac{5 \text{ MW}}{3 \text{ dHz}}$$

D = 2 implica un cambio de .02 X 40 MW en la carga para 0.6 Hz de cambio de f (1% de 60 Hz), o sea, .8 MW/6 dHz = $\frac{.4}{3}$ MW/dHz.

Reemplazando estos valores en la ecuación 25:

$$\Delta f = - \frac{4\text{MW}}{\frac{5}{3} + \frac{.4}{3} \text{ MW/dHz}} = - 2.22 \text{ dHz} = -.222 \text{ Hz.}$$

a) $\underline{f_{\text{final}} = 60 - 0.222 = 59.78 \text{ Hz}}$

b) $\Delta P_G = - \frac{1}{R} \Delta f = (- \frac{5}{3}) (-2.22) = 3.7 \text{ MW}$

La carga se redujo en $\frac{.4}{3} \times 2.22 = 0.296 \text{ MW}$

Los dos componentes suman 40 MW, pero la contribución del generador es muy superior a la carga.

c) Ya que $R = \infty$, $\frac{1}{R} = 0$, la ecuación (25) nos da:

$$! \Delta f = - \frac{4 \text{ MW}}{\frac{.4}{3} \frac{\text{MW}}{\text{dHz}}} = -30 \text{ dHz} = - 3 \text{ Hz} !$$

Aunque no parece creíble, de este tamaño es la diferencia entre tener los gobernadores activos y con margen de regulación, y tenerlos limitados, bloqueados y sin margen de regulación.

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE SISTEMAS ELECTRICOS

RESPUESTA INSTANTANEA DE GENERADORES

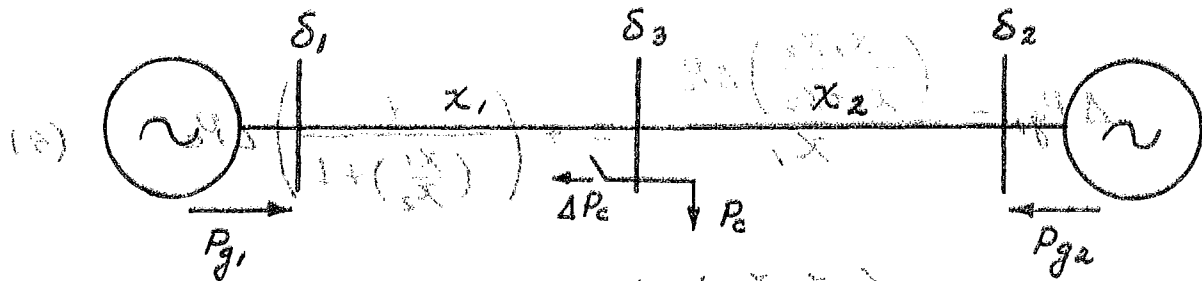


FIG. 1

CONDICIONES INICIALES

$$P_{g1} = P_{13} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{X_1}$$

$$P_{g2} = P_{23} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{X_2} \quad (1)$$

$$P_c = P_{13} + P_{23}$$

LAS EXPRESIONES PARA LA POTENCIA ACTIVA EN LAS ECUACIONES (1) SON APROXIMADAS PERO ACEPTABLES PARA VOLTAJES UNITARIOS Y DIFERENCIAS ANGULARES PEQUEÑAS.

EN EL MOMENTO DEL DISTURBIO SE DEBE SEGUIR MANTENIENDO EL BALANCE DE POTENCIA NODAL Y LA POSICIÓN ANGULAR DE LOS GENERADORES NO PUEDE CAMBIAR INSTANTÁNEAMENTE; POR LO CUAL

$$\Delta \delta_1 = \Delta \delta_2 = 0$$

$$\Delta P_{13} = \frac{\Delta \delta_1 - \Delta \delta_3}{X_1}$$

$$\Delta P_{23} = \frac{\Delta \delta_2 - \Delta \delta_3}{X_2}$$

$$\Delta P_{13} + \Delta P_{23} = \Delta P_c \quad (\text{Balance Nodal})$$

DE DONDE

$$\Delta \delta_3 = - \left(\frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} \right) \Delta P_c \quad (3)$$

LA ECUACIÓN (3) INDICA QUE EXISTE UN AJUSTE EN EL ÁNGULO DEL NODO DE CARGA PARA SATISFACER LA DEMANDA Y EL DISTURBIO.

ESTE REACOMODO DEL ÁNGULO DA LUGAR A UN CAMBIO EN LAS POTENCIAS GENERADAS.

$$\Delta P_{g_1} = \frac{\left(\frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}\right) \Delta P_c}{x_1} = + \left(\frac{1}{\left(\frac{x_1}{x_2}\right) + 1}\right) \Delta P_c \quad (4)$$

$$\Delta P_{g_2} = \frac{\left(\frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}\right) \Delta P_c}{x_2} = \left(\frac{1}{\left(\frac{x_2}{x_1}\right) + 1}\right) \Delta P_c \quad (5)$$

SE PUEDE NOTAR EN LAS ECS. (4) Y (5) QUE LOS CAMBIOS SON FUNCIÓN DIRECTA DE LA DISTANCIA ELÉCTRICA AL PUNTO DE DISTURBIO. ASÍ EN EL CASO DE QUE $x_1 = x_2$ SE TIENE QUE EL DISTURBIO SE COMPARTIÓ INSTANTÁNEAMENTE EN LA MISMA PROPORCIÓN.

$$\Delta P_{g_1} = \Delta P_{g_2} = \frac{\Delta P_c}{2}$$

UN CASO EXTREMO SE TENDRÍA AL TENER EL DISTURBIO MUY CERCA ELÉCTRICAMENTE DE UN GENERADOR $x_1 \approx 0$ EN CUYO CASO EL GENERADOR SATISFACE COMPLETAMENTE EL DISTURBIO.

ES IMPORTANTE RECALCAR QUE EN EL CONCEPTO DE DISTANCIA ELÉCTRICA SE COMBINAN LAS DISTANCIAS GEOGRÁFICAS Y LOS NIVELES DE VOLTAJE PARA PRODUCIR UN ÍNDICE MUY ÚTIL EN EL ANÁLISIS DE SEP.

RAZON DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA

EN GENERAL LA ECUACIÓN DE OSCILACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA SE PUEDE EXPRESAR MEDIANTE:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_g}{2H} \quad (6)$$

EN EL MOMENTO DEL DISTURBIO $\Delta P_m = 0$, POR LO CUAL LA RAZÓN DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA PARA LOS GENERADORES DE LA FIGURA 1 SE OBTIENE MEDIANTE:

$$\frac{df_1}{dt} = - \frac{\left(\frac{1}{\left(\frac{x_1}{x_2} \right) + 1} \right) \Delta P_c}{2H_1} \quad \frac{df_2}{dt} = - \frac{\left(\frac{1}{\left(\frac{x_2}{x_1} \right) + 1} \right) \Delta P_c}{2H_2} \quad (7)$$

LAS ECS. (7) INDICAN CLARAMENTE QUE LA FRECUENCIA ES DIFERENTE EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA.

SI SE CALCULA LA RAZÓN DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA EN EL NODO DE CARGA DE LA FIGURA 1, EN FUNCIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE CAMBIO DE ÁNGULOS, SE OBTIENE LA EXPRESIÓN SIGUIENTE:

$$\frac{df_3}{dt} = \left(\frac{1}{\left(\frac{x_1}{x_2} \right) + 1} \right) \frac{df_1}{dt} + \left(\frac{1}{\left(\frac{x_2}{x_1} \right) + 1} \right) \frac{df_2}{dt} \quad (8)$$

LA EXPRESIÓN (8) MUESTRA QUE EL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN NODO SIN GENERACIÓN DEPENDE DE LA FRECUENCIA EN NODOS DE GENERACIÓN VECINOS Y DE SU DISTANCIA ELÉCTRICA A DICHOS NODOS. ASÍ EN EL CASO DE TENER $x_1 = x_2$ SE OBTIENE EL PROMEDIO DE RAZONES DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA.

$$\frac{df_3}{dt} = \frac{\frac{dt_1}{dt} + \frac{dt_2}{dt}}{2}$$

EN EL CASO EXTREMO DE UNA GRAN CERCANÍA ELÉCTRICA $X_1 \approx 0$ SE TIENE EL MISMO COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA QUE EL GENERADOR CERCANO.

$$\frac{df_3}{dt} = \frac{df_1}{dt}$$

ESTA CONDICIÓN ES LA QUE DEFINE LA COHERENCIA DE NODOS EN UN SISTEMA.

