



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“Regulación de Frecuencia en Sistemas de
Potencia Interconectados”**

TESIS DE GRADO

**Previa a la Obtención del Título de
INGENIERO en ELECTRICIDAD**

Especialización: P O T E N C I A

Presentada por:

VICTOR OSCAR AGUILERA REY



Guayaquil - Ecuador

1987

ESUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Lib. No. POT-100

D E D I C A T O R I A

- A MI FAMILIA

....

A G R A D E C I M I E N T O

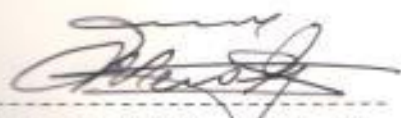
AL ING. LEO SALOMON F.,
*Director de Tesis, por su
ayuda y colaboración en la
realización de este trabajo.*



ING. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES
SUB-DECANO DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA ELECTRICA



ING. LEO SALOMON F.
DIRECTOR DE TESIS



ING. CRISTOBAL VERA G.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



ING. JOSE LAVANA CH.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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



VICTOR OSCAR AGUILERA REY

RESUMEN

La frecuencia es uno de los parámetros eléctricos que debe mantenerse constante durante la operación de un sistema de potencia, para ello el suministro de energía debe satisfacer en forma continua las diversas y variables demandas del sistema.

En esta tesis se consideran condiciones de operación normales y dentro de los límites de calidad requeridos por el sistema. Se explican los efectos que produce un desbalance generación - carga en la frecuencia, nivel de energía cinética y respuesta estática de regulación gobernadora del sistema. Luego se describen los diversos métodos de regulación para el restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal.

Finalmente se hace una descripción y análisis del métodos de regulación actualmente utilizado en el Sistema Nacional y se aplica un método alternativo de regulación con mejores condiciones operativas, cuyo estudio ha sido sugerido por la División de Operación de INECEL.

INDICE GENERAL

| | <u>PAGS.</u> |
|--|--------------|
| RESUMEN | VI |
| INDICE GENERAL | VII |
| INDICE DE FIGURAS | XI |
| INDICE DE TABLAS | XVI |
| INTRODUCCION | 18 |
| CAPITULO I | |
| EL PROBLEMA DE LA REGULACION DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS | 17 |
| 1.1. SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS | 17 |
| 1.1.1. CRITERIOS BASICOS, VENTAJAS, CONFIGURACIONES | 17 |
| 1.1.2. ENERGIA CINETICA DE UN SISTEMA DE POTENCIA | 22 |
| 1.1.3. AREAS DE CONTROL | 33 |
| 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE LA REGULACION | 33 |
| 1.2.1. OBJETIVOS FUNDAMENTALES | 33 |
| 1.2.2. HERRAMIENTAS DE LA REGULACION DE FRECUENCIA | 35 |

| | |
|---|----|
| 1.2.3. EL PROBLEMA DE LAS MULTIPLES FUENTES Y PA- RAMETROS | 37 |
|---|----|

CAPITULO II

| | |
|--|----|
| REGULACION GOBERNADORA | 39 |
| 2.1. REGULACION GOBERNADORA DE LA GENERACION | 39 |
| 2.1.1. REGULADORES DE VELOCIDAD | 39 |
| 2.1.2. CARACTERISTICA NATURAL DE REGULACION GOBER- NADORA DE GENERACION | 49 |
| 2.2. REGULACION GOBERNADORA DE LA CARGA | 50 |
| 2.2.1. VARIACIONES DE LA CARGA CON LA FRECUEN- CIA | 51 |
| 2.2.2. CARACTERISTICA NATURAL DE GOBERNACION DE LA CARGA | 54 |
| 2.3. REGULACION GOBERNADORA COMBINADA GENERACION CARGA. | 56 |
| 2.3.1. CARACTERISTICA NATURAL COMBINADA DE GENERA- CION Y CARGA | 59 |
| 2.3.2. CONSIDERACIONES SOBRE LA DETERMINACION DE LA CARACTERISTICA COMBINADA DE UN SISTE- MA | 59 |

CAPITULO III

| | |
|---|--|
| REGULACION SUPLEMENTARIA Y METODOS DE REGULACION DE FRE | |
|---|--|

| | <u>PAGS.</u> |
|---|--------------|
| CUENCIA | 71 |
| 3.1. OBJETIVOS DE LA REGULACION SUPLEMENTARIA | 71 |
| 3.2. DESPLAZAMIENTO DE LA CARACTERISTICA POTENCIA-FRECUENCIA | 72 |
| 3.3. REGULACION POR AREAS | 81 |
| 3.4. REGULACION TIPO "FRECUENCIA EXACTA" | 81 |
| 3.5. REGULACION TIPO "FLUJO EXACTO DE INTERCONEXION" | 86 |
| 3.6. REGULACION TIPO "TIEMPO SINCRONO" | 90 |
| 3.7. REGULACION TIPO "SELECTIVO FRECUENCIA-POTENCIA" ... | 91 |
| 3.8. REGULACION TIPO "CONTROL COMBINADO FRECUENCIA-FLUJO" | 95 |
| 3.9. CONSIDERACIONES SOBRE LA REGULACION COMBINADA DE UN SISTEMA DE N AREAS | 124 |
| 3.10. REGULACION EN FUNCION DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA | 125 |
| CAPITULO IV | |
| APLICACION DEL ESTUDIO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO | 127 |
| 4.1. DESCRIPCION DEL METODO DE REGULACION USADO EN EL SISTEMA NACIONAL | 127 |
| 4.2. ANALISIS DEL METODO DE REGULACION USADO EN EL SISTEMA NACIONAL | 135 |

PAGS.

| | |
|---|-----|
| 4.3. APLICACION DEL METODO "CONTROL COMBINADO FRECUEN- CIA-FLUJO" EN EL SISTEMA NACIONAL | 141 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 187 |
| APENDICES | 192 |
| BIBLIOGRAFIA | 272 |

INTRODUCCION

En un sistema de potencia interconectado existen diversos centros de generación y carga, con diferentes características y magnitudes. Cuando existe un desbalance entre la generación y la carga total de un sistema, entonces varía su nivel de energía cinética y su frecuencia, luego cada área tiene una respuesta natural de variación, de generación y carga de tal manera que se llega a un equilibrio total con nuevos valores de frecuencia, generación, carga y flujo de potencia entre las áreas.

Para obtener nuevamente el nivel nominal de frecuencia existen diversos métodos de regulación suplementaria que se describen en la tesis y que son aplicados de acuerdo a la configuración y filosofía de operación del sistema interconectado.

El objetivo final del trabajo es hacer una descripción y análisis del método de regulación actual y aplicar un método alternativo cuyo fundamento es la regulación de frecuencia y el flujo de potencia tomando en consideración las respuestas

características naturales de generación - carga de cada área y la configuración del sistema. Este método tiene la ventaja de permitir a todas las áreas contribuir en el control de frecuencia, ayudar a áreas remotas con disturbios y lograr que cada área absorva sus propias variaciones no programadas de carga.

CAPITULO 1

EL PROBLEMA DE LA REGULACION DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS

1.1. SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS

1.1.1. Criterios básicos, ventajas, configuraciones

El territorio correspondiente a cada país tiene diversos centros de carga ubicados en diferentes zonas geográficas.

Si cada centro de carga es abastecido por una central de generación independiente se tiene entonces los llamados sistemas de tipo aislado. Si los sistemas de tipo aislado se enlazan entre sí, por medio de líneas de transmisión, se tienen entonces los llamados Sistemas de Potencia Interconectados, que son los más comunes en el mundo actual.

Evidentemente, un Sistema de Potencia Interconectado, planificado y operado en forma adecuada tiene

la ventaja que ofrece al consumidor mayor confiabilidad en cuanto a la continuidad del servicio, que un sistema aislado, puesto que para abastecer un centro de carga se tiene una mayor capacidad de generación y una mayor cantidad de alternativas en cuanto a fuentes de energía se refiere. Otra ventaja de los sistemas de potencia interconectados es que al tener diversas alternativas de fuentes de generación, se puede operar en forma más económica que los sistemas aislados, puesto que se pueden escoger las fuentes cuyo costo de producción sea más bajo para abastecer el mayor porcentaje de la carga.

Básicamente, se tienen dos posibles configuraciones de los sistemas de potencia interconectados, las cuales son determinadas por las líneas de enlace entre los diversos centros de generación - carga.

Las líneas de interconexión pueden unir los diversos centros de generación - carga formando lazos abiertos como lo demuestran las figuras N° 1.1., o pueden unir los centros de generación - carga formando lazos cerrados como lo demuestra la figura N° 1.2.

Al sistema de la figura N° 1.1., se lo llama sis-

tema interconectado tipo lazo abierto, y al sistema de la figura N° 1.2., se lo llama sistema interconectado tipo lazo cerrado.

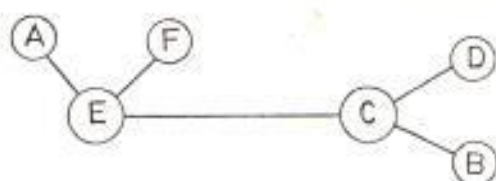


FIGURA N° 1.1. SISTEMA INTERCONECTADO TIPO LAZO ABIERTO

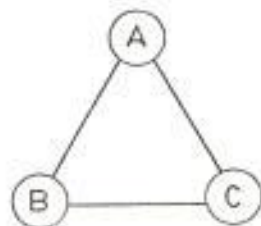


FIGURA N° 1.2. SISTEMA INTERCONECTADO TIPO LAZO CERRADO

1.1.2. Energía Cinética de un Sistema de Potencia

Un sistema de potencia tiene equipos giratorios y equipos estáticos; los generadores y los motores forman el equipo giratorio, y los equipos estáticos son todos aquellos equipos que no tienen partes rotativas como los transformadores, las líneas

de transmisión, las cargas no móviles, etc.

Las máquinas rotativas acumulan energía cinética en sus rotores y si se les corta el suministro de energía, mantienen por un pequeño tiempo el nivel de energía cinética; por ejemplo si cortamos el suministro de energía mecánica a un generador, se tiene que éste continúa por un pequeño tiempo entregando la potencia original, gracias a la energía cinética acumulada en su rotor. Existe una constante de tiempo que es característica de cada máquina y que nos indica dicho tiempo y se lo calcula así:

$$K = \frac{m V^2}{2} \quad (1)$$

$$V = \omega R \quad (2)$$

$$K = \frac{m \omega^2 R^2}{2} \quad (3)$$

$$m R^2 = I \quad (4)$$

$$K = \frac{I \omega^2}{2} \quad (5)$$

$$M = I \omega \quad (6)$$

$$K = \frac{M W^2}{2} \quad (7)$$

$$H = \frac{K}{P_n} \quad (8)$$

$$H = \frac{M W^2}{2 P_n} \quad (9)$$

$$K = H P_n \quad (10)$$

| | | |
|----------------|---|----------------------|
| K | = | Energía Cinética |
| m | = | Masa |
| V | = | Velocidad Tangencial |
| W | = | Velocidad Angular |
| R | = | Radio |
| I | = | Momento de Inercia |
| M | = | Constante de Inercia |
| H | = | Constante de Tiempo |
| P _n | = | Potencia Nominal |

Los valores de H son mayores para los generadores de tipo térmico que para los generadores de tipo hidráulico.

La energía cinética acumulada en el sistema es la que en un primer momento y en forma transitoria

absorbe un aumento repentino de carga, pero luego de esta absorción de energía cinética la frecuencia comienza a disminuir, y por ende también la energía cinética ya que ésta es proporcional al cuadrado de la frecuencia, como se demuestra a continuación:

$$K = \frac{m \omega^2 R^2}{2} \quad (11)$$

$$\omega = 2 \pi F \quad (12)$$

$$K = \frac{m 4 \pi^2 F^2 R^2}{2} \quad (13)$$

$$I = m R^2 \quad (14)$$

$$K = \frac{4 \pi^2 I F^2}{2} \quad (15)$$

$$K = C F^2 \quad (16)$$

$$C = \text{Constante} = 2 \pi^2 I \quad (17)$$

$$F = \text{Frecuencia} \quad (18)$$

Si el sistema llegara a una nueva situación de e-

quilibrio esta sería a una frecuencia menor y por tanto, a un valor menor de energía cinética. La variación de la energía cinética se la puede calcular así:

$$\Delta K = K_F - K_I \quad [19]$$

$$K = \frac{m \omega^2 R^2}{2} \quad [20]$$

$$K = \frac{m R^2}{2} \omega^2 \quad [21]$$

$$K = C_1 \omega^2 \quad [22]$$

$$C_1 = \text{Constante} = \frac{m R^2}{2} \quad [23]$$

$$K_F = C_1 \omega_F^2 \quad [24]$$

$$K_I = C_1 \omega_I^2 \quad [25]$$

$$C_1 = \frac{K_I}{\omega_I^2} \quad [26]$$

$$K_I = H P_I \quad [27]$$

Inv. No. _____

$$C_1 = \frac{H P_I}{\omega_I^2} = \text{Constante} \quad (28)$$

$$\Delta K = K_F - K_I \quad (29)$$

$$\Delta K = C_1 \omega_F^2 - C_1 \omega_I^2 \quad (30)$$

$$\Delta K = C_1 (\omega_F^2 - \omega_I^2) \quad (31)$$

$$\Delta K = \frac{H P_I}{\omega_I^2} (\omega_F^2 - \omega_I^2) \quad (32)$$

$$\Delta K = H P_I \frac{(\omega_F - \omega_I)(\omega_F + \omega_I)}{\omega_I^2} \quad (33)$$

$$\omega_F - \omega_I = \Delta \omega \quad (34)$$

$$\omega_F = \omega_I + \Delta \omega \quad (35)$$

$$\Delta K = \frac{H P_I (\omega_I + \Delta \omega + \omega_I) (\Delta \omega)}{\omega_I^2} \quad (36)$$

$$\Delta K = \frac{H P_I (2 \omega_I + \Delta \omega) (\Delta \omega)}{\omega_I^2} \quad (37)$$

$$\Delta K = \frac{2 H P_I \omega_I \Delta \omega}{\omega_I^2} + \frac{H P_I (\Delta \omega)^2}{\omega_I^2} \quad (38)$$

$$\Delta \omega^2 \rightarrow 0 \quad (39)$$

$$\Delta K = \frac{2 H P_I}{\omega_I} \Delta \omega \quad (40)$$

$$\Delta K = \frac{2 H P_I}{\delta_I} \Delta \delta \quad (41)$$

K_F = Energía cinética final.

K_I = Energía cinética inicial.

ΔK = Variación de energía cinética.

ω_F = Velocidad angular final.

ω_I = Velocidad angular inicial (Nominal).

$\Delta \omega$ = Variación de velocidad angular.

δ_I = Frecuencia inicial (nominal).

$\Delta \delta$ = Variación de frecuencia.

P_I = Capacidad de generación inicial.

A partir de la ecuación (40) se puede calcular la

variación de frecuencia en función de la variación de carga.

$$H = \frac{K_I}{P_I} \quad [42]$$

$$H = \frac{M \omega_I}{P_I^2} \quad [43]$$

$$M = \frac{2 H P_I}{\omega_I} \quad [44]$$

Reemplazando la ecuación [44] en la expresión [40] se tiene:

$$\Delta K = M \Delta W \quad [45]$$

$$-\Delta K = -M \Delta W \quad [46]$$

$$-M \Delta W = \int_0^t \Delta C_F dt \quad [47]$$

$$-M \Delta W = \int_0^t (\Delta C_i + D \Delta W) dt \quad [48]$$

ΔC_F = Variación final de carga.

ΔC_i = Variación inicial de carga.

D = Coeficiente de amortiguamiento de la carga en $Mw/rad/sg$.

$$- Md \Delta W = (\Delta C_i + D \Delta W) dt \quad (49)$$

$$\frac{d \Delta W}{dt} = - \frac{\Delta C_i + D \Delta W}{M} \quad (50)$$

$$\frac{d \Delta W}{dt} = - \frac{\Delta C_i}{M} - \frac{D \Delta W}{M} \quad (51)$$

$$\frac{d \Delta W}{dt} + \frac{D}{M} \Delta W = - \frac{\Delta C_i}{M} \quad (52)$$

Lo anterior es una ecuación diferencial lineal de la forma:

$$\frac{dy}{dx} + Py = Q \quad (53)$$

Cuya solución es:

$$y = e^{-\int P dx} \left(\int Q e^{\int P dx} dx + K \right) \quad (54)$$

Siendo:

$$P = \frac{D}{M} \text{ y } Q = -\frac{\Delta C_i}{M} \quad (55)$$

$$\Delta W = e^{-\int \frac{D}{M} dt} \left(-\int \frac{\Delta C_i}{M} e^{\int \frac{D}{M} dt} dt + K \right) \quad (56)$$

$$\Delta W = e^{-\frac{D}{M} t} \left(-\frac{\Delta C_i}{M} \int e^{\frac{D}{M} t} dt + K \right) \quad (57)$$

$$\Delta W = e^{-\frac{D}{M} t} \left(-\frac{\Delta C_i}{M} e^{\frac{D}{M} t} \frac{M}{D} + K \right) \quad (58)$$

$$\Delta W = e^{-\frac{D}{M} t} \left(-\frac{\Delta C_i}{D} e^{\frac{D}{M} t} + K \right) \quad (59)$$

$$\Delta W = -\frac{\Delta C_i}{D} + K e^{-\frac{D}{M} t} \quad (60)$$

Si $t \rightarrow 0$ y $\Delta W \rightarrow 0$

$$0 = -\frac{\Delta C_i}{D} + K \quad (61)$$

$$K = \frac{\Delta C_i}{D} \quad (62)$$

$$\Delta W = -\frac{\Delta C_i}{D} + \frac{\Delta C_i}{D} e^{-\frac{D}{M} t} \quad (63)$$

$$\Delta W = - \frac{\Delta C_i}{D} (1 - e^{-\frac{D}{M} t}) \quad (64)$$

$$2 \pi \Delta f = - \frac{\Delta C_i}{D} (1 - e^{-\frac{D}{M} t}) \quad (65)$$

$$\Delta f = - \frac{\Delta C_i}{2 \pi D} (1 - e^{-\frac{D}{M} t}) \quad (66)$$

Si las unidades de D son Mw/Hz., se tiene:

$$\Delta f = - \frac{\Delta C_i}{D} (1 - e^{-\frac{D}{2 \pi M} t}) \quad (67)$$

$$M = \frac{2 H P_I}{\omega_I} \quad (68)$$

$$M = \frac{2 H P_I}{2 \pi \delta_I} \quad (69)$$

$$\Delta f = - \frac{\Delta C_i}{D} (1 - e^{-\frac{D \cdot 2 \pi \delta_I}{2 \pi 2 H P_I} t}) \quad (70)$$

$$\Delta f = - \frac{\Delta C_i}{D} (1 - e^{-\frac{D \delta_I}{2 H P_I} t}) \quad (71)$$

La expresión (71) nos indica la manera de calcular la variación de frecuencia que se produce cuando hay incremento ΔC_i de carga.

1.1.3. Áreas de control

Para poder ejecutar una estrategia o método de regulación de la frecuencia de un sistema de potencia es conveniente agrupar el sistema en diversas áreas de regulación de manera que se tengan zonas representativas de los diversos centros de generación - carga. Las áreas en mención se enlazarán entre sí por medio de las respectivas líneas de interconexión, formándose sistemas de tipo abierto o de tipo cerrado.

Las áreas de control deben funcionar de acuerdo al método de regulación escogido con un plan establecido y operan como un sistema total que tiene su generación, su carga y además un flujo de potencia con respecto a las otras áreas.

2.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE LA REGULACION DE FRECUENCIA.

2.2.1. Objetivos fundamentales

El primer objetivo fundamental operativo de un sistema de potencia es la continuidad en el servicio a los usuarios, esto significa que en todo momento el total de energía que se genera debe ser i-

igual al total de energía que se consume más las pérdidas.

Otro objetivo fundamental en la operación de un sistema es que la energía que se genera sea repartida de tal manera en el parque generador que su costo sea el mínimo posible.

Para cumplir con el objetivo fundamental de la regulación de frecuencia, que es mantenerla en su valor nominal, es necesario cumplir con el primer objetivo fundamental operativo de los sistemas de potencia, pero como la carga de los sistemas es un factor variable en el tiempo y la potencia que entregan los generadores debe ser igual a la carga más las pérdidas, en todo momento, entonces es necesario variar la potencia mecánica de entrada a la máquina de acuerdo a las variaciones de carga de tal manera que en los generadores se cumpla que el torque mecánico sea igual al torque eléctrico, cuando se tiene la frecuencia nominal.

$$T_m = T_e \quad (72)$$

Cuando se tienen varios generadores en paralelo la distribución de la carga es determinada por la potencia de entrada a los primo - motores.

Es de anotar que cuando se tienen varios centros de generación carga interconectados por líneas, en las cuales sea necesario mantener un determinado flujo, entonces además de regular la frecuencia del sistema, también se tiene que regular la potencia que se transmite por la línea.

Es menester mantener la frecuencia dentro de límites muy estrechos que son determinados de acuerdo a los criterios de operación de las distintas empresas.

Actualmente, la mayoría de los sistemas modernos procuran regular su frecuencia para mantenerla con variaciones máximas de 0.1 Hz., pues manteniendo la frecuencia de los sistemas dentro de límites muy estrechos se tiene en todo momento la pauta de que se tiene un correcto balance entre la energía que se genera y la que se consume. De esa manera, se regula también el tiempo síncrono que es proporcional al integral de la frecuencia y por tanto se respalda la exactitud de la gran cantidad de relojes síncronos usados actualmente.

1.2.2. Herramientas de la Regulación de Frecuencia

La frecuencia es directamente proporcional a la ve

locidad del rotor de los generadores cumpliéndose la siguiente relación:

$$N = \frac{120 f}{P} \quad [73]$$

N = Velocidad del rotor (REV/MIN)

f = Frecuencia del sistema

P = Número de polos del generador

Cuando la velocidad de rotación varía por existir algún desbalance entre la energía que se genera y la que se consume, entonces es necesario restablecer la velocidad a su valor original, puesto que la frecuencia también ha variado en forma proporcional a la variación de velocidad.

La herramienta básica con que cuentan los generadores para restablecer su velocidad de operación es un dispositivo llamado gobernador, que es sensible a la variación de velocidad del primo motor y que de acuerdo a la velocidad abre o cierra las válvulas o compuertas de acceso a las turbinas de los generadores, para así aumentar o disminuir la velocidad.

El gobernador sin embargo, requiere de ajustes pa

ra que el primo motor del generador recupere la velocidad que se necesita para mantener los estrechos márgenes de regulación de frecuencia.

Dichos ajustes son realizados en forma manual en pequeños sistemas y en forma automática en grandes sistemas.

Por lo anteriormente expuesto, el gobernador es una herramienta fundamental en la regulación de frecuencia, ya sea de pequeños sistemas radiales o de sistemas mayores del tipo interconectado.

Además del gobernador existe otra herramienta que es el transformador con desplazamiento de fase cuyo uso es más limitado, pero que tiene utilidad cuando se tienen sistemas interconectados con varias líneas o sistemas con lazo cerrado, de tal manera que sea necesario regular el flujo por las diversas alternativas de interconexión.

1.2.3. El problema de las múltiples fuentes y parámetros

En un sistema de potencia hay un gran número de fuentes que están operando en paralelo y que alimentan la carga total del sistema. Cualquier variación de carga debe ser repartida entre las má

quinas en operación. El problema de la frecuencia empieza entonces por el hecho que se tienen diversos tipos de generadores que se encuentran distribuidos en distintas zonas, y en los cuales hay que considerar los siguientes factores:

- Las máquinas generadoras son de diferentes eficiencias, tipos, capacidad, antigüedad, costos de operación, características de respuesta, capacidad de variación de carga, etc.
- Debido a que las máquinas se encuentran a diferentes distancias de los centros de carga, hay que considerar las pérdidas por las líneas de transmisión, al igual que su capacidad.
- Hay que considerar las reservas en giro que se deben mantener durante la operación del sistema.
- En ciertas líneas de interconexión se ha realizado previamente una planificación del flujo de potencia, que debe ser respetada en lo posible.

Por lo anteriormente expuesto, es necesario considerar todos los factores mencionados para el correcto control de la generación.

CAPITULO II

REGULACION GOBERNADORA

2.1. REGULACION GOBERNADORA DE LA GENERACION

La regulación gobernadora de generación es la respuesta primaria que ofrecen los generadores de un sistema ante cambios de frecuencia del sistema; consiste en la variación de la potencia que se entrega al sistema en función de las variaciones de la frecuencia.

Los generadores cuentan con un elemento sensible a la variación de velocidad que se llama regulador de velocidad o gobernador de velocidad, que detecta los cambios en la frecuencia y se encarga de que el gobernador incremente o disminuya su potencia de salida según sea el caso.

2.1.1. Regulador de velocidad

El elemento del generador que acciona sobre las válvulas o compuertas de las turbinas para variar

la potencia mecánica de la turbina es el regulador de velocidad.

Si la rotación de la turbina permanece invariable el regulador permanece inmóvil, si hay variación de velocidad entonces el regulador acciona sobre las respectivas válvulas o compuertas del generador.

El regulador de velocidad en su forma más general consta de las siguientes partes:

El gobernador de velocidad, el mecanismo de control de velocidad, las válvulas o compuertas, el cambiador de velocidad, y el dispositivo de ajuste. Todas estas partes están representadas en la figura N^o 2.1.

- El gobernador de velocidad, es la parte del regulador que sensa la velocidad de la turbina y a su vez da la señal que va a ser amplificada por un servomecanismo para accionar las compuertas o válvulas de las turbinas. Se representa con la letra g en la figura N^o 2.1.

El modelo convencional del gobernador de veloci-

dad es el péndulo mecánico ideado por WATT, en el cual se tienen dos masas que rotan y cuya fuerza centrífuga actúa contra la fuerza de un resorte, de tal manera que si hay un desbalance de fuerzas se mueve un anillo que da señal de posición.

Existen gobernadores de velocidad modernos que utilizan otros métodos, pero en definitiva todos toman señal de frecuencia o velocidad y entregan señal de posición a la siguiente parte del regulador, que es el mecanismo de control de velocidad para que éste a su vez accione las respectivas válvulas o compuertas para variar la potencia de la turbina y por tanto del generador.

- El mecanismo de control de velocidad es la parte del regulador que toma la señal del gobernador y la amplifica para accionar las válvulas o compuertas de las turbinas. Este mecanismo incluye servomotores, émbolos y palancas. Se representa con la letra m en la figura N° 2.1.
- Las válvulas o compuertas son las partes del regulador que al ser accionadas por el mecanismo

de control de velocidad permiten el mayor o menor ingreso de vapor, gas o agua a las turbinas, según sea el tipo de generación. Se representa por la letra *v* en la figura N° 2.1.

