122
2 Gen

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"OPERACION DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N :

JOSE ROLDAN IBAÑEZ
R. HUMBERTO RIOS MARTINEZ
JAVIER LOPEZ HERNANDEZ

DIR. ING. SALVADOR CISNEROS CHAVEZ

MEXICO, D. F. 1985

I n d i c e

OPERACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

INTRODUCCION

Un sistema de potencia eléctrica es un conjunto de elementos que interactuan entre sí para producir, transportar y distribuir en -- los centros de consumo la energía eléctrica.

El sistema está constituido por:

- Plantas generadoras
- Redes de transmisión
- Redes de distribución y
- Cargas

La interacción adecuada de estos elementos logra que la energía eléctrica llegue a los centros de consumo sin contratiempos y con' una calidad y precio aceptables.

El estudio de la estabilidad de un sistema de potencia eléctrica es importante ya que ésta determina si se pueden dar perturbaciones en el sistema y cómo poder compensarlos.

El estudio a fondo de la estabilidad de un sistema, requiere el conocer las características de operación de todos sus elementos y ' sirve para conocer la capacidad de las máquinas generadoras para mantener su sincronismo durante la presencia de perturbaciones en el sistema.

I.- ANALISIS DE LA ECUACION DINAMICA DE UN SISTEMA DE POTENCIA ELECTRICA

ECUACION DINAMICA DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

Si en una máquina síncrona se cumple lo siguiente:

$P_m + (-P_e) = 0$ ....- lo que implica que:

$P_m = P_e$

Esto es a frecuencia constante se dice que se encuentra en ' equilibrio estable.

Esto es la potencia mecánica que da la turbina es igual a la potencia eléctrica que se puede tomar del generador-

En un sistema eléctrico de potencia el problema de la estabilidad se puede solucionar determinando si la potencia eléctrica máxima que es transferida de una máquina o un grupo de máquinas a otra máquina o grupo de máquinas es o no mayor que la potencia mecánica máxima ' que puede ser tomada de su o sus flechas.

A este valor máximo de potencia transferida sin pérdida se ' le llama límite de estabilidad.

La ecuación dinámica de un sistema eléctrico de potencia por unidad, es la siguiente:

$$\Delta Pm\ (s) + \Delta Pe\ (s) = Msp\ \delta\ (s) \qquad p.u. \qquad ... - 1.1$$

Donde:

ΔPm = incremento de la potencia mecánica

ΔPe = incremento de la potencia eléctrica

M = inercia efectiva

δ = ángulo de potencia

s = operador de laplace

Analizando el primer miembro de la ecuación dinámica de un SEP.

La ecuación dinámica de la potencia también la podemos escribir en función de los pares eléctrico y mecánico, por lo cual la ecuación nos queda de la siguiente manera, también por unidad p.u.

$$\Delta Tm\ (s) - \Delta Te\ (s) = Msp\delta\ (s) \qquad p.u.$$

El porqué podemos escribir la ecuación dinámica del sistema de' potencia eléctrica en función de potencias o pares lo estudiaremos a continuación.

Sabemos que el equilibrio estático se cumple cuando se dá la siguiente ecuación:

$$T_1 + (-T_2) = 0 \qquad \sum Ti = 0$$

Donde: $i = 1, 2, \ldots n$

Y que un equilibrio dinámico está determinado por;

$$T_1 + (-T_2) + T_R = 0 \qquad \sum Ti = T_R$$

Donde:

$i = 1, 2 \ldots n$

T_R = Par resultante

Si definimos los siguientes:

Tm = Par mecánica,

Te = Par eléctrico.

El par mecánico se da en la turbina y el par eléctrico se da en el freno de la armadura de la máquina síncrona, que en este caso trabaja como generador.

En un sistema eléctrico de potencia, tanto el par mecánico, como el par eléctrico están en constante cambio ya que no se puede ejercer ningún tipo de control sobre la carga, ya que ésta se conecta y desconecta aleatoriamente.

Por lo tanto existen incrementos y decrementos tanto en el par mecánico como en el par eléctrico.

Si tenemos:

$Tm - Te \neq 0$

Por lo que:

$Tm - Te = Ta$

Donde Ta es unpar de aceleración.

Observamos que existe un par de aceleración Ta.

Y por definición:

$$Ta = JP^2 \delta \quad . \; . \; . \; 1.2$$

Donde:

Ta = Par aceleración

J = Momento de inercia

Debido al constante cambio en la carga del sistema de potencia eléctrica se registran incrementos y decrementos en los pares, podemos escribir su ecuación de la siguiente forma:

$$Ta = JP^2 \delta = JP\ P\ \delta$$

$$(Tm + \Delta Tm) - (Te + \Delta Te) = JP^2 \delta$$

Si consideramos que el sistema se encuentra en equilibrio tenemos:

$$Tm = Te$$

Por lo que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\Delta Tm - \Delta Te = JP^2 \delta$$

Debido a que es más fácil medir potencias que pares podemos multiplicar la ecuación por la velocidad angular w así:

$$\Delta T_m w - \Delta T_e w = JwP^2 \delta$$

Donde el producto Jw es la inercia efectiva M.

Y la ecuación queda así:

$$\Delta T_m w - \Delta T_e w = MP^2 \delta$$

Y puesto que: $P = Tw$

Podemos obtener la ecuación dinámica del sistema eléctrico de potencia en función de las potencias eléctrica y mecánica.

Así:

$\Delta Pm - \Delta Pe = MP^2 \delta$ Que es la ecuación 1.1

Dentro del aspecto mecánico M recibe el nombre de constante de inercia o cantidad de movimiento.

Analizando esto último:

$M = Jw$ (julio - seg / rad) . . . 1.3

Donde:

J es el momento de inercia.

ω es la velocidad angular en (rad / seg)

Sabemos que la energía cinética está dada por:

$$E.C. = E = \frac{1}{2} J\omega^2 \quad (julios) \quad . . . \quad 1.4$$

Despejando J de 1.3 y de 1.4

$$J = \frac{M}{\omega} = \frac{2E}{\omega^2} \quad . . . \quad 1.5$$

Sustituyendo 1.5 en 1.3

$$M = \frac{2E}{\omega^2} \omega = \frac{2E}{\omega} \text{ (MJ - seg / rad)}$$

Por los que:

$$M = \frac{2 \frac{1}{2} J\omega^2}{\omega} = \frac{J\omega^2}{\omega} = J\omega$$

Que es la ecuación 1.3

Como M se calculó a partir de $J\omega$ donde ω es la velocidad angular de la máquina síncrona y se denomina constante de inercia' y se usa en el aspecto puramente mecánico.

En una máquina síncrona M no es constante ya que w varía, pero se puede considerar constante ya que la variación de w es muy pequeña.

M calculada a partir de Jw lleva una confusión, cierto que hay otro término, designado por la letra H, al que también se llama -- constante de inercia.

La constante de inercia H por definición es:

$$H = \frac{\text{energía acumulada}}{\text{potencia de la unidad}} = \frac{En}{Sn} \left(\frac{MJ}{Mw}\right) = (seg) \quad . \; . \; . \; 1.6$$

Y la relación entre M y H se deduce en la forma siguiente:

$$H = \frac{En}{Sn} \longrightarrow Sn \quad H = En$$

Recordamos que la energía cinética de un cuerpo en movimiento de rotación es:

$$EC = \frac{1}{2} \; Jw^2 \quad (\; J \;) \quad y \quad M = Jw \; (julio \; seg \; /rad \;)$$

Recordando que:

$$M = Jw$$

$$EC = \frac{1}{2} \; Jw^2 = \frac{1}{2} \; Jw \; \omega = \frac{1}{2} \; Mw \quad (MJ)$$

Y en grado eléctrico por seg, $w = 360\ F$, donde F es la frecuencia en ciclos por segundos y la ecuación queda:

$$Sn\ H = \frac{1}{2} M\ (360\ F)\ \text{ y }\ M = \frac{Sn\ H}{180\ F}\ (\text{MJ seg/grado elect.}) \quad \ldots\ 1.7$$

M nos sirve para determinar la estabilidad en régimen transitorio, pero M depende del tamaño y tipo de la máquina, mientras -- que H no varía mucho con el tamaño.

La magnitud H tiene un campo de valores, relativamente estrecho para cada tipo de máquina, independientemente de sus KVA y velocidad del régimen.

En la siguiente tabla se indican algunas constantes típicas' de inercia.

Por definición la constante de inercia de una máquina síncrona es:

$$H = \frac{\text{energía acumulada}}{\text{potencia de la unidad}} = \frac{En}{Sn}\ \left(\frac{MJ}{Mw}\right) = (\text{seg})$$

$$H = \frac{En}{Sn} \qquad H = \frac{E}{P} \qquad M = \frac{2E}{w} \qquad M = 2H$$

Por ahora consideramos esto que más adelante veremos se ex-- plicación.

El valor M de una máquina se puede obtener de la relación'

Tabla 1.1

TIPO DE MAQUINA	CONSTANTE DE INERCIA H $\frac{MJ}{MVA}$
Turbogenerador	
condensado: 1 800 RPM	9 - 6
3 600 RPM	7 - 4
No condensado: 3 600 RPM	4 - 3
Generador Hidráulico:	
Velocidad baja 200 RPM	2 - 3
Velocidad alta 200 RPM	2 - 4
Condensador Sincrónico: (refrigerado con hidrógeno)	
Grande	1.25
Pequeño	1.00
Motor síncrono con carga que varía de 1.0 a 5.0 y mayor para volantes pesados	2.00

$M = 2H$, ya que H lo podemos leer como dato de la máquina o es un va lor característico que viene dado en el manual de la máquina.

Cuando varias máquinas situadas en cierto punto se consideran como, una sola, la máquina simple equivalente tiene un régimen -- igual a la suma de las diversas máquinas que se considera funcionan juntas durante el periodo transitorio.