OSCILACIONES

LA DIFERENCIA DE FRECUENCIAS Y RAZONES DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA EN LOS NODOS DE UN SISTEMA DAN LUGAR A DESPLAZAMIENTOS ANGULARES QUE ALTERAN LOS FLUJOS DE POTENCIA.

SI SE ANALIZA EL FLUJO DE POTENCIA DEL NODO 1 AL NODO 3 EN LA FIGURA 1 SE OBTIENE:

$$\Delta P_{13} = \frac{\Delta \delta_1 - \Delta \delta_3}{x_1}$$

Y LA VARIACIÓN EN EL TIEMPO SE CALCULA COMO:

$$\frac{d\Delta P_{13}}{dt} = \frac{1}{x_1} \left(\frac{d\Delta \delta_1}{dt} - \frac{d\Delta \delta_3}{dt} \right) \quad (9)$$

O BIEN COMO

$$\frac{d\Delta P_{13}}{dt} = \frac{2\pi \Delta t}{x_1} \left(\frac{df_1}{dt} - \frac{df_3}{dt} \right) \quad (10)$$

SI SE SUSTITUYE EN LA ECU (10) LA RAZÓN DE CAMBIO $\frac{df_3}{dt}$ DE ACUERDO A LA ECU (8) RESULTA:

$$\frac{d\Delta P_{13}}{dt} = \frac{2\pi \Delta t}{x_1 + x_2} \left(\frac{df_1}{dt} - \frac{df_2}{dt} \right) \quad (11)$$

SIMILARMENTE PARA EL FLUJO DE 2 A 3 SE TIENE

$$\frac{d\Delta P_{23}}{dt} = \frac{2\pi \Delta t}{x_1 + x_2} \left(\frac{df_2}{dt} - \frac{df_1}{dt} \right) \quad (12)$$

LAS ECUACIONES (11) Y (12) MUESTRAN QUE LAS OSCILACIONES DE FLUJO EN LOS ENLACES DEPENDERÁN DE LAS DIFERENCIAS DE RAZONES DE CAMBIO DE LA FRECUENCIA EN LOS PUNTOS DE GENERACIÓN Y DE LA DISTANCIA ELÉCTRICA ENTRE DICHOS PUNTOS. TAMBIÉN ES IMPORTANTE NOTAR EL SENTIDO OPUESTO DE LA VARIACIÓN PARA MANTENER EL VALOR DE LA POTENCIA DE CARGA.

SI EN EL SISTEMA DE LA FIGURA 1 SE TIENE QUE

$$\frac{df_1}{dt} = \frac{df_2}{dt} \quad (13)$$

ENTONCES

$$\frac{d\Delta P_{13}}{dt} = \frac{d\Delta P_{23}}{dt} = 0$$

CON LO CUAL NO SE TENDRÁ CAMBIO EN LOS FLUJOS DE POTENCIA DESPUÉS DEL AJUSTE INSTANTÁNEO INICIAL. SIN EMBARGO, ESTA CONDICIÓN NO INDICA UNA SITUACIÓN DE EQUILIBRIO, SINO QUE SE TIENE UN COMPORTAMIENTO IGUAL DE LA FRECUENCIA EN TODOS LOS PUNTOS DEL SISTEMA.

LA ECUACIÓN (13) PRESENTA LA CONDICIÓN NECESARIA PARA TENER UN COMPORTAMIENTO PERFECTAMENTE COHERENTE DE TODAS LAS UNIDADES DEL SISTEMA. ESTA SITUACIÓN ES IDEAL PARA PRUEBAS DE REGULACIÓN, YA QUE SE TIENE UN COMPORTAMIENTO ÚNICO DE LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA Y SIN OSCILACIONES EN LOS ENLACES.

PARA SATISFACER LA ECUACIÓN (13) EN EL SISTEMA QUE SE ANALIZA SE REQUIERE,-- DE ACUERDO A LA ECUACIÓN (7) QUE:

$$-\frac{\frac{\Delta P_c}{\left(\left(\frac{X_1}{X_2}\right) + 1\right)}}{2 H_1} = -\frac{\frac{\Delta P_c}{\left(\left(\frac{X_2}{X_1}\right) + 1\right)}}{2 H_2}$$

DE DONDE

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{X_2}{X_1} \quad (14)$$

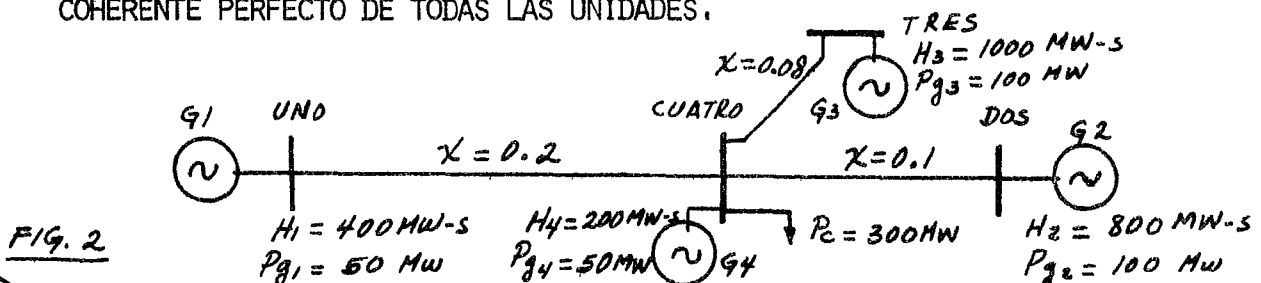
O BIEN

$$H_1 X_1 = H_2 X_2 \quad (15)$$

LAS ECS. (14) Y (15) DEFINEN LA POSICIÓN DEL CENTRO ELECTRODINÁMICO DEL SISTEMA. LA LOCALIZACIÓN DE ESTE PUNTO ES DE GRAN IMPORTANCIA EN LA DEFINICIÓN DE LAS PRUEBAS PARA OBTENER PARÁMETROS DEL SISTEMA POR EL COMPORTAMIENTO COHERENTE DEL SISTEMA EN EL MOMENTO DE UN DISTURBIO. EN UN SISTEMA REAL NO SIEMPRE SE TENDRÁ DISPONIBLE EL CENTRO ELECTRODINÁMICO PARA PROVOCAR UN DISTURBIO, PERO ÉSTE SE PUEDE LOCALIZAR EN UN LUGAR CERCANO A DICHO PUNTO PARA REDUCIR LAS OSCILACIONES.

EJEMPLO ILUSTRATIVO

EL SISTEMA QUE SE MUESTRA EN LA FIGURA 2 SE HA DISEÑADO PARA ILUSTRAR EL EFECTO DE PROVOCAR DISTURBIOS EN EL CENTRO ELECTRODINÁMICO DEL SISTEMA. EN EL CASO QUE SE PRESENTA SE DISPARA LA GENERACIÓN DEL NODO 4. EN LA TABLA I SE INCLUYEN LOS RESULTADOS TABULARES DE FLUJOS EN LÍNEA, VELOCIDADES ANGULARES Y POSICIONES ANGULARES RELATIVAS QUE MUESTRAN EL COMPORTAMIENTO COHERENTE PERFECTO DE TODAS LAS UNIDADES.



ESQUEMAS PARA DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA (EDBFs)

El objetivo de los esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDBFs) es detener el abatimiento de la frecuencia que ocurre en un sistema eléctrico cuando éste queda con mayor carga que generación. El sistema eléctrico afectado puede ser también una isla eléctrica cuando ocurre disparo de líneas sencillas. Los EDBFs usualmente se activan sólo ante desbalances generación-carga significativos, del 10% o más.

Cuando el desbalance generación-carga es pequeño, se absorbe por los subsistemas de control potencia-frecuencia. En cambio, cuando los desbalances son mayores, el abatimiento de la frecuencia es muy rápido y aun habiendo reserva rodante bajo acción de los gobernadores, el cambio en la potencia mecánica es tardado por el proceso involucrado. En este caso, el balance generación-carga debe restablecerse lo más rápido posible, para evitar que lleguen a dispararse unidades generadoras empeorando la situación y con posibilidades de conducir al apagón total (colapso) del sistema eléctrico, lo que se logra modificando la potencia eléctrica; esto es, desconectando carga.

1. Criterios para diseñar EDBFs

En sistemas eléctricos longitudinales que son los que generalmente se tienen en países en desarrollo, la pérdida repentina de una unidad o una planta generadora puede representar un porcentaje elevado de la demanda total del sistema. Esto provoca una razón inicial alta (al presentarse el desbalance) del abatimiento de la frecuencia: df/dt (de 1.5 a 3 Hz/seg), la que a su vez conduciría rápidamente (en 2 a 4 seg) a una frecuencia inadmisibles (del orden de 58 Hz) para la operación del sistema afectado. En ese tiempo, la respuesta de turbinas es muy reducida y, en particular, en sistemas predominantemente hidroeléctricos, en los que dicha respuesta puede ser incluso opuesta a la dirección deseada.