- El cambiador de velocidad, es la parte del regulador que sirve para variar los valores de potencia que entrega el generador. Se representa con la letra *c* en la figura N° 2.1.
- Determinados reguladores tienen un dispositivo de ajuste que se encuentra conectado a la posición de apertura de la turbina, de tal manera que cuando ésta ha encontrado la posición de equilibrio regresa al émbolo a la posición de reposo. Ese dispositivo favorece la estabilidad de la regulación. Se representa con la letra *a* en la figura N° 2.1.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Inv. No. _____

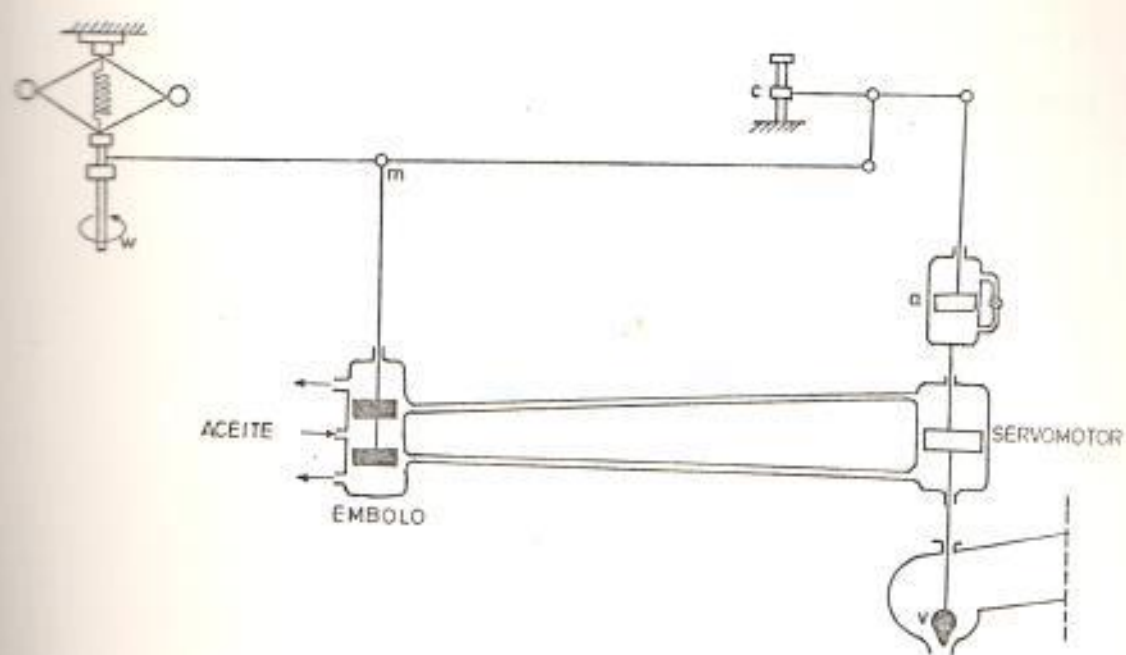


FIGURA N° 2.1. COMPONENTES DEL REGULADOR DE VELOCIDAD CONVENCIONAL

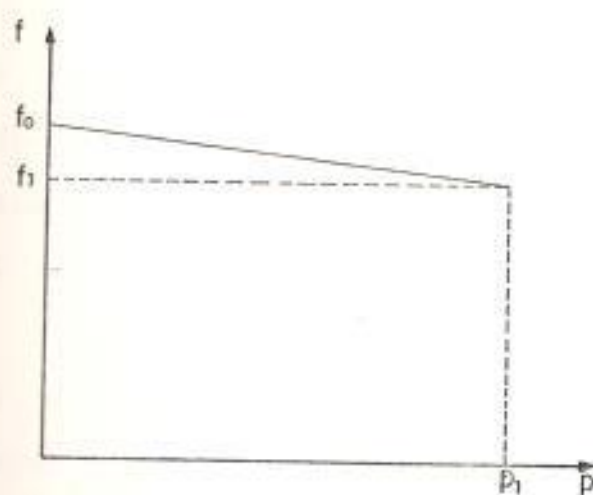


FIGURA N° 2.2. CARACTERISTICA FRECUENCIA-POTENCIA DE UN REGULADOR TIPO ESTATICO

Las características que se deben considerar en un regulador son: Su sensibilidad y tiempo de respuesta.

- La sensibilidad es el valor del cambio de velocidad al cual detecta la señal de cambio de velocidad y emite la señal de posición.
- El tiempo de respuesta o tiempo muerto, es el tiempo que el regulador se demora para variar la señal de salida, luego de recibir la señal de entrada.

Hay dos tipos de reguladores, el de tipo estático y el de tipo astatico.

Un regulador como el descrito es un regulador estático y tiene una característica de regulación de creciente de vacío a plena carga como lo indica el gráfico de la figura N° 2.2.

En el caso de los reguladores estáticos, si el primo motor disminuye la velocidad por haberse producido un aumento de carga, entonces de acuerdo al mecanismo descrito en la figura N° 2.1. el anillo se desplaza hacia abajo, al igual que el émbolo,

con lo cual el servomotor se desplaza hacia la derecha produciéndose un mayor ingreso de potencia mecánica por medio del primo motor; en ese momento habrá un incremento de velocidad en la turbina y el émbolo volverá a la posición de origen. Por la configuración del sistema del regulador, el anillo se encontrará en una posición correspondiente a una velocidad inferior a la original. En este tipo de regulador a cada posición del anillo a , es decir a cada valor de frecuencia corresponden un valor determinado de potencia.

Se define el estatismo permanente del regulador de velocidad de acuerdo a la siguiente relación:

$$s = \frac{b_1 - b_2}{b_n} \quad [74]$$

b_1 = Frecuencia en vacío.

b_2 = Frecuencia a plena carga.

b_n = Frecuencia nominal.

Si se acciona el variador de velocidad la característica de regulación puede desplazarse modificando los valores de b_1 y b_2 de tal manera que se

tenga una característica de regulación paralela a la original.

Existe el estatismo transitorio, que es la respuesta del regulador ante variaciones bruscas de frecuencia. El estatismo transitorio es mayor que el estatismo permanente, y puede observarse sus características en la figura N° 2.3.

A la regulación de frecuencia o de potencia que se obtiene accionando el variador de velocidad se lo llama regulación secundaria.

En la práctica la característica de regulación no es una línea recta sino que tiene la forma descrita en la figura N° 2.4.

Se define el concepto de energía regulante E_r de una máquina a la razón de cambio entre la variación de potencia generada y la variación de frecuencia.

$$E_r = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (75)$$

Si consideramos el intervalo entre plena carga y

vacío, se tiene:

$$E_{\lambda} = \frac{P_n - P_v}{b_1 - b_2} \quad (76)$$

P_n = Potencia nominal

P_v = Potencia de vacío (nulo)

Pero:

$$b_1 - b_2 = S_{\phi} n \quad (77)$$

Por lo tanto:

$$E_{\lambda} = \frac{P_n}{S_{\phi} n} \quad (78)$$

La energía regulante nos da la magnitud de la variación de megavatios en función de una variación de frecuencia.

El otro tipo de regulador es el de tipo estático, que tiene estatismo nulo, su característica frecuencia - potencia es horizontal, tal como lo muestra la figura N° 2.5. A ese tipo de característica se la denomina "Característica Isocrona". Este tipo de regulador no tiene dispositivo de ajuste y su estabilidad no es buena.

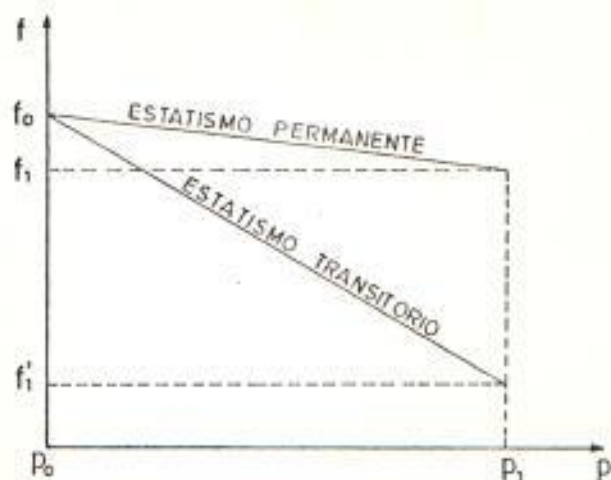


FIGURA N° 2.3. CARACTERISTICA FRECUENCIA-POTENCIA DE ESTADISTOS PERMANENTE Y TRANSITORIO.

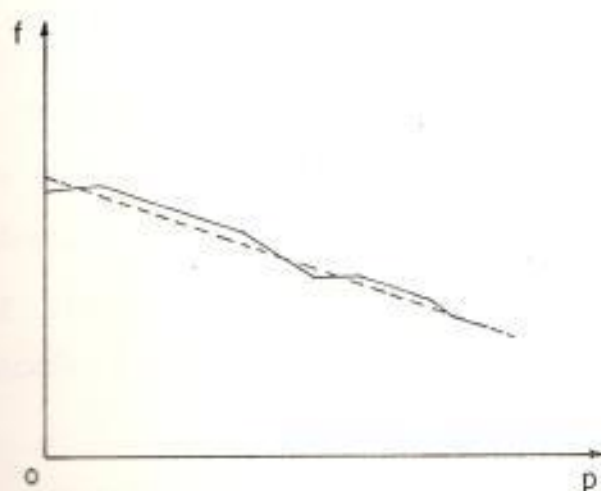


FIGURA N° 2.4. CARACTERISTICA FRECUENCIA-POTENCIA DE REGULACION ESTATICA INCREMENTAL

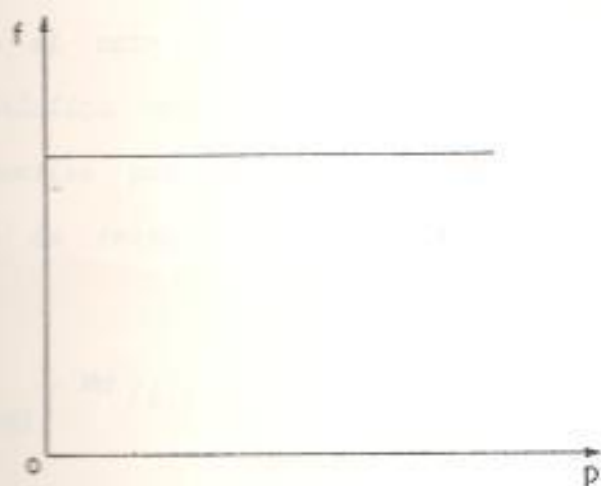


FIGURA N° 2.5. CARACTERISTICA FRECUENCIA-POTENCIA DE UN REGULADOR ASTATICO

2.1.2. Característica natural de regulación gobernadora de la generación

La característica natural de regulación gobernadora de la generación es la respuesta de la generación en megavatios o en porcentaje de una potencia base por cada décima de variación de frecuencia.

Se calcula por décima de ciclo, puesto que si tomamos un rango mayor de variación de frecuencia los valores de variación de potencia son cantidades muy grandes, además tomando un rango pequeño de variación de frecuencia podemos considerar linealidad.

El concepto es aplicable a una máquina, a un área o un sistema interconectado.

En el caso de una máquina el valor de la característica natural de regulación gobernadora en megavatios por décima de ciclo se calcula dividiendo la energía regulante para diez:

$$C_{rgg} \left(\frac{Mw}{0.1 \text{ Hz}} \right) = \frac{1}{10} \frac{P_n}{S} \quad (79)$$

donde P_n es la potencia nominal de la máquina ex

presada en megavatios y S es el estatismo de la máquina expresado en por unidad.

El concepto puede ser ampliado a un área donde se tienen diferentes máquinas de diversas capacidades y estatismos, y el valor de la característica de regulación gobernadora de un área puede ser calculado de la siguiente manera:

$$C_{reg} \left(\frac{Mw}{0.1 \text{ Hz}} \right) = \frac{1}{10 \delta_n} \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{S_i} \quad (80)$$

donde P_{ni} es la potencia nominal de cada una de las máquinas del sistema y S_i el estatismo correspondiente a cada máquina.

En el caso de un sistema interconectado donde se tienen diversas áreas, el valor de la característica natural de la gobernación puede ser calculado sumando los valores parciales de característica de cada área.

2.2. REGULACION GOBERNADORA DE LA CARGA

En la mayoría de los sistemas de potencia la carga conectada tiene el llamado coeficiente de frecuencia, que

es la variación de la magnitud de la carga en función de la variación del valor de la frecuencia del sistema, es decir si se tiene un valor determinado de carga conectada en un sistema y hay un aumento de frecuencia, entonces la magnitud de la carga se incrementa y en el caso contrario, si la frecuencia disminuye entonces la magnitud de la carga conectada disminuye. Se puede decir que esto es un factor de autogobernación que tiene el sistema, puesto que si se tiene el sistema funcionando en condiciones de equilibrio entre la generación y la carga y de pronto hay un incremento de carga, entonces la frecuencia del sistema disminuye.

Al disminuir la frecuencia la magnitud de la carga conectada también disminuye por tanto una parte del valor de la potencia que se estaba generando inicialmente que ~~es~~ disponible para un incremento de carga, necesitándose por lo tanto un menor incremento de generación para equilibrar la magnitud de la potencia generada con la magnitud de la nueva carga conectada.

2.2.1. Variación de la carga con la frecuencia

Un sistema de potencia está constituido por cargas resistivas, las mismas que no varían su magnitud cuando hay variaciones de frecuencia, y por

cargas que sí varían su magnitud en función de las variaciones de frecuencia del sistema.

Cuando se tienen cargas resistivas entonces se tiene una característica como la indicada en la figura N° 2.6., en cuyo caso se dice que se tiene una carga con coeficiente de frecuencia nula.

En los sistemas eléctricos no se da el caso anterior, sino que las cargas varían en función de la frecuencia y su variación puede ser aproximada de la siguiente manera:

$$C \text{ (pu)} = C_0 \text{ (pu)} (1 + D' \text{ (pu)} \Delta f \text{ (pu)}) \quad (81)$$

donde, C_0 es la carga conectada inicialmente expresada en por unidad antes de que ocurra una variación de frecuencia, Δf es una variación de frecuencia en por unidad, D' es el coeficiente de frecuencia de la carga expresado en por unidad, es decir la variación de carga en por unidad que se produce con una variación de frecuencia en por unidad.

La expresión anterior está representada gráficamente en la figura N° 2.7.



FIGURA N° 2.6. CARACTERISTICA DE CARGA CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA NULO.

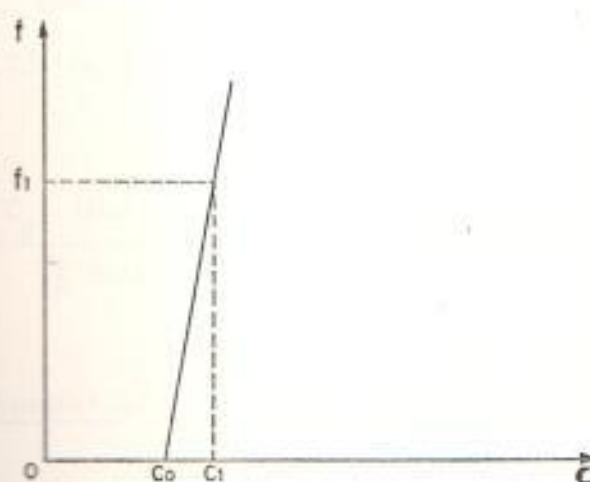


FIGURA N° 2.7. CARACTERISTICA DE CARGAS CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA POSITIVO

Los valores de D' varían entre 0 y 2 siendo comunes valores en la vecindad de uno.

Trabajando en megavatios y en hertz, el origen de la expresión anterior sería:

$$\frac{C \text{ (Mw)}}{P \text{ base (Mw)}} = \frac{C_0 \text{ (Mw)}}{P \text{ base (Mw)}} \left(1 + D' \text{ (pu)} \frac{\Delta f \text{ (Hz)}}{f \text{ base (Hz)}} \right) \quad (82)$$

$$C \text{ (Mw)} = C_0 \text{ (Mw)} \left(1 + D' \text{ (pu)} \frac{\Delta f \text{ (Hz)}}{f \text{ base (Hz)}} \right) \quad (83)$$

$$C \text{ (Mw)} = C_0 \text{ (Mw)} + \frac{C_0 \text{ (Mw)} D' \text{ (pu)}}{f \text{ base (Hz)}} \Delta f \text{ (Hz)} \quad (83)$$

de donde la variación de la carga en megavatios está representada por el término:

$$\frac{C_0 \text{ (Mw)} D' \text{ (pu)}}{f \text{ base (Hz)}} \Delta f \text{ (Hz)}$$

2.2.2. Característica natural de gobernación de la carga

La característica natural de gobernación de la carga define el cambio de magnitud de la carga conectada debido a los cambios de frecuencia del sis

tema. Se puede expresar en porcentaje por una décima de ciclo o en megavatios por una décima de ciclo.

La base para el cálculo de porcentaje debe ser la magnitud de la carga conectada a 60 ciclos por segundo. Por conveniencia para los cálculos y análisis se toma como referencia base la misma que se toma para la característica natural de gobernación. Los valores típicos de esta característica varían de 0.3 a 0.5% por décima de ciclo. La característica natural de gobernación de la carga es positiva, lo que significa que la magnitud de la carga disminuye con la disminución de la frecuencia. La característica natural de gobernación de la carga se expresa de la siguiente manera para un área:

$$D \left(\frac{Mw}{0.1 \text{ Hz}} \right) = \frac{1}{10 \text{ } \delta \text{ base (Hz)}} C_0 \text{ (Mw)} D' \text{ (pu)} \quad (84)$$

C_0 = Es la carga inicial en el área considerada.

D' = Es el coeficiente de amortiguamiento de la carga en el área considerada.

La característica natural de gobernación de la carga se expresa de la siguiente manera para un sistema interconectado:

$$D_{\text{sistema}} \left(\frac{Mw}{0.1 \text{ Hz}} \right) = \frac{1}{10 f_{\text{base}} (\text{Hz})} \sum_{i=1}^n C_{oi} (Mw) D'_i (\text{pu}) \quad (85)$$

C_{oi} = Es la carga inicial conectada en el área i .

D'_i = Es el coeficiente de amortiguamiento expresado en por unidad de la carga del área i .

2.5. REGULACION GOBERNADORA COMBINADA GENERACION - CARGA

La regulación gobernadora combinada generación - carga es el resultado que se obtiene al combinarse los efectos de la regulación gobernadora de generación y de la regulación gobernadora de la carga. En la práctica, lo que sucede cuando hay cambios en la frecuencia es que los generadores ejecutan la correspondiente regulación primaria y al mismo tiempo se realiza la regulación gobernadora de la carga, variando su magnitud de acuerdo al cambio de la frecuencia.

A manera de ilustración de la respuesta de la gobernación combinada en un área aislada, vamos a graficar lo que sucede cuando hay un incremento de carga.

Se asume que para los cambios de pequeña magnitud que se consideran, podemos representar las características gobernadoras como líneas rectas.

En la figura N^o 2.8. tenemos la característica gobernadora de generación GG, y la característica gobernadora de la carga LL, para una carga de coeficiente de frecuencia cero y el punto de operación inicial P₁. Si hay un incremento de carga ΔL , entonces se tiene un desplazamiento de la característica LL a L' L' y por tanto una disminución de la frecuencia, que ocasiona que los generadores incrementen su potencia de salida hasta que se tenga un nuevo balance entre la generación y la carga, lo que estaría representado por el punto de operación final P₂ a una frecuencia f_2 .

En el caso de que se tenga una carga con coeficiente de frecuencia no nulo (positivo) y se tenga un incremento de carga ΔL , entonces el nuevo punto de operación P₂, estará a una frecuencia f'_2 mayor a f_2 , puesto que la magnitud de la carga disminuye con la disminución de la frecuencia y los generadores no necesitan incrementar su potencia de salida en el valor ΔL , sino solo en un valor $\Delta L'$, para así acoplar la nueva carga. Lo descrito puede observarse en la figura N^o 2.9.

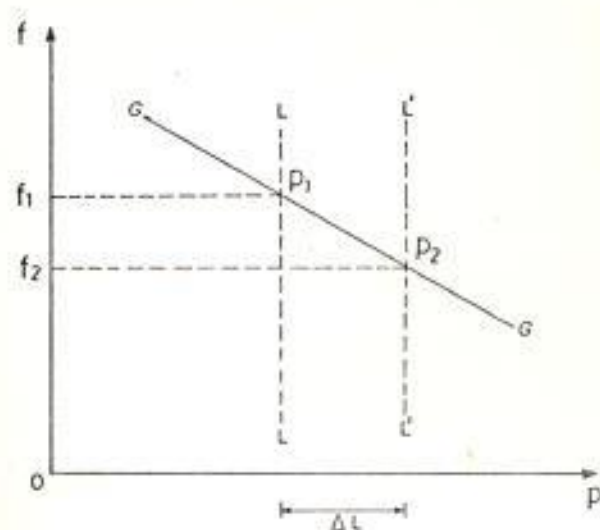


FIGURA N° 2.8. CARACTERISTICAS GOBERNADORAS DE GENERACION Y DE CARGA PARA UN INCREMENTO ΔL DE CARGA CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA NULO

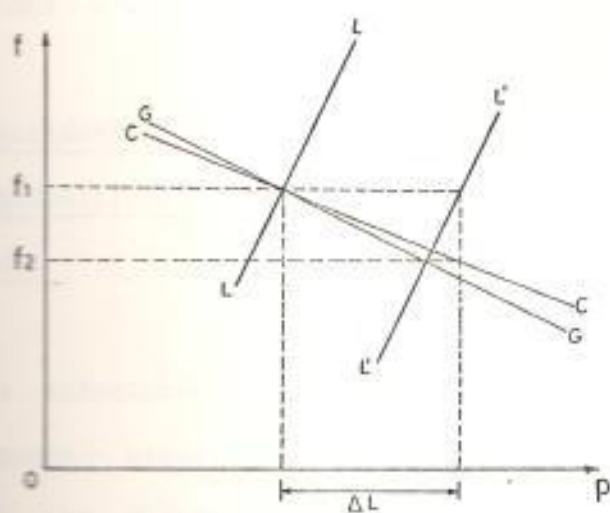


FIGURA N° 2.9. CARACTERISTICAS GOBERNADORAS DE GENERACION Y CARGA PARA UN INCREMENTO ΔL DE CARGA CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA POSITIVO

La característica combinada de gobernación es CC, y cada punto de dicha característica nos indica las condiciones de frecuencia para valores de carga a frecuencia nominal.

2.3.1. Característica natural combinada generación - carga

La característica natural combinada de gobernación de generación - carga define la respuesta neta de generación ante cambios en la carga o frecuencia del sistema, considerando el efecto gobernador de la generación y el de la carga en forma simultánea.

Su valor se expresa en porcentaje por décima de ciclo o en megavatios por décima de ciclo.

2.3.2. Consideraciones sobre la determinación de la característica combinada de gobernación en un sistema

La característica combinada de gobernación de generación - carga, es un factor muy importante que debe ser determinado en cada área de un sistema para poder llevar a cabo una apropiada regulación de frecuencia.

La característica combinada de un sistema puede ser determinada en forma teórica por medio de la suma de los valores de la característica de gobernanación de la generación y de la gobernanación de la carga en las áreas consideradas.

La expresión matemática que nos da el valor de la característica combinada de gobernanación de un área es:

$$CN_i \text{ [Mw } 0.1 \text{ Hz]} = \frac{1}{10 \text{ f base}} \left(\sum_{j=1}^n \frac{P_{nj}}{S_j} + D' C_0 \right) \quad (86)$$

CN_i = Es la característica de gobernanación de generación de un área i .

P_{nj} = Es la potencia nominal de una máquina j del área i .

S_j = Es el estatismo de una máquina j del área i .

La característica combinada de gobernanación de generación y carga se la puede determinar en forma práctica. Para el caso de un área aislada, es decir un área sin interconexiones es posible deter-

minar el valor de la característica desconectando una determinada cantidad de generación o carga y anotando la correspondiente variación de frecuencia que experimenta el área cuando se tiene la nueva situación de equilibrio, es decir cuando la frecuencia se ha establecido en un nuevo valor.

En el caso de un área aislada en que hemos desconectado un grupo generador, la frecuencia disminuye y por tanto se produce la regulación gobernadora de la generación y de la carga, un incremento de la generación en un valor determinado por la regulación gobernadora de generación y una disminución en la carga en un valor determinado por la regulación gobernadora de la carga, cumpliéndose la siguiente relación antes del disturbio:

$$G_T = C_T \quad (87)$$

Luego de que la frecuencia se ha estabilizado, se cumple:

$$G_T - \Delta G + \Delta G_{RG} = C_T - \Delta C_{RG} \quad (88)$$

G_T = Es la generación total de un área.

C_T = Es la carga total de un área.

ΔG = Es la magnitud de generación que se rechazó.

ΔG_{RG} = Es la variación de generación debido a la regulación gobernadora de generación.

ΔC_{RG} = Es la variación de la carga debido a la regulación gobernadora de la carga.

La característica combinada de gobernación está dada por la suma de las variaciones de generación y carga, debido a la regulación gobernadora, dividido para 10 veces la variación de frecuencia.

$$CN = \frac{\Delta G_{RG} + \Delta C_{RG}}{10 (\Delta f)} \quad (89)$$

De donde:

$$10 (\Delta f) CN = \Delta G_{RG} + \Delta C_{RG} \quad (90)$$

Reordenando la expresión (88) se tiene:

$$G_T - \Delta G + \Delta G_{RG} + \Delta C_{RG} = C_T \quad (91)$$

Reemplazando la expresión (90) en (91) se tiene:

$$G_T - \Delta G + 10 \text{ CN} (\Delta f) = C_T \quad (92)$$

De donde:

$$\text{CN} = \frac{C_T - G_T + \Delta G}{10 (\Delta f)} \quad (93)$$

Pero:

$$C_T = G_T \quad (94)$$

Luego:

$$\text{CN} = \frac{\Delta G}{10 (\Delta f)} \quad (95)$$

Se tendría entonces que dividir la magnitud del cambio de generación para diez veces la magnitud del cambio de frecuencia para obtener el valor de la característica natural combinada de gobernación de generación y carga.

En el caso de que se tenga áreas interconectadas no se puede usar el método descrito, por cuanto

además de la generación y de la carga correspondientes a cada área, se tiene también un flujo de potencia entre áreas y por tanto la manera de calcular la característica natural combinada de generación - carga es diferente.

Supongamos que tenemos un sistema compuesto por 2 áreas A y B interconectadas y que haya un flujo de potencia P_{AB} entre las dos áreas, tal como lo indica la figura N° 2.10.

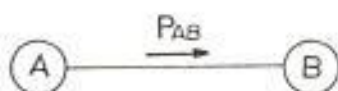


FIGURA N° 2.10. SISTEMA FORMADO POR 2 AREAS CON FLUJO DE POTENCIA P_{AB} DE EL AREA A HACIA EL AREA B

Si desconectamos una determinada cantidad de generación en el área A, entonces habrá una disminución en el flujo de potencia que va del área A hacia el área B, una disminución de la frecuencia del sistema, un aumento de generación debido a la regulación gobernadora de generación y una disminución de carga debido a la regulación gobernadora de la carga.

Antes del disturbio en el área A se cumple la siguiente relación:

$$G_A = C_A + P_{AB} \quad (96)$$

Y después del disturbio se cumple la siguiente relación:

$$G_A - \Delta G + \Delta G_{RGA} = C_A - \Delta C_{RGA} + P_{AB} - \Delta P_{AB} \quad (97)$$

G_A = Es la generación total en el área A.

C_A = Es la carga total en el área A.

ΔG = Es la magnitud de la generación que se rechazó.

ΔG_{RG} = Es la variación de generación debido a la regulación gobernadora de la carga.

ΔC_{RG} = Es la variación de la carga debido a la regulación gobernadora de la carga.

P_{AB} = Es el flujo de potencia entre el área A y el área B.

ΔP_{AB} = Es la variación del flujo de potencia entre el área A y el área B.

En el área B se cumple la siguiente relación:

$$G_B + \Delta G_{RGB} + P_{AB} - \Delta P_{AB} = C_B - \Delta C_{RGB} \quad (98)$$

Sabemos que las características combinadas de goberación de generación y carga están dadas por la suma de las variaciones de generación y carga debido a la regulación gobernadora, dividido para 10 veces la magnitud de la variación de frecuencia.

Por tanto para el área A, se tiene:

$$CV_A = \frac{\Delta G_{RGA} + \Delta C_{RCA}}{10 (\Delta f)} \quad (99)$$

y para el área B, se tiene:

$$CN_B = \frac{\Delta G_{RGB} + \Delta C_{RGB}}{10 (\Delta \delta)} \quad (100)$$

De las expresiones (98) (99) (100) se tiene:

$$CN_A 10 (\Delta \delta) = \Delta G_{RGA} + \Delta C_{RGA} \quad (101)$$

$$CN_B 10 (\Delta \delta) = \Delta G_{RGB} + \Delta C_{RGB} \quad (102)$$

Reemplazando (101) en (97) se tiene:

$$G_A - \Delta G + CN_A 10 (\Delta \delta) = C_A + P_{AB} - \Delta P_{AB} \quad (103)$$

De donde:

$$CN_A = \frac{C_A + P_{AB} - \Delta P_{AB} + \Delta G - G_A}{10 (\Delta \delta)} \quad (104)$$

Pero:

$$C_A + P_{AB} = G_A \quad (105)$$

Luego:

$$CN_A = \frac{\Delta G - \Delta P_{AB}}{10 (\Delta f)} \quad (106)$$

Esta expresión nos permite calcular la característica combinada de gobernanación de generación y carga en el área donde se produce la desconexión de determinada cantidad de generación, conociendo la variación del flujo de potencia y la variación de la frecuencia.

En el caso del área B, reemplazamos [102] y [98] se tiene:

$$G_B + 10 CN_B (\Delta f) + P_{AB} - \Delta P_{AB} = C_B \quad (107)$$

De donde:

$$CN_B = \frac{C_B - G_B - P_{AB} + \Delta P_{AB}}{10 (\Delta f)} \quad (108)$$

Pero:

$$C_B = G_B + P_{AB} \quad (109)$$

Luego:

$$CN_B = \frac{\Delta P_{AB}}{10 (\Delta f)} \quad (110)$$

Por lo tanto la característica combinada de gobernanación y carga en un área de un sistema interconectado en la cual no se ha producido un disturbio, puede ser calculada dividiendo la magnitud del cambio de flujo para diez veces la variación de frecuencia.