La constante de inercia M de la máquina equivalente es la suma de las constantes de inercia M de cada una de las máquinas.

Continuando con el análisis de la ecuación del sistema --- eléctrico de potencia, observamos que el ángulo de potencia es variable.

Analizando la segunda parte de la ecuación:

$$
\begin{aligned}
\text{Si} \quad s &= p \\
&= Msp\,\delta\,(s\ ) \\
&= Mp^2\,\delta \\
&= Mp\ p\,\delta
\end{aligned}
$$

Donde p es una velocidad variable que depende de las condiciones de la carga, así:

$$p\delta = \Delta w$$

Δw implica un valor finito de cambio de velocidad.

$p\delta$ implica un cambio variable de velocidad.

Si aumenta el par de carga, la velocidad angular disminuye ' y para que vuelva a su valor normal debe aumentarse la potencia de generación.

Así también, si el par de carga disminuye, la velocidad angular de frecuencia aumenta por lo que se debe disminuir la potencia de generación, hasta que la velocidad angular o frecuencia vuelva a su ' valor nominal, esto se logra por medio de la regulación.

$p\delta$ se mide en (rad / seg; $LL_R^{-1}\ T^{-1}$)

En lo referente a la velocidad haremos la siguiente convención:

Las literales subrayadas estarán en unidades convencionales.

Las que no estén subrayadas estarán en POR UNIDAD y las que' tengan un sub'índice B estará UNIDADES BASE.

Así:

$$p\delta = \frac{p\underline{\delta}}{\omega_B};$$

$$\frac{\Delta \underline{T}}{\Delta T_B} = \frac{\Delta \underline{P}}{\Delta P_B}$$

$$\frac{\Delta T\omega}{\Delta T_B\ \omega_B} = \frac{\Delta P}{\Delta P_B} \quad \text{Si:} \quad \omega = \omega_B$$

$$\Delta Pm\ (s) - \Delta Pe\ (s) = MsP\ \delta\ (s) \qquad p.u.$$

El diagrama de bloques de la ecuación dinámica del SEP es el mostrado en la figura 1.1.:

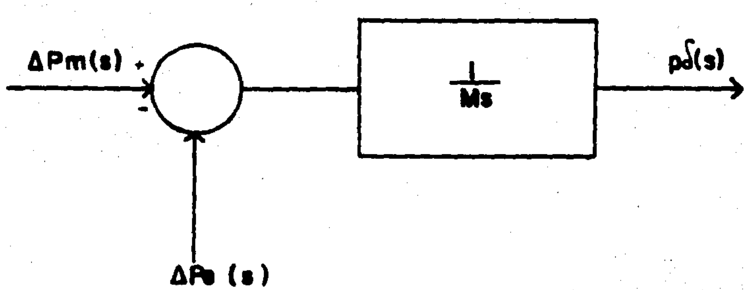


FIG. 1.1

Analizando el segundo miembro de la ecuación dinámica del ' sistema eléctrico de potencia, que en realidad es un par de aceleración en (p.u.), en función de la inercia efectiva M (en el aspecto' eléctrico).

Llamaremos a :

T_{AM} es el par de aceleración mecánica.

α_M es la acelaración mecánica.

La velocidad angular eléctrica es:

$$w_E = 2\pi F \quad (rad/seg)$$

Y la velocidad angular mecánica:

$$w_M = \frac{2\pi N}{60} \quad \left(\frac{rad\ m}{seg}\right)$$

Por definición el par de aceleración mecánico es:

$$T_{AM} = J\alpha_M \quad \ldots 1.8$$

El número de pares de polos de una máquina síncrona es:

$$p^p = \frac{\theta_E}{\theta_M} = \frac{w_E}{w_M} = \frac{\alpha_E}{\alpha_M} = \frac{60\ F}{N} \quad \left(\frac{rad\ E}{rad\ M}\right) \quad \ldots 1.9$$

Sabemos que:

$$P\delta = \omega_E \quad y \quad P^2\delta = \alpha_E \quad \ldots\ 1.10$$

Con: 1.9 y 1.10 podemos obtener la aceleración mecánica:

$$\frac{\omega_e}{\omega_m} = \frac{\alpha_e}{\alpha_m} \Rightarrow M = \frac{\omega_m}{\omega_e}\alpha_e \Rightarrow \alpha_M = \frac{\omega_{mB}}{\underline{\omega}_{eB}}. \quad p^2\delta \quad \ldots\ 1.11$$

Sustituyendo 1.11 en 1.8:

$$\underline{T}_{AM} = J\,\frac{\omega_{mB}}{\omega_{eB}} \quad p^2\,\underline{\delta} \quad \ldots\ 1.12$$

Para pasar 1.12 a p.u. dividimos entre cantidades base:

$$\frac{\underline{T}_{Am}}{T_B} = J \quad \frac{\omega_{mB}}{\omega_{eB}} \quad p^2\,\delta\,\frac{\omega_{mB}}{P_B} \qquad (p.u.)$$

$$T_{Am} = J\,\omega^2_{\ mB} \quad p\,\frac{p\,\delta}{\omega_{eB}}\,\frac{1}{P_B} \qquad (p.u.)$$

$$T_{Am} = \frac{J\omega^2_{\ mB}}{P_B} \quad p \quad p\,\delta \ (p.u.) \ \ldots\ 1.13$$

La energía cinética en mecánica rotacional es:

$$E = \frac{1}{2}\,J\omega^2_{\ mB} \quad \ldots 1.14$$

De 1.13 tenemos:

$$2E = Jw^2_{mB} \quad \ldots 1.15$$

Sustituyendo 1.15 en 1.13:

$$T_{Am} = \frac{2E}{P_B} \; p \quad p\,\delta \quad (p.u.) \quad \ldots 1.14$$

Por definición:

$$H = \frac{E}{P} = \frac{\text{energía almacenada}}{\text{régimen de la máquina}} \quad \left(\frac{M \text{ julios}}{MVA}\right) = (\text{seg}) \ldots 1.16$$

Sustituyendo 1.6 en 1.4:

$$T_{Am} = 2H \; p \quad p\,\delta \quad (p.u.)$$

Observamos que $M = 2H$ donde M es la inercia efectiva y H es la constante de inercia.

Haciendo $p = s$ y sustituyendo M en la ecuación:

$$T_{Am} = Msp\,\delta \quad (p.u.)$$

Que es el segundo miembro de la ecuación dinámica del sistema eléctrico de potencia.

II. BREVE ANALISIS DE LA MAQUINA SINCRONA

II. BREVE ANALISIS DE LA MAQUINA SINCRONA

La máquina síncrona utilizada como generador ocupa un lugar primordial dentro de los sistemas de potencia eléctrica.

La máquina síncrona trifásica consiste de un estator el cual tiene un embobinado trifacico.

El rotor puede ser cilíndrico (o liso), o de polos salientes lo cual determina su clasificación en:

A.- Máquina de rotor liso o cilíndrico.

B.- Máquina de polos salientes.

Las piezas polares tienen enbobinados que están conectados en serie, de tal forma que cuando circula una corriente directa en estos enbobinados, se crea un sitema de polos magnéticos norte - sur.

La máquina síncrona de polos lisos se usa regularmente cuando se requieren altas velocidades, este tipo de máquinas están accionadas por turbinas de vapor o turbinas de gas.

Estas máquinas son generalmente de dos y cuatro polos, las primeras alcanzan una velocidad de 3600 RPM y las segundas 1800 RPM a una frecuencia de 60 Hz.

La razón de que estas máquinas sean de rotor liso es que debido a las altas velocidades alcanzadas se presentan grandes esfuerzos centrífugos sobre los polos.

Las máquinas síncronas de los polos salientes se usan generalmente para bajas velocidades y son de varios polos.

El número de polos de una máquina síncrona se determina de acuerdo a la siguiente relación.

$$P = \frac{120\ F}{RPM}$$

Donde:

P = Número de polos.

F = Frecuencia del sistema al que se va a conectar la máquina.

RPM = Revoluciones por minuto del rotor.

Este tipo de máquinas regularmente son accionadas por turbinas hidráulicas, en estas la velocidad de la máquina varía 150 a 600 RPM, según la turbina y la magnitud de la carga hidrostática.

La velocidad que alcanza el rotor de la máquina síncrona, ya sea de polos salientes o de rotor liso, bajo condiciones normales de operación permanece constante a la velocidad de sincronismo Ns, donde la magnitud Ns está dado por la siguiente relación:

$$Ns = \frac{120\ F}{P} \qquad (\ RPM\ )$$

Donde:

Ns = La velocidad síncrona en revoluciones por minuto.

F = frecuencia del sistema al que está conectada la máquina.

P = número de polos de la máquina.

Una máquina síncrona se puede definir por su ecuación general de potencia, que es la siguiente:

$S = A + B + C \quad ... \; 2.1$

Donde:

S = la potencia aparente

$S = P + jQ \quad ... \; 2.2$

Donde:

P es la potencia activa en (MW)

Q es la potencia reactiva en (MVAR)

Por medio de la ecuación general de la máquina síncrona podemos saber si una máquina síncrona se comporta como generador, motor o ' como condensador síncrono.