Esta situación es distinta en sistemas eléctricos robustos de países desarrollados, ya que en ellos la pérdida de la mayor unidad o planta representa un porcentaje muy pequeño de la demanda total, por lo que dicho déficit es absorbido primordialmente por la acción de controles secundarios (CAG). Lo anterior se establece como justificación de que los EDBFs de sistemas eléctricos longitudinales deben ser diseñados sobre bases técnicas ad hoc a sus características.

a) Monto de carga

El monto de carga total a incluirse en el EDBF debe ser alto, del orden del 50% al 60% de la demanda total del sistema; ello se debe a la diversidad de condiciones de operación y contingencias posibles contra las que hay que defender al sistema eléctrico. Algunas veces se plantean objeciones por parte del personal responsable de la distribución y comercialización de la empresa eléctrica correspondiente, en relación al monto de carga a incluir en el EDBF. Al respecto es importante hacer notar que un monto de carga alto no implica afectar al usuario, sino al contrario, prevenir que ante la ocurrencia de contingencias severas ocurran apagones extensos, e incluso el colapso, y por ende se afecte a la mayoría o la totalidad de los usuarios. Cabe recordar que de hecho sería preferible que durante una falla, que provoque sistemas o islas deficitarias de generación, se desconectara toda la carga (si eso fuese posible) con tal de conservar integrados los sistemas de generación-transmisión, ya que de esta manera el restablecimiento sería mucho más ágil.

El porcentaje de carga a incluir en cada paso se determina de simulaciones repetitivas, procurando lograr restablecer la igualdad generación-carga de la manera más precisa posible, para las diversas contingencias y condiciones de operación. Por facilidad, se supone que las cargas individuales que integran el EDBF tienen el mismo comportamiento en el tiempo, que la curva de carga del

sistema global. Esta suposición permite expresar el EDBF en términos porcentuales constantes.

b) Frecuencias de corte y número de pasos o etapas

El rango de frecuencia permisible para operación continua de sistemas eléctricos es de 59.5 a 60.5 Hz. Este rango lo determinan principalmente los riesgos de resonancia en los álabes de turbinas de vapor, especialmente cuando éstos tienen 28.5 o más pulgadas de largo. Es posible operar los sistemas eléctricos fuera de este rango, pero se tendrían efectos de fatiga acumulados sobre los álabes, con la consiguiente disminución de su vida útil. El efecto negativo de resonancia sólo se presenta cuando algunas unidades generadoras están a plena carga. Adicionalmente, existirían dificultades en los automatismos y servicios auxiliares operando fuera del rango de frecuencia mencionado. Usualmente, cuando ocurren desbalances generación-carga que provocan incursiones de la frecuencia fuera del rango permisible, se disparan automáticamente las unidades generadoras mediante relevadores de baja frecuencia para protegerlas de daños.

Con la finalidad de coordinar el EDBF con el disparo por baja frecuencia de unidades generadoras, es necesario determinar las frecuencias de inicio y término de corte del esquema, de tal manera que la frecuencia más baja sea superior a la del disparo de unidades generadoras. En relación con el disparo de unidades por baja frecuencia, se debe procurar conocer la causa específica del ajuste, ya que generalmente los tiempos permisibles son amplios, lo que permite incorporar un pequeño retardo (1 ó 2 seg.) sin mayores consecuencias negativas para la unidad. Ello permitiría coordinar adecuadamente el EDBF. Por otra parte, la frecuencia del primer paso no debe ser muy alta para evitar que disturbios pequeños provoquen disparo de carga, ya que esto sería más frecuente que lo deseable en sistemas longitudinales. Generalmente, la frecuencia del primer paso

se ubica entre 59.0 y 59.2 Hz, y la del último paso resulta entre 57.5 y 58.0 Hz.

La separación entre pasos depende tanto de la generación predominante (térmica o hidráulica) como del tipo de relés e interruptores involucrados en el esquema. Se ha encontrado, por ejemplo, que en un sistema eléctrico con generación predominantemente hidráulica y usando relés de estado sólido, (véase sección c) infra) la separación entre pasos deberá ser como mínimo de 3 dHz, para tomar en cuenta la respuesta característica de turbinas hidráulicas. En un sistema con mayor capacidad térmica, la separación entre pasos para el mismo tipo de relés puede ser de 2 dHz. En el caso de sistemas eléctricos débiles no resulta recomendable una separación de 1 dHz entre pasos, por las diversas frecuencias que se presentan durante la respuesta dinámica.

Debido a la diversidad de contingencias y condiciones de operación susceptibles de ocurrir en sistemas eléctricos débiles o longitudinales, es necesario estructurar el EDBF con un número alto de pasos o etapas (5 a 6). Con el propósito de evitar que un desbalance generación-carga pequeño provoque sobretiro y a la vez prevenir un monto suficientemente alto para afrontar desbalances grandes.

Con base en los conceptos anteriores, se puede concluir que la frecuencia mínima, para un EDBF de 5 o 6 etapas con relés de estado sólido en un sistema hidroeléctrico sería entre 57.5 y 58.0 Hz.

c) Tipos de relevadores (relés) de baja frecuencia

Los relés para integrar EDBFs pueden clasificarse en cuatro tipos principales:

- Relés digitales de estado sólido.
- Relés electromecánicos rápidos (cilindro o copa de inducción).
- Relés electromecánicos lentos (disco de inducción).
- Relés de Tendencia de Frecuencia (RTF) de estado sólido.

Los primeros tres tipos operan en base a un nivel prefijado (ajuste) de frecuencia. Se les puede llamar Relés por Nivel de Frecuencia (RNF).

Los relés digitales de estado sólido operan con tiempo definido y especificado por el usuario. Se recomienda un tiempo de operación de 6 ciclos (0.1 seg), en base a 60 Hz, para evitar operaciones incorrectas por armónicas o por oscilaciones electromecánicas; aunque con la tecnología actual se pueden considerar tiempos de operación menores; por ejemplo, 3 ciclos. Los relés digitales RNF son los de mayor aplicación en la actualidad. Representan una tecnología experimentada.

Los relés electromecánicos de baja frecuencia se ven afectados, en su tiempo de operación, por el voltaje y por la rapidez con que esté cambiando la frecuencia. Los relés electromecánicos pueden considerarse los antecesores de los digitales. Por la dificultad para coordinar un EDBF con base en relés electromecánicos, éstos tienden a caer en desuso.