Si consideramos el sistema como una sola área, la característica combinada de gobernanación y carga del sistema total sería:

$$CN_{sistema} = CN_A + CN_B \quad (111)$$

$$CN_{sistema} = \frac{\Delta G_A - \Delta P_{AB}}{10 (\Delta f)} + \frac{\Delta P_{AB}}{10 (\Delta f)} \quad (112)$$

$$CN_{sistema} = \frac{\Delta G_A}{10 (\Delta f)} \quad (113)$$

Lo que ratifica el resultado obtenido anteriormente para áreas sin interconexión, en el sentido de que el valor de la característica combinada de gobernanación de generación y carga se calcula divi-

diendo la magnitud de la variación de generación para 10 veces la magnitud del cambio de frecuencia.

CAPITULO III

REGULACION SUPLEMENTARIA Y METODOS DE REGULACION DE FRECUENCIA

3.1. OBJETIVOS DE LA REGULACION SUPLEMENTARIA

La regulación gobernadora combinada de generación - carga, es la respuesta primaria de un sistema ante desbalances normales entre generación y carga, pero como esta respuesta inicial deja un error de frecuencia en estado estable es necesario realizar una regulación suplementaria de frecuencia, cuyos objetivos son los siguientes:

- Corregir el error de frecuencia que se obtiene en estado estable, luego de la regulación gobernadora inicial.
- Distribuir el cambio de generación entre las diversas fuentes de acuerdo a la conveniencia del sistema, puesto que luego de la regulación gobernadora inicial hay fuentes cuya cantidad de generación no es conveniente

mantener.

Al realizar la regulación suplementaria se recupera la energía cinética inicial del sistema, puesto que al producirse el desbalance inicial entre generación - carga se alteró el valor de la energía cinética almacenada y luego de la regulación gobernadora primaria la energía cinética no recupera su valor inicial.

La regulación suplementaria se lleva a cabo desplazando - la característica gobernadora de generación por medio del accionamiento manual o automático del cambiador de velocidad del sistema de gobernación de los generadores.

3.2. DESPLAZAMIENTO DE LA CARACTERÍSTICA POTENCIA - FRECUENCIA

Al accionar el cambiador de velocidad de el regulador - de velocidad de los generadores lo que se hace es desplazar la característica potencia - frecuencia de la máquina.

La característica potencia - frecuencia de un generador es la curva que indica la potencia que entrega un generador para diversos valores de frecuencia, por lo tanto al desplazar la característica cambia la correspondencia que existía entre los valores de potencia que entrega la máquina.

quina y los valores de frecuencia de operación. En el caso de una máquina que se encuentre operando con una determinada característica potencia - frecuencia y con un valor de carga cualquiera, si de pronto se le incrementa la carga, entonces la máquina pierde energía cinética y pierde velocidad, por tanto de acuerdo a la característica potencia - frecuencia la máquina entregará mayor potencia hasta obtener un nuevo equilibrio entre generación y carga, pero a un valor de frecuencia inferior al original.

En este momento se requiere de la regulación suplementaria para restaurar la frecuencia a su valor original y se acciona entonces sobre el variador de velocidad incrementándose la potencia que entrega la máquina, produciéndose por tanto aceleración, puesto que en ese momento hay mayor torque mecánico que torque eléctrico. Como existe una aceleración de la máquina la velocidad de rotación del generador aumenta y por tanto eso es detectado por el regulador de velocidad que ordena el cierre de las válvulas o compuertas de las turbinas del generador equilibrándose nuevamente la potencia generada y la carga a un nuevo valor de frecuencia, es de notar que cada paso de regulación suplementaria ha sido seguido por regulación gobernadora que en el caso de cargas no coeficiente de frecuencia nulo es regulación gobernadora

de generación exclusivamente y en el caso de carga con coeficiente de frecuencia no nulo es regulación reguladora de generación y regulación gobernadora de carga.

En el gráfico mostrado en la figura N^o 3.1. puede observarse el proceso que se tiene para la regulación suplementaria, cuando se tiene carga con coeficiente de frecuencia nulo.

El punto 1 nos indica la potencia que está entregando el generador a frecuencia nominal para suplir la carga. El punto 2 es el nuevo punto de operación de la máquina al cual se llega luego de haberse producido un aumento de carga ΔL , el mismo que en primera instancia absorbió energía cinética del generador y que luego fue atendido por la regulación gobernadora de manera que en ese punto la generación es igual a la carga pero a una frecuencia inferior a la nominal de acuerdo a la característica frecuencia - potencia en la que está operando la máquina.

El punto 3 es el punto de operación al cual se llega en el primer momento después de haber iniciado la regulación suplementaria, accionando sobre el variador de velocidad del generador, incrementándose la apertura de las válvulas o compuertas de las turbinas de manera que se

tiene un torque mecánico mayor que el torque eléctrico resistente, y por tanto se produce una aceleración e incremento en la velocidad de rotación del rotor del generador.

El punto 4 es el punto de operación al que se llega luego de la acción gobernadora del generador, pues el regulador de velocidad ha detectado la aceleración del sistema y ordena el cierre de válvulas o compuertas de acceso a las turbinas, de manera que el torque mecánico sea igual al torque eléctrico resistente, teniéndose en ese momento iguales las cantidades de carga y de potencia generada a un nuevo nivel de energía cinética, y por tanto a un valor de frecuencia mayor, el proceso se repite hasta alcanzar el valor de frecuencia nominal.

En el caso de carga con coeficiente de frecuencia no nulo al aplicar la regulación suplementaria se tiene en primer lugar un exceso temporal de generación con respecto a la carga conectada incrementándose así la energía cinética y luego se debe tener un incremento sostenido de generación de manera que se equilibre el incremento de la carga con la frecuencia.

El incremento de generación debe mantenerse hasta alcanzar el punto de operación en que se tenga la genera-

ción igual a la carga, a la frecuencia de operación nominal del sistema, recuperándose así la energía cinética inicial. El proceso es mostrado en la figura N° 3.2., en donde el punto 1 es el punto de operación inicial. El punto 2 es el punto de operación en estado estable luego de un incremento de carga y de la respectiva disminución de energía cinética y regulación gobernadora de generación y carga. El punto 3 es el nuevo punto de operación, luego de aplicar la regulación suplementaria al generador.

Cuando se tiene más de un generador alimentando una carga y de pronto se incrementa la carga en un valor ΔL , entonces los generadores pierden energía cinética y sus reguladores de velocidad ordenan un incremento en la apertura de las válvulas o compuertas de entrada a sus turbinas, incrementándose la potencia generada por cada uno de acuerdo a su característica frecuencia - potencia, hasta que la carga total sea suministrada por el conjunto de generadores ocurriendo esto a un valor de frecuencia inferior al nominal, luego se aplica regulación suplementaria a los generadores que sean más convenientes técnica y económicamente asignarles el incremento de carga. A medida que los generadores asignados van tomando carga, la frecuencia del sistema se va incrementando y los generadores a los que no se les aplica regula-

ción suplementaria van generando menos potencia en función de su característica potencia - frecuencia hasta que se tenga nuevamente la situación de equilibrio generación - carga al valor nominal de frecuencia.

Por ejemplo consideramos un sistema con tres generadores que están alimentando una determinada carga, si se produce un incremento de carga ΔL , de acuerdo al proceso indicado anteriormente, se tiene la regulación gobernadora por medio de la cual los tres generadores entregarán un nuevo valor de potencia que satisface el incremento de carga. Esto ocurre a un valor de frecuencia inferior al nominal.

En este momento es necesario restablecer la frecuencia a su valor original y repartir la carga de acuerdo a la conveniencia del sistema.

En las figuras que se muestran a continuación vemos 3 características frecuencia - potencia de 3 generadores con diferentes características de operación; la figura N° 3.3. representa un generador que contribuye absorbiendo en buen porcentaje del incremento de carga por tener bajo estatismo, pero no realiza regulación suplementaria; en la figura N° 3.4. está representado un generador que absorbe también un buen porcentaje de la carga conectada, pero

que realiza regulación suplementaria; en la figura N^o 3.5. está representando un generador que es conveniente tenerlo cargado un alto porcentaje de su capacidad, es decir un generador base, con un alto porcentaje de estatismo y sobre el cual tampoco se realiza regulación suplementaria.

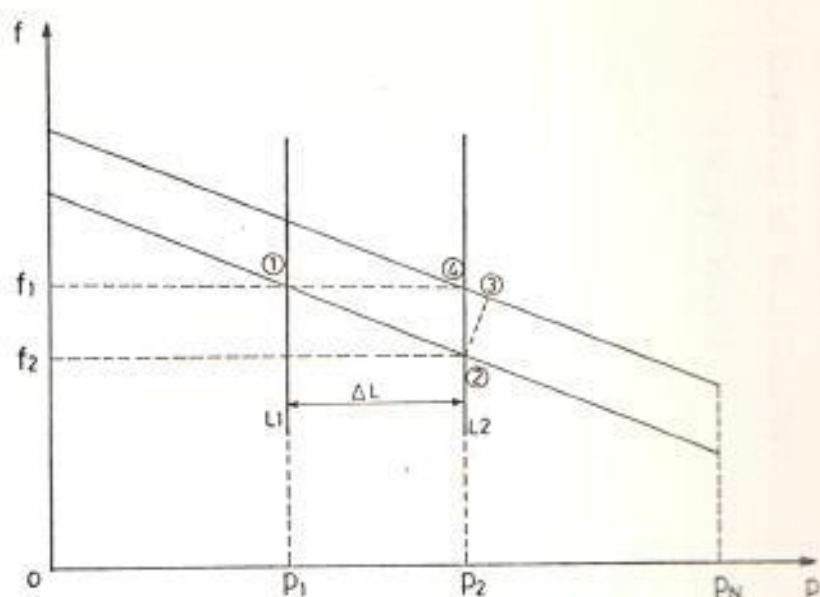


FIGURA N° 3.1. REGULACION SUPLEMENTARIA PARA INCREMENTO ΔL DE CARGA CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA NULO

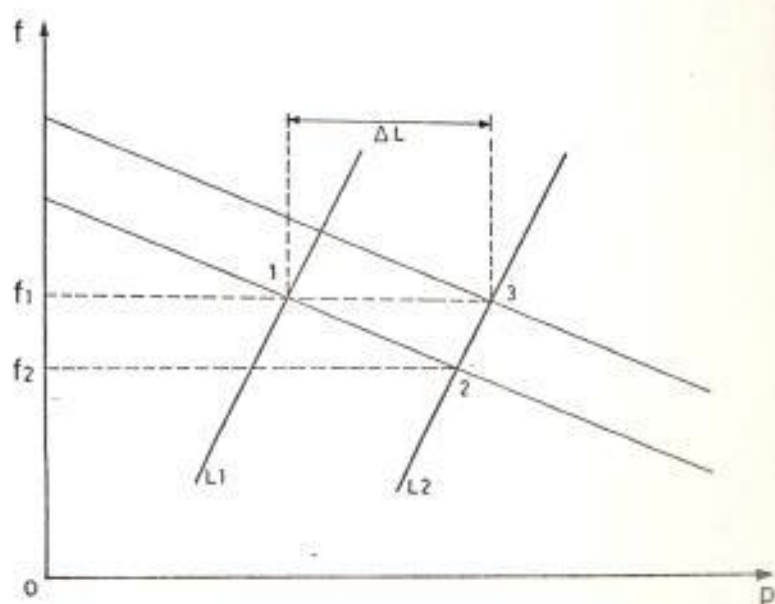


FIGURA N° 3.2. REGULACION SUPLEMENTARIA PARA INCREMENTO ΔL DE CARGA CON COEFICIENTE DE FRECUENCIA POSITIVA

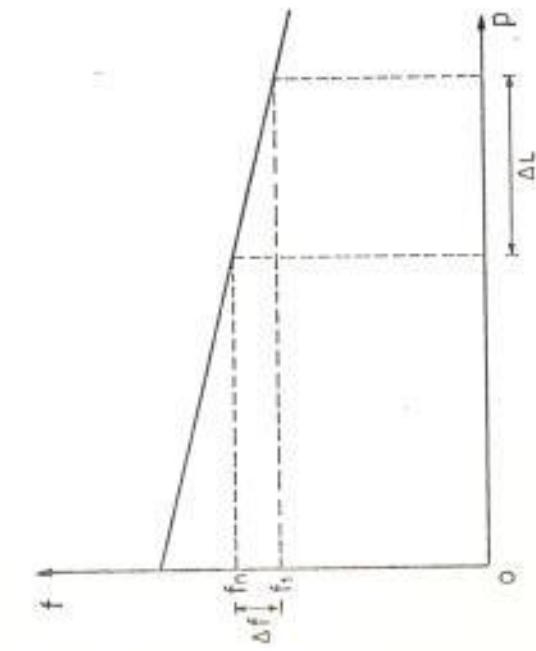


FIGURA N° 3.3.

CARACTERÍSTICA DE GENERADOR CON
ESTADÍSTICO CASI NULO

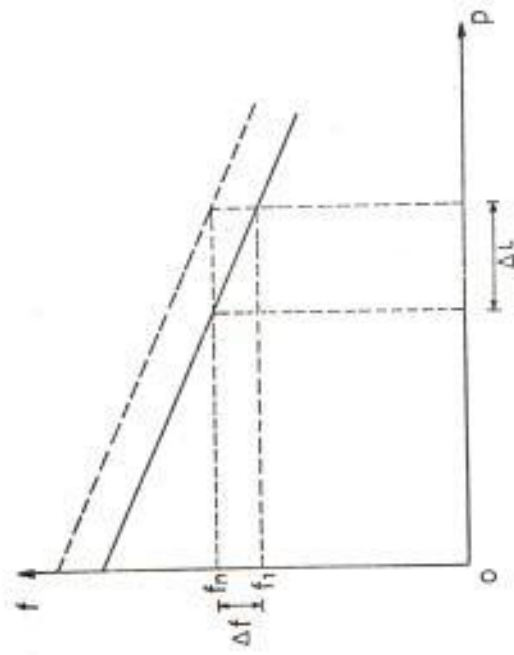


FIGURA N° 3.4.

CARACTERÍSTICA DE GENERADOR CON
REGULACION SUPLEMENTARIA

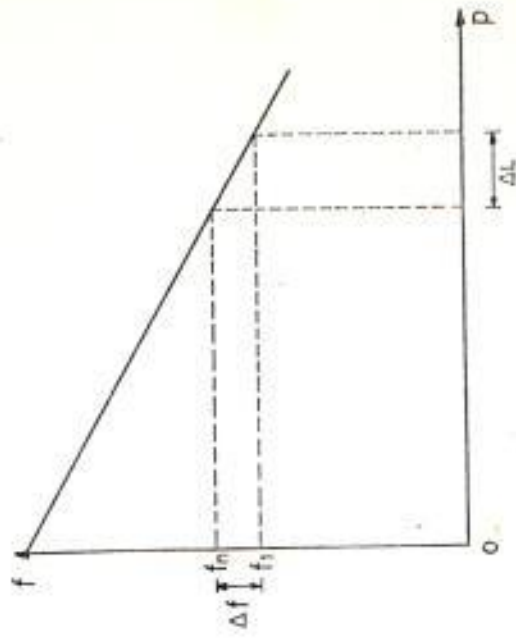


FIGURA N° 3.5.

CARACTERÍSTICA DE GENERADOR CON
ALTO ESTADÍSTICO

3.3. REGULACION POR AREAS

Un sistema de potencias tiene diversos centros de generación y carga que pueden ser agrupados en áreas de control. Cuando hay un desbalance generación - carga se afecta la frecuencia del sistema y se produce la regulación gobernadora combinada generación - carga que responde ante el cambio de frecuencia de acuerdo a la característica combinada de cada área, luego para retornar el valor de frecuencia nominal del sistema hay que aplicar la regulación suplementaria. Existen diversos métodos de regulación suplementaria que pueden ser aplicados en un sistema de potencia, los mismos que son los siguientes:

- Regulación tipo "Frecuencia exacta".
- Regulación tipo "Flujo exacto de interconexión".
- Regulación tipo "Tiempo Síncrono".
- Regulación tipo "Selectivo frecuencia - potencia".
- Regulación tipo "Control combinado frecuencia - flujo".

3.4. REGULACION TIPO "FRECUENCIA EXACTA"

La regulación tipo "Frecuencia Exacta" es el método clásico de regulación, por medio del cual una máquina se encarga de mantener la frecuencia realizando ajustes en su cambiador de velocidad para afrontar las variaciones de carga no planificadas, mientras que las demás máquinas se encargan de suministrar la carga base que planifican diariamente los despachadores de carga en función de la curva de variación de carga que se obtiene de las experiencias de operación del sistema.

El método descrito tiene la ventaja de que se puede planificar la carga de cada máquina del sistema, aprovechando de esta manera las centrales más eficientes para que tomen mayor porcentaje de carga pudiendo dejarse para la carga pico y control de frecuencia a las menos eficientes sin perjuicio significativo de la eficiencia global del sistema.

La máquina encargada del control de frecuencia debe tener una potencia de por lo menos 8 a 10 % de la capacidad de generación del sistema, y además debe permitir una rápida y amplia variación de la potencia motriz para de esa manera poder afrontar con efectividad las variaciones de carga no planificadas.

Dentro de las máquinas que llevan la carga base, tene-

mos aquellas que trabajan muy cerca de su potencia nominal, con el regulador de velocidad prácticamente bloqueado o con un estatismo muy elevado, y las máquinas que llevan carga base pero que realizan regulación suplementaria.

Las centrales hidroeléctricas y las termoeléctricas con alta eficiencia son aprovechadas generalmente como carga base.

El accionamiento del regulador de velocidad de la máquina master que controla la frecuencia, puede ser realizado manual o automáticamente, con la diferencia de que cuando se lo hace automáticamente los mecanismos de corrección de las desviaciones de frecuencia empiezan a accionar antes de que el sentido humano pueda captar la variación de frecuencia.

Un controlador de frecuencia convencional comienza a corregir las desviaciones de frecuencia desde 0.05 ciclos.

El controlador de frecuencia lo que va hacer es recibir la señal de error entre la frecuencia del sistema y la frecuencia de referencia y actuar sobre el variador de velocidad desplazando la característica frecuencia - potencia, para cambiar el valor referencial de fre-

cuencia de vacío f_0 que tiene el regulador de velocidad.

Lo expuesto es mostrado en la figura N^o 3.6. en términos de diagrama de bloques.

En el diagrama de bloques observamos que el gobernador receipta la señal de frecuencia $\{f\}$ del sistema y señal de frecuencia de vacío $\{f_0\}$, en base a esos valores se emite la orden de accionamiento de los mecanismos que ordenan la apertura o cierre de las válvulas, de las turbinas permitiendo un mayor o menor flujo de vapor o de agua que va a producir un mayor o menor torque mecánico $\{t_m\}$ de la turbina, el mismo que va a ser comparado contra el torque resistente eléctrico $\{t_e\}$ del sistema con lo cual se obtendrá, según sea el caso, un aumento o disminución de la frecuencia del sistema, cuyo valor es receiptado por el gobernador y por el controlador de frecuencia, para continuar corrigiendo hasta obtener la frecuencia correcta de operación.

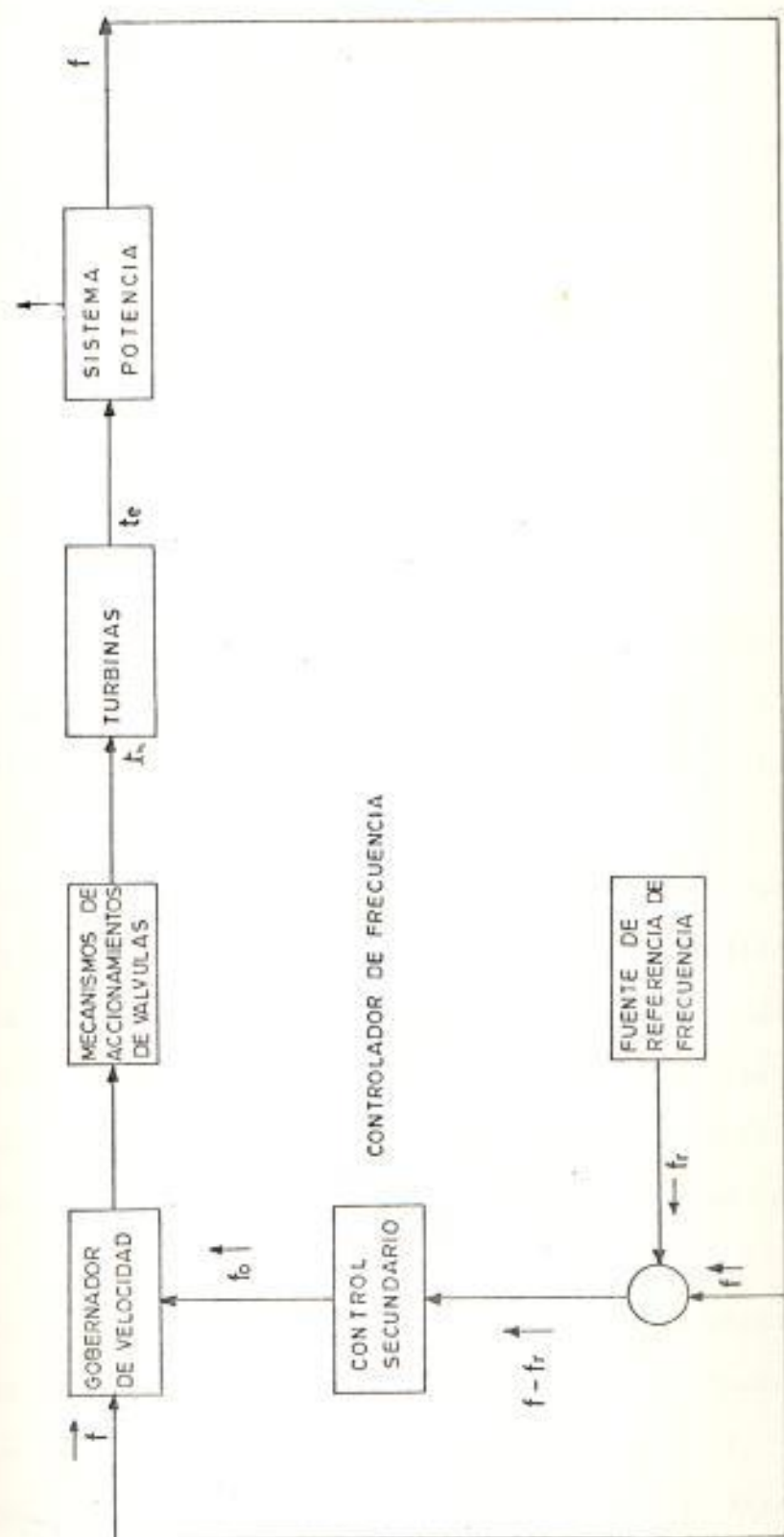


FIGURA N° 3.6. DIAGRAMA DE BLOQUES GENERAL DE UN CONTROLADOR DE FRECUENCIA EXACTA

3.5. REGULACION TIPO "FLUJO EXACTO DE INTERCONEXION"

Este método de regulación consiste en la regulación del flujo de potencia entre áreas adyacentes, apoyado por el control de frecuencia que se debe llevar en una de las áreas.

Este tipo de método nace de la necesidad de controlar el flujo por las líneas de interconexión, ya sea por efecto de capacidad de las líneas o por acuerdos entre áreas adyacentes, de tal manera que se mantenga un predeterminado flujo a cada momento para satisfacer ya sea necesidades operativas u obligaciones contractuales.

Este método tiene su principal aplicación cuando se interconectan pequeños sistemas con grandes sistemas. Si se usa este método en sistemas de magnitudes similares los controladores producen situaciones no deseables en el transitorio que existe entre dos estados estables separados por un incremento de carga en una de las áreas.

Consideramos un sistema formado por dos áreas 1 y 2 interconectadas a través de una línea de transmisión con un controlador de frecuencia en el área 2, y con un controlador de flujo de potencias en el área 1 y, con una potencia P que se transmite del área 1 al área 2

tal como muestra la figura N^o 3.7.

Si en un área se produce un incremento de carga, debe ser absorbido por los generadores de el área en que se produjo el incremento. En un principio el incremento de carga se absorbe de la energía cinética de las máquinas del sistema y luego es asumido por los generadores de las áreas en función de sus características gobernadoras.

Supongamos que un incremento de carga se produce en el área 2, luego de la acción gobernadora inicial se tiene una disminución de la frecuencia y un aporte de generación de ambas áreas para satisfacer el incremento de carga.

El flujo de potencia del área 1 hacia el área 2 se ha incrementado con la aportación del área 1, por tanto el controlador del flujo del área 1 ordena la disminución de generación en el área 1 y el controlador de frecuencia del área 2 ordena un incremento de generación para restablecer la frecuencia. En este caso no es conveniente que el área 1 corte la colaboración hacia el área 2, hasta que dicha área haya incrementado su generación de tal manera que se recupere la frecuencia inicial.

En ese momento el área 1 debería cortar su aportación hacia el área 2, de manera que dicha área continúe incrementando su generación hasta absorber su propio incremento.

Si el incremento de carga se produjera en el área 1 entonces el área 2 por efectos de la acción gobernadora aportará con generación hacia el área 1, el controlador de flujo del área 1 dará orden de incrementar la generación al igual que el controlador de frecuencia exacta del área 2, al recuperarse la frecuencia el controlador de frecuencia deja de operar en el área 2, mientras que en el área 1 el controlador de flujo mantiene la orden de incremento de generación para recuperar el valor de flujo inicial, de tal manera que el área 2 debe reducir su generación hasta que el incremento de carga sea absorbido por el área 1.

Como se ha podido observar este sistema de operación requiere ajustes sucesivos de válvulas y gobernadores, lo que no es conveniente por el uso innecesario de los mecanismos.

El método es conveniente cuando el área que tiene el controlador de flujo exacto es pequeña en relación con el área adyacente que tiene el controlador de frecuen-

cia exacta. En este caso si existe un incremento de carga en el área pequeña, esto prácticamente no afecta la frecuencia del sistema, por tanto no se tiene la cantidad de uso que tienen las válvulas y gobernadores que funcionan debido al controlador de frecuencia cuando las áreas son de magnitudes similares. El controlador de flujo del área pequeña ordena el incremento de generación en dicha área para recuperar el valor de flujo de potencia, hasta que el área asume su propio incremento de carga.

Si existe un incremento de carga en el área más grande, entonces hay una disminución de frecuencia que hace accionar los controladores de frecuencia incrementando la generación del área pequeña, hasta obtener el flujo inicial, lo cual no afecta el área adyacente como en el caso de áreas de magnitudes similares, en que un corte de aportación no es conveniente.

Por lo anteriormente expuesto, las objeciones que presenta el método para áreas de magnitudes similares no son significativas cuando el método es aplicado para áreas pequeñas que se interconectan con áreas grandes.

3.6. REGULACION TIPO "TIEMPO SINCRONO"

La regulación tipo tiempo sincrónico es un método de regulación suplementaria por medio del cual el controlador de frecuencia toma como señal la diferencia entre la frecuencia del sistema y la frecuencia de referencia, luego la integra, obteniendo una señal de tiempo sincrónico que tiene proporcionalidad con los ajustes del cambiador de velocidad de los reguladores de las máquinas.

La proporcionalidad entre los ajustes del cambiador de velocidad y el tiempo sincrónico es de tal manera que se tiene una distribución de carga adecuada de acuerdo a las capacidades de las máquinas, de manera que para un determinado error de tiempo cada máquina tiene que tomar un porcentaje definido de su potencia nominal.

Es importante anotar que el tiempo sincrónico que es la base de referencia para la regulación de frecuencia en el método descrito, es un parámetro que debe ser regulado en cualquier método de regulación de frecuencia que se utilice, puesto que aún en el caso de que las variaciones de frecuencia sean mantenidas dentro de rangos muy pequeños, un error promedio de 0.2 ciclos por segundos en un sistema de 60 ciclos produciría a 5 horas un error de un minuto en los relojes sincrónicos del sistema.

Una ventaja del método de regulación de tiempo sincrónico es que la comparación del tiempo sincrónico y el tiempo estándar es continua y prácticamente sin tiempos muertos.

Un típico sistema que es sensitivo al tiempo sincrónico, está compuesto por un comparador de la frecuencia estándar y la del sistema que luego integra la diferencia entre ellas, esto puede lograrse con 2 devanados poli-fásicos idénticos usados como estator y rotor, uno de los cuales es alimentado de una fuente de frecuencia estándar y el otro de la frecuencia del sistema. Si los valores de las dos frecuencias son iguales el rotor no se mueve, pero si son diferentes el rotor si se mueve en una dirección que depende de que la frecuencia del sistema sea mayor o menor a la de referencia, siendo el número de revoluciones directamente proporcional al integral de la desviación de frecuencia.

3.7. REGULACIÓN TIPO "SELECTIVO FRECUENCIA - POTENCIA"

Este método de regulación de frecuencia es una combinación de el método de regulación tipo "Frecuencia Exacta" con el método de regulación tipo "Flujo Exacto de Interconexión". El objetivo es superar los inconvenientes de cada uno de los métodos de regulación suplementarios

nombrados utilizados en forma individual. Al utilizar el primer método en forma individual no se tiene control del flujo de potencia por las líneas cuando haya variaciones de carga y se aplica regulación suplementaria en la central con controlador de frecuencia.