Considerando en ángulo interno, formado por el voltaje interno E_f y el voltaje terminal E_t, el cual se toma como referencia, -- así podemos afirmar:

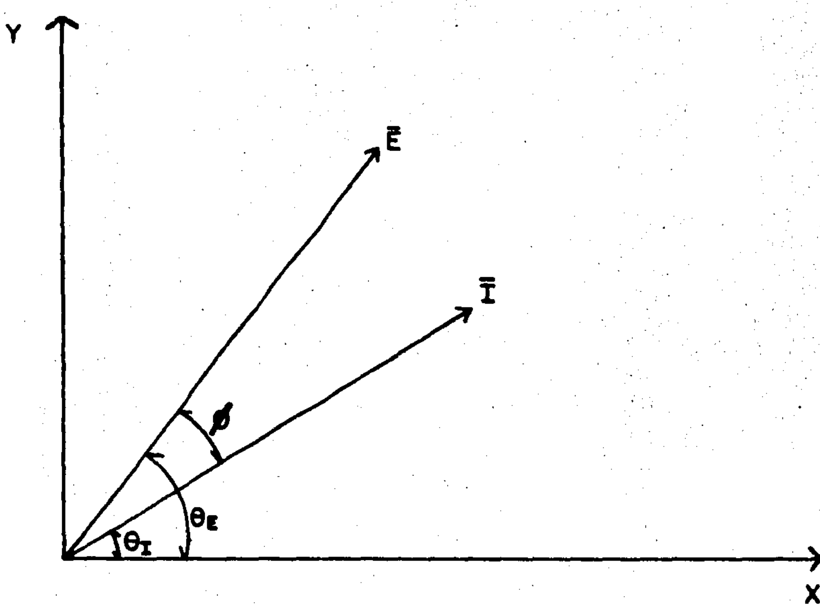


FIG. 2.1

1.- $\measuredangle E_F > \measuredangle E_t \therefore \delta > 0 \Rightarrow C = 0$

Por lo que la máquina síncrona trabaja como generador.

2.- $\measuredangle E_F < \measuredangle E_t \therefore \delta < 0 \Rightarrow C = 0$

Por lo que la máquina síncrona trabaja como motor.

3.- $\measuredangle E_F = \measuredangle E_t \therefore \delta = 0 \qquad C = \frac{\pi}{2}$

Por lo que la máquina síncrona trabaja como condensador síncrono.

Y si : $X_d = X_q = X_s$ generador de rotor cilíndrico.

- Análisis de la potencia aparente o potencia compleja de una máquina síncrona de polos cilíndricos.

Analizando la figura 2.1

La potencia real por fase está dada por:

$$P = E\,I\,\cos\phi = E\,I\,\cos(\phi_E - \phi_I) \quad \ldots\ 2.3$$

Y la potencia reactiva por fase:

$$Q = E\,I\,\text{sen}\,\phi = E\,I\,\text{sen}\,(\phi_E - \phi_I) \quad \ldots\ 2.4$$

Nótese que la diferencia $(\phi_E - \phi_I)$ puede invertirse sin que se afecte el signo de la potencia real P , ya que $\cos\phi = \cos(-\phi)$

En cambio si se afecta el signo de la potencia reactiva ya que sen $(-\phi) = -\text{sen}\,\phi$.

Por tanto el signo de la potencia real no presenta ninguna ambiguedad: la potencia real será positiva para valores de ϕ comprendidos entre $\pm 90°$ (operación como generador).

Y será negativa para valores de ϕ comprendidos entre $\pm 90°$ y $180°$ (operación como motor).

Las ecuaciones 2.3 y 2.4 sugieren que la potencia real y reactiva pueden considerarse como componentes de una potencia completa.

$$S = P + jQ$$

Donde:

P = potencia real (MW)

Q = potencia reactiva (MVAR)

En magnitud la potencia compleja será:

$$S = |P + jQ| = \sqrt{E^2\, I^2\, (\text{sen}^2\,\phi + \cos^2\,\phi)} = E\, I$$

Que es la potencia aparente por fase.

$$S\phi = E_\phi\, I_\phi \text{ (V. A.)} \qquad \ldots 2.5$$

Y la potencia trifásica es:

$$S_{3\phi} = E_a I_a + E_b I_b + E_c I_c$$

Así:

$$S_{3\phi} = 3 E_\phi I_\phi \quad (V.A.) \qquad \ldots 2.6$$

Regresando a la figura podemos definir a la corriente y al voltaje como fasores.

$$\bar{E} = E \angle \theta_E$$

$$\bar{I} = I \angle \theta_I$$

Si conjugamos la corriente obtenemos:

$$\hat{I} = I \angle - \theta_I$$

El uso del conjugado de la corriente permite obtener el signo correcto de la potencia reactiva de acuerdo a la convención comunmente adaptada.

En forma polar la potencia aparente se escribe pasando al dominio de laplace si $\theta = s$

$$\bar{S} = E\,\hat{I} = \bar{S}\ \angle s \qquad \ldots\ 2.7$$

Y en forma exponencial:

$$S = \bar{S}\ (\cos\ s - j\ \mathrm{sen}\ s) = \bar{S}\ e^{JS} \qquad \ldots\ 2.8$$

Sabemos que:

$$\bar{E} = E\ \angle \theta_E$$

$$\bar{I} = I\ \angle - \theta_I$$

$$E = E\ (\cos\ \theta_E + j\ \mathrm{sen}\ \theta_E)$$

$$I = I\ (\cos\ \theta_I + j\ \mathrm{sen}\ \theta_I)$$

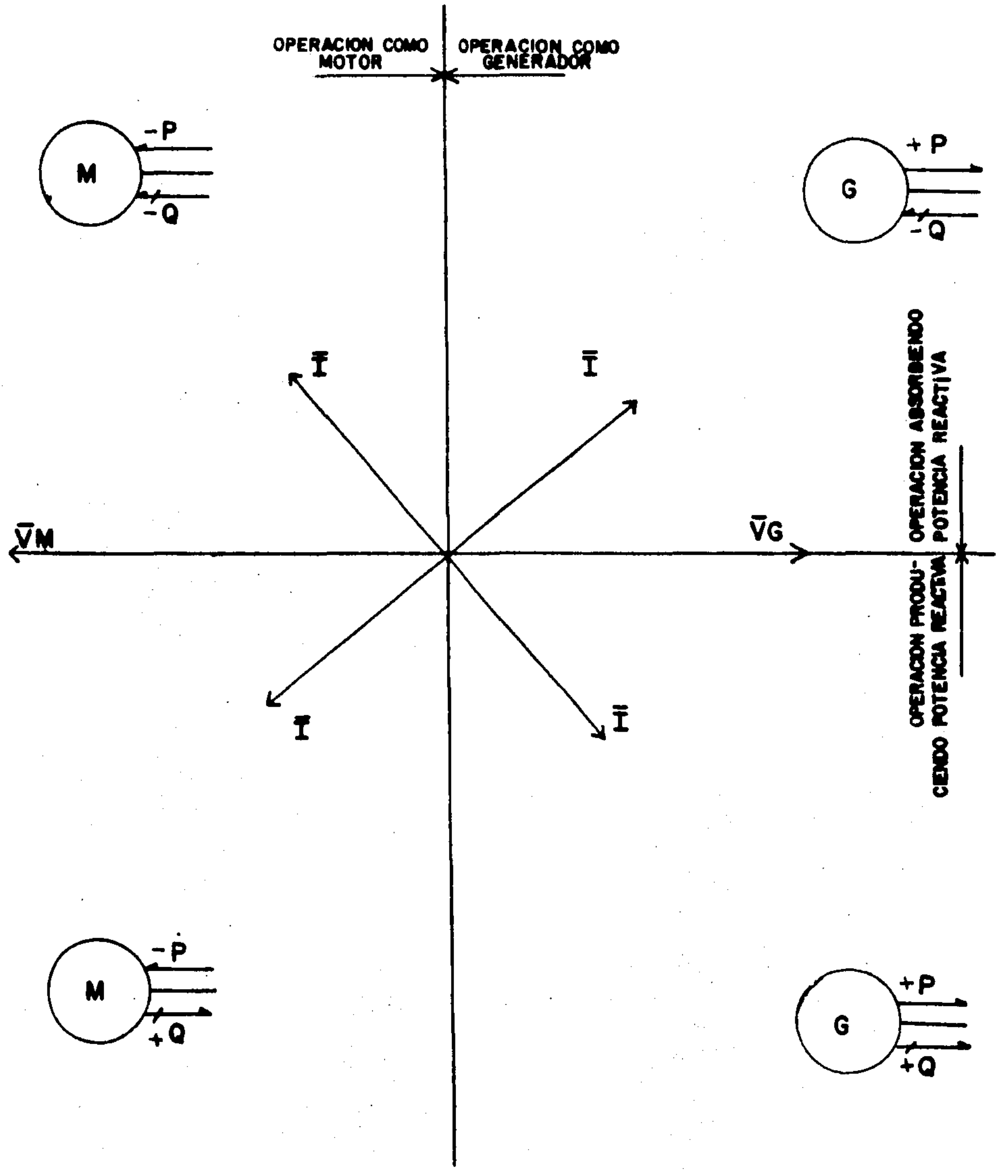
$I = I\ (\cos\ \theta_I - j\ \mathrm{sen}\ \theta_I)$ y su producto:

$$E\ I = E\ I\ (\cos\ \theta_E + j\ \mathrm{sen}\ \theta_E)\ (\cos\ \theta_I - j\ \mathrm{sen}\ \theta_I) =$$

$$E\ I\ \ (\cos\ \theta_E \cos\ \theta_I + \mathrm{sen}\ \theta_E\ \mathrm{sen}\ \theta_I) + j$$

$$(\mathrm{sen}\ \theta_E \cos\ \theta_I - \cos\ \theta_E\ \mathrm{sen}\ \theta_I) = E\ I\ \ \cos$$

$$(\theta_E - \theta_I) + j\ \mathrm{sen}\ (\theta_E - \theta_I)$$



OPERACION COMO MOTOR
OPERACION COMO GENERADOR
-P
M
-Q
+P
G
-Q
Ī
Ī
V̄M
V̄G
Ī
Ī
OPERACION ABSORBIENDO POTENCIA REACTIVA
OPERACION PRODU-CIENDO POTENCIA REACTIVA
-P
M
+Q
+P
G
+Q

FIG. 2.2

Recordando las ecuaciones 2.3 y 2.4:

$P = EI \cos(\theta_E - \theta_I)$

$Q = E\,I \operatorname{sen}(\theta_E - \theta_I)$

Por lo tanto:

$S = P + j\,Q = E\,I$ ... 2.9

La potencia aparente puede tener valores en cualquiera de los cuatro cuadrantes: como se indica en la figura 2.2

Para el caso de la máquina síncrona que es el que nos ocupa, la siguiente figura, 2.3 muestra el defasamiento entre el voltaje terminal y la corriente y el signo de la potencia real y reactiva para diferentes condiciones de operación.