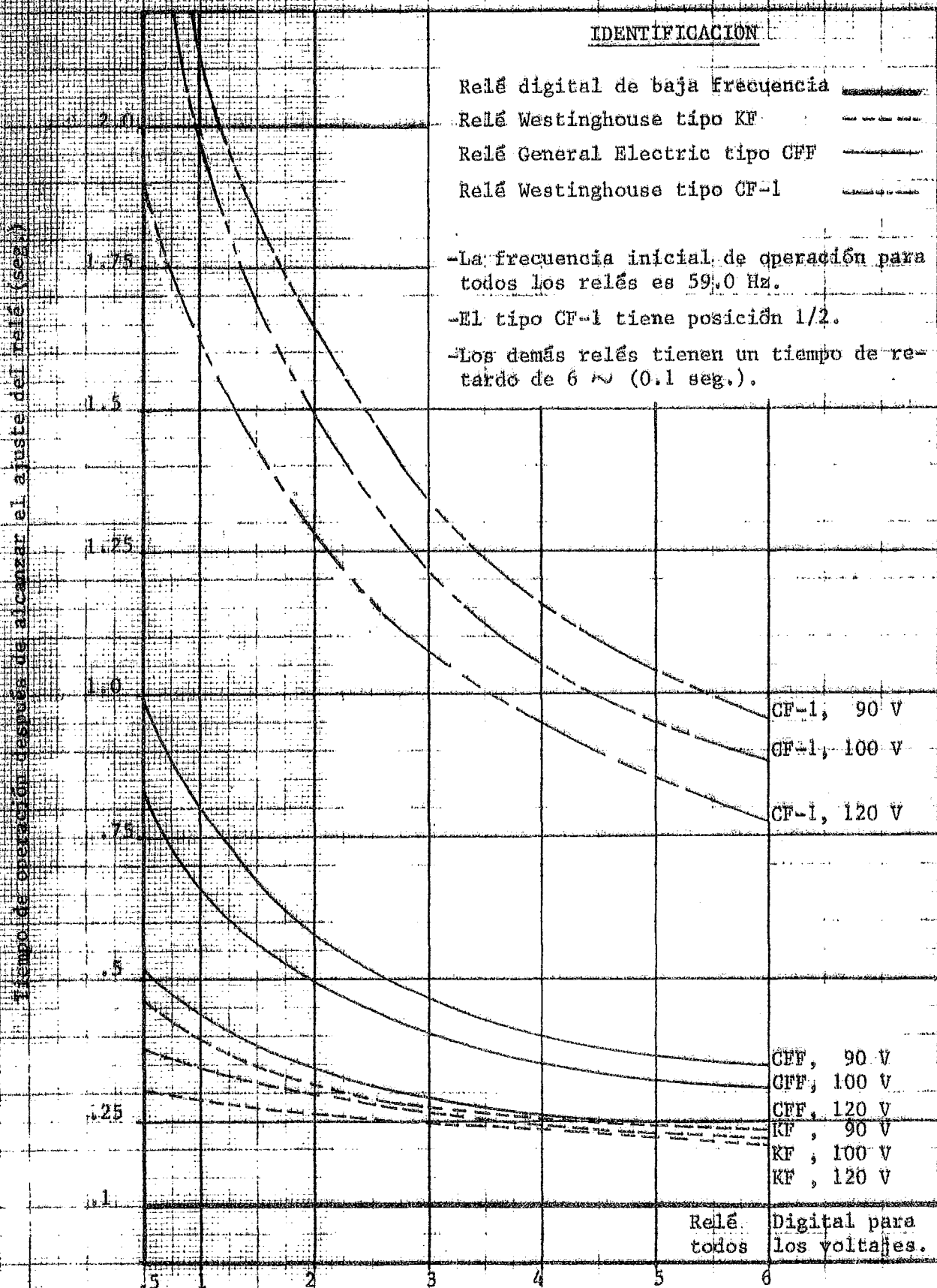
En el gráfico 1 se muestran las características del tiempo de operación contra el cambio de la frecuencia con respecto al tiempo para los relés RNF descritos. Obsérvese que los relés electromecánicos se ven afectados en su tiempo de operación por el voltaje que se les aplica.

Por los tiempos de operación indefinidos de los relés electromecánicos, así como por el comportamiento dinámico característico de la frecuencia en sistemas eléctricos débiles, no es recomendable mezclar relés electromecánicos con digitales. De hecho, no es recomendable integrar EDBF's de sistemas longitudinales, con base en relés electromecánicos.

Los relés de tendencia de frecuencia (RTF) operan en base a la razón de cambio de la frecuencia (df/dt). Su aplicación en sistemas eléctricos ha sido reducida y por lo mismo no se tiene mucha experiencia de su funcionamiento. Adicionalmente, no se consiguen en el mercado con igual facilidad que los RNF de estado sólido y son bastante más

Gráfico 1.

Tiempo de operación para relés de baja frecuencia electromecánicos y de estado sólido en función de la rapidez del abatimiento de la frecuencia y del voltaje aplicado.



costosos que éstos. Los relés RTF pueden presentar ventajas para sistemas muy pequeños, propensos a que por pérdida de generación en una sola central resulte un déficit muy elevado y por lo mismo, abatimientos de frecuencia muy rápidos, iguales o mayores a 3 Hz/seg. Asimismo, podrían ser aprovechados para segregar sistemas, dado que la magnitud df/dt daría información del tamaño del desbalance generación-carga.

d) Dónde desconectar carga por baja frecuencia

Durante un disturbio que active el EDBF, la carga que se desconecte circulará por las líneas de transmisión adyacentes. Es necesario prevenir que por este efecto se rebasen los límites de transmisión y se disparen dichas líneas, lo que empeoraría el disturbio. En algunos sistemas longitudinales será necesario también tener presente la predominancia de la dirección de las transferencias de potencia entre áreas (zonas geográficas) o sistemas eléctricos nacionales. En este caso puede ayudar desfazar un poco los niveles de frecuencia, desconectando primero mayor carga en los sistemas importadores. Esta sugerencia podría aparecer como inequitativa, sin embargo, podría ser la forma de evitar --al menos para ciertos disturbios-- la separación sin control del sistema en islas eléctricas, lo que agravaría los efectos del disturbio.

En general, se puede establecer que es necesario analizar la defensa tanto del sistema eléctrico global como de sus partes. Este comentario se aplica tanto a un sistema interconectado nacional como multinacional.

En otro orden de ideas, la acción más efectiva sobre la potencia desacelerante se logra entre más pronto se realice la corrección. Es recomendable que en los principales pasos y bloques de carga se consideren interruptores de acción rápida (6 ciclos) ya que esto redundará en un EDBF más efectivo y mejor coordinado. Es conveniente ubicar los

primeros pasos (los de frecuencias más altas) sobre los interruptores de menos tiempo de operación.

2. Técnicas para analizar EDBFs

Como se explicó anteriormente, los desbalances generación-carga se absorben primeramente mediante la respuesta eléctrica, la que a su vez --al aplicarse a una unidad-- da origen a la respuesta inercial. Los EDBFs se pueden diseñar considerando únicamente la respuesta inercial, esto es, una rapidez de cambio de frecuencia en el tiempo constante; en este caso se supone que la producción de potencia mecánica no cambia. Esto será válido en los primeros ciclos después del disturbio y tendrá una relación directa con las constantes de tiempo de los gobernadores y turbinas involucrados.

La determinación analítica de esta respuesta ante un disturbio (ΔP_{dis}) se obtiene de la ecuación de oscilación expresada mediante:

$$\cancel{\Delta P_m} - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} + \cancel{D\Delta f} \quad (1)$$

Si no se tuviera ningún control en el sistema, la frecuencia cambiaría, de acuerdo a la ecuación (2), con una razón de cambio constante.

Un factor importante en el balance de potencia y energía se tiene en el amortiguamiento de la carga con la frecuencia, de acuerdo a la relación siguiente:

$$\frac{1}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} = - \frac{\Delta P_{dis}}{2H} \quad (2)$$

$$\Delta P_c = D \Delta f \quad (3)$$

donde:

D representa la constante de amortiguamiento de la carga.

En la ecuación (3), ΔP_c se puede considerar como un disturbio adicional al de la ecuación (2). Combinando las ecuaciones (2) y (3) se tiene:

$$\frac{1}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} = -\left(\frac{\Delta P_{dis} + \Delta P_c}{2H}\right) \quad (4)$$

Que al integrarse en el tiempo se obtiene:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{dis}}{f_0 D} (1 - e^{-\frac{Dt}{2H}}) \quad (5)$$

La ecuación (5) permite evaluar el comportamiento de la frecuencia, incluyendo el amortiguamiento de la carga, pero sin incluir la respuesta de regulación primaria de las unidades generadoras. La ecuación (5) es utilizada comúnmente en sistemas mallados para la coordinación de relés de corte de carga por baja frecuencia. En estos casos, la definición de una sola frecuencia puede justificarse por la robustez de las interconexiones y la relación entre el tiempo para obtener la repuesta de regulación y el tiempo de operación de los relés. Es muy importante notar en la ecuación (2) que a medida que el disturbio es mayor, la rapidez del cambio de la frecuencia aumenta y los tiempos en que se desconecta la carga son menores.

En el caso más general se tiene la respuesta del gobernador y turbina, después de un retardo de tiempo, con lo que se obtienen cambios en la potencia mecánica. En este momento se tiene la respuesta de regulación que trata de mantener el equilibrio con la potencia eléctrica y reducir las desviaciones de frecuencia.

En sistemas donde predomina la generación térmica con recalentamiento, una respuesta de regulación apreciable se obtienen después de 2-4 seg en áreas hidráulicas se tiene una respuesta todavía más lenta.

En el caso de sistemas eléctricos longitudinales, es necesario representar adecuadamente los enlaces entre áreas o sistemas. Sin embargo, si desde el inicio se abordaran representaciones detalladas, el trabajo resultaría muy laborioso y voluminoso ya que, como se mencionó, es necesario

en este tipo de sistemas eléctricos realizar estudios para diversas condiciones de operación evaluando para cada una de ellas una variedad de contingencias. (Véase cuadro 1.)