En el segundo método existe el inconveniente de que si hay un incremento de carga en un área, cuando las demás áreas aplican la regulación suplementaria quitan el suministro de potencia con el cual colaboraban, para de esa manera restablecer el flujo de potencia inicial por las líneas, por lo tanto no se ayuda a recuperar al área que tiene incremento de carga.

El método selectivo frecuencia - potencia utiliza las señales del controlador de frecuencia y del controlador de flujo exacto en forma combinada de tal manera que cuando en un área exista baja frecuencia y bajo flujo, se tenga la señal de regulación de incrementar generación, cuando exista la señal de alta frecuencia y alto flujo se tiene una señal de regulación suplementaria de disminuir generación, y cuando exista la señal de baja frecuencia y alto flujo, o alta frecuencia y bajo flujo, no haya acción suplementaria.

La figura N^o 3.8. nos muestra las características tipo

frecuencia exacta y tipo flujo exacto. Al usar el método de regulación selectivo frecuencia - potencia se tiene que la regulación suplementaria se aplicaría en el área que esté operando en la zona 2 o en la zona 3, mientras que, en el área que opere en la zona 1 o 4 no se aplicaría regulación suplementaria.

Supongamos que tenemos 2 áreas 1 y 2 operando ambas con el método descrito y existe un flujo de interconexión P del área 1 hacia el área 2. Si hubiere un incremento de carga en el área 2, la frecuencia del sistema disminuye y por efectos de la acción gobernadora el área 1 va a incrementar su generación, por tanto el flujo de el área 1 hacia el área 2 se verá incrementado. En ese momento el área 1 opera con frecuencia inferior a la nominal y mayor cantidad de flujo de entrega, con lo cual estamos operando en la zona 4, por tanto no se aplicaría regulación suplementaria y continuaría aportando con la generación, en cambio en el área 2 se tiene baja frecuencia y menor cantidad de flujo de entrega, con lo cual se estaría operando en la zona 3 y por tanto se produce la orden de regulación suplementaria de incrementar generación, observamos por tanto que en este método el área que incrementó su carga debe asumirla finalmente, pero hasta que ello suceda existe la colaboración del área adyacente, que la ayuda a recuperarse.

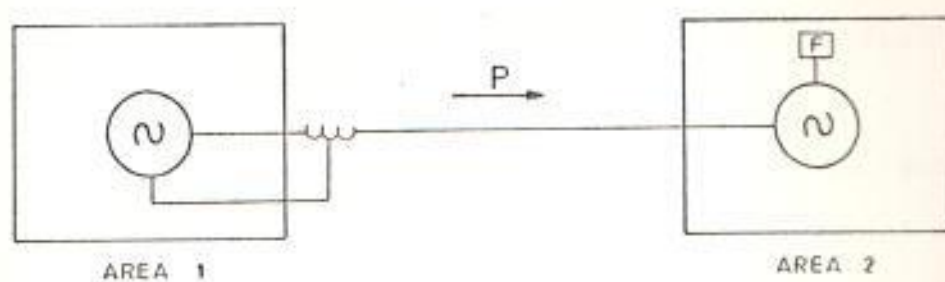


FIGURA N° 3.7. SISTEMA DE 2 AREAS CON REGULACION TIPO FLUJO EXACTO

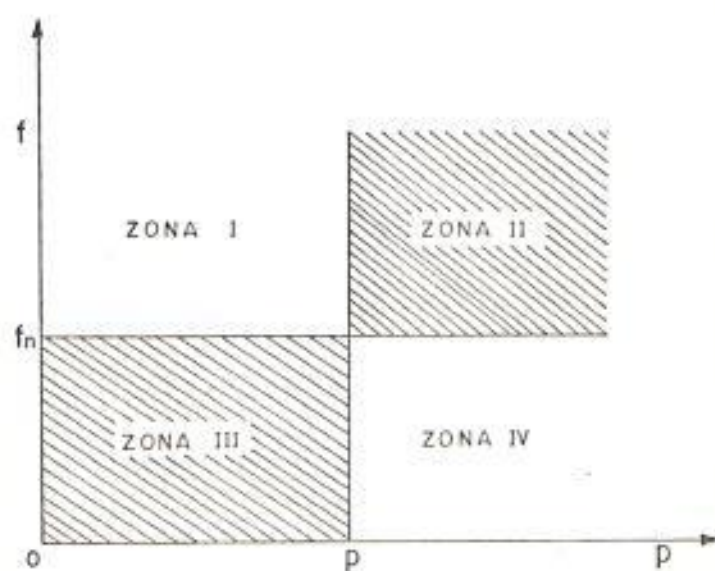


FIGURA N° 3.8. CARACTERISTICA DE OPERACION DEL CONTROL SELECTIVO FRECUENCIA - FLUJO

3.8. REGULACIÓN TIPO "CONTROL COMBINADO FRECUENCIA - FLUJO"

Este método de regulación suplementaria es una forma mejorada del método selectivo "Frecuencia - Potencia" por medio del cual se realiza la función de control tomando en consideración los procesos naturales del sistema de potencia. En este tipo de regulación el controlador de frecuencia reajusta el controlador de flujo de potencia en función de las variaciones de frecuencia.

La figura N° 3.9. nos muestra la característica de operación de un área con un regulador tipo "Control Combinado Frecuencia - Flujo".

Observamos que cuando la frecuencia es la nominal entonces el flujo neto que sale del área es P_p ; si un área se encuentra operando a cualquier valor de frecuencia y potencia que caiga en la característica de operación del controlador, éste se mantiene inactivo. Si el área opera a valores de frecuencia y potencia tales que caen bajo la característica de operación frecuencia - potencia, entonces el controlador ordena incrementar la potencia que se genera, si en cambio se opera en un punto que está arriba de la característica frecuencia - potencia, se tiene que disminuir la generación.

La pendiente de la característica es un indicativo del grado de flexibilidad que se tiene en el flujo de potencia, para variaciones de frecuencia, a menor pendiente se tiene mayor flexibilidad y viceversa.

Hay un parámetro característico que es un indicativo de la magnitud de la flexibilidad, se lo representa con la letra B, se lo llama factor de flexibilidad, y se lo calcula sacando el recíproco de la pendiente de la característica de regulación.

El factor de flexibilidad se lo expresa en megavatios/décimas de ciclo o en porcentaje por décima de ciclos tomando como base la capacidad de generación, la capacidad de generación en giro, o la carga pico.

La operación de varias áreas de un sistema interconectado con controladores del tipo descrito con valores de B que ajusten las características de gobernación de las áreas da como resultado una regulación suave y estable que es comparable con un área simple de generadores equipados con su característica gobernadora.

La forma cuantitativa de operación de este tipo de regulación suplementaria es por medio del cálculo del requerimiento de área cuya magnitud es calculada de la si

guiente manera:

$$R = a + b \quad (114)$$

a = Variación de flujo neto respecto a lo programado.

b = Cantidad del flujo neto que es necesario incrementar o disminuir para operar en la característica de regulación.

Si consideramos un sistema de 2 áreas A y B en el cual hay un incremento de carga en el área A, entonces luego de la regulación gobernadora inicial dicha área operaría en el punto 1 de la figura N° 3.10. entregando una potencia P_1 y a una frecuencia de operación f_1 .

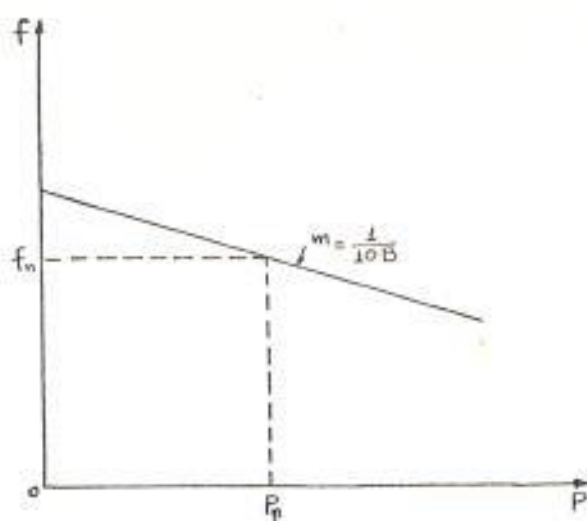


FIGURA N° 3.9. CARACTERISTICA DE OPERACION DEL CONTROL COMBINADO FRECUENCIA - FLUJO

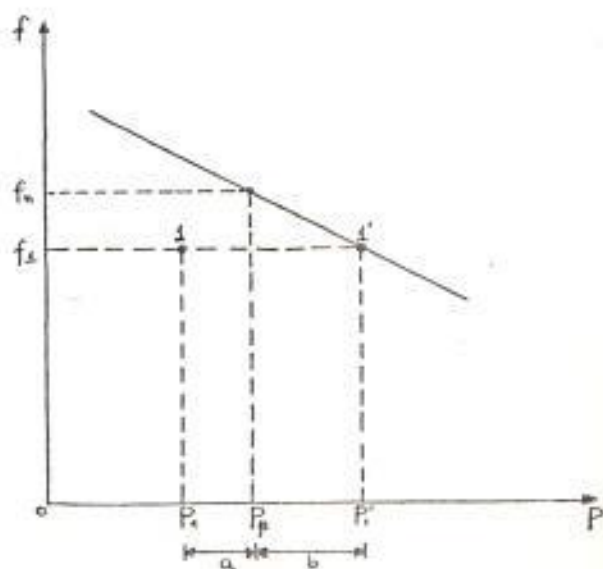


FIGURA N° 3.10. CARACTERISTICA FRECUENCIA - FLUJO EN AREA QUE HA SUFRIDO INCREMENTO DE CARGA.

El cálculo del requerimiento de área se lo realiza de la siguiente manera:

$$a = P_p - P_1 \quad (115)$$

$$b = P'_1 - P_p \quad (116)$$

$$m = \frac{\delta_n - \delta_1}{P_p - P_1} \quad (117)$$

$$P_p - P_1 = \frac{\delta_n - \delta_1}{m} \quad (118)$$

$$P'_1 - P_p = - \frac{\delta_n - \delta_1}{m} = b \quad (119)$$

$$m = \frac{1}{10 B} \quad (120)$$

$$b = - 10 B (\delta_n - \delta_1) \quad (121)$$

$$R = (P_p - P_1) - 10 B (\delta_n - \delta_1) \quad (122)$$

R = Requerimiento de área.

P_p = Flujo neto programado

P_1 = Flujo de operación.

B = Factor de flexibilidad.

f_n = Frecuencia nominal.

f_1 = Frecuencia de operación.

La fórmula 122 nos indica el requerimiento de área y la convención de simbología es la siguiente:

El flujo de potencia que entrega un área es positivo, y el flujo que recibe es negativo. El factor de flexibilidad es negativo, puesto que la pendiente de la característica de regulación es negativa.

Si usamos valores de B positivos la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$R = (P_p - P_1) + 10 B (f_n - f_1) \quad (123)$$

Un requerimiento positivo indica que es necesario incrementar generación y un requerimiento negativo indica que se debe disminuir la generación.

El error de área es de signo opuesto al requerimiento de área y se calcula de la siguiente manera:

$$E = (P_1 - P_p) + 10 B (\delta_1 - \delta_n) \quad (124)$$

En el caso descrito en el área A habría un error negativo de área y hay que incrementar la potencia.

En el caso del área B, existe la componente b del error de área que es de la misma magnitud que la componente b del error de área A, y además existe la componente a del error de área A que es de signo contrario al de b, puesto que el área A se encuentra aportando flujo de potencia hacia el área B y por tanto el flujo enviado es mayor que el programado.

Si la característica del regulador suplementario es tal que coincide con la característica combinada de regulación gobernadora, entonces el área opera en un punto sobre la característica del regulador y no es necesario aplicar acción suplementaria, pues el error de área sería cero y se mantendrían así hasta que el incremento de carga sea absorbido por el área en que se produjo.

En este método de regulación de frecuencia cada área cumple tres funciones, dos de ellas pueden ser clasificadas como funciones de obligación y la otra como función de contribución.

La primera función obligación es que cada área debe absorber sus propios cambios de carga.

La segunda función obligación es que cada área colabore en el control de la frecuencia, sin tener un área central reguladora de frecuencia.

La función contribución consiste en que las áreas entregan potencia para ayudar a la recuperación del área en que se produce un incremento de carga. Dependiendo del ajuste del regulador la contribución puede coincidir ser mayor o menor que la regulación gobernadora primaria.

En la figura N° 3.11. observamos el proceso que se tiene en la operación del tipo de regulador descrito, en un área de un sistema.

En la figura N° 3.12. observamos un diagrama de bloques en el que se indica la manera como se calcula el error de área. Es necesario usar telemetría para obtener datos simultáneos de diversos sectores del sistema y calcular los errores respectivos de cada área. El criterio de operación es que el error de área debe ser nulo.

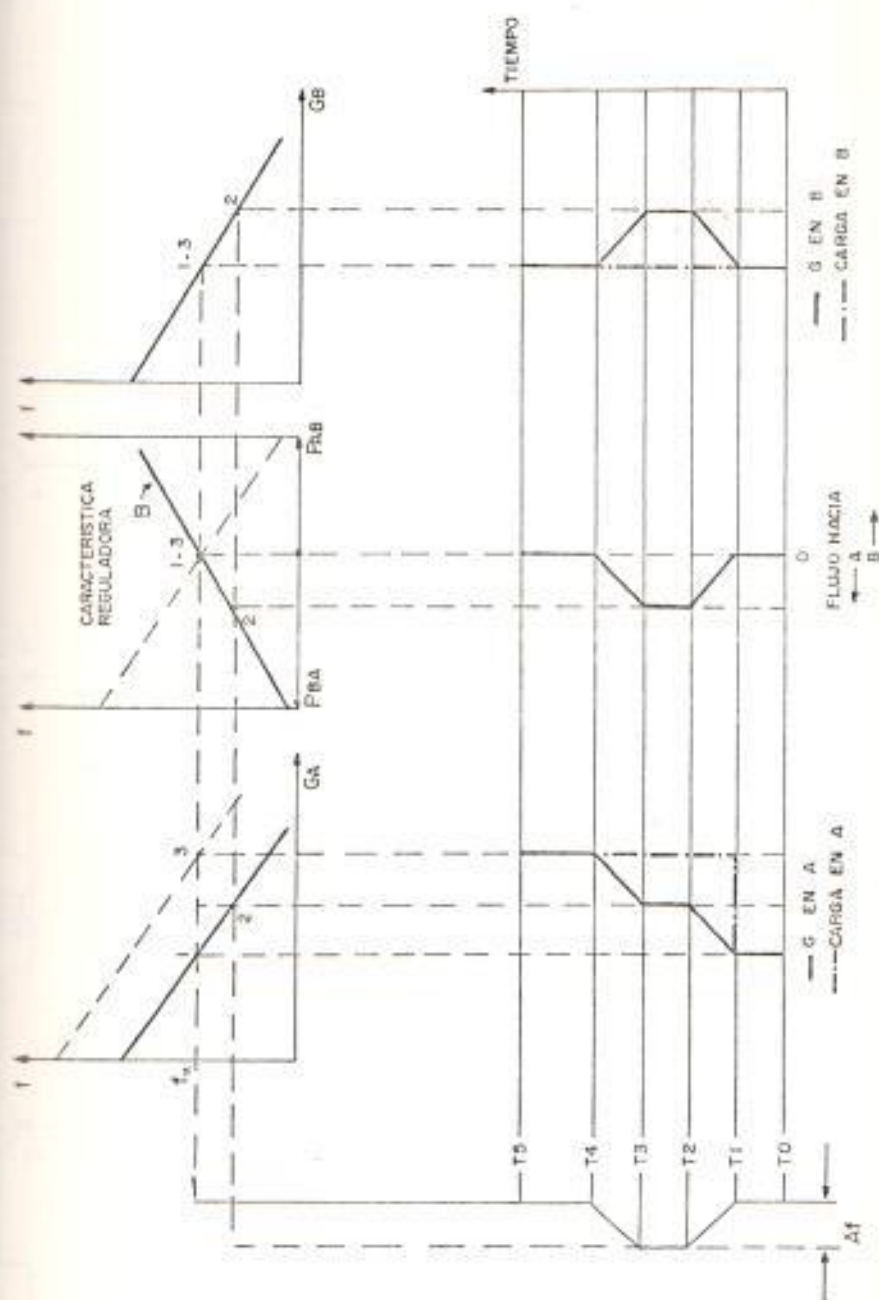


FIGURA N° 3.11. PROCESO DE OPERACION DEL CONTROL COMBINADO DE 2 AREAS CONSIDERANDO INCREMENTO DE CARGA EN AREA A

Existen diversos sistemas de control que pueden ser divididos en tres clases, de acuerdo a la parte del problema de control de área que se trata de resolver y en base a la naturaleza de la técnica de programación usada para lograr despacho económico:

El sistema de control "Clase I", es un tipo de control que se aplica con el objetivo exclusivo de regulación de área.

El sistema de control "Clase II", es un tipo de control que se aplica con el objetivo de regulación de área y despacho económico. Los programas de localización de generación son ajustados manualmente y son generalmente de tipo análogo. Al control de clase II, se le llama controlador de programación flexible.

El sistema de control "Clase III", es un tipo de control que se aplica con el objetivo de regulación de área y despacho económico. Los programas de localización de generación están basados en datos almacenados de costos incrementales de generación que son aplicados y computados automáticamente en tiempo real. Dichos controles utilizan computadoras digitales y frecuentemente incluyen programas con variables de estado, despachos de seguridad y factores ambientales. Al control de clase III

se le llama controlador de programación fija.

Este tipo de regulador como se mencionó anteriormente - puede operar con diferentes valores de coeficiente de flexibilidad que tienen mayor incidencia en la función contribución que en las funciones de obligación.

En la función de obligación de absorción de cambios locales de carga aún el coeficiente de flexibilidad nulo funciona satisfactoriamente.

El valor del coeficiente de flexibilidad es crítico en el caso de la función contribución, puesto que determina la naturaleza de la respuesta de un área.

Podemos considerar a manera de ilustración un sistema compuesto por 2 áreas A y B con flujo inicial de interconexión P_1 ; analizando el área A, tenemos de acuerdo a la figura N° 3.13. su característica de generación GG' y su característica de carga LL' , operando en el punto P_1 y frecuencia f_n . Si tenemos un disturbio en el área B de tal manera que se incrementa la carga o se pierde generación, la frecuencia que detecta el área A es inferior a la nominal y de acuerdo a la característica gobernadora de generación, el área A incrementaría su generación hasta el nuevo punto P_1 y el va-

lor de carga real conectada se hace de menor magnitud quedando por tanto un valor de potencia ΔT libre para exportar por la línea de interconexión.

Se define el término razón de polarización R a la razón entre el coeficiente de flexibilidad y la característica combinada de gobernanación de un área. Cuando $R = 1$, entonces la respuesta de un área ante cambios de carga remotos mantiene inalterados las variaciones de frecuencia, flujo de potencia, carga efectiva y generación del área en que no se produce el disturbio.

Cuando la razón R es diferente de uno, entonces se tienen características como las indicadas en la figura N° 3.13.

Cuando se tiene $R > 1$ la acción reguladora aumenta la respuesta gobernadora natural. Si $R < 1$ entonces la acción reguladora disminuye la respuesta gobernadora natural.

El efecto que tienen los valores de R en la frecuencia del sistema, flujo de potencia y carga efectiva en un área sin perturbación se puede observar en la figura N° 3.14.

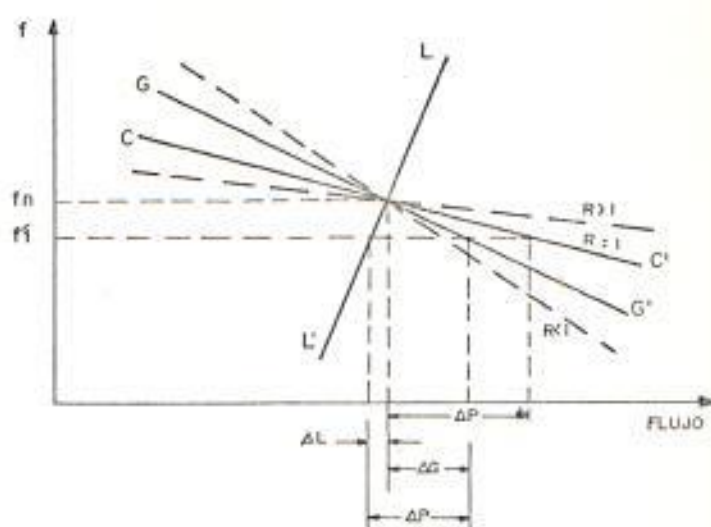


FIGURA N° 3.13. CARACTERÍSTICAS FRECUENCIA-FLUJO PARA DIVERSOS VALORES DE R

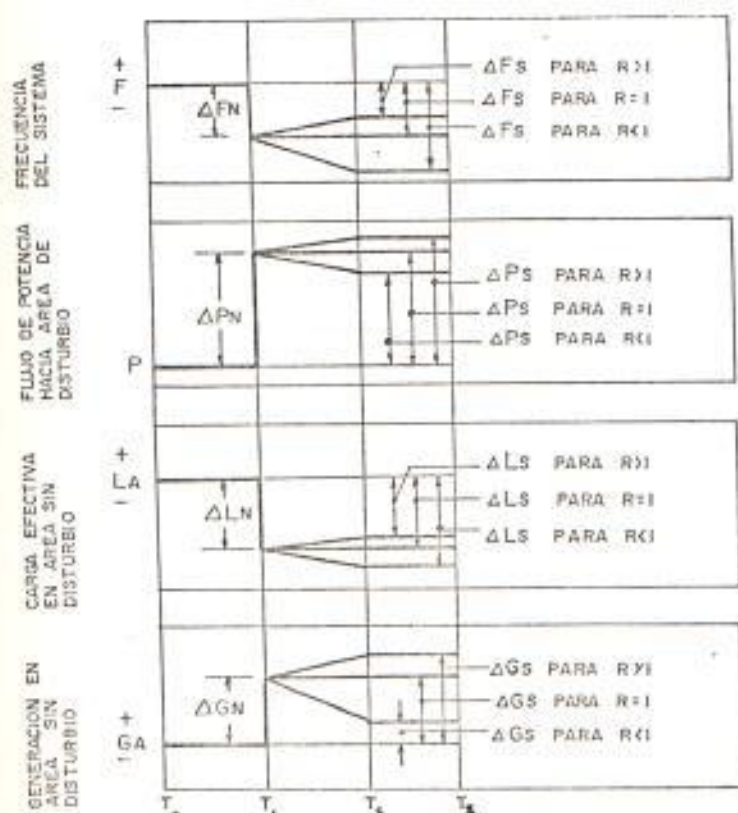


FIGURA N° 3.14. EFECTOS DE DIVERSOS VALORES DE R EN LOS CAMBIOS DE ESTADO ESTABLE DE FRECUENCIA, FLUJO, CARGA Y GENERACION EN AREA REMOTA

Entre el tiempo T_0 y el tiempo T_1 se tienen las condiciones de estado estable, teniéndose un incremento de carga ΔL en el tiempo T , se produce entonces las respuestas gobernadoras natural del sistema hasta llegar a una nueva condición de estado estable en el tiempo T_1 .

En el lapso de tiempo que transcurre entre T_1 y T_2 , el regulador opera hasta llegar a un nuevo estado estable en T_2 , la condición de estado estable está graficada en el lapso de tiempo entre T_2 y T_3 .

La expresión matemática que indica el porcentaje de variación de frecuencia por regulación suplementaria con respecto a la variación de frecuencia por regulación gobernadora natural, tomando como base la variación de frecuencia por regulación gobernadora natural es la siguiente:

$$\% \Delta F = \frac{\Delta F_S - \Delta F_N}{\Delta F_N} 100$$

ΔF_S = Es la variación de frecuencia debido a la regulación suplementaria.

ΔF_N = Es la variación de frecuencia por regulación gobernadora natural.

En el caso del porcentaje de variación de flujo se tiene:

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P_S - \Delta P_N}{\Delta P_N} 100 \quad (126)$$

ΔP_S = Es la variación de flujo debido a la regulación suplementaria.

ΔP_N = Es la variación de flujo por regulación gobernadora natural.

El porcentaje de variación de generación en el área sin disturbios se lo puede expresar de diversas maneras que son descritas a continuación:

- Porcentaje de variación de generación regulada por regulación suplementaria con respecto a la variación de generación por regulación gobernadora natural tomando como referencia la generación regulada inicial.

$$\% \Delta G_R = \frac{\Delta G_{RS} - \Delta G_{RN}}{G_R} 100 \quad (127)$$

- Porcentaje de variación de generación regulada similar a la anterior, pero tomando como base la generación to

tal inicial.

$$\% \Delta G'_R = \frac{\Delta G_{RS} - \Delta G_{RN}}{G} 100 \quad (128)$$

La expresión matemática que expresa la razón de la diferencia de variaciones de generación regulada suplementaria y natural entre la variación de generación regulada es:

$$\Delta G''_R = \frac{\Delta G_{RS} - \Delta G_{RN}}{\Delta G_{RN}} \quad (129)$$

Para el ejemplo de 2 áreas que estamos considerando se pueden obtener los datos mencionados en función de otras expresiones matemáticas que son deducidas en el apéndice D, y que se describen a continuación:

$$\% \Delta F = \frac{(Y - 1) (R - 1)}{R - Y (R - 1)} 100 \quad (130)$$

Y = Es la relación entre la generación del área afectada y la generación del sistema.

R = Es la relación entre el coeficiente de flexibilidad y la característica gobernadora combinada del

área que aporta el flujo.

$$\% \Delta P = \frac{(R - 1) (Y)}{R - Y (R - 1)} 100 \quad (131)$$

$$\% G_R = \frac{d}{Q} \frac{[1 + PQ (Y - 1)] (R - 1)}{R - Y (R - 1)} \quad (132)$$

P' = Es la razón entre la característica gobernadora de generación y la característica gobernadora combinada del área que aporta flujo.

Q = Es la razón entre la generación regulada y la generación total del área que aporta flujo.

d = Es el aumento de carga en el área afectada expresada en porcentaje de la generación total inicial.

$$\% \Delta G'_R = d \frac{[1 + PQ (Y - 1)] (R - 1)}{R - Y (R - 1)} \quad (133)$$

$$\Delta G''_R = \frac{d}{PQ} \frac{[1 + PQ (Y - 1)] (R - 1)}{R - Y (R - 1)} \quad (134)$$

Se observa que el porcentaje de variación de frecuencia como el de variación de flujo no depende de P , Q o d .

A continuación se tienen seis gráficos relacionados con los parámetros utilizados en las cinco últimas ecuaciones.