Para la obtención de la expresión de potencia aparente para una máquina síncrona de rotor cilíndrico o polos lisos.

Analizando el diagrama vectorial de la máquina síncrona de rotor cilíndrico, figura 2.3 en el que se hace coincidir el voltaje terminal (E_t) con el eje de referencia E_R.

Donde:

Z = impedancia del circuito interno de la máquina.

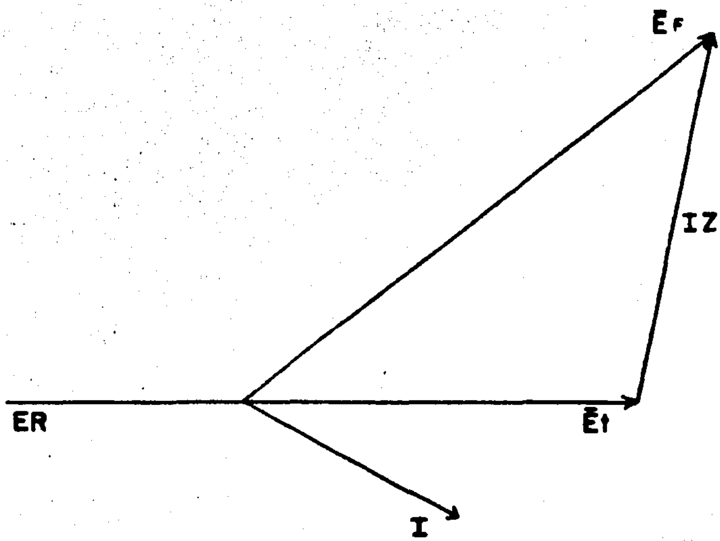


FIG. 2.3

$$Z = R + j \quad (X_L + \frac{1}{X_c}) \quad \ldots \; 2.10$$

E_f = voltaje interno de la máquina.

E_t = voltaje terminal.

$I\ Z$ = caida de voltaje interna de la máquina.

E_R = eje de referencia.

Sabemos que la potencia aparente es:

$$S = P + j\,Q = V\,\hat{I} \quad \ldots \; 2.11$$

Y para nuestro análisis:

$$S = E_t\,\hat{I} \quad \ldots \; 2.12$$

Del diagrama vectorial tenemos:

$$E_f = E_t + I\,Z \quad \ldots \; 2.13$$

Despejando I de 2.13:

$$I = \frac{E_f - E_t}{Z} \quad \ldots \; 2.14$$

Conjugando la ecuación anterior:

$$\hat{I} = \frac{\hat{E}_f - \hat{E}_t}{\hat{Z}}$$

Sustituyendo 2.14 en 2.12:

$$S = E_t \hat{I} = E_t \frac{\hat{E}_f - \hat{E}_t}{Z}$$

Debido a que E_t coincide con el eje de referencia tenemos:

$$E_t = \bar{E}_t + j\,0 \therefore \hat{E}_t = \bar{E}_t \;\; y \;\; \hat{E}_f = E_f\, e^{-j\delta} \;\; y \;\; e^{j\frac{\pi}{2}}$$

Por lo que sólo se desplaza a lo largo del eje real.

Sabemos que la impedancia es:

$$Z = R + j\,X$$

Y conjugando esta impedancia:

$$\hat{Z} = R - j\,X$$

Debido a que en circuito eléctrico de una máquina síncrona la resistencia es muy pequeña se puede considerar que: $R = 0$

Por lo que la impedancia síncrona queda:

$\hat{Z} = -jX$

Por lo que podemos escribir a 2.12 como:

$$S = E_t \hat{I} = E_t \frac{\hat{E}_F - \hat{E}_t}{-jX} = \bar{E}_F \frac{e^{-j\delta} - E_t}{-jX} =$$

$$-j \frac{E_t^2}{X} + \frac{\bar{E}_t \bar{E}_F}{X} e^{j(\frac{\pi}{2} - \delta)} \qquad \ldots 2.13$$

X es la reactancia interna de la máquina en estado estable, también se le llama reactancia síncrona o reactancia en eje directo (Xd).

Comparando esta última ecuación con la ecuación general de las máquinas síncronas:

$$S = A + B + C \qquad \ldots 2.14$$

Tenemos:

$$-jA = -j \frac{E_t^2}{Xd}$$

$$B = 0$$

$$C\underline{|\delta} = \frac{E_f - E_t}{Xd} e^{j(\frac{\pi}{2} - \delta)}$$

Por lo que para una máquina síncrona de rotor cilíndrico, la ecuación general queda:

$$S = -jA + C\underline{|\delta} \qquad \ldots 2.15$$

DIAGRAMA DE CAPABILIDAD

Este diagrama es útil y necesario en el estudio del comportamiento de la máquina, ya que en diseño de una máquina síncrona existe un límite que determina la capacidad para la cual fué diseñada la máquina.

Este límite está determinado por dos factores.

A. Los valores máximos de potencia (activa o reactiva) que puede proporcionar la máquina.

B. Límites térmicos que se dan en el campo y en la armadura de la máquina y que están determinadas por la corriente nominal de la máquina cuando opera en estado permanente.

Por lo que el diagrama de capabilidad nos muestra hasta que punto es posible cargar una máquina síncrona sin el posible deterioro de sus componentes, y para cualquier condición de operación.

Para trazar el diagrama de capabilidad de la máquina síncrona de rotor cilíndrico usamos la ecuación encontrada anteriormente.

$$S = -j\bar{A} + \bar{C}\underline{|\delta}$$

S = potencia aparente de la máquina síncrona.

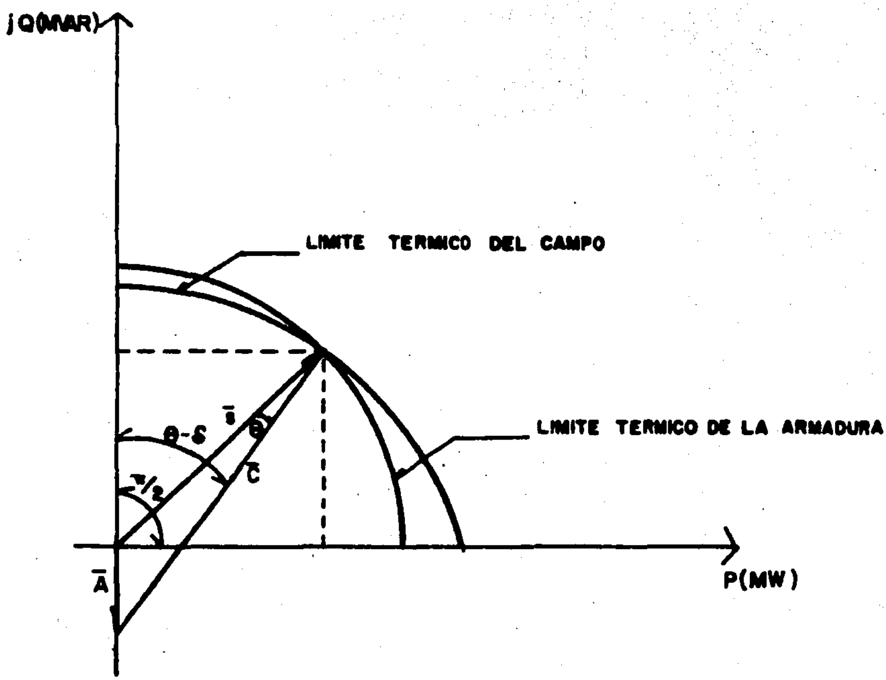


FIG. 2.4 Diagrama de capabilidad.

$-j\bar{A}$ = son las coordenadas del eje.

$C\underline{|\delta}$ = es la ecuación polar de un círculo.

En un sistema de coordenadas rectangulares en el eje de la ' obcisa se representa la potencia real o activa en Mw ; el eje de las' ordenadas los valores de la potencia reactiva en MVAR.

En el diagrama de capabilidad figura 2.4, el punto donde se' interceptan los dos círculos determina el punto que representa la po-- tencia nominal que puede aportar la máquina.

A partir de la ecuación 6, se puede determinar la potencia ' activa y reactiva que la máquina producirá.

$$S = -j\bar{A} + \bar{C}\underline{|\delta} = -j\frac{\bar{E}_t^{\,2}}{Xd} + \frac{\bar{E}_t\,\bar{E}_F}{Xd}\,e^{j\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right)}$$

Aquí:

$$e^{j\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right)} = \cos\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right) + \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right)$$

Usando las identidades trigonométricas siguientes:

$$\cos(a+b) = \cos a \cos b + \operatorname{sen} a \operatorname{sen} b$$

$$\operatorname{sen}(a+b) = \operatorname{sen} a \cos b - \operatorname{sen} b \cos a$$

Por lo que:

$$e^{j\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right)} = \cos\frac{\pi}{2}\ \cos\delta + sen\frac{\pi}{2}\ sen\,\delta +$$

$$j\left(sen\frac{\pi}{2}\ \cos\delta - \ sen\,\delta\cos\frac{\pi}{2}\right)$$

Sabemos que:

$$\cos\frac{\pi}{2} = 0$$

$$sen\,\frac{\pi}{2} = 1$$

Por lo que la expresión queda:

$$e^{j\left(\frac{\pi}{2}-\delta\right)} = sen\ \delta + j\cos\delta$$

Sustituyendo en :

$$S = -j\ \frac{\bar{V}_t^{\,2}}{Xd} + \frac{\bar{V}_F\ \ \bar{V}_t}{X\,d}\quad (sen\ \delta + j\ \cos\ \delta)$$

Y agrupando:

$$S = \frac{\bar{V}_F\ \bar{V}_t}{Xd}\ \ sen\ \delta + \frac{j}{Xd}\ \left(\bar{V}_F\ \ \bar{V}_t\ \ \cos\ \delta - V_t^2\right)$$

De la ecuación:

$$S = P + j\,Q:$$

P es la parte real de la potencia aparente o potencia activa o real.