Cuadro 1

CONDICIONES DE OPERACION Y CONTINGENCIAS A CONSIDERAR EN EL DISEÑO
DE EDBFs DE SISTEMAS ELECTRICOS LONGITUDINALES

| Condición de Operación | Contingencia | | |
|------------------------------|--------------|----------|--------|
| | Leve | Moderada | Severa |
| Mínima | X | X | X |
| Media | X | X | X |
| Máxima | X | X | X |

A manera de sugerencia, se recomienda que para diseñar EDBFs para sistemas eléctricos débiles se analicen las distintas condiciones de operación y contingencias, para una representación concentrada (un área, una máquina). De este conjunto de estudios se obtendrían conclusiones importantes en cuanto al monto de carga, el número de pasos, y los casos más representativos para luego analizarlos con mayor detalle. Dichos resultados se comprobarían con simulaciones dinámicas más detalladas, ya sea mediante estabilidad dinámica o sistemas eléctricos equivalentes en los que se modelaría adecuadamente la dinámica de la frecuencia, suponiendo que el voltaje no cambia.

Una vez confrontados los resultados de simulaciones concentradas con las detalladas se podrían abordar estudios para definir otras medidas de emergencia, como serían: a) la separación controlada de sistemas; b) disparo de carga en bloques; etc. Asimismo, los estudios detallados serían útiles para evaluar posibles sobretensiones al desconectarse la carga y quedar las redes de transmisión en vacío.

3. Restablecimiento de la carga

El restablecimiento de la carga puede ser manual o automático. En el último caso, puede reconectarse por los propios relevadores de baja frecuencia o por control remoto desde el centro de operaciones (por medio del SCADA).

Cuando opera el EDBF en un sistema eléctrico longitudinal, generalmente se agotan los recursos de reserva rodante, por lo que es riesgoso considerar la reconexión automática de la carga, ya que la frecuencia podría aparentar normalidad pero, al no haber reserva, la reconexión conduciría a una nueva emergencia, posiblemente más severa. Por lo anterior, se recomienda que la reconexión sea coordinada desde el centro de control y que se incluyan en el telecontrol las subestaciones no atendidas para minimizar los tiempos de su restablecimiento; asimismo, es recomendable dejar en los últimos pasos tanto las cargas prioritarias como aquéllas que no dispongan de facilidades de reconexión, excepto el traslado de personal.

Como se mencionó, para un sistema eléctrico nacional la coordinación del monto de carga a reconectar deberá ubicarse en el centro de despacho o control; igualmente, para un sistema interconectado multinacional, la reconexión deberá realizarse coordinadamente entre los centros de despacho de los países, respetando invariablemente los montos acordados, que deberán reflejarse en la línea de interconexión.

4. Supervisión del funcionamiento de los EDBF's

Los EDBFs operarán en base al comportamiento real de la frecuencia. Ello significa que con la tecnología disponible actualmente no es posible diseñar un EDBF que opere para lograr siempre la igual generación/demanda. Asimismo, que es posible por la diversidad de frecuencias nodales, que el esquema aparente como operación irregular. Puede darse el caso de que en algunas áreas o zonas se observe operación del esquema en frecuencias menores. Aún en un sistema robusto (coherente), habrá eventos que provoquen desconexión de carga en exceso (sobretiro) o en déficit, lo que justifica el mejoramiento permanente de los esquemas; resulta, por lo tanto, muy conveniente establecer procedimientos para evaluar sistemáticamente el funcionamiento del EDBF. Se propone establecer un registro histórico sobre la base de un formato similar al mostrado en el cuadro 2, y actualizarlo cada vez que opere el esquema, aunque sólo sea el primer paso. Esta estadística podría implantarse en el equipo SCADA, en su caso, y asignar la responsabilidad de su actualización al propio personal de operación.

Una vez establecido el formato anterior, se facilitaría el intercambio de información entre países y el análisis de disturbios que provocasen la operación de los EDBF's. Adicionalmente, resultaría de suma utilidad complementar la información tabular del formato por medio de gráficos, ya que la información gráfica, además de su objetividad, permitiría

Cuadro 2

NOMBRE DE LA EMPRESA: _____ FECHA: _____

REPORTE DE OPERACION DEL ESQUEMA DE BAJA FRECUENCIA DURANTE EL EVENTO OCURRIDO EL _____ DE _____

A LAS _____ HORAS.

[illegible]

a/ El tiempo de operación en ciclos incluye al del relé de baja frecuencia, auxiliar y del interruptor.

NOTAS: 1- La demanda del sistema era de _____ MW, se estaban recibiendo _____ MW de _____.

2- La frecuencia mínima registrada fue de _____ HZ, véase gráfico adjunto.

3- Al ocurrir el evento se disparó la línea de interconexión, las unidades _____ y _____ y las líneas internas:

4- La carga se terminó de restablecer a las _____ horas y los sistemas quedaron interconectados a las _____ horas del _____.

ir validando la información representada mediante modelos (simulación digital), y el comportamiento real del sistema eléctrico. Al respecto, se recomienda que como mínimo se instalen registradores de frecuencia y voltaje en las subestaciones terminales de las interconexiones entre países. Asimismo, se recomienda que las señales análogas no se procesen a través de computadores en tiempo real del SCADA del sistema, ya que ello demerita la calidad de la señal. De preferencia se recomienda instalar dispositivos que tomen en cuenta la dinámica de las variables a graficar; flujos de potencia activa y reactiva en líneas, frecuencia y voltaje nodales. Este tipo de dispositivos podrían diseñarse en las propias empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, con el apoyo de alguna pequeña empresa electrónica, o bien podrían adquirirse comercialmente. En cualquier caso, se sugieren dispositivos que sólo grafiquen por excepción, esto es, cuando la variable involucrada rebase algún límite preestablecido.

Por las características del EDBF, por tratarse de una defensa --de hecho la última para mantener integrado el sistema eléctrico--, y por la concentración de información en el centro de operaciones, es muy recomendable asignar la responsabilidad del diseño y de la supervisión del funcionamiento del EDBF a dicha área de trabajo, independientemente de que la identificación de las cargas particulares a incorporar en cada paso sean definidas por el área de comercialización y distribución.

La supervisión y análisis sistemáticos de la operación del esquema permitirán detectar anomalías y aplicar medidas correctivas para ir mejorando tanto el diseño como la respuesta del esquema.

5. Caso INDE-CEL

Con el propósito de mostrar el tipo de estudios que se realizarían para un sistema eléctrico, supuesto coherente, se presentan parte de los resultados obtenidos para el estudio del EDBF de los sistemas eléctricos interconectados de Guatemala y El Salvador.

Durante un estudio puntual realizado en las instalaciones del CENACE de la Comisión Federal de Electricidad, se abordaron estudios dinámicos para evaluar los esquemas de baja frecuencia que se emplean en la CEL y el INDE, utilizando un modelo concentrado para ambos sistemas. La evaluación de los EDBF se realizó con miras a juzgar su comportamiento desde el punto de vista de protección de los sistemas interconectados contra disturbios. Por la diversidad de tiempos de operación de los relevadores, tal y como está el esquema actual, se encontró que no es apropiado para defender al sistema interconectado, por lo que se procedió a definir uno más adecuado tanto para defender al sistema interconectado global como a cada sistema nacional.

Dado que el INDE sólo dispone de relés electro-mecánicos, fue necesario diseñar un esquema híbrido (estado sólido-electromecánicos) procurando satisfacer los criterios expuestos previamente. Afortunadamente, los relés con que cuenta el INDE son de tipo copa que, como se mencionó, son los más rápidos dentro de los electromecánicos. Los profesionales de CEL-INDE realizaron un trabajo iterativo

para intentar diversos esquemas y seleccionar el que mejor satisficiera los planteamientos de defensa. De estudios representativos, se definieron los tiempos de operación para los relés electromecánicos que se utilizarían --debido a que su tiempo depende del cambio de la frecuencia en el tiempo (Hz/seg)--, resultando los siguientes tiempos (del gráfico 1):

| Condición de demanda | Tiempo de operación de relés (ciclos) | | |
|-------------------------|---------------------------------------|----------|--------|
| | Contingencia | | |
| | Leve | Moderada | Severa |
| Máxima | 38 | 30 | 27 |
| Media | 38 | 35 | 29 |
| Mínima | 38 | 35 | 29 |

Después de varios intentos, se concluyó que el EDBF a implantar sería el mostrado en el cuadro 3.

El EDBF se probó exhaustivamente con resultados satisfactorios para las tres condiciones de operación representativas: mínima, media y máxima (véase el cuadro 4).

El comportamiento dinámico del esquema se analizó con un modelo concentrado representando a los dos sistemas eléctricos; se consideró adecuadamente la inercia de cada condición de operación, y se tipificó la respuesta de unidades generadoras mediante una turbina hidráulica equivalente. La operación del EDBF a implantar se ilustra mediante los gráficos 2 y 3 para contingencias leve y severa en demanda media. En cada gráfico se muestra la potencia eléctrica (carga) y la potencia mecánica de la turbina.