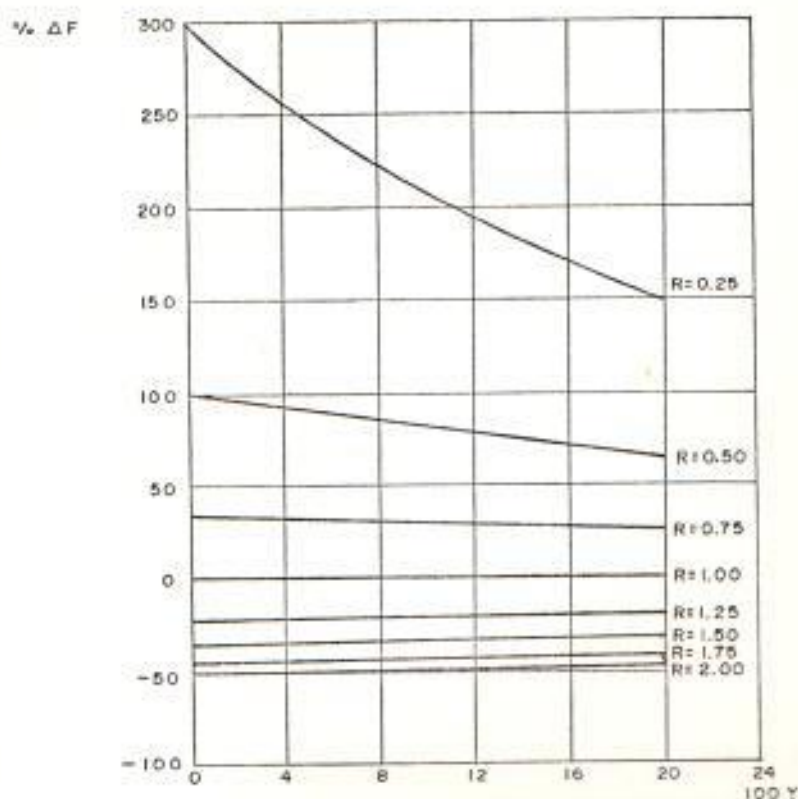


FIGURA N^o 3.15. PORCENTAJE DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DE LA FRECUENCIA EN FUNCION DE R y Y

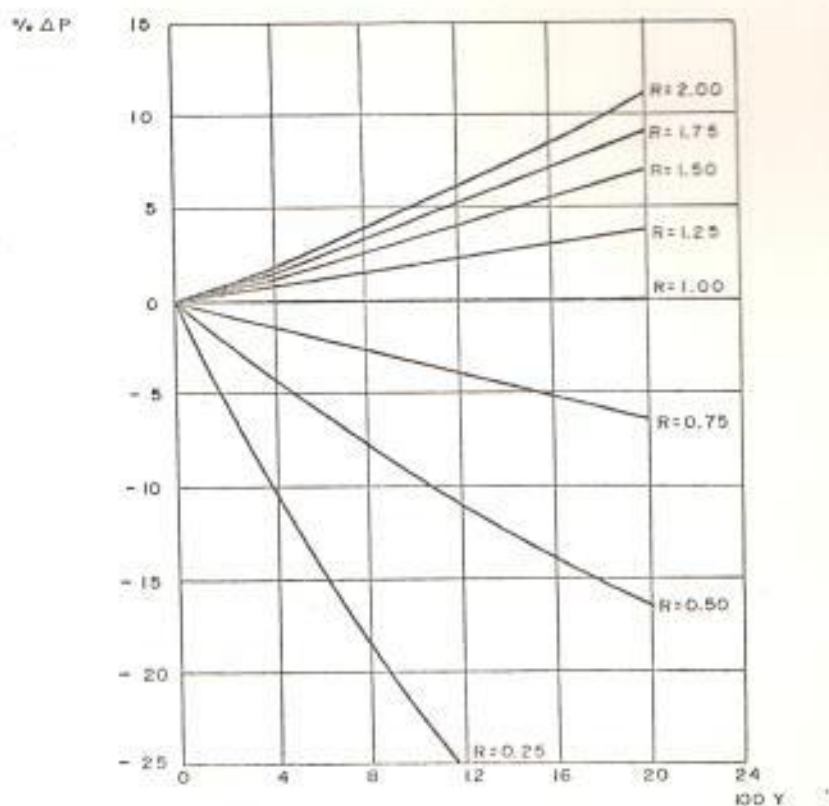


FIGURA N^o 3.16. PORCENTAJE DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DEL FLUJO EN FUNCION DE R y Y

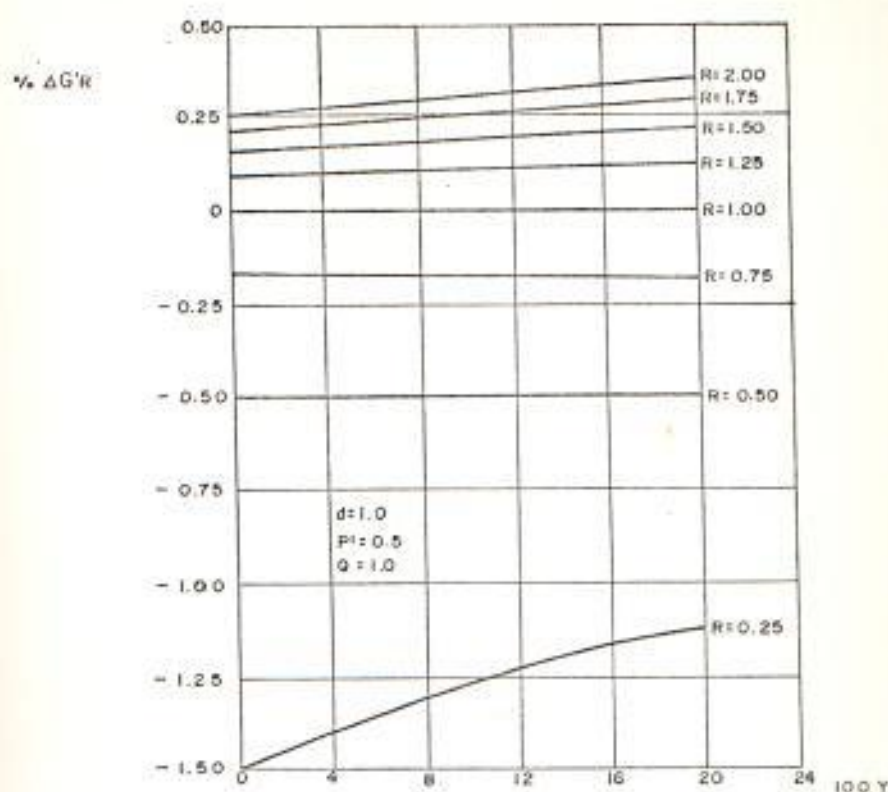


FIGURA N° 3.17. PORCENTAJE DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DE LA GENERACION REGULADA, CON RESPECTO A LA GENERACION TOTAL DEL AREA, EN FUNCION DE R y Y

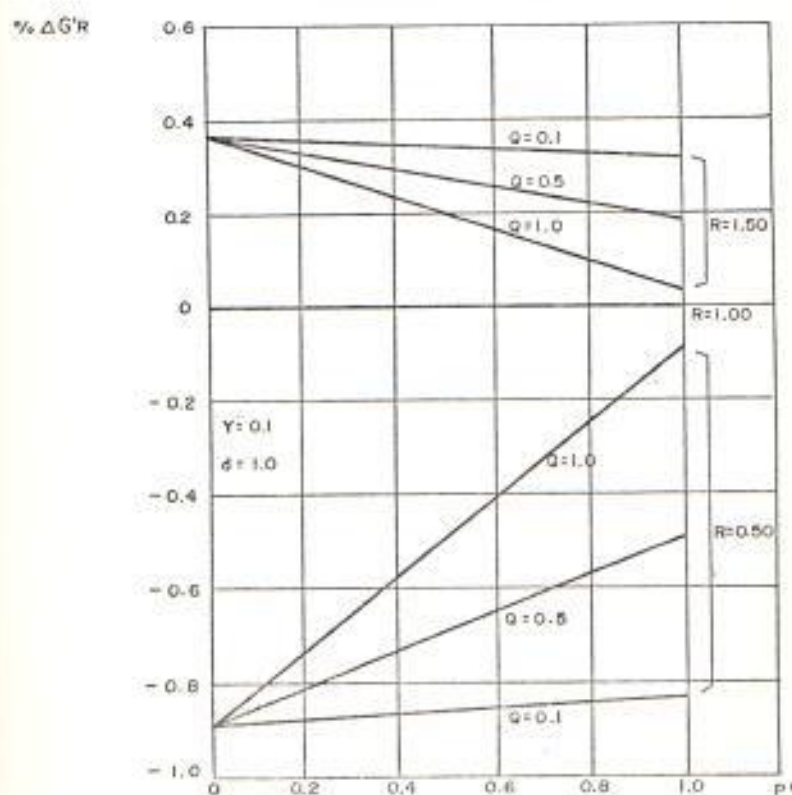


FIGURA N° 3.18. PORCENTAJE DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DE LA GENERACION REGULADA, CON RESPECTO A LA GENERACION TOTAL DEL AREA EN FUNCION DE P, Q y R .

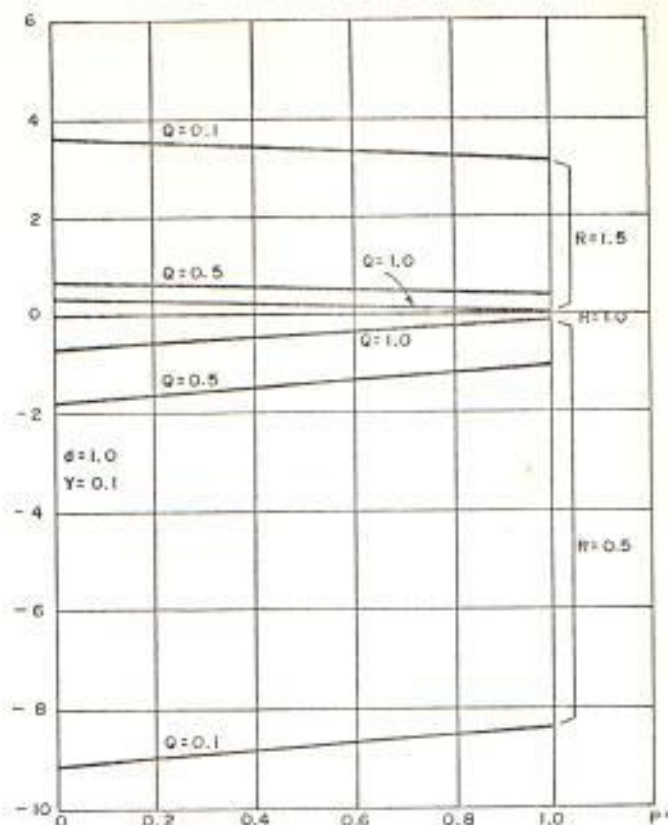


FIGURA N° 3.19. PORCENTAJE DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DE LA GENERACION REGULADA, CON RESPECTO A LA GENERACION REGULADA INICIAL, EN FUNCION DE P, Q y R

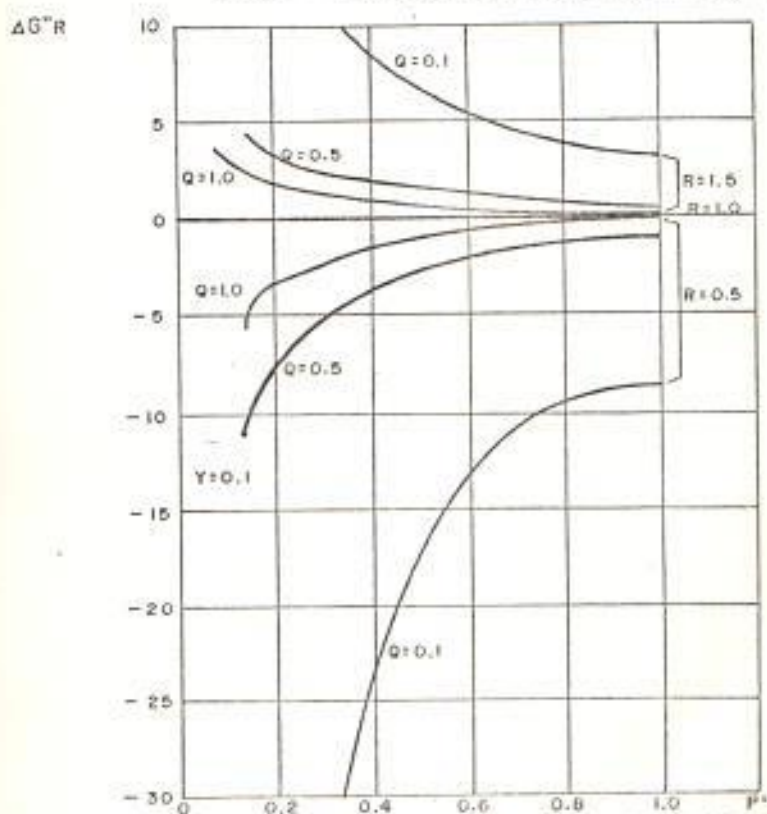


FIGURA N° 3.20. RAZON DE CAMBIO DE ESTADO ESTABLE DE LA GENERACION REGULADA, CON RESPECTO AL CAMBIO INICIAL DE GENERACION REGULADA

En resumen este tipo de controlador tiene las siguientes características:

- Mientras mayor es el coeficiente de frecuencia de carga mayor es la característica gobernadora natural de un área, entonces es necesario para mayores coeficiente de frecuencia utilizar valores de coeficiente de flexibilidad mayores para poder tener características de igual valor.
- La magnitud del coeficiente de flexibilidad en general no afecta el cumplimiento de las funciones de obligación de absorción de cambios locales de carga y participación en el control de frecuencia del sistema.
- La magnitud del coeficiente de flexibilidad tiene considerable significancia en la función contribución estableciendo si se aumenta, disminuye o se mantiene inalterable la respuesta natural ante cambios de carga remotos.
- De las ecuaciones para cambios remotos de carga se pueden obtener las siguientes observaciones:
 - a. Los ajustes del coeficiente de flexibilidad que coinciden con la característica natural de gobernación

Ver No. _____

- no producen cambios en la frecuencia, flujo de potencia y generación local.
- b. Los valores de coeficiente de flexibilidad que son menores que la característica natural producen mayores cambios en la frecuencia, flujo y generación local, que los valores que en igual porcentaje son mayores que la característica natural.
- c. Los valores de coeficiente de flexibilidad entre 50% bajo la característica natural de gobernación y 100% arriba de ella, causan cambios relativamente mínimos en la contribución, de potencia por la línea.
- d. Para valores de coeficiente de flexibilidad que difieren de la característica natural de gobernación se tiene que mientras mayor sea la componente de carga de la característica combinada de gobernación, mayores son los cambios que se producen en la generación local.
- e. Para valores de coeficiente de flexibilidad que difieren de la característica natural de gobernación, se tiene que mientras mayor sea la cantidad de generación local no sujeta a este tipo de control, mayor es el cambio que se produce en la generación

local.

f. Aquellos ajustes de coeficiente de flexibilidad que son mayores que la característica natural, mejoran la frecuencia del sistema y aquellos valores de coeficiente de flexibilidad que son menores producen mayores desviaciones en la frecuencia.

En condiciones normales de operación, los valores deseados de frecuencia y flujo son obtenidos sin error en este método de regulación cuando:

- No hay fallas en la medición o en los ajustes de los valores programados.
- La suma algebraica de los intercambios netos programados es cero.
- La suma algebraica de todos los intercambios reales de flujo es cero.
- La frecuencia programada debe ser igual.
- La frecuencia que se mide en las diversas áreas debe ser igual.

- La regulación de las áreas trata de reducir el error a cero.

Cuando lo mencionado no se cumple, entonces se producen desviaciones de la frecuencia y del flujo con respecto a lo programado.

La siguiente ecuación incluye los posibles errores que se pueden introducir en el cálculo del error de área:

$$-E = (P_p + e_p - P_1 - e_{p1}) + 10 B (F_p + e_{fp} - F_1 - e_{f1}) \quad (135)$$

P_p = Flujo neto programado.

e_p = Error en ajuste de flujo neto programado.

P_1 = Flujo neto real.

e_{p1} = Error en medición de flujo neto real.

B = Coeficiente de flexibilidad.

F_p = Frecuencia programada.

e_{fp} = Error en ajuste de frecuencia programada.

F_1 = Frecuencia real.

e_{f1} = Error en la medición de la frecuencia real.

La ecuación anterior puede escribirse de la siguiente manera, agrupando los errores en un solo término:

$$-E = (P_p - P_1 - e_1) + 10 B (F_p - F_1 - e_2) \quad (136)$$

$$e_1 = e_p - e_{p1} \quad (137)$$

$$e_2 = e_{fp} - e_{f1} \quad (138)$$

Las desviaciones de frecuencia que producen los errores de medición, ajuste y de área, se calculan de la siguiente manera:

$$-E = (0 - e_1) + 10 B (\Delta F - e_2) \quad (139)$$

$$-E = -e_1 + 10 B \Delta F - 10 B e_2 \quad (140)$$

$$\Delta F = \frac{1}{10 B} (E + e_1 + 10 B e_2) \quad (141)$$

Extendiendo el criterio para todas las áreas de un sis

tema, se tiene:

$$\Delta F = \frac{1}{10 B_s} \sum_{i=1}^N (E_i + e_{1i} + 10 B_i e_{2i}) \quad (142)$$

$$B = \sum_{i=1}^N B_i$$

B_s = Coeficiente de flexibilidad del sistema.

B_i = Coeficiente de flexibilidad del área i .

E_i = Error de área i .

e_{1i} = Error global en flujo en área i .

e_{2i} = Error global en frecuencia de área i .

Al existir desviaciones en la frecuencia existen por tanto desviaciones del tiempo sincrónico con respecto al tiempo real. El error de tiempo sincrónico se lo calcula así:

$$e_t = 60 \int_0^t \Delta F dt \quad (143)$$

Donde t es el tiempo en horas en el que se realiza la integración.

La expresión anterior escrita en forma simplificada es:

$$e_t = (\Delta F) t_m \quad (144)$$

t_m = Es el tiempo en minutos que se mantiene el error de frecuencia.

e_t = Es el error de tiempo en segundos.

El error de tiempo se lo puede calcular en función de los errores de flujo, frecuencia y área.

$$e_t = \frac{6}{B_s} \sum_{i=1}^N \left(\int_0^t E_i dt + \int_0^t e_{1i} dt + 10B_i \int_0^t e_{2i} dt \right) \quad (145)$$

El intercambio neto real de área puede diferir del intercambio neto programado de área por efectos del controlador combinado frecuencia - flujo cuando hay variaciones de frecuencia, en cuyo caso el integral de tiempo de la diferencia de intercambios se define como "Intercambio Inadvertido Intencional", o se puede dar el caso de que el intercambio neto real de área difiera de el intercambio neto programado por efectos de fallas del controlador de área, errores de medición o errores de ajustes de programación en cuyo caso el integral de tiempo

de la diferencia de intercambios netos se le llama "Intercambio Inadvertido, no Intencional".

3.9. CONSIDERACIONES SOBRE LA REGULACION DE UN SISTEMA DE N AREAS

Los reguladores de área pueden operar en paralelo en un sistema de n áreas, siempre que obtengan los objetivos finales de la regulación en forma estable y eficaz.

Los reguladores de frecuencia exacta a veces se usan en combinación con los reguladores de frecuencia - flujo obteniéndose buenos resultados en la operación de ellos, aunque con demasiado uso del regulador de frecuencia exacta, pues toma a cargo todas las variaciones de carga del sistema, donde sea que ello ocurra.

La operación en paralelo de reguladores de frecuencia flujo provee una rápida respuesta estable y eficaz, con un uso equitativo de los reguladores de área.

Los reguladores tipo flujo exacto son reguladores de área que tratan de mantener el flujo de potencia constante y que pueden operar en paralelo con controladores de frecuencia - flujo obteniéndose una regulación estable, pero su uso no es muy común puesto que es un regula-

don que rechaza la propia respuesta gobernadora en función de mantener invariable el flujo por las líneas.

En todas estas combinaciones de reguladores de área en paralelo se obtienen resultados de estado estable en que la frecuencia final es igual a la nominal y la variación de intercambio neto de flujo es cero.

3.10. REGULACION EN FUNCION DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA

Los sistemas de potencia actuales se componen de un gran número de áreas que al interconectarse pueden formar sistemas de tipo lazo cerrado o sistemas de tipo lazo abierto.

Cuando se tienen sistemas de lazo abierto se pueden aplicar con eficiencia el método de frecuencia exacta.

Cuando se usa el método de frecuencia exacta es común asignar un área para el control de la frecuencia y en cargar a las restantes áreas de mantener el flujo de potencia por las líneas.

Es menester que el área que controla la frecuencia tenga una ubicación central y sea mucho mayor que las demás áreas de la interconexión.

Actualmente se ha extendido mucho el uso del controlador de frecuencia - flujo combinado en cada área a la que llega una línea de transmisión, usando el coeficiente de flexibilidad de tal manera que coincida con la característica natural combinada del área correspondiente.

A veces el coeficiente de flexibilidad se lo ajusta de manera que coincida con la característica combinada resultante de las áreas al otro lado de la línea que conecta el área bajo regulación.

Cuando se tiene lazos cerrados en el sistema interconectado, la variación de carga en una de las áreas afecta el flujo por las diferentes líneas siendo conveniente en estos casos regular el flujo neto de área para lo cual se debe realizar una sumatoria algebraica de los flujos por cada una de las líneas que lleguen al área, siendo necesario para esto utilizar telemetría.

CAPITULO IV

APLICACION DEL ESTUDIO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

4.1. DESCRIPCION DEL METODO DE REGULACION USADO EN EL SISTEMA NACIONAL

El Sistema Nacional Interconectado del Instituto Ecuatoriano de Electrificación tiene un anillo a 230 kilovolios que une Paute, Milagro, Guayaquil, Quevedo, Santo Domingo, Quito y Ambato. En un futuro se piensa cerrar el anillo a través de Totoras llegando luego a su punto de origen Paute.

El Sistema Nacional Interconectado cuenta con centrales de generación en los siguientes sistemas:

Empresa Eléctrica del Ecuador, Empresa Eléctrica Quito, Servicio Eléctrico Regional Manabí, Empresa Eléctrica Centro Norte, Empresa Eléctrica Norte, Empresa Eléctrica Centro Sur, Empresa Eléctrica Esmeraldas, y la generación que pertenece a INECEL, distribuida en diversos puntos

del S.N.I.

Law No. _____

Los centros de carga se pueden dividir en 2 grandes zonas:

La zona norte que tendría la Empresa Eléctrica Quito, Centro Norte, Empresa Eléctrica Norte, Empresa Eléctrica Esmeraldas y Cooperativas de Electrificación Santo Domingo.

La zona Sur que tendría Empresa Eléctrica del Ecuador, Servicio Eléctrico Regional Manabí, Empresa Eléctrica Centro Sur, Emelrios, Empresa Eléctrica Milagro, Emelgur y Emeloro.

En la figura N° 4.1. se muestra un diagrama unifilar simplificado de la configuración de las empresas y subsistemas que conforman el Sistema Nacional Interconectado.

La zona Norte del Sistema representa un 44% de la carga total del Sistema en condiciones de demanda máxima y es abastecida en un 57% por generación propia de la zona Norte, de cuyo total 90% es de naturaleza hidráulica. El 43% de generación faltante para abastecer la carga es recibido de la zona Sur.

La zona Sur del Sistema representa un 56% de la carga total del Sistema en condiciones de demanda máxima y es abastecida en un 100% por generación propia de la zona Sur, de cuyo total 61% es de naturaleza hidráulica.

En la zona Sur el 78% de la carga total la abastece - INECEL por medio de sus centrales de Paute y Salitral, correspondiendo 84% de ese total a la generación del - Paute.

Actualmente el Sistema Nacional es tipo lazo abierto y el método de regulación utilizado es el de "Frecuencia Exacta".

Los despachadores de carga en base a las curvas de carga de su área programan diariamente las centrales de generación correspondientes a dicha área en combinación con el flujo de potencia que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación le entrega al área.

Cuando existen incrementos de carga no programados en el Sistema, entonces dichos incrementos son absorbidos por la Central Hidroeléctrica Paute, la cual trabaja con un estatismo de 1%, y con un estatismo transitorio de 30%. La regulación suplementaria se la realiza en Paute de manera manual, por medio de la comparación visual de la

frecuencia nominal y de la frecuencia de operación. El tiempo sincrónico es regulado comparando visualmente el tiempo sincrónico estándar y el tiempo sincrónico real, de manera que se eliminen las desviaciones de tiempo.

El criterio de operación es que las áreas que tienen generación hidráulica, usen dicha generación siempre que sea factible, para evitar el uso de centrales térmicas.

En la figura N° 4.2. se muestra una curva de carga típica del Sistema Nacional Interconectado, un día laborable de la semana observándose la generación correspondiente a los sistemas regionales y la de INECEL.

En la tabla 4.1. se muestra a manera de ejemplo una programación de despacho de carga típica para un día laborable de la semana, en el área correspondiente a la Empresa Eléctrica del Ecuador, Inc. La programación descrita la hace el departamento de Despacho de Carga de INECEL.

En el caso específico del área de Guayaquil, la Empresa Eléctrica del Ecuador actualmente tiene contratado con INECEL que se le suministre una potencia máxima de 215 Mw. En el programa puede observarse que INECEL opera entregándole potencia a EMELEC a través de 2 puntos de

mados A y B que son Salitral y Pascuales, además entrega potencia con su generador de vapor # 3 del Salitral.

En la figura N^o 4.3. se indican las capacidades de los principales transformadores del Sistema Nacional y en la tabla 4.2. se indican las capacidades de los generadores de las diversas áreas, así como lo que generan en demanda máxima, media y mínima, en un día típico laborable.

En el método de regulación de frecuencia que se utiliza actualmente, si existe una variación no programada de carga, todos los generadores efectúan regulación gobernadora primaria en función de sus estatismos y la Central Hidroeléctrica de Paute se encarga de absorber los cambios de carga, operando con un estatismo casi nulo, y con regulación suplementaria manual.

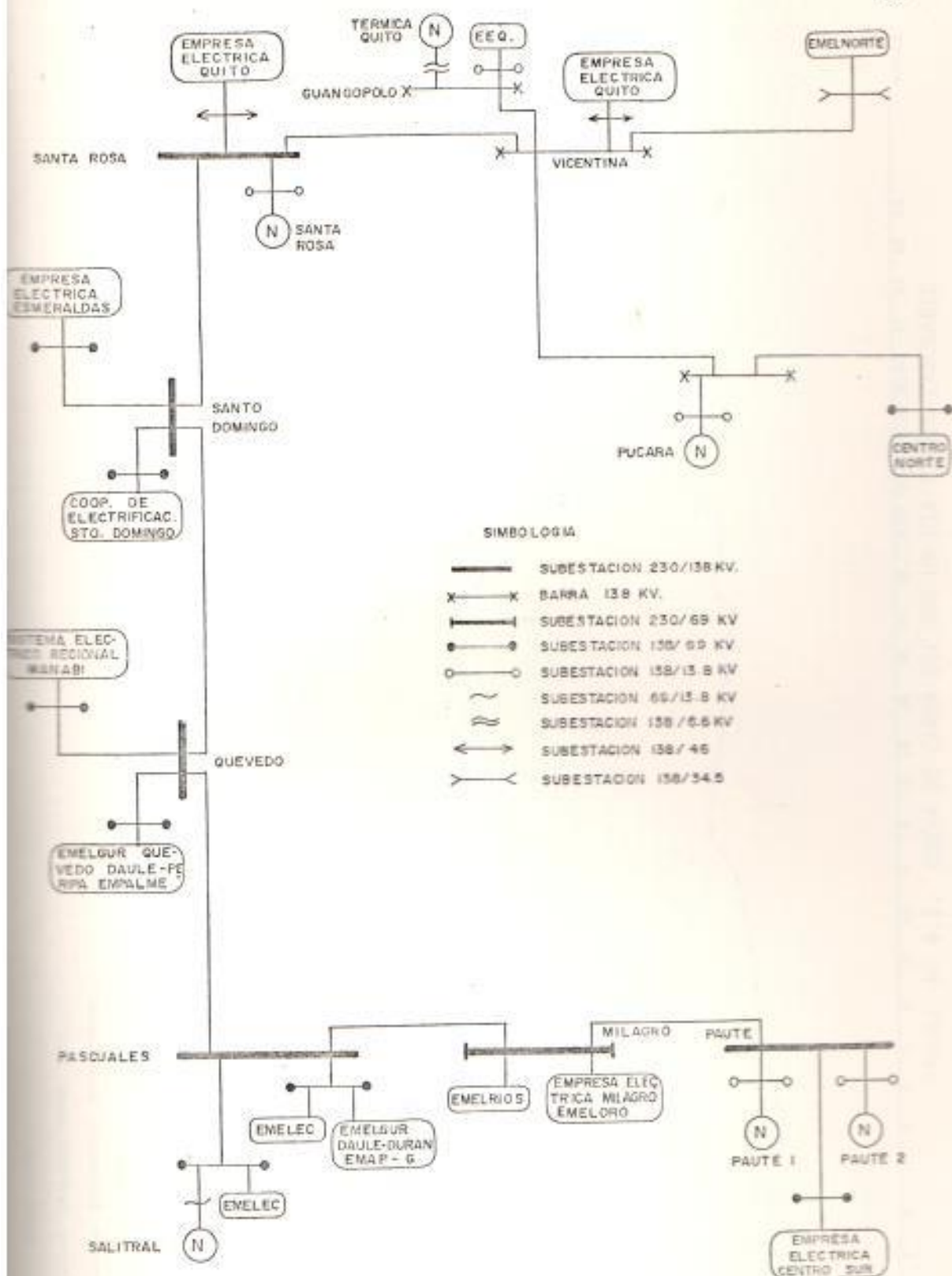


FIGURA Nº 4.1. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE LAS EMPRESAS QUE CONFORMAN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

SMBOL (MVA)