Q es la parte compleja de la ecuación o potencia reactiva,-- así:

$$P = \frac{\bar{V}_F \ \bar{V}_t}{Xd} \quad sen\ \delta \ (p.u)$$

$$Q = \frac{1}{Xd} \quad (V_F \ V_t \ \cos \delta - V_t^2) \quad (p.u.)$$

Por lo que:

$$S = P + j\, Q$$

III.- INTERCONEXION DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA

1.- CONCEPTOS BASICOS

1.- CONCEPTOS BASICOS

La potencia consumida en un sistema eléctrico varía en función de tiempo. Sí existe una diferencia entre la potencia consumida y la potencia generada, ésta causa una variación de frecuencia, ya que a ésta diferencia corresponde un desequilibrio entre el par resistente y el par motor de los generadores, si partimos de un estado de equilibrio en que el par motor es igual al par generador y al que corresponde un valor determinado y constante de frecuencia, se produce un cambio de la potencia consumida y si la posición de las válvulas de admisión de agua o de vapor de las turbinas no se modifica, la frecuencia del sistema variará.

En general se llega un nuevo estado de equilibrio a una frecuencia distinta de la inicial, en efecto, en la mayor parte de los casos un aumento de frecuencia produce un aumento del par resistente de la carga y una disminución del par motor de las turbinas, una disminución de la frecuencia produce el efecto contrario.

En los sistemas eléctricos de potencia existen dos casos de potencias:

A. Cuando la potencia es función de la frecuencia:

$$F > 0 \quad \Rightarrow \Delta P_E > 0$$

B. Cuando la potencia no es función de la frecuencia:

$P_E \neq f(F)$ y $F = 0 \therefore P = 0$

Sólo nos ocuparemos del primer caso.

Analizando la figura 1 - 1 :

Sabemos por definición que la característica de la carga es:

$$\underline{N}_K = \frac{\Delta \underline{P}_k}{\Delta \underline{F}} \quad \ldots \; 3.1$$

Donde:

$\underline{N}_K$ es la característica de la carga en $\left(\frac{MW}{Hz}\right)$

$\Delta \underline{P}_K$ es el incremento de potencia de la carga.

ΔP_G es el incremento de potencia de generación.

ΔF es el incremento de la frecuencia.

Si dividimos la ecuación entre cantidades base para pasar a (p.u.).

$$N_K = \frac{\frac{\Delta \underline{P}_K}{P_B}}{\frac{\Delta \underline{F}}{F_B}} = \frac{F_B \; \Delta \underline{P}_K}{P_B \; \Delta F}$$

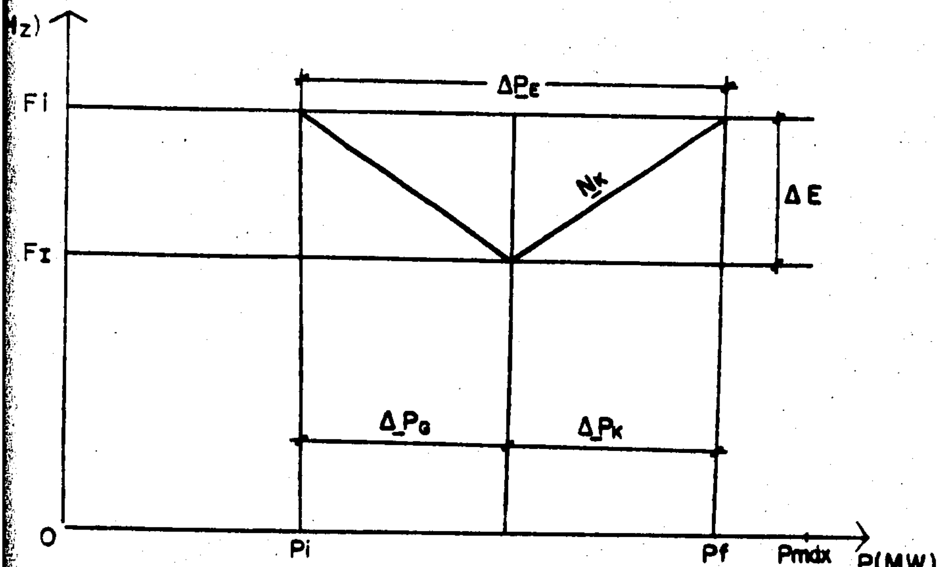


FIG. 1-1

Donde:

$$\frac{\Delta \underline{P}_K}{\Delta \underline{F}} = \underline{N}_K$$

Por lo que:

$$N_K = \frac{F_B}{P_B} \underline{N}_K \qquad (p.u.)$$

Sabemos que el coeficiente de amortiguación de un SEP está dado por:

$D = Pi \ N_K$ y así $Pi = 1$ (p.u.) por lo que:

$$D = N_K \ (p.u.) \qquad \ldots \ 3.2$$

Por lo que la característica de carga se puede escribir como:

$$\underline{N}_K = \frac{P_B}{F_B} D \qquad (\frac{MW}{Hz})$$

De la figura tenemos:

$$\Delta P_E = \Delta P_G + \Delta P_K$$

De 3.1 y de 3.2:

$$\Delta P_K = D \Delta F \qquad \ldots \ 3.3$$

Si hacemos $\Delta F = p\delta$ tenemos:

$$\Delta P_E = \Delta P_G + D p\delta \quad (p.u.) \quad \ldots 3.4$$

Si recordamos la ecuación:

$$\Delta P_m - \Delta P_E = Ms p\delta \quad (p.u.)$$

Sustituyendo el anterior:

$$\Delta P_m - \Delta P_G - D p\delta = Ms p\delta \quad \ldots 3.5$$

Despejando:

$$\Delta P_m - \Delta P_G = Ms p\delta + D p\delta$$

Y agrupando:

$$\Delta P_m - \Delta P_G = (Ms + D) p\delta \quad \ldots 3.6$$

Y aplicando al operador de lapace la ecuación dinámica del' sistema eléctrico de la potencia queda:

$$\Delta P_m (s) - \Delta P_G (s) = (Ms + D) p\delta (s) \quad (p.u.) \quad \ldots 3.7$$

Y despejando:

$$p\delta = \frac{\Delta P_m - \Delta P_G}{Ms + D}$$

Cuyo diagrama de bloques es la figura 1.2:

Así pues el nuevo parametro D, llamada coeficiente de amortiguamiento, introducido en la ecuación dinamica del sistema eléctrico de potencia garantiza la posibilidad (inherente al sistema) de alcanzar un nuevo estado de equilibrio.

Según la naturaleza de la carga considerada y el tipo de las turbinas el valor del coeficiente puede variar considerablemente.

Por ejemplo, si la carga eléctrica conectada es insencible al cambio de frecuencia (puramente resistiva), $jX \rightarrow 0$ el coeficiente D será igual a 0.

En un mismo sistema el valor de D varía con la carga, ya que la relación de la carga sencible a la frecuencia, a la insencible a la frecuencia, no es la misma con carga baja que con carga alta.

En un sistema eléctrico grande, el valor del coeficiente de amortiguación puede tener valores bajos y en tal caso las variaciones de frecuencia del sistema debidas a las variaciones inevitables de la carga pueden tener un valor inadmisible.

Es necesario adaptar en cada instante la potencia producida

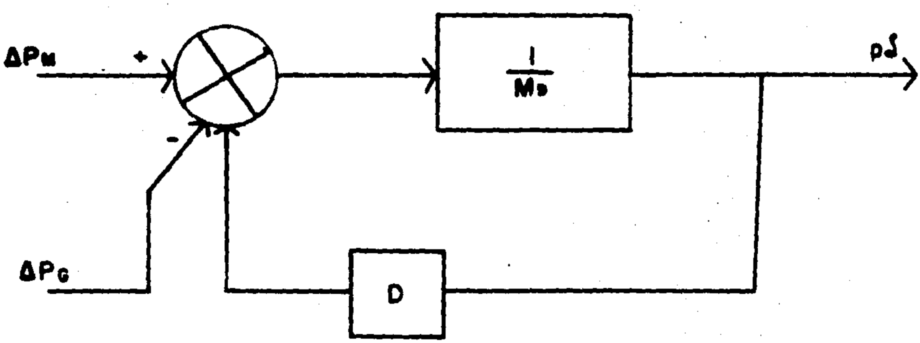


FIG. 1-2

Por la turbina y demás primotores a la potencia consumida en el sistema, actuando sobre las bálbulas de admisión de las turbinas.

Para definir con precisión las condiciones que deben cumplir los dispositivos de regulación, es necesario examinar previamente la naturaleza de las variaciones de la carga de un sistema de potencia eléctrica.

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencia, etc.), de potencia comparada con la potencia consumida del sistema.

Los instantes respectivos de conexión y desconexión dependen del azar, pero la potencia media absorvida en un periodo dado por el conjunto de cargas de la misma especie sigue una ley bien determinada que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema considerado.