El restablecimiento de la igualdad: potencia generada = potencia demandada, que se realiza por el EDBF, se refleja en la recuperación de la frecuencia. El caso de demanda media-contingencia severa muestra muchos pasos de desconexión de carga (véase de nuevo el gráfico 3); ello se debe a los múltiples tiempos que intervienen en el esquema híbrido que se está modelando. En este caso se observa claramente la

Cuadro 3

EDBF CEL-INDE A IMPLANTAR CON RELES DE ESTADO SOLIDO
EN CEL Y TIPO COPA EN INDE

| PASO | f AJUSTE (Hz) | TIEMPO ^{a/} DEL RELE + INTERRUPTOR (CICLOS) | % DE CARGA |
|--------|------------------|--|------------|
| INDE 1 | 59.6 | 35 | 2.8 |
| CEL 2 | 59.5 | 10 | 3.2 |
| INDE 3 | 59.3 | 35 | 4.9 |
| CEL 4 | 59.2 | 10 | 4.3 |
| INDE 5 | 59.0 | 35 | 5.3 |
| CEL 6 | 58.9 | 10 | 8.2 |
| INDE 7 | 58.7 | 35 | 8.1 |
| CEL 8 | 58.6 | 10 | 7.2 |
| INDE 9 | 58.4 | 35 | 5.6 |
| CEL 10 | 58.3 | 10 | 5.6 |
| CEL 11 | 58.0 | 9 | 3.6 |

a/ En los relés del INDE el tiempo es el inherente al relé, no intencional y es variable (depende de df/dt).

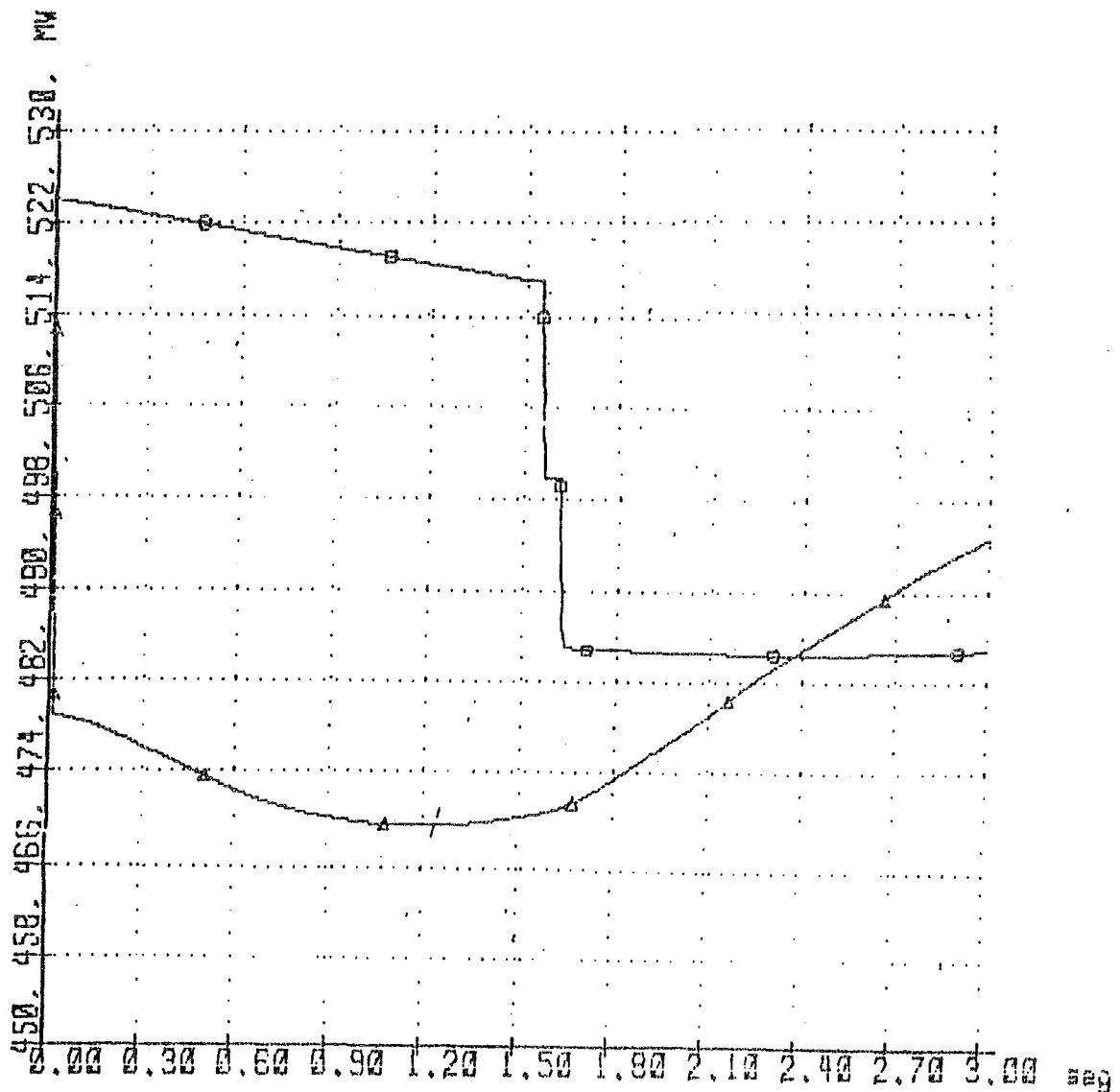
Cuadro 4

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL EDBF PROPUESTO CEL-INDE UTILIZANDO RELES ELECTROMECHANICOS TIPO COPA EN INDE

| CONDICION DE OPERACION | CONTIN- GENCIA | GENERACION PERDIDA (MW) | CARGA DESCONECTADA (MW) | PASOS ACTUARON | | | TIEMPO ULTIMO PASO (Seg) | $\frac{dt}{df} \text{ } t=0$ (Hz/Seg) | f MINIMA | | f A LOS 3 Seg. (Hz) |
|------------------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|-----|------|--------------------------------|--|----------|-------------------|---------------------------|
| | | | | TOTAL | CEL | INDE | | | (Hz) | t OCURRE (Seg) | |
| Máxima | Leve | 65.0 | 72.0 | 3 | 1 | 2 | 2.20 | -0.49 | 59.20 | 2.20 | 59.40 |
| Máxima | Mediana | 170.0 | 241.8 | 7 | 3 | 4 | 1.37 | -1.67 | 58.60 | 1.10 | 60.40 |
| Máxima | Severa | 262.0 | 325.9 | 9 | 4 | 5 | 1.12 | -2.64 | 58.20 | 1.00 | 60.30 |
| Media | Leve | 45.0 | 31.5 | 2 | 1 | 1 | 1.62 | -0.33 | 59.39 | 2.38 | 59.42 |
| Media | Mediana | 114.5 | 150.5 | 6 | 3 | 3 | 1.56 | -1.04 | 58.84 | 1.35 | 59.76 |
| Media | Severa | 202.5 | 259.9 | 9 | 4 | 5 | 1.42 | -1.98 | 58.32 | 1.18 | 60.02 |
| Mínima | Leve | 27.3 | 29.8 | 3 | 1 | 2 | 2.56 | -0.41 | 58.27 | 2.58 | 59.36 |
| Mínima | Mediana | 60.0 | 78.4 | 6 | 3 | 3 | 1.63 | -0.97 | 58.82 | 1.40 | 59.66 |
| Mínima | Severa | 97.3 | 120.11 | 8 | 4 | 4 | 1.18 | -1.90 | 58.41 | 1.20 | 59.95 |

CFE-CENACE
DIDRESULTADOS GRAFICOS
POTENCIA DE CARGA (DISCONTINUA) Y POTENCIA
MECANICASISP-CARFRE
27/NOV/86COMPORTAMIENTO DEL EDBF A IMPLANTAR POR CEL-INDE ANTE CONTINGENCIA LEVE EN
DEMANDA MEDIA