- DEMANDA TOTAL SNI.
 - - - GENERACION TOTAL INECEL.
 - · - · - GENERACION SISTEMAS REGIONALES

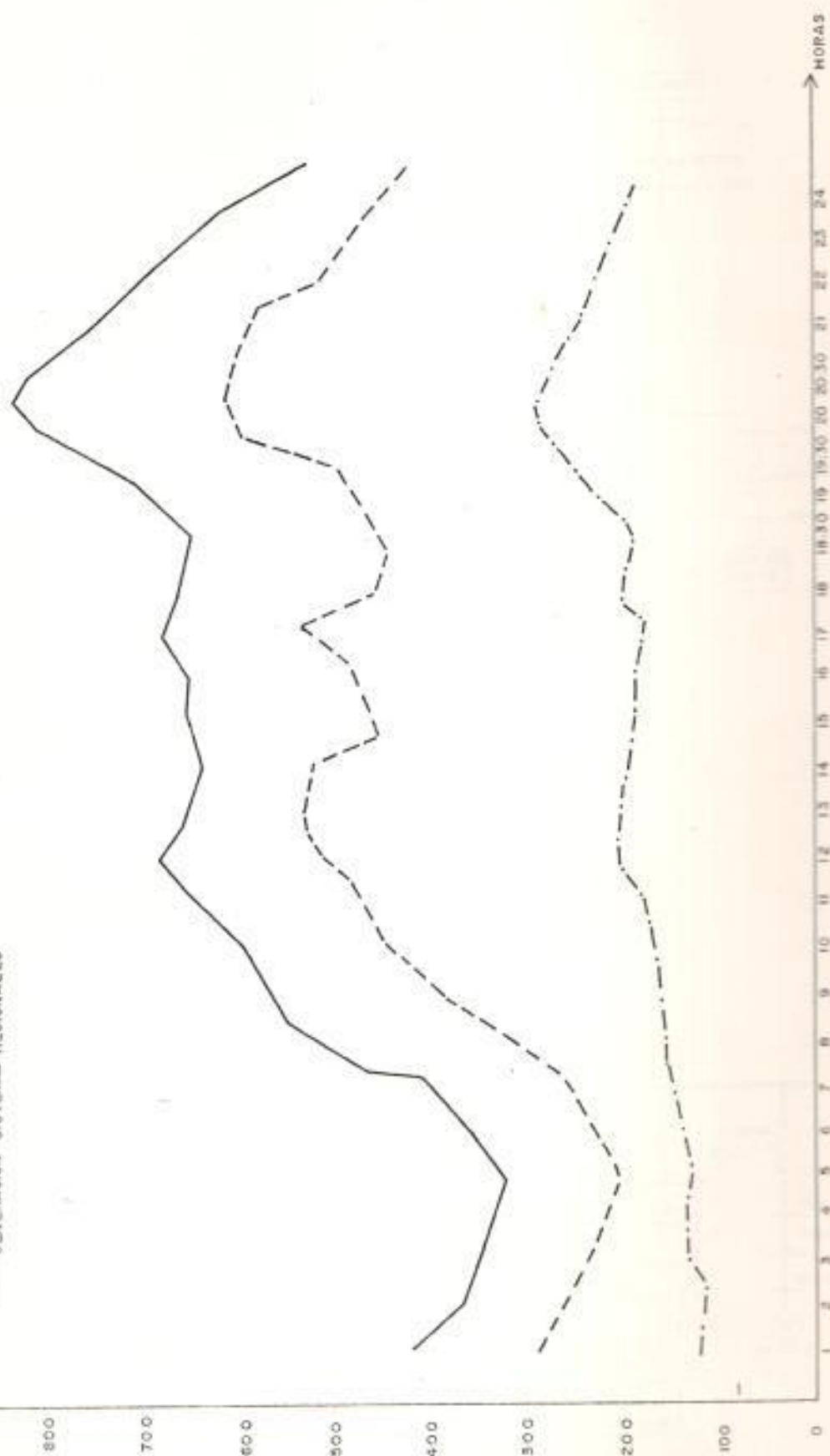


FIGURA N° 4.2. CURVA DE CARGA DEL SNI UN DIA TIPICO LABORABLE

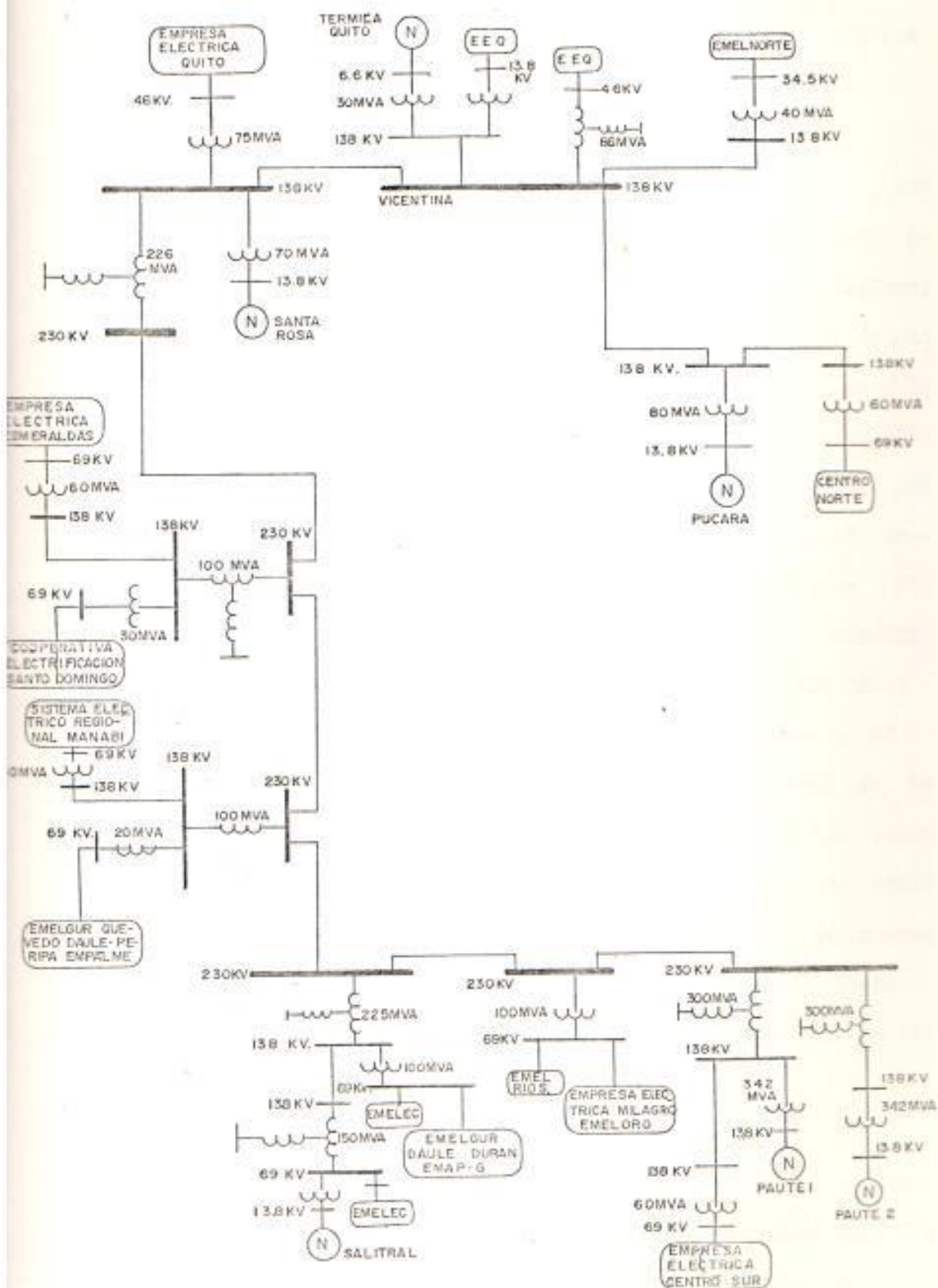


FIGURA N° 4.3. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE CAPACIDADES DE PRINCIPALES TRANSFORMADORES Y NIVELES DE VOLTAJE DEL S.N.I.

4.2. ANALISIS DEL METODO DE REGULACION USADO EN EL SISTEMA NACIONAL

La capacidad de generación de la Central de Paute, que es la que lleva el control de frecuencia, representa aproximadamente el 60% de la demanda máxima del Sistema, por tanto las variaciones normales, no programadas de carga, son absorbidas sin dificultad y sin que se produzcan variaciones bruscas de frecuencia, lo que indudablemente es una ventaja con respecto a la regulación que se efectúa cuando la central que lleva el control de frecuencia es de capacidad limitada. En la figura N° 4.4. pueden observarse las variaciones normales típicas de frecuencia en el Sistema Nacional un día laborable - cuando la Central de Paute no estaba en línea y el control de frecuencia era llevado por la Central de Pucará. En la figura N° 4.5. puede observarse las variaciones típicas de frecuencia cuando la Central de Paute lleva el control de frecuencia. La curva de frecuencia que se observa es más estable, pero con desviaciones - mantenidas, típicas de un control de tipo manual, sujeto al error humano.

La Central de Paute se encuentra ubicada en un extremo del lazo abierto que es la configuración actual del Sistema, por tanto cuando existen cambios normales no pro-

gramados de carga en el otro extremo del lazo, dicha Central tiene que generar el incremento de carga y las correspondientes pérdidas por la línea de transmisión que une los puntos geográficos en mención.

La Central de Paute controla la frecuencia y absorbe el mayor porcentaje de carga sur sistema, por tanto si existe una desconexión de dicha Central, se produce un gran desbalance entre la energía que se genera y la energía que se consume, teniéndose condiciones de emergencia.

En demanda media se opera utilizando al máximo la energía generada hidráulicamente en el Paute, y con solo 2 centrales térmicas en operación, que son las de Salitral y las de la planta a vapor Guayaquil. Se utiliza al máximo la capacidad de transmisión de la línea que une Paute con la Subestación Pascuales para poder transportar la energía que se genera hidráulicamente.

En demanda máxima se hace necesario utilizar las centrales térmicas de cada área, puesto que la generación hidráulica no satisface la demanda de todas las áreas.

En vista de que en el sistema de regulación actual no se puede detectar la ubicación de los cambios de carga,

entonces si hay un incremento de carga se produce una disminución de frecuencia, regulación gobernadora primaria y luego en Paute se realiza regulación suplementaria incrementando la generación hasta restablecer la frecuencia, con las consiguientes pérdidas de energía que se producen cuando el incremento pertenece a las áreas ubicadas en el otro extremo del lazo abierto. Por lo anteriormente expuesto se puede pensar que una mejor manera de absorber las variaciones no programadas de carga es generándoles en las áreas en que se producen, por tanto sería provechoso dividir el sistema en áreas que estén en capacidad de absorber sus propias variaciones no programadas de carga y que participen en forma conjunta en el control de frecuencia para aplicar un método de regulación con mejores condiciones operativas. Dichas áreas pueden ser la zona norte y la zona sur del Sistema Nacional que pueden absorber sus propias variaciones de carga y que pueden participar en conjunto en el control de frecuencia. También es factible agrupar 3 áreas que cumplan los requisitos anteriores y que serían la Empresa Eléctrica del Ecuador, la Empresa Eléctrica Quito y el resto del Sistema.

En los casos mencionados el área que contiene a la Central de Paute entrega potencia a las áreas adyacentes, y ayuda a recuperarse a las áreas en que se producen

incrementos no programados de carga.

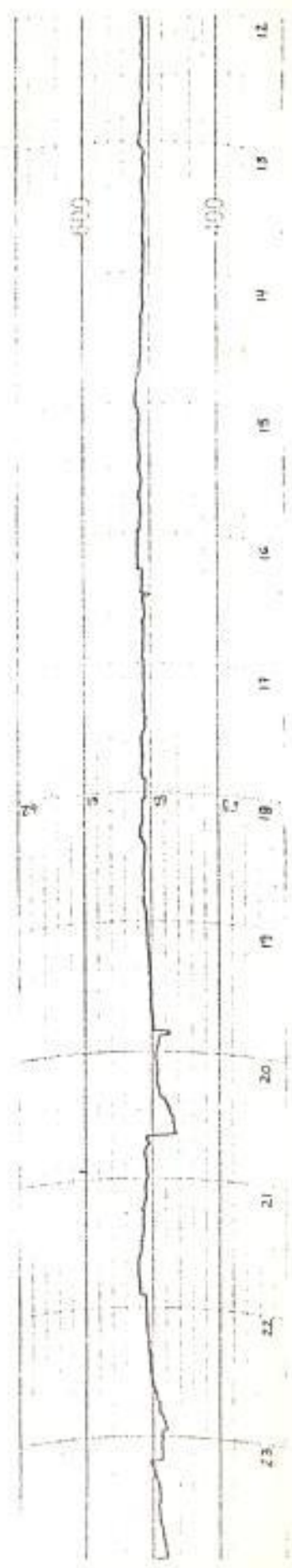


FIGURA N° 4.4. VARIACION TIPICA DE FRECUENCIA DEL SISTEMA NACIONAL CUANDO EL CONTROL DE FRECUENCIA ERA LLEVADO POR LA CENTRAL DE PICARA.

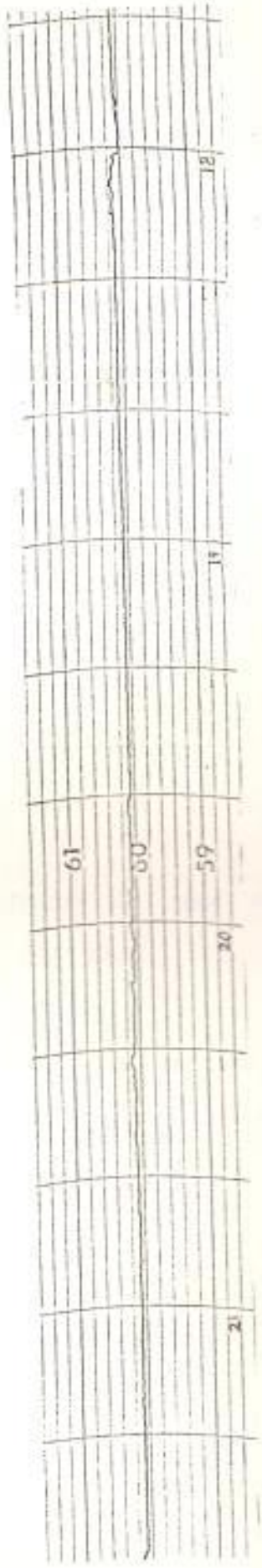
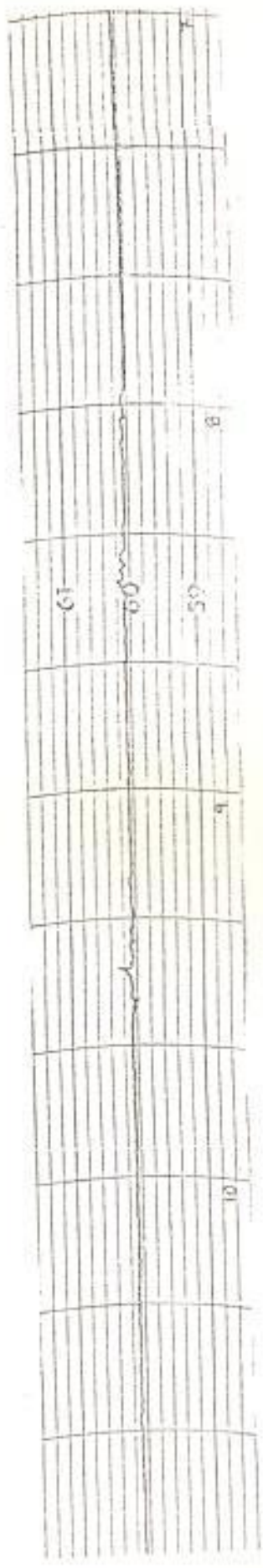
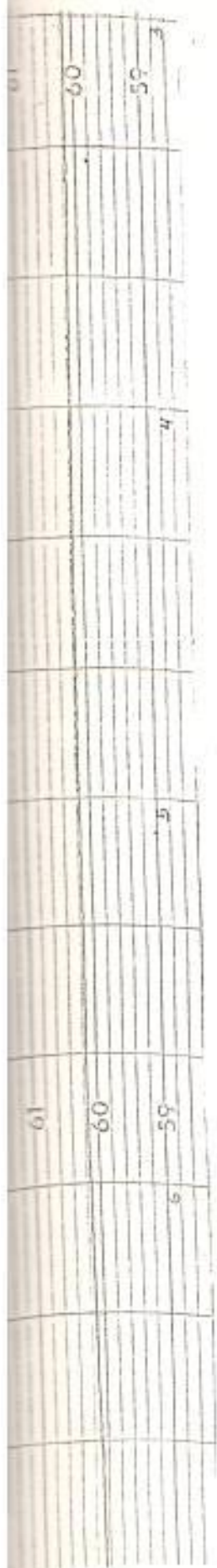


FIGURA N° 4.5. VARIACION TIPICA DE FRECUENCIA DEL SISTEMA NACIONAL CUANDO EL CONTROL DE FRECUENCIA ES LLEVADO POR LA CENTRAL DE PAUTE.

4.3. APLICACION DEL METODO "CONTROL COMBINADO FRECUENCIA - FLUJO EN EL SISTEMA NACIONAL"

Para aplicar el método "Control Combinado Frecuencia - Flujo" en un sistema de potencia interconectado de tal manera que se tenga un control efectivo y cooperativo entre las diversas áreas del sistema, hay que cumplir los siguientes pasos:

- Se deben definir las diversas áreas del sistema.
- Debe existir telemetría en los límites de las diversas áreas.
- Para cada área se debe calcular la suma algebraica de los flujos en los límites del área.
- Se debe ajustar la programación en función de los intercambios netos de área con respecto al resto de la interconexión.
- La suma algebraica de los intercambios netos programados de todas las áreas del sistema debe ser cero.
- Se debe asignar una frecuencia base común para todas las áreas del sistema.

- Se debe asignar un coeficiente de flexibilidad a cada área.
- Se debe calcular el error de cada área, tomando datos simultáneos de las diversas variables.
- Con el error de área calculado se efectuará la regulación combinada frecuencia - flujo en cada área.

En el caso del Sistema Nacional Interconectado, para aplicar el método se cumplirán todos los requisitos nombrados y se realizarán los respectivos cálculos de acuerdo al siguiente procedimiento:

Se calculará la característica natural del sistema B_s de acuerdo a las capacidades de generación, los estatismos de las centrales, las cargas y los coeficientes de amortiguamiento en las diversas condiciones de operación del sistema. La característica natural de un área i se la calcula de la siguiente manera:

$$B_i = U_i + D_i \quad (146)$$

Siendo:

$$U_i = \frac{1}{T_0 \delta_n} \sum_{j=1}^n \frac{G_{nj}}{S_j} \quad (147)$$

$$D_i = \frac{D'_i C_i}{10 \delta_n} \quad (148)$$

B_i = Es la característica natural de un área i .

U_i = Es la característica gobernadora de generación del área i .

D_i = Es la característica gobernadora de carga del área i .

G_{nj} = Es la potencia nominal de la máquina j del área i .

S_j = Es el estatismo de la máquina j del área i .

D'_i = Es el coeficiente de amortiguamiento de la carga del área i .

C_i = Es la carga conectada en el área i .

δ_n = Es la frecuencia nominal.

La característica natural del sistema también se calcula de la siguiente manera:

$$B_\Delta = U_\Delta + D_\Delta \quad (149)$$

El valor de la característica natural del sistema determinará la variación de frecuencia en estado estable luego de la regulación primaria, variación que es menor a la que se produce si no hubiere la componente de regulación gobernadora de generación en la característica natural del sistema.

La variación de frecuencia de estado estable está dada por la siguiente relación:

$$\Delta f = \frac{\Delta C}{10 B_{\Delta}} \quad (150)$$

Δf = Es la variación de frecuencia del sistema.

ΔC = Es la variación de carga en un área del sistema.

El nuevo valor de frecuencia del sistema es:

$$f_1 = f_n - \Delta f \quad (151)$$

f_1 = Es la frecuencia luego de la regulación gobernadora primaria.

Una vez que se ha producido la regulación gobernadora -

primaria la carga real en cada área i del sistema está influenciada por el valor de disminución de frecuencia δ y su valor está dado por la expresión siguiente:

$$C_{rpi} = C_i \left(1 - \frac{D'_i}{\delta_n} \Delta \delta \right) \quad (152)$$

$$C_{rpi} = C_i - \frac{C_i D'_i \Delta \delta}{\delta_n} \quad (153)$$

$$C_{rpi} = C_i - 10 D_i \Delta \delta \quad (154)$$

C_{rpi} = Es la carga luego de regulación primaria en el área i .

En el área en que se produjo el incremento de carga el valor de esta luego de la regulación primaria es:

$$C_{rpi} = \Delta C + C_i - 10 D_i \Delta \delta \quad (155)$$

El valor de la generación en el área i luego de la regulación primaria es:

$$G_{rpi} = G_i + 10 U_i \Delta \delta \quad (156)$$

G_i = Es la generación inicial en el área i .

El valor de flujo neto luego de la regulación gobernadora primaria en un área i se calcula obteniendo la diferencia entre el valor de generación luego de la regulación primaria y el valor de la carga luego de la regulación primaria:

$$P_{rpi} = G_{rpi} - C_{rpi} \quad (157)$$

G_{rpi} = Es la generación luego de la regulación primaria en el área i .

C_{rpi} = Es la carga luego de la regulación primaria en el área i .

Una vez obtenido el flujo neto luego de la regulación primaria, se puede proceder a la determinación del error de área:

$$E = (P_{rpi} - P_p) + 10 B_i K (\delta_1 - \delta_n) \quad (158)$$

E = Es el error del área i .

P_p = Es el flujo programado.

K = Es la constante de ajuste del factor de flexibilidad.

En base a los valores que se calculan de error de área, hay que efectuar regulación variando la generación en las áreas en que el error de área es diferente de cero, incrementando la generación cuando el error es negativo y disminuyendo la generación cuando el error es positivo.

Al efectuar regulación suplementaria incrementando generación en un área varía la frecuencia del sistema de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta b_1 = \frac{\Delta G}{10 B_\delta} \quad (159)$$

El nuevo valor de frecuencia se calcula:

$$b'_1 = b_1 + \Delta b_1 \quad (160)$$

La carga en un área i luego de la regulación suplementaria e incremento de frecuencia es:

$$C_{rsi} = C_p + 10 D_i \Delta b \quad (161)$$

C_p = Es la carga conectada previa a la regulación suplementaria.

La generación en un área i luego de la regulación su-

plementaria e incremento de frecuencia es:

$$G_{nsi} = G_p - 10 U_i \Delta f \quad (162)$$

G_p = Es el valor de generación previo a la regulación suplementaria e incremento de frecuencia.

El valor del flujo en el área i luego de la regulación suplementaria es:

$$P_{nsi} = G_{nsi} - C_{nsi} \quad (163)$$

El valor del flujo en el área donde hubo incremento de generación es:

$$P_{nsi} = G_{nsi} - C_{nsi} + \Delta G \quad (164)$$

Con el nuevo valor de frecuencia f'_1 y el nuevo valor de flujo neto P_{nsi} se calcula el nuevo error E_{ns} correspondiente a cada área:

$$E_{ns} = (P_{nsi} - P_p) + 10 B_i K (f'_1 - f_n) \quad (165)$$

Con este nuevo valor de error de área, se produce una nueva variación de generación, y por tanto se producen las consiguientes variaciones de carga, generación, flujo

neto y error de área, repitiéndose el proceso hasta que el error de área sea cero en todas las áreas.

A manera de ilustración se calculará la variación de frecuencia que se produciría si no hubiera regulación gobernadora de la generación cuya magnitud es mayor que la variación de frecuencia que existe si hay regulación gobernadora de generación y se calcula así:

$$\Delta f = \frac{\Delta C}{10D_s} \quad (166)$$

Luego se calculará el nuevo valor de carga de la manera descrita previamente, y el flujo neto luego de la regulación primaria se expresaría de la siguiente manera:

$$P_{rpi} = G_i - C_{rpi} \quad (167)$$

También se calculará la energía cinética final luego de la regulación gobernadora primaria, y el valor de la variación de energía cinética al inicio de la regulación gobernadora primaria, el mismo que representa la máxima variación de energía cinética gobernadora primaria.

El valor de la variación de energía cinética se lo calculará con la siguiente expresión:

$$\Delta E_c = \frac{2 HG_\delta}{\delta_n} \Delta \delta \quad (168)$$

G_δ = Es la generación inicial del sistema.

El valor de la energía cinética final luego de la regulación gobernadora primaria se lo calcula utilizando el valor de variación de frecuencia calculado para ese caso.

El valor de la energía cinética al inicio de la regulación primaria se lo calcula utilizando el valor de variación de frecuencia al inicio de la regulación gobernadora de generación, la misma que se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta \delta = \frac{\Delta C}{10 D_\delta} \left[1 - e^{-\frac{10 D_\delta \delta_n}{2 HG_\delta} t_{irp}} \right] \quad (169)$$

H = Es la constante de inercia del sistema.

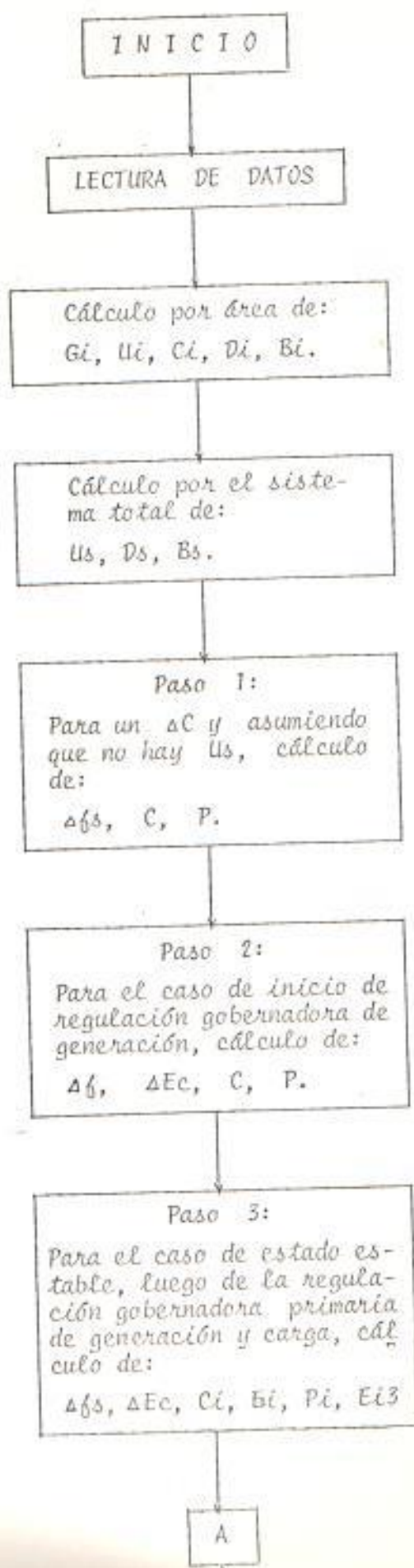
t_{irp} = Es el tiempo de inicio de regulación gobernadora primaria.

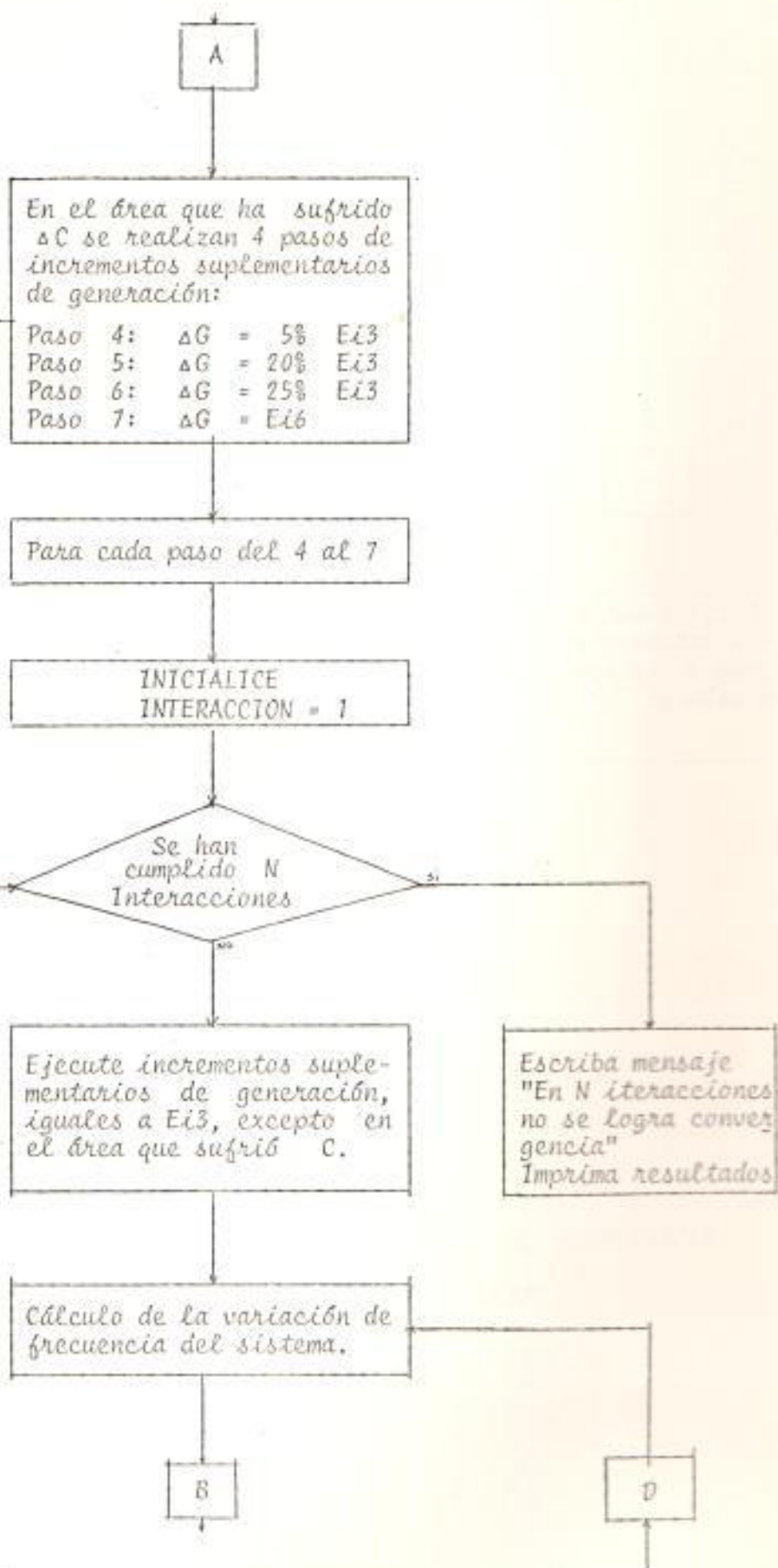
El proceso descrito se lo aplicará al Sistema Nacional con datos de operación de un día típico; se definirán

dos casos con diferentes configuraciones de agrupación de áreas. En el primer caso se divide el sistema en zona norte y zona sur, y en el segundo caso se divide el sistema en tres zonas que son Empresa Eléctrica Quito, Empresa Eléctrica del Ecuador y el resto del sistema.