Por lo que es posible preveer el consumo de energía y elaborar un programa de generación.

Sólo que éstas previsiones no son exactas y si no existiesen ningún sistema de regulación automática, la potencia generada por el conjunto de unidades generadoras variaría en función del tiempo de ' acuerdo con la acción ejercida sobre los órganos de admisión de las turbinas por el personal de operación de las plantas, que trata de realizar en la forma más aproximada posible, el programa de generación.

El sólo contar con un control manual de la potencia generada' en relación con la potencia consumida producirá si no existe ningún medio de control automática, variaciones de frecuencia cuyo valor dependerá del coeficiente de amortiguación del sistema.

Con el objeto de evitar estas variaciones de frecuencia excesivas las turbinas están previstas de reguladores de velocidad automáticos que actuan sobre los órganos de admisión cuando la velocidad de la' turbina se aparta de la velocidad de referencia del regulador.

Se le llama regulación primaria a esta regulación automática' efectuada por los reguladores de velocidad.

Los reguladores de velocidad, o gobernadores, de las turbinas, que actuan sobre los dispositivos de admisión, son individuales, instalados junto a cada turbina sin ninguna conexió entre ellos.

La velocidad angular de todos los generadores conectados al ' sistema es igual a la frecuencia del sistema dividido por el número de' pares de polos del generador.

$$N = \frac{F}{P}$$

Donde:

N = velocidad angular en revoluciones por segundo.

F = frecuencia en ciclos por segundo.

p = número de pares de polos.

El estatismo se define como la diferencia entre la frecuencia en vacio y la frecuencia nominal.

$$e = Fo - Fn \quad (Hz)$$

Y la regulación será:

$$R = \frac{e}{Fn} = \frac{Fo - Fn}{Fn} \qquad (p.u)$$

Aquí Fo y la Fn son las frecuencias a carga cero y carga nominal. Graficamente figura 1-3

Se considera al estatismo como una línea recta aunque dista mucho de sería y en realidad es una sucesión de líneas, de pequeñas líneas casi rectas, pero de diferente pendiente.

En los estudios ordinarios de operación está permitido considerar el estatismo como línea recta y evidentemente descendiente, esto es, con pendientes negativos.

También en operación se usa, por el hecho de ser línea recta, que la característica es el cociente del intervalo de variaciones de -- frecuencia divididas por el intervalo o de variación de potencia y se ' le llama N.

$$N = \frac{\Delta P}{\Delta F} \qquad \left(\frac{Mw}{Hz}\right)$$

Se puede expresar en p.u. cuando tanto el numerador como para el denominador se usa también el p.u.; en algunos casos se expresa en ' Mw/p.u.

En la práctica de control como la unidad Hz.

Es demaciado grande, se usa el DECIHERTZ (dHz), y finalmente la caracterísitica se expresa así:

$$N = \frac{Pn}{10\ EFn} \qquad \left(\frac{Mw}{Hz}\right)$$

Donde:

N = característica de generación.

Pn = potencia nominal de la unidad (Mw).

E = estatismo de la unidad en(p.u.)

Fn = frecuencia nominal en (Hz).

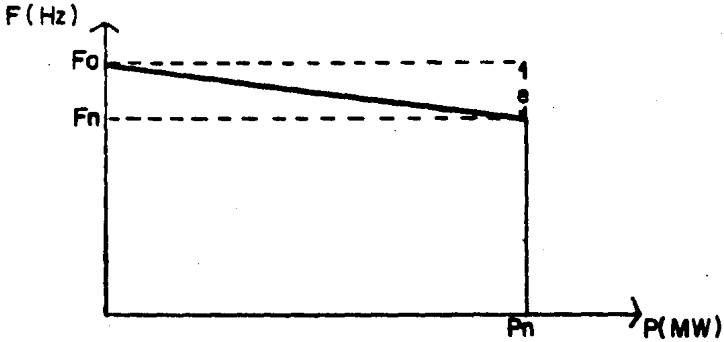


FIG. 1.3

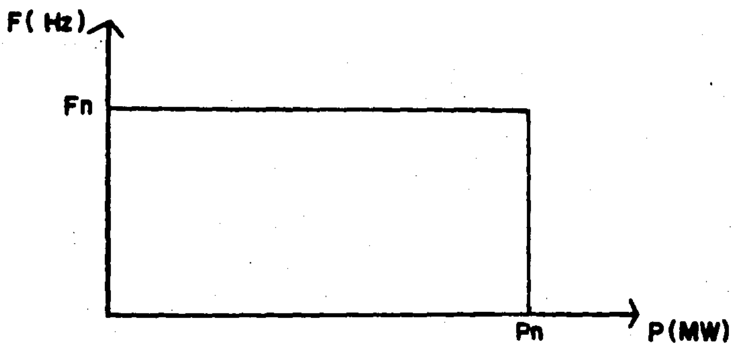


FIG. 1.4

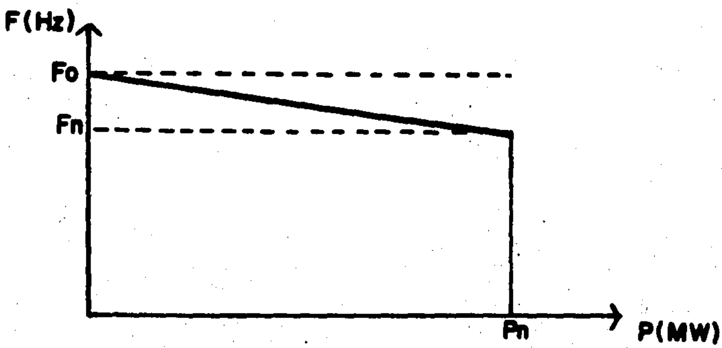


FIG. 1.5

La unidad formada por generador, primotor y regulador de velocidad pueden tener dos tipos de características en función de su frecuencia y de su potencia generadora.

A. - Característica astática.- Es aquella que para una frecuencia dada existen un número infinito de potencias que se ' representan graficamente en la figura 1.4

B. - Característica estática.- Es aquella en que para frecuencia existe un sólo valor de potencia y se representa gráficamente en la figura 1.5

Para que varias unidades generadoras puedan trabajar en paralelo, es necesario que sus reguladores de velocidad al actuar sobre los ' primotores, lo hagan siguiendo una característica estática.

La característica de generación se define como sigue:

$$NG = - \frac{\Delta PG}{\Delta F}$$

De la ecuación anterior observamos que a todo incremento de potencia corresponde uno de frecuencia pero de signo contrario.

Esto es a todo aumento de carga corresponde un decremento de ' la frecuencia.

Analizando la figura: 1 - 6

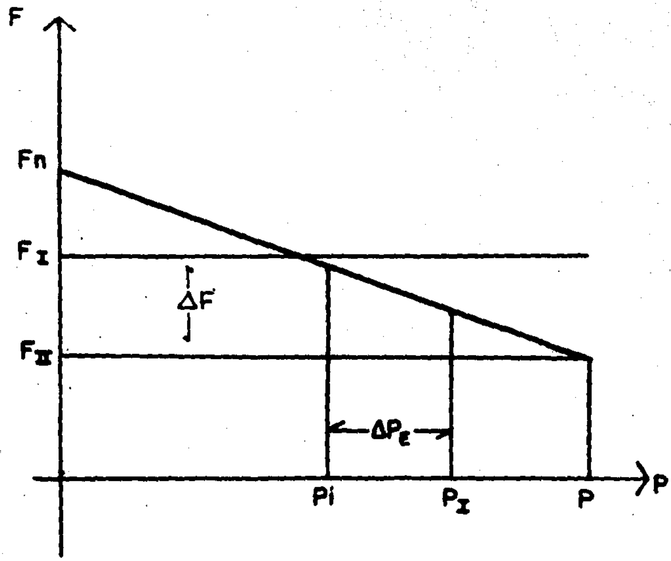


FIG. 1.6

Observamos que hay triángulos semejantes, y

$$NG = \frac{\Delta PG}{\Delta Fn} = \frac{Pn}{e}$$

Sabemos que:

$$e = FnR$$

Por lo tanto:

$$NG = \frac{Pn}{FnR}$$

Característica del sistema N_s

La característica del comportamiento del sistema eléctrico de ' potencia es la resultante de las dos características, la de generación y' la de carga.

La generación por efecto de los reguladores de velocidad, aumen ta si la frecuencia baja, por su parte la carga aumenta si la frecuencia' sube.

Por lo que la característica de generación N_G es negativa, y' la característica de la carga N_K es positiva.

Para observar la relación que existe entre la característica de generación, la de carga y la frecuencia analizaremos la figura 1.7.

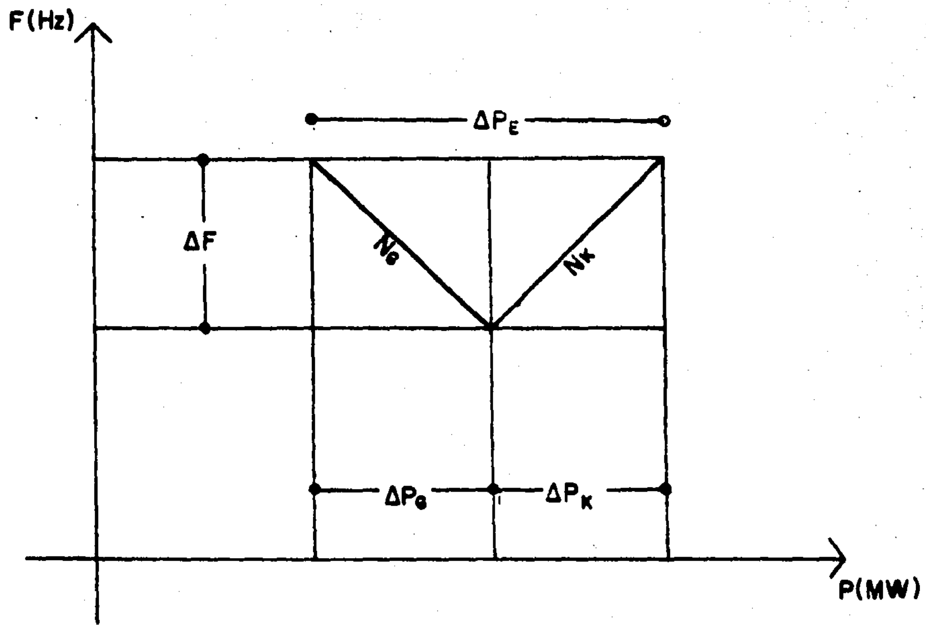


FIG. 1.7

Aquí observamos que cuando hay un incrementeo en la potencia de la carga ΔP_G, existe un decremento en la frecuencia, de su valor nominal Fn, hasta un nuevo valor de frecuencia F_I, siguiendo la línea de la característica de generación.