△ — △ — △ — △ — △ Potencia mecánica
○ — ○ — ○ — ○ — ○ Potencia eléctrica

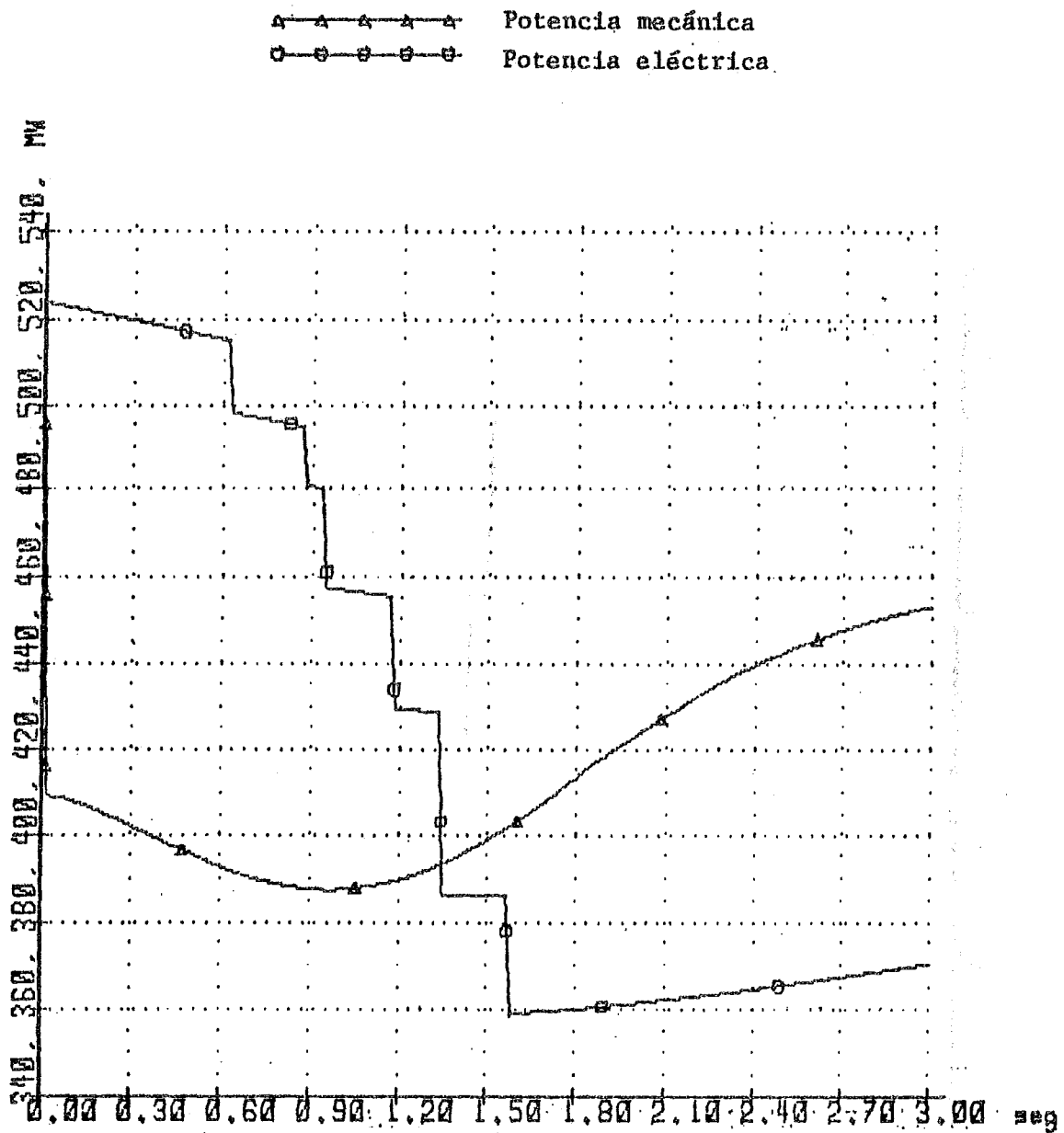


CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
POTENCIA DE CARGA (DISCONTINUA) Y
POTENCIA MECANICA

SISP-CARFRE
28/NOV/86

COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE BAJA FRECUENCIA CEL-INDE A IMPLANTAR ANTE
CONTINGENCIA MODERADA EN CARGA MEDIA



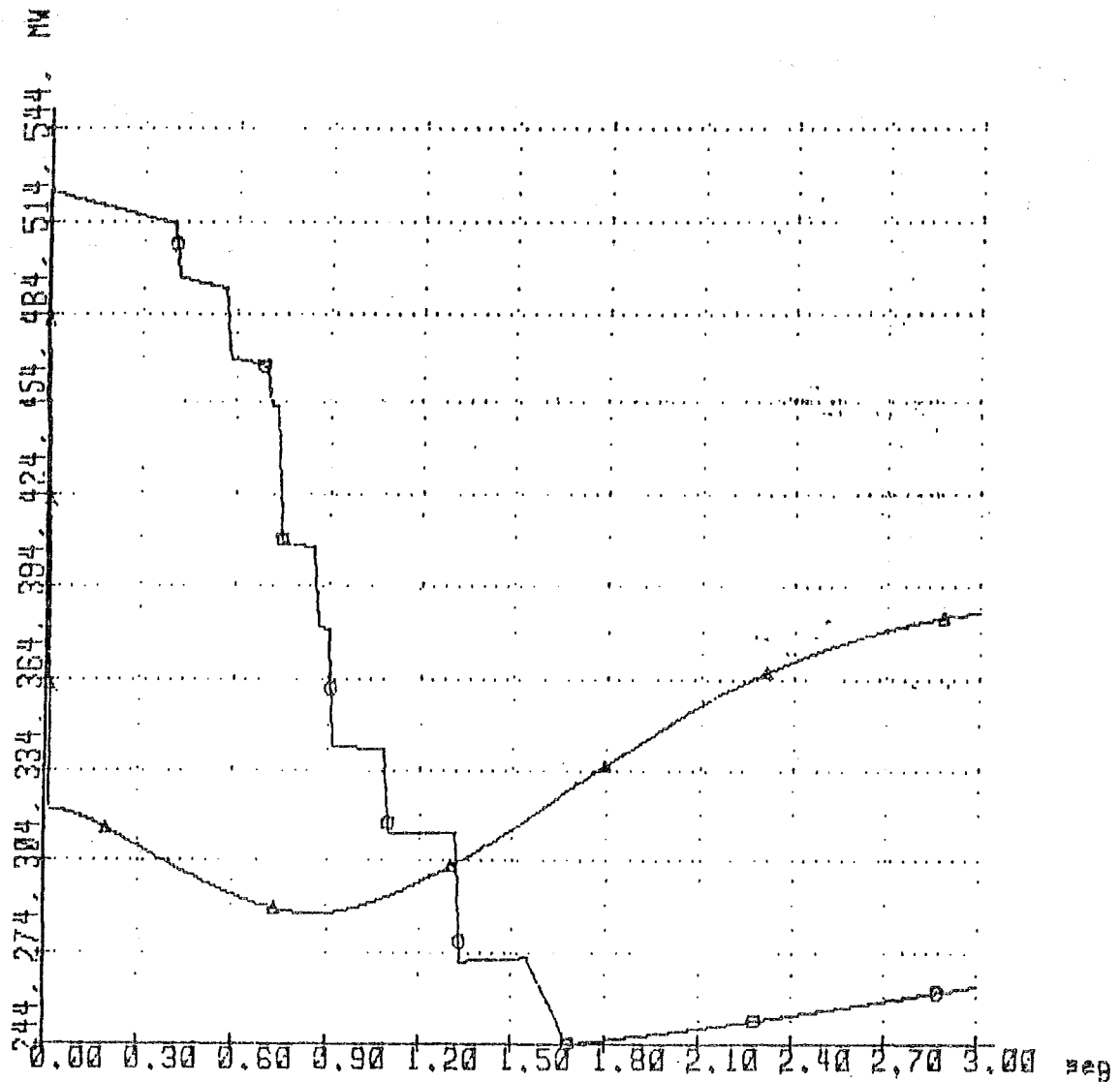
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
POTENCIA DE CARGA (DISCONTINUA) Y
POTENCIA MECANICA