Para simular la operación del método descrito se ha desarrollado un programa de computadora, cuyo diagrama de flujo se muestra en la figura N° 4.6., y cuyas sentencias se indican en el apéndice A. Se ingresarán los siguientes datos:

- La cantidad de áreas de regulación.
- El flujo de potencia neto para cada área.
- La frecuencia nominal.
- La capacidad de generación de cada central y su respectivo estatismo.
- La generación real de las centrales de cada área.
- La constante de inercia del sistema.
- El tiempo de inicio de la regulación gobernadora de generación.
- El coeficiente de amortiguación de la carga.
- La constante de ajuste del factor de flexibilidad.
- La magnitud del aumento de carga que se va a simular y el área en que se produce.





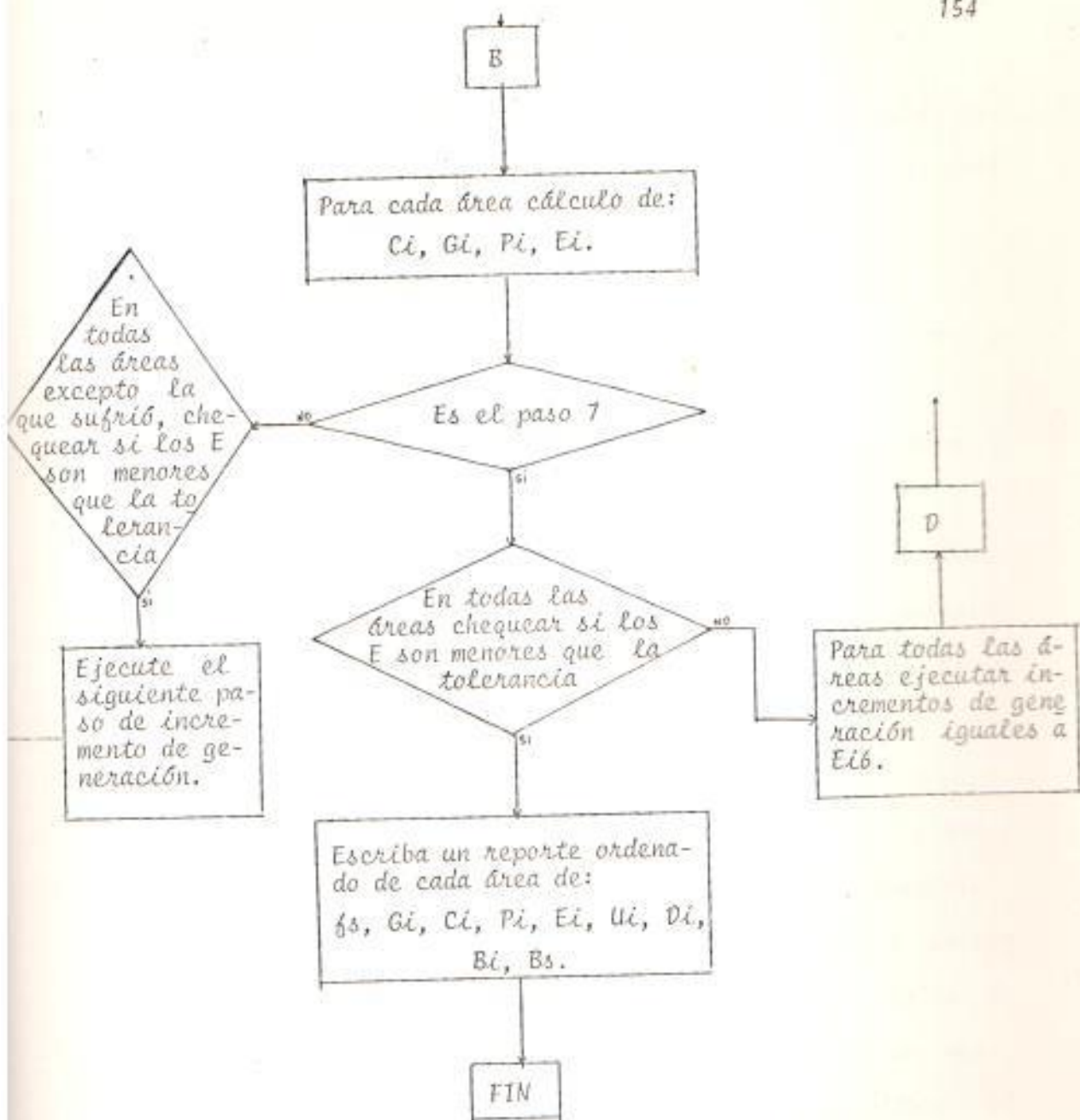
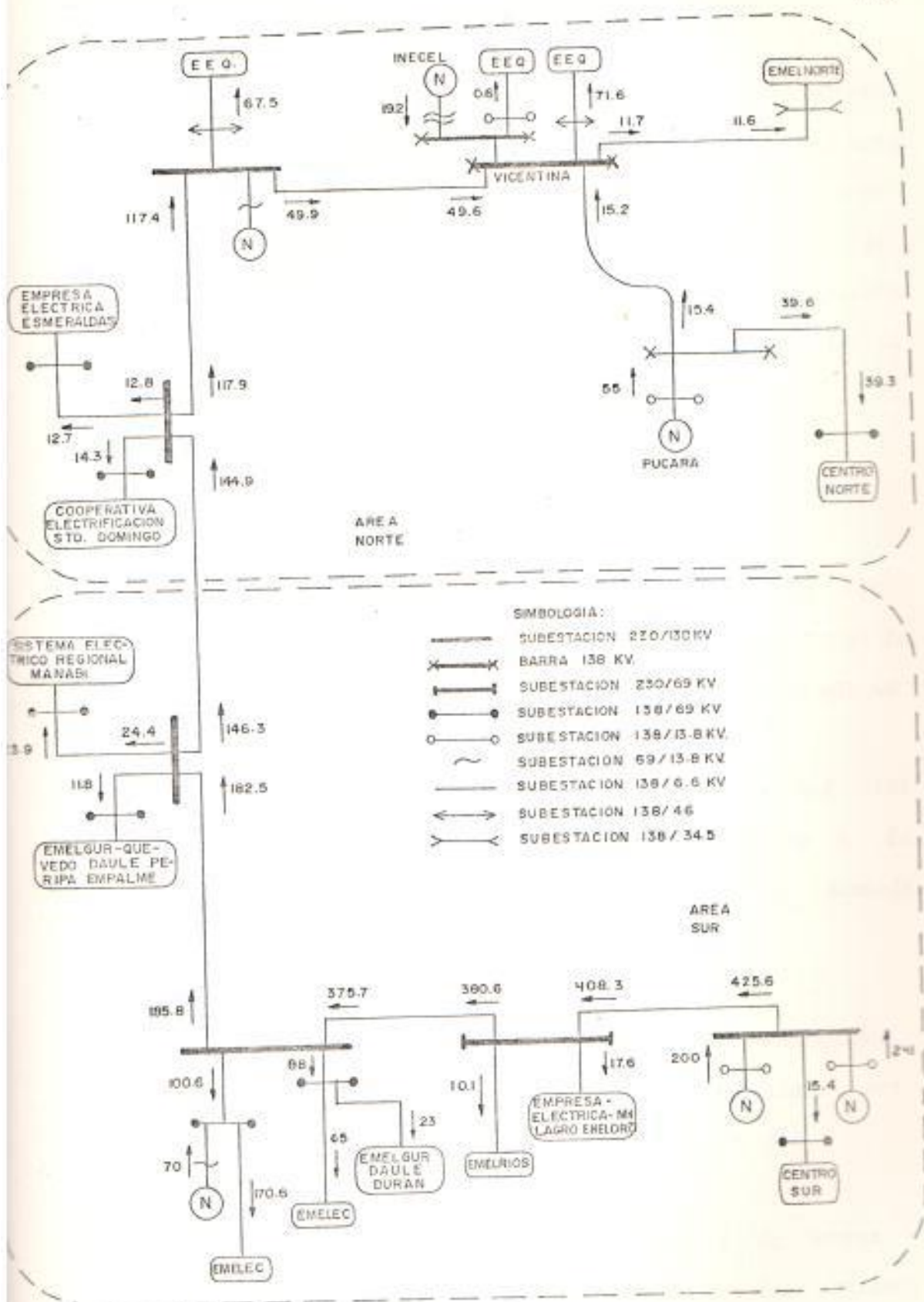


FIGURA N° 4.6. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE COMPUTADORA "CONTROL COMBINADO FRECUENCIA - FLUJO".

Con los datos descritos se realiza el procedimiento indicado en el diagrama de flujo y se obtiene para cada área el siguiente reporte de datos de salida:

- La regulación gobernadora de generación del sistema y de cada área.
- La regulación gobernadora de la carga del sistema y de cada área.
- La característica natural del sistema y de cada área.
- Los valores de carga y generación luego de regulación primaria, la frecuencia, el intercambio neto y error de control para cada área.

Para el caso de dos áreas se considera el área norte y el área sur; ejecutando el ejemplo para un incremento del 10% de la carga conectada en el área norte en condiciones de demanda máxima. Se utilizarán los datos de la tabla 4.3. y el diagrama unifilar simplificado mostrado en la figura N° 4.7. Además se desarrollará el ejemplo para diversos valores mayores a la unidad como constantes de ajuste del factor de flexibilidad del área sur. También se ejecutará un ejemplo con incremento del 10% de la carga conectada en el área sur en condiciones de demanda máxima. Los resultados de los diversos ejemplos que se desarrollaron para dos áreas se muestran en el apéndice B.



En las tablas 4.4. y 4.5. puede compararse los valores de frecuencia y flujo en las diferentes etapas de recuperación del sistema, para diversos valores de la constante de ajuste del factor de flexibilidad. En la figura N° 4.8. se observa el comportamiento de la frecuencia de acuerdo a los valores que se indican en la tabla 4.4.

Para el caso de 3 áreas se desarrollarán 2 ejemplos:

En el primer ejemplo se considera un aumento del 10% de la carga conectada en el área correspondiente a la Empresa Eléctrica Quito en condiciones de demanda máxima.

En el segundo ejemplo se considera un aumento del 10% de la carga conectada en el área correspondiente a la Empresa Eléctrica del Ecuador en condiciones de demanda máxima.

Los datos que se utilizan en los ejemplos mencionados, están de acuerdo al diagrama unifilar simplificado mostrado en la figura N° 4.9. y en la tabla 4.6.

En ambos casos se desarrollan los ejemplos de manera que el área afectada hace en varios pasos los incrementos de generación correspondientes al error de área.

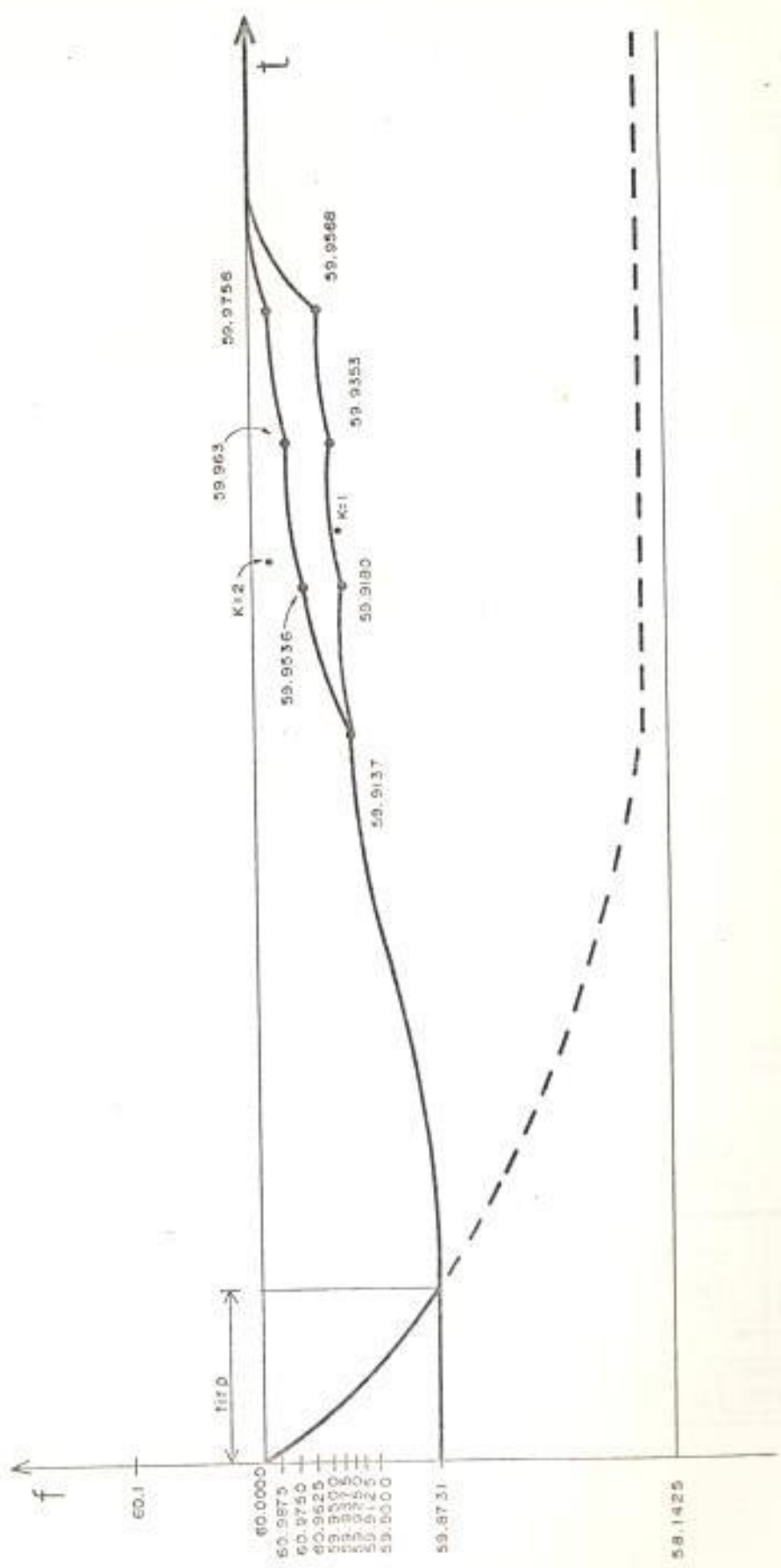


FIGURA N° 4.8. COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN PROCESO DE RECUPERACION DEL SISTEMA

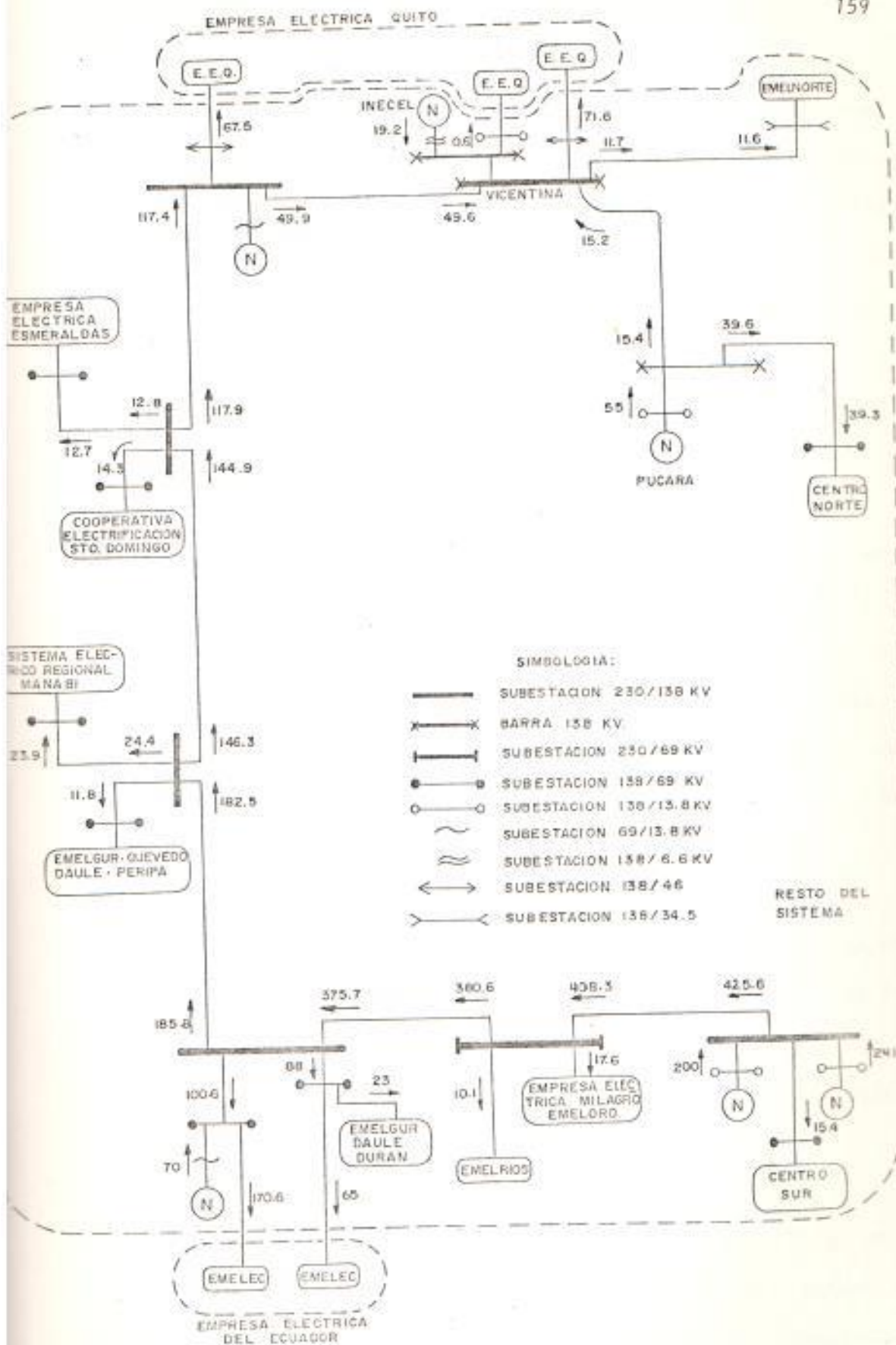


FIGURA N° 4.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA NACIONAL DIVIDIDO EN TRES AREAS DE CONTROL

Los ejemplos se desarrollan también para valores mayores a la unidad como constantes de ajuste del factor de flexibilidad del área correspondiente al resto del sistema, para ilustrar la ayuda que experimenta la recuperación de frecuencia, cuando un área con suficiente capacidad de generación colabora con suministro extra de potencia para ayudar a la recuperación de un área remota ante un cambio no programado de carga.

Los resultados de los diversos ejemplos que se desarrollaron para tres áreas se muestran en el apéndice C.

En las tablas 4.7. y 4.8. pueden compararse los valores de frecuencia y flujo en las diferentes etapas de recuperación del sistema y para diversos valores de la constante de ajuste del factor de flexibilidad.

En el ejemplo de dos áreas la regulación gobernadora natural de el área norte representa solo el 23.23% de la regulación gobernadora total del sistema, por tanto se utilizarán constantes de ajuste del factor de flexibilidad diferentes a la unidad en el área sur.

Utilizando los datos mostrados en el apéndice B y en la tabla 4.4., se tienen diversos valores de variación de frecuencia para los diferentes valores de constantes

de ajuste del factor de flexibilidad del área sur, luego del primer paso de regulación suplementaria. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta F_k = F_n - F_k \quad (170)$$

ΔF_k = Es la variación de frecuencia que se tiene para una constante de ajuste igual a K.

F_n = Es la frecuencia nominal o natural.

F_k = Es la frecuencia que se obtiene con una constante de ajuste igual a K.

Para $K = 1$

$$\Delta F_{1,0} = 60.000000 - 59.918060$$

$$\Delta F_{1,0} = 0.081940$$

Para $K = 1.25$

$$\Delta F_{1,25} = 60.000000 - 59.931259$$

$$\Delta F_{1,25} = 0.068741 \text{ Hz.}$$

Para $K = 1.5$

$$\Delta F_{1.5} = 60.000000 - 59.940796$$

$$\Delta F_{1.5} = 0.059204 \text{ Hz.}$$

Para $K = 2.0$

$$\Delta F_{2.0} = 60.000000 - 59.953659$$

$$\Delta F_{2.0} = 0.046341 \text{ Hz.}$$

El porcentaje en que disminuye la variación de frecuencia se puede calcular en función de la constante de ajuste del área que aporta su ayuda y del porcentaje de regulación gobernadora natural del área afectada en relación al sistema total, utilizando la expresión 130, lo que coincide con los valores calculados de acuerdo a la relación matemática 125, de porcentaje de variación de frecuencia para diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de frecuencia para una constante de ajuste unitaria. El resultado de los cálculos realizados utilizando cualquiera de las mencionadas expresiones se muestra en la tabla 4.10.

Utilizando los datos mostrados en el apéndice B y en la tabla 4.4., se tienen diversos valores de variación de flujo, para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del área sur, luego del primer paso de regulación suplementaria. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta P_k = P_k - P_p \quad (171)$$

ΔP_k = Es la variación de flujo que se tiene para una constante de ajuste igual a K.

ΔP_k = Es el flujo que se obtiene con una constante de ajuste igual a K.

P_p = Es el flujo programado.

Para $K = 1.0$

$$\Delta P_1 = 170.5229 - 145.0000$$

$$\Delta P_1 = + 25.5229$$

Para $K = 1.25$

$$\Delta P_{1.25} = 171.7681 - 145.0000$$

$$\Delta P_{1.25} = + 26.7681$$

$$\text{Para } K = 1.5$$

$$\Delta P_{1.5} = 172.6665 - 145.0000$$

$$\Delta P_{1.5} = + 27.6665$$

$$\text{Para } K = 2.0$$

$$\Delta P_{2.0} = 173.8802 - 145.0000$$

$$\Delta P_{2.0} = 28.8802$$

El porcentaje que aumenta la aportación de flujo se puede calcular en función de la constante de ajuste del área que aporta su ayuda y del porcentaje de regulación gobernadora natural del área afectada en relación al sistema total, utilizando la expresión 131, lo que coincide con los valores calculados de acuerdo a la relación matemática 126 de porcentaje de variación de flujo para diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de flujo para una constante de ajuste unitaria. El resultado de los cálculos realizados utilizando cualquiera de las mencionadas expresiones se muestra en la tabla

4.10.

Utilizando los datos mostrados en el apéndice B y en la tabla 4.4., se tienen diversos valores de variación de generación regulada para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del área sur luego del primer paso de regulación suplementaria. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta G_K = \Delta G_{EK} - \Delta G_{NK} \quad (172)$$

ΔG_K = Es la variación neta de generación en área sur para una constante de ajuste igual a K.

ΔG_{EK} = Es la variación de generación suplementaria debido a error de control del área sur para una constante de ajuste igual a K.

ΔG_{NK} = Es la variación de generación por regulación gobernadora del área sur para una constante de ajuste igual a K.

$$\Delta G_{NK} = + 10 u_{Sur} \left(\frac{\Delta G_{TK}}{10 B_{dist.}} \right) \quad (173)$$

u_{Sur} = Regulación gobernadora de generación en el área

sur.

ΔG_{TK} = Variación total inicial de generación suplementaria del sistema para una constante de ajuste igual a K.

Para K = 1

$$\Delta G_{1,0} = 0 - 10 (30.0083) \frac{(1.7499)}{10 (40.5831)}$$

$$\Delta G_{1,0} = - 1.2939$$

Para K = 1.25

$$\Delta G_{1,25} = 6.7164 - 10 (30.0083) \frac{(8.4663)}{10 (40.5831)}$$

$$\Delta G_{1,25} = 0.4562$$

Para K = 1.5

$$\Delta G_{1,5} = 13.4330 - 10 (30.0083) \frac{(15.1829)}{10 (40.5831)}$$

$$\Delta G_{1,5} = 2.2069$$

Para $K = 2.0$

$$\Delta G_{2.0} = 26.8662 - 10 (30.0083) \frac{(28.6161)}{10 (40.5831)}$$

$$\Delta G_{2.0} = 4.9010$$

El porcentaje que varía la generación se puede calcular en función de: la relación entre la cantidad de generación sujeta a regulación por el controlador automático y la generación total en el área sur (Q); la relación entre regulación gobernadora de generación y regulación gobernadora combinada del área sur (P); la relación de magnitud entre el área norte y el sistema total (V); y la constante de ajuste del factor de flexibilidad, de acuerdo a la expresión 133, lo que coincide con los valores calculados de acuerdo a la relación matemática 128, de porcentaje de variación de generación regulada para diversos valores del ajuste del factor de flexibilidad con respecto a la variación de generación por regulación gobernadora natural tomando como referencia la generación total programada. El resultado de los cálculos realizados utilizando cualquiera de las mencionadas expresiones se muestra en la tabla 4.9.

A manera de ilustración a continuación planteamos el ca

so de que el área norte sea la que tenga constantes de ajuste diferentes a la unidad y el área sur sea la que sufre el incremento de carga.

El porcentaje en que disminuye la variación de frecuencia se puede calcular en función de la constante de ajuste del área norte y el porcentaje de regulación gobernadora del área afectada en relación al sistema total, utilizando la expresión 130. Los resultados se muestran en la tabla 4.10.

$$\% \Delta F_K = \frac{(V - 1)(R - 1)}{R - V(R - 1)} \times 100$$

$$\text{Para } K = 1.25$$

$$\% \Delta F_{1.25} = - 5.66$$

$$\text{Para } K = 1.5$$

$$\% \Delta F_{1.5} = - 10.7$$

$$\text{Para } K = 2.0$$

$$\% \Delta F_{2.0} = - 19.0$$

El porcentaje en que aumenta la aportación de flujo se puede calcular en función de la constante de ajuste del área norte y del porcentaje de regulación gobernadora del área afectada en relación al sistema total, utilizando la expresión 131. Los resultados se muestran en la tabla 4.10.

$$\% \Delta P_K = \frac{Y (R - 1)}{R - Y (R - 1)} \times 100$$

Para $K = 1.25$

$$\% \Delta P_{1.25} = 17.9$$

Para $K = 1.5$

$$\% \Delta P_{1.5} = 33.9$$

Para $K = 2.0$

$$\% \Delta P_{2.0} = 61.0$$

En el ejemplo de 3 áreas de regulación gobernadora natural del resto del sistema representa el 75% de la regulación gobernadora total, por tanto en esta área se utilizarán constantes de ajuste del factor de flexibili-

dad diferentes a la unidad.

Para un incremento de carga en el área de la Empresa Eléctrica Quito, se observa que utilizando los datos mostrados en el apéndice B y en la tabla 4.7., se tienen diversos valores de variación de frecuencia para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del "Resto del Sistema", luego del primer paso de regulación suplementaria. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta F_K = F_N - F_K$$

$$\text{Para } K = 1.00$$

$$\Delta F_{1.0} = 60.000000 - 59.947952$$

$$\Delta F_{1.0} = 0.052048$$

$$\text{Para } K = 1.25$$

$$\Delta F_{1.25} = 60.000000 - 59.956253$$

$$\Delta F_{1.25} = 0.043747$$

$$\text{Para } K = 1.5$$

$$\Delta F_{1.5} = 60.000000 - 59.962250$$

$$\Delta F_{1.5} = 0.03775$$

$$\text{Para } K = 2.0$$

$$\Delta F_{2.0} = 60.000000 - 59.970383$$

$$\Delta F_{2.0} = 0.029617$$

Aplicando la relación matemática para calcular el porcentaje de variación de frecuencia para diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de frecuencia para una constante de ajuste unitaria, se tienen los resultados que se muestran en la tabla 4.10.