Cuando se ha satisfecho este incremento de potencia de la carga se registra un incremento de la frecuencia siguiendo la línea de la característica de la carga N_K, hasta su valor inicial de frecuencia nominal.

Por lo que el incremento de la potencia eléctrica de la carga es:

$$\Delta P_E = \Delta P_G + \Delta P_K$$

Debido a la vulnerabilidad que presenta todo sistema eléctrico de potencia se hace necesario contar con unidades generadoras de reserva por si se dá el caso de que falle alguna máquina de las que estén trabajando además esta reserva garantiza la satisfacción de la demanda de energía eléctrica.

Si en un área o sistema, una unidad generadora súbitamente se desconecta, la potencia que ésta unidad producía, a la frecuencia inicial, es absorbida por:

A. - El resto de las unidades conectadas, aumenta su generación ΔP_G, porque sus reguladores de velocidad actuaron por el descenso de la frecuencia; y

B. - La potencia de la carga disminuye la ΔP_K por efecto de la disminución de frecuencia.

Ejemplo;

Con los datos dados y la figura, encontrar:

ΔF y ΔP_E

$Fn = 60$ (Hz) $Pi = Pc = 80$ (MW)

$R = 5\%$ $P = 20$ (MW)

$Pn = 150$ (MW)

De la figura: 1.7

$\Delta F = Fn - FI$

Sabemos que:

$$N_G = \frac{\Delta P_G}{\Delta F} = \frac{Pn}{RFn}$$

Así:

$$N_G = \frac{150}{0.05\ (60)} = 50$$

TABLA 1 - 1

UNIDAD AREA O SISTEMA	Pm (MW)	Pi (MW)	R %	$\frac{1}{R}$ $\frac{MW}{\%\ F}$	D $\frac{M}{\%\ F}$
a	700	500	6		
a'	500	400	6		
a"	250	100	5		
A	1 450	1 000	-		15
A'	10 000	9 000	5		135
S	11 450	10 000	-		150

De :

$$\Delta F = \frac{\Delta P}{N_G} = \frac{20}{50} = 0.40 \quad (Hz)$$

De:

$$FI = Fn - \Delta F$$

$$FI = 60 - 0.40 = 59.60 \quad (Hz)$$

Que es la nueva frecuencia del sistema de la figura 1.8 :

$$\Delta P_E = \Delta P_G + \Delta Pk$$

De la característica de la carga:

$$N_K = \frac{\Delta Pk}{F} = \frac{\frac{\Delta P}{\Delta F} \; Pi}{F_N} = \frac{\frac{20}{0.40} \; (80)}{60} = 66.66$$

$$P_K = N_K \quad F = 66.66 \times 0.40 = 26.66$$

Y de la característica de generación:

$$N_G = \frac{\Delta P_G}{F}$$

$$\Delta P_G = N_G \Delta F = 50 \times 0.40 = 20$$

Y sustituyendo

$$\Delta P_E = 20 + 26.66 = 46.66 \quad (MW)$$

O bien:

$$N_s = N_G + N_K$$

$$N_s = \frac{\Delta P_G}{\Delta F} + \frac{\Delta P_K}{\Delta F} = \frac{\overbrace{P_G + P_K}^{P_E}}{\Delta F} + \frac{\Delta P_E}{\Delta F}$$

$$Ns = \frac{\Delta P_E}{\Delta F}$$

De aquí:

$$\Delta P_E = N_s \Delta F$$

Así:

$$\Delta P_E = (50 + 66.66) \quad (0.40) = 46.66 \quad (MW)$$

Para ejemplicar como trabaja un sistema interconectado vemos el ejemplo de la figura 1.8.

Estando el área A en las condiciones iniciales se presenta -- una súbita desconexión de la unidad A del área A.

Los datos del problema se dan en la tabla 1-2

La perturbación que experimenta el sistema S es equivalente a la que se presentaría si el sistema con la unidad a" no conectada su --

TABLA 1 - 2

u/p	P_{Gn}	E	Po
	MW	%	MW
A	50	4	45
B	100	5	80
PLANTA	150	-	125

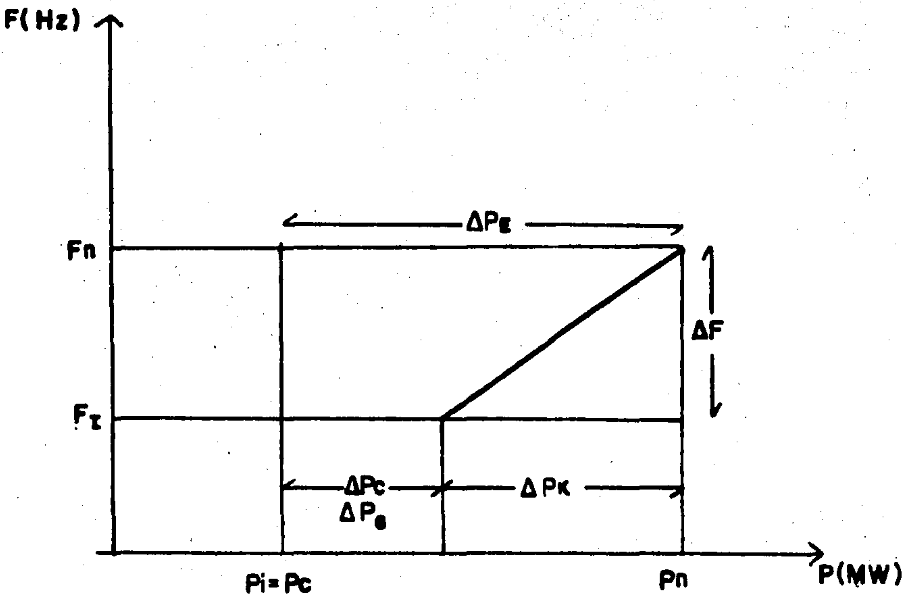


FIG. 1.8

frieran un aumento instantaneo de carga ΔP_C de igual magnitud de potencia (a la frecuencia nominal), que la que generaba la unidad a".

En el ejemplo , se está desarrollando la $P = Pi$ o sea que es la potencia inicial de la carga a $Fn = 60$ Hz.

Sin embargo si el sistema o área tuviese un súbito aumento de carga la P sería la potencia final de la carga a Fn.

O dicho de otro modo P = a la potencia inicial para todo el sistema a Fn que es igual a la potencia final que tendrán que absorver a Fn las unidades que quedaron en sistema después de la desconexión de la unidad a".

Algunos autores acostumbran llamar regulación R a lo que nosotros llamamos estátismo E y ambos se miden en porcientos E (%) = R (%).

La característica N_G que medimos en MW/Hz o MW/dHz se acostumbra llamar 1/R y aunque también en ocasiones usan las mismas unidades, es frecuente que la expresen en MW/% de frecuencia.

La característica N_k que se mide en MW/Hz o MW/dHz o % de potencia/% de frecuencia puede actuar como elemento amortiguador (damping, como ya lo demostramos anteriormente) del descenso de frecuencia se acostumbra llamar D pero expresándola en las mismas unidades que se adoptaron para $\frac{1}{R}$.

Por lo que se puede escribir:

$$N_S = N_G + N_k = \frac{1}{R} + D \quad \text{(MW/\% de frecuencia)}$$

Sabemos que:

$$N_G = \frac{Pn}{RF_N}$$

Así:

$$N_{GA} = \frac{Pna}{Ra\ Fn} = \frac{700}{(0.06)\ 60} = 194.44$$

$$N_{GA'} = \frac{500}{(0.06)\ 60} = 138.88$$

$$N_{GA'} = \frac{10\ 000}{(0.05)\ 60} = 3\ 333.33$$

$$N_{GA} = N_{Ga} + N_{Ga'}$$

$$N_{GA} = 199.44 + 138.88 = 333.32$$

$$N_{GS} = N_{GA} + N_{GA'}$$

$$N_{GS} = 333.32 + 3\ 333.33 = 3\ 666.65$$

$$N_{KS} = \frac{1.5 \times P}{1.0 \times Fn}$$

$$N_{KS} = \frac{1.5\ (10\ 000)}{1.0\ (60)} = 250$$

$$NS = N_{GS} + N_{KS}$$

$$NS = 3\ 666.65 + 250 = 3\ 916.65$$

El ΔF es:

$$\Delta F = \frac{\Delta Pa''}{Ns}$$

$$\Delta F = \frac{100}{3\ 916.65} = 0.0255$$

Los incrementos de generación de áreas, sistema, y máquinas son:

$$\Delta G = N_G \quad \Delta F$$

$$\Delta G_A = N_{GA} \quad . \Delta F = 333.32\ (0.0255) = 8.51 \quad (MW)$$

$$\Delta G_{A'} = 3\ 333.33 \quad (0.0255) = 84.99 \quad (MW)$$

$$\Delta GS = 3\ 666.65 \quad (0.0255) = 93.49 \quad (MW)$$

$$\Delta GA = 194.44\ (0.0255) = 4.95 \quad (MW)$$

$$G_{A'} = 138.88\ (0.0255) = 3.47 \quad (MW)$$

Y las potencias totales: $P_T = Pi + \Delta P_G$

$$P_{TA} = 600 + 4.95 = 604.95 \qquad (MW)$$

$$P_{TA'} = 400 + 3.47 = 403.47 \qquad (MW)$$

$$P_{TA} = 1\ 450 + 8.49 = 1\ 458.49 \qquad (MW)$$

Por los resultados obtenidos observamos que no tenemos ningún problema para satisfacer el incremento de potencia ya que las máquinas a y a' cubren a la máquina que salió.