SISP-CARFRE
28/NOV/86

DESCONEXION DE CARGA EFECTUADA POR EL EDBF CEL-INDE A IMPLANTAR. SIMULACION
PARA DEMANDA MEDIA CONTINGENCIA SEVERA

△-△-△-△-△ POTENCIA MECANICA
○-○-○-○-○ POTENCIA ELECTRICA



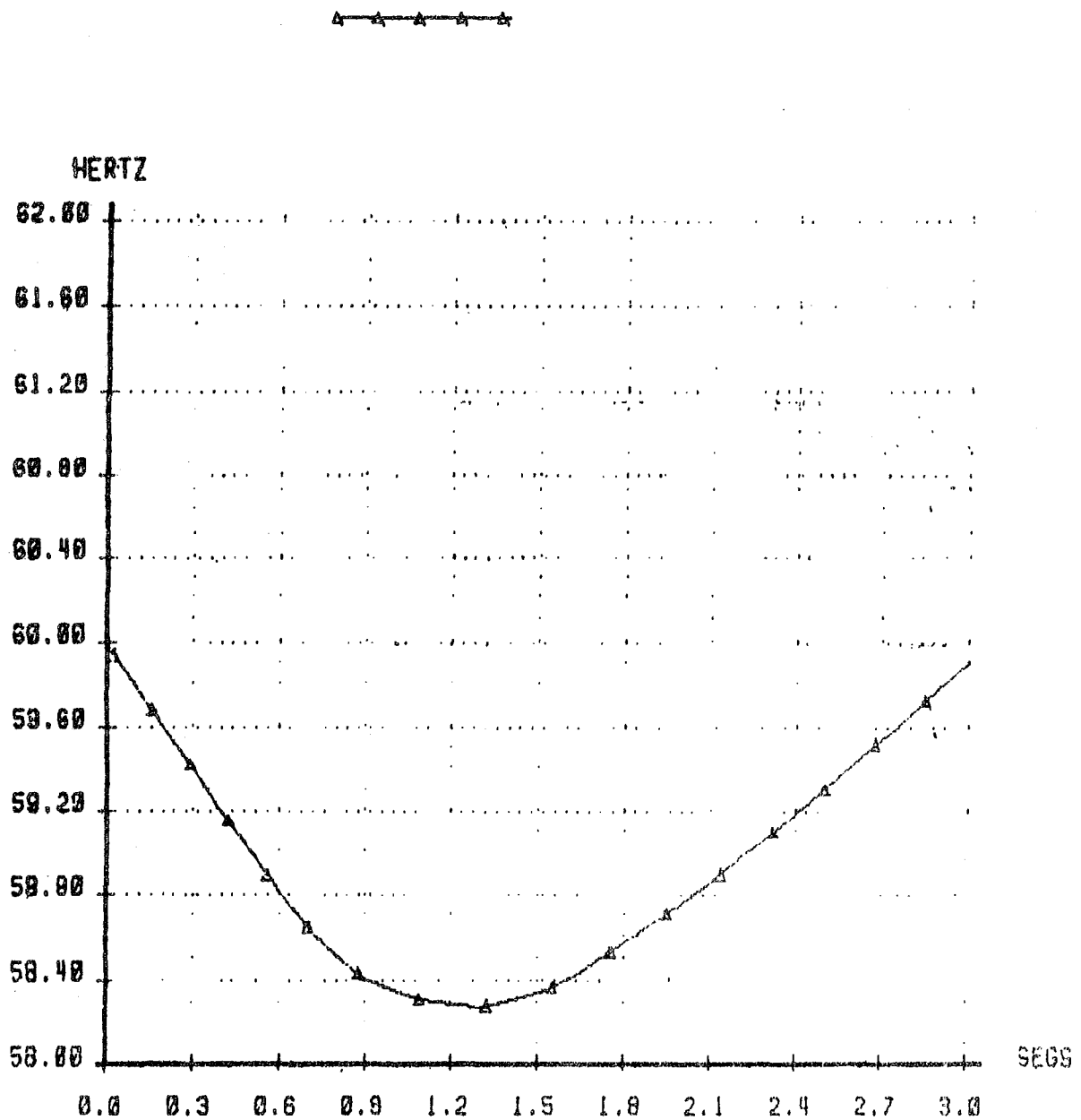
intervención de la turbina que ayuda a restablecer equilibrio. Las dos correcciones: el corte de carga y la respuesta de las turbinas logran la recuperación de la frecuencia (véase el gráfico 4) y evitan que el sistema eléctrico llegue al colapso.

Para definir otras protecciones de emergencia, por ejemplo la segregación de los sistemas para salvar al menos una parte y facilitar el restablecimiento, se requiere una representación más detallada de los componentes (estabilidad dinámica). Sin embargo, del comportamiento observado en los resultados de estabilidad transitoria, de baja frecuencia, y de un estudio preliminar de estabilidad dinámica, se concluyó que los sistemas CEL-INDE presentan un margen de estabilidad adecuado, que son muy coherentes y que, por lo tanto, se podría ubicar el disparo de la línea de interconexión hasta el último paso del EDBF, recomendándose, en principio, ajustar el disparo automático de dicha línea en 57.5 Hz.

También se simularon casos de un EDBF, en base exclusivamente a relés RNF de estado sólido (véanse los cuadros 4 y 5).

CFE-CENACE
DIDRESULTADOS GRAFICOS
COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA FRECUENCIASISP-CARFRE
28/NOV/85

FRECUENCIA PROMEDIO DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS CEL-INDE AL OCURRIR
CONTINGENCIA SEVERA EN DEMANDA MEDIA Y SUPONERSE YA EN SERVICIO EL EDBF
DEL CUADRO



Cuadro 1

NOMBRE DE LA EMPRESA: _____ FECHA: _____

REPORTE DE OPERACION DEL ESQUEMA DE BAJA FRECUENCIA DURANTE EL EVENTO OCURRIDO EL _____ DE _____

A LAS _____ HORAS.

[illegible]

a/ El tiempo de operación en ciclos incluye al del relé de baja frecuencia, auxiliar y del interruptor.

NOTAS: 1- La demanda del sistema era de _____ MW, se estaban recibiendo _____ MW de _____.

2- La frecuencia mínima registrada fue de _____ HZ, véase gráfico adjunto.

3- Al ocurrir el evento se disparó la línea de interconexión, las unidades _____ y _____ y las líneas internas:

4- La carga se terminó de restablecer a las _____ horas y los sistemas quedaron interconectados a las _____ horas del _____.

Cuadro 2

EDBF CEL-INDE A IMPLANTAR CON RELES DE ESTADO SOLIDO
EN CEL Y TIPO COPA EN INDE

| PASO | f AJUSTE (Hz) | TIEMPO ^{a/} DEL RELE + INTERRUPTOR (CICLOS) | % DE CARGA |
|--------|------------------|--|------------|
| INDE 1 | 59.6 | 35 | 2.8 |
| CEL 2 | 59.5 | 10 | 3.2 |
| INDE 3 | 59.3 | 35 | 4.9 |
| CEL 4 | 59.2 | 10 | 4.3 |
| INDE 5 | 59.0 | 35 | 5.3 |
| CEL 6 | 58.9 | 10 | 8.2 |
| INDE 7 | 58.7 | 35 | 8.1 |
| CEL 8 | 58.6 | 10 | 7.2 |
| INDE 9 | 58.4 | 35 | 5.6 |
| CEL 10 | 58.3 | 10 | 5.6 |
| CEL 11 | 58.0 | 9 | 3.6 |

^{a/} En los relés del INDE el tiempo es el inherente al relé, no intencional y es variable (depende de df/dt).

Cuadro 5

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL EDBF CEL-INDE DISEÑADO EN BASE A RELES DE ESTADO SOLIDO

| CONDICION DE OPERACION | CONTIN- GENCIA | GENERACION PERDIDA (MW) | CARGA DESCONECTADA (MW) | PASOS ACTUARON | | | TIEMPO . ULTIMO PASO (Seg) | $\frac{dt}{df} \text{ } t=0$ (Hz/Seg) | f MINIMA | | f A LOS 3 Seg. (Hz) |
|------------------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|-----|------|----------------------------------|--|----------|-------------------|---------------------------|
| | | | | TOTAL | CEL | INDE | | | (Hz) | t OCURRE (Seg) | |
| Máxima | Leve | 65.0 | 39.4 | 1 | 1 | 1 | 1.17 | -0.49 | 59.24 | 2.75 | 59.24 |
| Máxima | Mediana | 170.0 | 188.6 | 3 | 3 | 3 | 0.92 | -1.67 | 58.77 | 0.92 | 59.71 |
| Máxima | Severa | 262.0 | 289.1 | 4 | 4 | 4 | 0.75 | -2.64 | 58.44 | 0.75 | 59.79 |
| Media | Leve | 45.0 | 31.4 | 1 | 1 | 1 | 1.58 | -0.33 | 59.39 | 2.38 | 59.40 |
| Media | Mediana | 114.5 | 150.3 | 3 | 3 | 3 | 1.25 | -1.04 | 58.94 | 1.25 | 59.93 |
| Media | Severa | 202.5 | 230.5 | 4 | 4 | 4 | 0.92 | -1.98 | 58.58 | 0.92 | 59.78 |
| Mínima | Leve | 27.3 | 16.4 | 1 | 1 | 1 | 1.32 | -0.41 | 59.29 | 2.65 | 59.30 |
| Mínima | Mediana | 60.0 | 78.34 | 3 | 3 | 3 | 1.62 | -0.97 | 58.86 | 1.61 | 59.66 |
| Mínima | Severa | 97.3 | 120.1 | 4 | 4 | 4 | 1.10 | -1.90 | 58.52 | 1.10 | 60.06 |