Para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del "Resto del Sistema", se tienen diversos valores de variación de flujo hacia el área correspondiente a la Empresa Eléctrica Quito. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta P_K = P_K - P_p$$

$$\text{Para } K = 1.0$$

$$\Delta P_{1,0} = 158.670334 - 139.789993$$

$$\Delta P_{1,0} = 18.88034$$

$$\text{Para } K = 1.25$$

$$\Delta P_{1,25} = 159.022461 - 139.789993$$

$$\Delta P_{1,25} = 19.23247$$

$$\text{Para } K = 1.5$$

$$\Delta P_{1,5} = 159.277313 - 139.789993$$

$$\Delta P_{1,5} = 19.48732$$

$$\text{Para } K = 2.0$$

$$\Delta P_{2,0} = 159.622726 - 139.789993$$

$$\Delta P_{2,0} = 19.83273$$

Aplicando la relación matemática 126 para calcular el porcentaje de variación de flujo para diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de flujo para una constante de

ajuste unitaria, se tienen los resultados que se muestran en la tabla 4.10.

Para un incremento de carga en el área de la Empresa Eléctrica del Ecuador se observa que utilizando los datos mostrados en el apéndice B y en la tabla 4.8., se tienen diversos valores de variación de frecuencia para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del "Resto del Sistema", luego del primer paso de regulación suplementaria. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta F_K = F_N \cdot F_K$$

$$\text{Para } K = 1.0$$

$$\Delta F_{1.0} = 60.000000 - 59.932953$$

$$\Delta F_{1.0} = 0.067047$$

$$\text{Para } K = 1.25$$

$$\Delta F_{1.25} = 60.000000 - 59.943634$$

$$\Delta F_{1.25} = 0.056366$$

Para $K = 1.5$

$$\Delta F_{1.5} = 60.000000 - 59.951370$$

$$\Delta F_{1.5} = 0.04863$$

Para $K = 2.0$

$$\Delta F_{2.0} = 60.000000 - 59.961823$$

$$\Delta F_{2.0} = 0.038177$$

Aplicando la relación matemática 130 para calcular el porcentaje de variación de frecuencia para diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de frecuencia para una constante de ajuste unitaria, se tienen los resultados que se muestran en la tabla 4.10.

Para los diferentes valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad del "Resto del Sistema", se tienen diversos valores de variación de flujo hacia el área correspondiente a la Empresa Eléctrica del Ecuador. Los cálculos respectivos se muestran a continuación:

$$\Delta P_K = P_K - P_P$$

Para $K = 1.0$

$$\Delta P_{1.0} = 239.088425 - 215.659912$$

$$\Delta P_{1.0} = 23.42851$$

Para $K = 1.25$

$$\Delta P_{1.25} = 239.683945 - 215.659912$$

$$\Delta P_{1.25} = 24.02403$$

Para $K = 1.5$

$$\Delta P_{1.5} = 240.116226 - 215.659912$$

$$\Delta P_{1.5} = 24.45631$$

Para $K = 2.0$

$$\Delta P_{2.0} = 240.698929 - 215.659912$$

$$\Delta P_{2.0} = 25.03901$$

Aplicando la relación matemática 131 para calcular el porcentaje de variación de flujo para diversos valores de

constantes de ajuste del factor de flexibilidad, tomando como patrón la variación de flujo para una constante de ajuste unitaria, se tienen los resultados que se muestran en la tabla 4.10.

| HORA | M00 - CENTRALES VAPOR | | | | | | M00 - TURBINA A GAS | | | | | | INTERCONEX SNI | | TOTAL M M INECEL | TOTAL M M SISTEMA GUIL. | HORA | | |
|-------|-----------------------|------|-----------|------|--------|--------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------|--------|------------------|-------------------------|------|-------|---|
| | GUAYAQUIL | | EMELEC PV | | EMELEC | | INECEL | | EMELEC | | INECEL | | EMELEC | | | | | A | B |
| | Nº 1 | Nº 2 | Nº 3 | Nº 4 | 1 Sal. | 2 Sal. | 3 Sal. | 5 Sal. | 6 Sal. | 4 Sal. | 5 Sal. | 6 Sal. | 7 Sal. | 8 Sal. | | | | | |
| 1 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 87 | 40 | 147 | 180 | 1 | |
| 2 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 81 | 40 | 141 | 174 | 2 | |
| 3 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 77 | 40 | 137 | 170 | 3 | |
| 4 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 73 | 40 | 133 | 166 | 4 | |
| 5 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 73 | 40 | 133 | 166 | 5 | |
| 6 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 69 | 40 | 129 | 162 | 6 | |
| 7 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 75 | 40 | 135 | 168 | 7 | |
| 8 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 20 | | | | | | | 99 | 40 | 159 | 202 | 8 | |
| 9 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 121 | 50 | 201 | 234 | 9 | |
| 10 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 132 | 50 | 212 | 245 | 10 | |
| 11 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 130 | 50 | 216 | 243 | 11 | |
| 12 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 135 | 50 | 215 | 248 | 12 | |
| 13 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 132 | 50 | 212 | 245 | 13 | |
| 14 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 130 | 50 | 210 | 243 | 14 | |
| 15 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 133 | 50 | 213 | 246 | 15 | |
| 16 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 30 | | | | | | | 130 | 50 | 210 | 243 | 16 | |
| 17 | 3 | 3 | 6 | 6 | 20 | F/S | 30 | | | | | | | 132 | 50 | 212 | 250 | 17 | |
| 18 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 45 | | | | | | | 121 | 50 | 211 | 266 | 18 | |
| 18-30 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 50 | | | | | | | 107 | 45 | 202 | 267 | 18-30 | |
| 19 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 70 | | | | | | | 100 | 45 | 215 | 285 | 19 | |
| 20 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 70 | | | | | | | 92 | 45 | 207 | 277 | 20 | |
| 21 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 70 | | | | | | | 83 | 45 | 198 | 268 | 21 | |
| 22 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 70 | | | | | | | 76 | 40 | 186 | 236 | 22 | |
| 23 | 3 | 3 | 7 | 7 | 30 | F/S | 70 | | | | | | | 82 | 40 | 172 | 210 | 23 | |
| 24 | 3 | 3 | 6 | 6 | 20 | F/S | 50 | | | | | | | 81 | 40 | 161 | 194 | 24 | |
| 24 | 3 | 3 | 6 | 6 | 15 | F/S | 40 | | | | | | | | | | | 24 | |

TABLA Nº 4.2.

DATOS DE OPERACION DE GENERADORES QUE SE UTILIZAN EN DESARROLLO DE EJEMPLOS DE CONTROL DE FRECUENCIA - FLUJO

| CENTRALES | | | CAPAC. GEN. (Mw) | GENERACION (Mw.) | | | |
|--------------|------------|--------------------------|------------------|------------------|------|------|---|
| | | | | MAX. | MED. | MIN. | |
| INECEL | HIDRAULICO | Paute (H) | 500 | 421 | 454 | 214 | |
| | | Pucara (H) | 70 | 55 | 30 | 10 | |
| | VAPOR | Esmeraldas (T) | 125 | - | - | - | |
| | | Salitral (T) | 146 | 70 | 30 | 20 | |
| | DIESEL | Termica Quito (T) | 28.8 | 19.2 | - | - | |
| | GAS | Santa Rosa | 51 | - | - | - | |
| Salitral (T) | | 20 | - | - | - | | |
| EMELEC | VAPOR | Guayaquil (T) | 30 | 20 | 18 | 18 | |
| | | Salitral (T) | 33 | 30 | 15 | 15 | |
| | GAS | Gas Industrial (5.6) (T) | 40 | 20 | - | - | |
| | | Gas Jet (7.3) (T) | 40 | - | - | - | |
| | | Gas Guayaquil (T) | 13.5 | - | - | - | |
| E.E.Q.S.A. | HIDRAULICO | Cumbaya (H) | 40 | 28.4 | 20 | 8.0 | |
| | | Nayon (H) | 30 | 21.3 | 15 | 6.0 | |
| | | Guangopolo (H) | 9.6 | 6.2 | 6.2 | 6.2 | |
| | | Pasochoa + Chillós (H) | 6.3 | 6 | 6 | 6 | |
| | TERMICO | Gualberto Hernández (T) | 32.5 | 20 | - | - | |
| | | Luluncoto (T) | 21.6 | - | - | - | |
| EMELMANABI | | Térmico | 33.5 | 17 | - | - | |
| CENTRO NORTE | AMBATO | Hidráulico | 3.13 | 3.0 | 2 | 2 | |
| | | Térmico | 3.125 | 3.0 | - | - | |
| | LATACUNGA | Hidráulico | 3.75 | 3.7 | 2.2 | 2.6 | |
| | | RIOBAMBA | Hidráulico | 13.12 | 13.0 | 10.0 | 8 |
| | | | Térmico | 3.125 | 3.0 | - | - |
| EMELNORTE | Hidráulico | 11.95 | 11.9 | 5 | 4 | | |
| | Térmico | 3.125 | 3.1 | - | - | | |
| EMELESA | | Térmico | 125 | - | - | - | |
| CENTRO SUR | Hidráulico | 23.04 | 19.5 | 19.5 | 8 | | |
| | Térmico | 24 | 5 | - | - | | |

H = Hidráulico

T = Térmico

TABLA N° 4.3.

S DE OPERACIÓN QUE SE UTILIZAN PARA DESARROLLAR EL EJEMPLO DE 2 AREAS.

| CENTRALES | | ESTADÍSTICAS | DEMANDA MAXIMA (Mo.) D' = 1.3 | | | | |
|---------------------|---------------------------|--------------|----------------------------------|---------------|---------|--------|-----|
| | | | CAPAC. GENER. | GENER. ACTUAL | FLUJO | CARGA | |
| E.E.Q.S.A. | Cumbaya (H) | 0.05 | 40 | 28.4 | -145.00 | 341.80 | |
| | Nayon (H) | 0.05 | 30 | 21.3 | | | |
| | Guangopolo (H) | 0.05 | 9.6 | 6.2 | | | |
| | Pasochoa + Chillos (H) | 0.05 | 6.3 | 6.0 | | | |
| | Gualberto - Hernández (T) | 0.06 | 32.5 | 20.0 | | | |
| INECEL | Pucara (H) | 0.04 | 70 | 55 | | | |
| | Térmica Quito (T) | 0.06 | 28.8 | 19.2 | | | |
| CENTRO NORTE | AMBATO | Hidráulico | 0.06 | 3.1 | | | 3.0 |
| | | Térmico | 0.06 | 3.1 | | | 3.0 |
| | LATACUNGA | Hidráulico | 0.06 | 3.7 | | | 3.7 |
| | RIOBAMBA | Hidráulico | 0.06 | 13.1 | | | 13 |
| | | Térmico | 0.06 | 3.1 | | | 3 |
| EMELNORTE | Hidráulico | 0.05 | 11.9 | 11.9 | | | |
| | Térmico | 0.06 | 3.1 | 3.1 | | | |
| TOTALES ZONA NORTE | | | 258.3 | 196.8 | | | |
| CENTRALES | | ESTADÍSTICAS | DEMANDA MAXIMA (Mo.) D' = 1.5 | | | | |
| | | | CAPAC. GENER. | GENER. ACTUAL | FLUJO | CARGA | |
| INECEL | Paute (H) | 0.04 | 500 | 421 | 145.00 | 457.50 | |
| | Salitral (T) | 0.06 | 70 | 70 | | | |
| EMELEC | Vapor Guayaquil (T) | 0.06 | 30 | 20 | | | |
| | Vapor Salitral (T) | 0.06 | 33 | 30 | | | |
| | Gas Industrial (5.6) (T) | 0.05 | 40 | 20 | | | |
| | Gas Jet (1.3) (T) | 0.05 | 40 | - | | | |
| | Gas Guayaquil (T) | 0.05 | 13.5 | | | | |
| CENTRO SUR | Hidráulico | 0.05 | 23 | 19.5 | | | |
| | Térmico | 0.06 | 24 | 5 | | | |
| EMELMANABI | Térmico | 0.06 | 33.5 | 17 | | | |
| TOTALES ZONA SUR | | | 807 | 602.5 | | | |
| TOTALES DEL SISTEMA | | | 1065.3 | 799.3 | | | |

INCREMENTO DE 35 Mios EN AREA NORTE. CUADRO COMPARATIVO DE VALORES DE FRECUENCIA DEL SISTEMA Y FLUJO DE POTENCIA HACIA EL AREA AFECTADA PARA DIFERENTES VALORES DE LA CONSTANTE DE AJUSTE DE FACTOR DE FLEXIBILIDAD DEL AREA CONTRIBUYENTE.

| F R E C U E N C I A | | A P O R T A C I O N D E F L U J O D E L A A R E A C O N T R I B U Y E N T E | | | | | |
|---|-------------|---|------------|----------|-------------|------------|------------|
| F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2.0 | F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2.0 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 144.9998 | 144.9998 | 144.9998 | 144.9998 |
| 59.9137 | 59.9137 | 59.9137 | 59.9137 | 171.8662 | 171.8662 | 171.8662 | 171.8662 |
| 59.9180 | 59.9312 | 59.9407 | 59.9536 | 170.5227 | 171.7681 | 172.6665 | 173.8802 |
| 59.9353 | 59.9457 | 59.9532 | 59.9633 | 165.1494 | 166.1336 | 166.8423 | 167.7991 |
| 59.9568 | 59.9638 | 59.9688 | 59.9756 | 158.4349 | 159.0909 | 159.5613 | 160.2019 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 145.0003 | 145.0009 | 145.0014 | 145.0050 |
| <i>Exces de control en área contribuyente</i> | | | | | | | |
| | | | | 0.0000 | 6.7164 | 13.4330 | 26.8662 |

TABLA 4.4.

TABLA N° 4.5

ALUMENTO DE 45 Mo EN AREA SUR. CUADRO COMPARATIVO DE VALORES DE FRECUENCIA Y FLUJO PARA CONSTANTES DE AJUSTE APLICADAS ALTERNATIVAMENTE AL AREA NORTE Y SUR,

| F R E C U E N C I A | | A P O R T A C I O N D E F L U J O D E L A A R E A S U R | | | |
|--------------------------|-------------|---|-------------|-------------|-------------|
| F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.25 |
| | Area Sur | | Area Sur | Area Norte | |
| 60.0000 | 60.0000 | 144.9998 | 144.9998 | 144.9998 | 144.9998 |
| 59.8891 | 59.8891 | 134.5421 | 134.5421 | 134.5421 | 134.5421 |
| 59.8946 | 59.8957 | 135.0650 | 135.1653 | 133.2625 | 133.2625 |
| 59.9168 | 59.9221 | 137.1564 | 137.6580 | 135.7320 | 135.7320 |
| 59.9445 | 59.9551 | 139.7706 | 140.7741 | 138.8186 | 138.8186 |
| 60.0000 | 60.0000 | 145.0009 | 145.0016 | 144.9960 | 144.9960 |
| Error de control de área | | | | | |
| | | 45.0 | 0.0 | 53.6364 | 2.6143 |
| | | F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.25 |
| | | Sub Norte | Area Sur | Area Norte | Area Norte |

DATOS DE OPERACION QUE SE UTILIZAN PARA EL EJEMPLO DE 3 AREAS

| CENTRALES | | ESTADISTICO | DEMANDA MAXIMA (Mo) | | | |
|---------------------------|-------------------|-------------|---------------------|---------------|---------|--------|
| | | | CAPAC. GENER. | GENER. ACTUAL | FLUJO | CARGA |
| Cumbaya (H) | | 0.05 | 40 | 28.4 | -139.79 | 221.69 |
| Nayon (H) | | 0.05 | 30 | 21.3 | | |
| Guangopolo (H) | | 0.05 | 9.6 | 6.2 | | |
| Pasochoa + Chillos (H) | | 0.05 | 6.3 | 6.0 | | |
| Gualberto - Hernández (T) | | 0.06 | 32.5 | 20 | | |
| SUBTOTAL | | | 118.4 | 81.9 | | |
| Guayaquil (T) | | 0.06 | 30 | 20 | -215.66 | 285.66 |
| Salitral (T) | | 0.06 | 33 | 30 | | |
| Gas Industrial (5.6) (T) | | 0.05 | 40 | 20 | | |
| Gas Jet (1.3) (T) | | 0.05 | 40 | - | | |
| Gas Guayaquil (T) | | 0.05 | 13.5 | | | |
| SUBTOTAL | | | 156.5 | 70 | | |
| EMELNORTE | | Hidráulico | 0.05 | 11.9 | 355.45 | 291.95 |
| | | Térmico | 0.06 | 3.1 | | |
| CENTRO NORTE | AMBATO | Hidráulico | 0.06 | 3.1 | | |
| | | Térmico | 0.06 | 3.0 | | |
| LATACUNGA | | Hidráulico | 0.06 | 3.7 | | |
| CENTRO NORTE | RIOBAMBA | Hidráulico | 0.06 | 13.1 | | |
| | | Térmico | 0.06 | 3.1 | | |
| EMELMANABI | | Térmico | 0.06 | 33.5 | | |
| CENTRO SUR | | Hidráulico | 0.05 | 23 | | |
| | | Térmico | 0.06 | 24 | | |
| INECEL | Paute (H) | | 0.04 | 500 | | |
| | Pucara (H) | | 0.04 | 70 | | |
| | Salitral (T) | | 0.06 | 70 | | |
| | Térmica Quito (T) | | 0.06 | 28.8 | | |
| SUBTOTAL | | | 790.4 | 647.4 | | |
| TOTAL DEL SISTEMA | | | 1065.3 | 799.3 | | |

= Hidráulico

= Térmico

AUMENTO DE 22.2 M₀₀ EN AREA EMPRESA ELECTRICA QUITO. CUADRO COMPARATIVO DE VALORES DE FRECUENCIA DEL SISTEMA Y FLUJO DE POTENCIA HACIA EL AREA AFECTADA PARA DIFERENTES VALORES DE LA CONSTANTE DE AJUSTE DEL FACTOR DE FLEXIBILIDAD DEL AREA CONTRIBUYENTE.

| F R E C U E N C I A | | A P O R T A C I O N D E F L U J O D E L A R E A C O N T R I B U Y E N T E (Resto del Sistema) | | | | | |
|--|-------------|--|------------|----------|-------------|------------|----------|
| F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2.0 | F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 355.4499 | 355.4499 | 355.4499 | 355.4499 |
| 59.9452 | 59.9452 | 59.9452 | 59.9452 | 372.2666 | 373.2666 | 372.2666 | 372.2666 |
| 59.9479 | 59.9562 | 59.9622 | 59.9703 | 571.4260 | 372.2412 | 372.8308 | 373.6303 |
| 59.9589 | 59.9654 | 59.9702 | 59.9766 | 368.0627 | 368.7053 | 369.1733 | 369.8049 |
| 59.9726 | 59.9769 | 59.9801 | 59.9844 | 363.8593 | 364.2868 | 364.6005 | 365.0207 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 355.4506 | 355.4509 | 355.4526 | 355.4528 |
| Error de control en Area contribuyente | | | | | | | |
| | | | | 0.0002 | 4.2038 | 8.4079 | 16.8161 |

TABLA 4.7

ALUMENTO DE 28.6 Mw EN AREA EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR. CUADRO COMPARATIVO DE VALORES DE FRECUENCIA DEL SISTEMA Y FLUJO DE POTENCIA HACIA EL AREA AFECTADA PARA DIFERENTES VALORES DE LA CONSTANTE DE AJUSTE DEL FACTOR DE FLEXIBILIDAD DEL AREA CONTRIBUYENTE.

| F R E C U E N C I A | | | A P O R T A C I O N D E F L U J O D E L A R E A C O N T R I B U Y E N T E (Resto del Sistema) | | | | |
|--|-------------|------------|--|----------|-------------|------------|------------|
| F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2.0 | F.F. = 1 | F.F. = 1.25 | F.F. = 1.5 | F.F. = 2.0 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 355.4499 | 355.4499 | 355.4499 | 355.4499 |
| 59.9294 | 59.9294 | 59.9294 | 59.9294 | 377.1145 | 377.1145 | 377.1145 | 377.1145 |
| 59.9329 | 59.9436 | 59.9513 | 59.9618 | 376.0322 | 377.0805 | 377.8417 | 378.8681 |
| 59.9470 | 59.9555 | 59.9616 | 59.9698 | 371.6994 | 372.5278 | 373.1293 | 373.9384 |
| 59.9647 | 59.9703 | 59.9743 | 59.9799 | 366.2841 | 366.8356 | 367.2373 | 367.7807 |
| 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 60.0000 | 355.4504 | 355.4516 | 355.4519 | 355.4553 |
| Error de control en área contribuyente | | | | | | | |
| | | | | 0.0000 | 5.4161 | 10.8323 | 21.6646 |

TABLA 4.8.

TABLA 4.9.

CUADRO COMPARATIVO DE VARIACION DE GENERACION EN EL AREA
SUR EN EJEMPLO DE 2 AREAS

| | K | | | |
|-----------|------|------|------|-------------|
| | 1.25 | 1.5 | 2.0 | |
| $\$ G_R$ | 0.10 | 0.51 | 1.75 | $P' = 0.96$ |
| $\$ G'_R$ | 0.08 | 0.36 | 0.80 | $Q = 0.70$ |
| G''_R | 0.07 | 0.19 | 0.22 | |

TABLA 4.10.

CUADRO COMPARATIVO DE PORCENTAJES DE VARIACION DE FRECUENCIA Y FLUJO PARA
INCREMENTOS DE CARGA EN DIVERSAS AREAS

| | K | | | EJEMPLO DE DOS AREAS |
|---------|---------|---------|---------|--|
| | 1.25 | 1.5 | 2.0 | |
| % F_K | - 16.1 | - 27.7 | - 43.5 | AUMENTO DE 35 Mw. EN AREA NORTE |
| % P_K | 4.8 | 8.3 | 13.1 | |
| % F_K | - 5.6 | - 10.7 | - 19.0 | AUMENTO DE 45 Mw. EN AREA SUR |
| % P_K | 17.9 | 33.9 | 61.0 | |
| % F_K | - 15.94 | - 27.47 | - 43.09 | AUMENTO DE 22.2 Mw. EN AREA E.E.Q. |
| % P_K | 1.86 | 3.21 | 5.04 | |
| % F_K | - 15.93 | - 27.46 | - 43.05 | AUMENTO DE 28.6 Mw. EN AREA ENELEC |
| % P_K | 2.54 | 4.38 | 6.87 | |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta tesis se han estudiado los diversos métodos de regulación de frecuencia en sistemas de potencia interconectados, se ha hecho un análisis del método que se utiliza actualmente en el Sistema Nacional y finalmente se presenta un método alternativo en el cual se controla en forma combinada la frecuencia y flujo, tomando en consideración las características gobernadoras combinadas del sistema.

En el análisis del método que actualmente se utiliza, que es el de "Frecuencia exacta", se destacó el hecho de que es un método manual que depende de la eficiencia de los operadores para mantener el buen control del sistema.

En el método alternativo que se planteó se controló en forma conjunta la frecuencia del sistema y el flujo de cada área, tomando en consideración las características gobernadoras combinadas de cada área, de tal manera que todas las áreas que forman el sistema colaboren en el control de frecuencia, contribuyeron con el área remota en disturbio y ésta absorbió su propio cambio de carga.

Se desarrollaron dos ejemplos en los que se consideró 2 diferentes configuraciones del sistema y en cada uno se aplicaron diversos valores de constantes de ajuste del factor de flexibilidad para chequear los efectos en la función contribución hacia áreas remotas.

En los ejemplos desarrollados se observó que cuando la constante de ajuste tiene magnitud unitaria, no se producen cambios adicionales a los naturales en la frecuencia, flujo de potencia o generación, pero a medida que incrementamos la constante de ajuste, disminuye la desviación de frecuencia, aumenta el flujo hacia el área en problemas y aumenta la generación suplementaria del área que aporta. También se pudo notar que el área que aporta hacia un área remota en disturbio, envía un flujo de potencia que en magnitud es menor al incremento neto de generación suplementaria, puesto que este, se utiliza para recuperar niveles de energía cinética del sistema total y es el exceso de generación luego de ejecutadas las regulaciones gobernadoras de generación y carga, lo que se envía por la línea hacia el área remota.

Para las áreas contribuyentes se comprobó que cuando se tienen constantes de ajuste unitarias, entonces no necesitan hacer regulación suplementaria, puesto que los valores de operación de frecuencia y flujo pertenecen a la característica gobernadora natural, por tanto el error de control es nulo;

y cuando las constantes de ajuste son mayores a la unidad, entonces existe una magnitud de error de control y por consiguiente se necesita aplicar regulación suplementaria hasta reducir el error de control a cero, es decir hasta obtener valores de frecuencia y flujo que pertenezcan a la nueva característica gobernadora.

En lo que respecta al área en disturbio, si la constante de ajuste del factor de flexibilidad es unitario, entonces se comprobó que el error de área resultó con magnitud igual al desbalance de generación-carga, por tanto al variar la generación suplementaria en una magnitud igual al error se obtuvo el balance generación-carga y se consiguieron los valores nominales de frecuencia y flujo.

En uno de los ejemplos se probó que al existir una constante de ajuste mayor a la unitaria en un área con disturbio, entonces la magnitud del error de área es superior a la magnitud del desbalance generación-carga, pero de todas maneras la variación de generación suplementaria, que es necesario efectuar, es igual a la magnitud del mencionado desbalance.

La conveniencia o no de tener constantes de ajuste mayores a la unitaria y el valor de las mismas debe ser determinado por un Comité de Operaciones del Sistema de Potencia, en

base a una programación conjunta entre INECEL y las Empresas Eléctricas, de tal manera que se logre un correcto aprovechamiento de los recursos del País, tomando en consideración las restricciones técnicas de las instalaciones de las mencionadas empresas.

Es importante resaltar que el método de control combinado frecuencia-flujo tiene ventajas adicionales cuando se lo aplica a empresas que contratan el suministro de flujo de potencia que requieren para abastecer la carga conectada en su área, como es el caso de la Empresa Eléctrica Quito y Empresa Eléctrica del Ecuador, en el ejemplo que se desarrolló correspondiente a la configuración de tres áreas, puesto que las mencionadas empresas, de acuerdo al sistema tarifario vigente, tienen que cubrir los costos correspondientes a los rubros demanda y energía, cuyos cargos dependen de la potencia contratada para el primer rubro y de la energía consumida por unidad de potencia contratada en el segundo rubro.

En términos monetarios lo anteriormente expuesto significa que para empresas regionales como EMELEC, cuyo 5% adicional de demanda facturable no penalizable representa aproximadamente 10 Mo. se tendría que pagar un costo adicional de ----- S/.2'649.800,00 por concepto de demanda y S/.1'872.200,00 por concepto de energía facturable, lo que significa un total de

S/.4'521.800,00 al mes. Por tanto las empresas regionales - con generación propia tienen una razón adicional para considerar la conveniencia de la utilización del método de control combinado frecuencia - flujo, como lo hacen actualmente - la mayoría de los sistemas de potencia en el mundo.

BIBLIOGRAFIA

1. WEEDY, *Electric Power Systems*, John Wiley and Sons, 3a. edición, 1982.
2. ELGERD, *Electric Energy Systems Theory, An Introduction*, Mc Graw-Hill, EE.UU., 1983.
3. INECEL, *Operación del Sistema Nacional Interconectado, instructivo para despacho de carga*, 1981.
4. F. P. de MELLO, *Noções sobre o controle de geração Curso de despacho de carga*, 1982.
5. G. I. ELGERD AND C.E. FOSHA, *Optimal Megawatt - Frequency control of multibus electric energy systems*, The Megawatt - frequency control Theory, IEEE Trans., Power Appar. Syst., vol. PAS - 97, No. 4, 1978, pp. 556-576.
6. NATHAN COHN, *Techniques for determining the control of bulk power Transients in interconnected Systems*, IEEE Trans., Power Appar. Syst., vol. PAS - 97, No. 4, 1978, pp. 1267-1279.

7. NATHAN COHN, *Control of Interconnected Power Systems*, 1a. edición, Mc Graw - Hill, EE.UU., 1978.
8. J. L. WILLENS, *Sensitivity Analysis of the Optimum Performance of Conventional Load Frequency Control*, IEEE Trans, Power Appar Syst, vol, PAS - 93, No. 5, 1974, pp. 1287-1921.
9. R. K. CAVIN, M. C. BUDGE, and P. RASMUSSEN, *An optimal linear systems approach to load frequency control*, IEEE Trans, Power Appar Syst, vol, PAS - 90, No. 6, 1971, pp. 2472-2481.