Por lo que el sistema no reciente problema ni desaturación' ni de otra especie.

El ejemplo 2 nos servirá para comprender el problema de la' saturación.

Donde se supone tenemos una planta con dos unidades cuyos ' datos aparecen en la tabla 1.2

El incremento de carga tiene un valor de 20 Mw, y el valor de la frecuencia nominal es de 60 Hz.

La característica de generación de cada una de las unida-- des será:

$$N_G A = \frac{50}{10\ (.04)\ (60)} = 2.08 \quad (Mw/dHz)$$

$$N_G B = \frac{100}{10\ (0.05)\ (60)}$$

La característica de la planta es:

$$N_G P - 2.08 + 3.333 = 5.41 \ (Mw/dHz)$$

El decremento de frecuencia de la planta es:

$$F = \frac{20}{5.41} = 3.7 \qquad (dHz)$$

El incremento de potencia de la máquina A es:

$$P_G A = 2.08\ (3.7) = 7.696 \qquad (Mw)$$

La potencia final de la máquina A será la suma de la potencia inicial más el incremento.

$$P_f = 45 + 7.696 = 52.696 \qquad (Mw)$$

De aquí podemos ver que la potencia final es mayor que la nominal, por lo que la máquina A se satura; ahora podemos calcular el decremento de frecuencia presentado hasta el momento de saturación, ya que el incremento de potencia permisible es la diferencia entre la potencia nominal y la potencia actual, luego entonces' el decremento de frecuencia será:

$$\Delta\ FAS = \frac{50 - 45}{2.08} = 2.4 \qquad (dHz)$$

Calculando el incremento de potencia generado por la máquina B hasta el instante en que A se satura.

$$\Delta\ P_{BAS} = 2.4\ (3.333) = 7.999 \qquad (Mw)$$

A partir de este momento $NG_P = NG_B$; ya que la planta sólo dispone de la máquina B para satisfacer la demanda de potencia, por lo que B deberá asimilar la carga restante (C_{ds}).

$$C_{ds} = AC - P_{As} - P_{BAS}$$

$$C_{ds} = 20 - 5 - 7.99 = 7.01 \qquad (Mw)$$

Obteniendo el decremento de frecuencia.

$$\Delta\ F_{ds} = \frac{7.01}{3.33} = 2.1 \quad (dHz)$$

Y el decremento de la frecuencia total será:

$$\Delta\ F_t = \Delta F_{As} + \Delta F_{ds}$$

$$\Delta F_t = 2.4 + 2.1 = 4.5 \quad (dHz)$$

El incremento de potencia de la máquina B será:

$$\Delta P_{GB} = AP_{BAs} + AP_B$$

Donde:

$$\Delta P_B = 2.1\ (3.333) = 6.99 \quad (Mw)$$

Por lo tanto:

$$\Delta P_{GB} = 7.99 + 14.98 = 15 \quad (Mw)$$

2.- SISTEMAS AREA Y MULTIAREA

Podemos definir a un sistema eléctrico como un' conjunto de elementos interconectados entre sí, para desarrollar un propósito determinado, que es la generación, ' transmisión y distribución de la energía eléctrica con la continuidad, calidad y economía adecuadas.

Se entiende por área, dentro de los sistemas interconectados a una zona territorial, que es eléctricamente coherente y que éxiste a su vez todo un sistema eléctrico (centro de generación, red de distribución y centro de carga), y donde la capacidad de generación es aproximadamente igual a la carga.

Existen dos tipos de sistemas dependiendo si están o no interconectados:

A.- Sistemas de área simple.

B.- Sistemas de área multiple.

Sistema de área simple.- para comprender este tipo de sistema podemos imaginar un gran BUS (o barras colectoras), al cual están conectadas todas las unidades generadoras, de sistema.

En igual forma están conectadas a este mismo BUS, en forma radial, todas las cargas del sistema.

Este tipo de sistema no tiene conexión alguna con otro sistema o con otra fuente de alimentación, por lo cual es autosuficiente.

Cuando opera un estado estable, la suma de las potencias de las cargas es igual a la suma de las potencias que son generadas y la frecuencia es constante (o sea a frecuencia nominal), esto es:

$$\sum_{j=1}^{n} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{n} Pci \qquad F = \text{constante}$$

Como la carga es una variable independiente (cambia aleatoriamente), alguna máquina generadora debe suministrar la energía necesaria.

Esto es, que un cambio en la carga (i) Δ Pci lo debe obsservar la unidad generadora (j) Δ P_{Gj}.

El principio básico es el siguiente:

Los cambios de carga son absorbidos por el sistema, no ' importa donde ocurran, basando la operaciónen la economía total -- del sistema, esto es que el costo del incremento de generación sea el mínimo.

Este tipo de sistema no existe en realidad.

Sistema de área multiple (multi-área).- Todos los sistemas están formados por conjuntos de carga y generación que pueden' formar grupos en los cuales la generación es de magnitud semejante al de la carga y que se unen entre sí, esto es, formando áreas interconectadas de un sistema de multi-áreas.

La interconexión se dá por razones de seguridad y de economía, y opera de la siguiente forma:

Cada área es responsable de la carga que suministra dentro de sus propias fronteras. Sin embargo, están interconectadas' entre sí y si por los enlaces no se transmitiera potencia alguna,' éstos no tendrían objeto alguno.

Por lo que el sistema multi-área preestablece cierta magnitud de potencia transmitida por los enlaces, potencia que cada ' área conserva, al mismo tiempo que es responsable de lo que ocurra dentro de ella.

Por lo que el control del sistema ya no unicamente con--

serva la frecuencia en un valor óptimo sino que debe conservar la magnitud de la potencia en los enlaces.

Para cumplir con lo anterior existen tres métodos de control:

A.- Frecuencia constante.

B.- Intercambio de potencia constante.

C.- Intercambio de potencia con modificación de frecuencia.

Este último se conoce como BIA de un sistema de multiáreas y establece tres funciones básicas, dos de obligaciones y -- una de contribución.

1.- Cada área tiene la obligación de ser responsable de lo que ocurra en sus fronteras.
Ajusta la generación de potencia hasta igualarla a la de la carga de sus consumidores, conservando constante la potencia en sus enlaces.

2.- Todas las áreas están obligadas a participar en le control de la frecuencia.

3.- Cada área contribuye ayudando a cualquier otra área cuando ocurre un cambio, esta ayuda es temporal y sirve para permitir que el área afectada cumpla su propia obligación de satisfacer su cambio local de carga.

La interconexión de áreas establece que a determinada frecuencia, unas alimenten su carga con su propia generación más la potencia de importación.

Otras áreas planean su generación para alimentar su propia carga y para tener potencia para exportar a otras áreas.

Todas las áreas deben conservar constantes tanto su potencia de exportación como la de importación.

Por ejemplo, si tenemos dos áreas A y A':

Area A : $Pc = P_G + P$ Imortación.

Area A': $P_G = Pc + P$ Exportación.

Esto para condiciones de estado estable.

3.- ERRORES DE CONTROL DE AREA

ERRORES DE CONTROL DE AREA

Error de control de área considerando a $N_K = 0$

En cada área existe un equipo de control automático que se ' encarga de descubrir los cambios de carga. Si el cambio es en su área, desarrolla un error de control, si el cambio no es en su área no desarrolla error alguno.

Cuando se da el error de control el equipo produce una co -- rrección que es un cambio de generación el cual anula el error.

Si el error es negativo, la corrección es positiva o sea que hay un aumento en la generación.

Si el error es positivo se da una corrección negativa que -- viene siendo una disminución en la generación.

Si el error se dá en una área el error se llama error de control de área (ACE).

Para comprender lo que es la interconexión haremos el si --- guiente análisis:

Consideremos un área A y un área o grupo de áreas A', cada área, la A por ejemplo interconectada con un grupo de áreas A' tiene un valor de potencia prefijado en sus enlaces.

Cuando hay un cambio de carga en A', los reguladores de velocidad del área A envían potencia a A' de acuerdo a su característica POTENCIA-FRECUENCIA, en este caso el área A no desarrolla error alguno.

Si el área A desarrolla error significa que sufrió un cambio de carga y aplica la corrección correspondiente a su generación.

Los cambios de generación son realizados por los reguladores de velocidad de las unidades generadoras (estos cambios de generación pueden ser negativos o positivos).

La satisfacción de la potencia requerida ocasionará que la estado estable se llegue a un valor de frecuencia diferente de la inicial.

En la figura (3-1) de frecuencia-intercambio de potencia se muestra la medida que ejecuta el control del área en donde la ordenada F_D es la frecuencia deseada y la abcisa I_D es la potencia de intercambio deseado.

Las unidades usadas son:

Frecuencia en (Hz)

Intercambio de potencia en (MW)

El punto 0 donde coinciden ambas ordenadas nos dá la condición inicial prefijada de frecuencia e intercambio de potencia que el ' área tiene que conservar y es el cruce de las dos características de -- operación de las áreas N^A y $N^{A'}$.

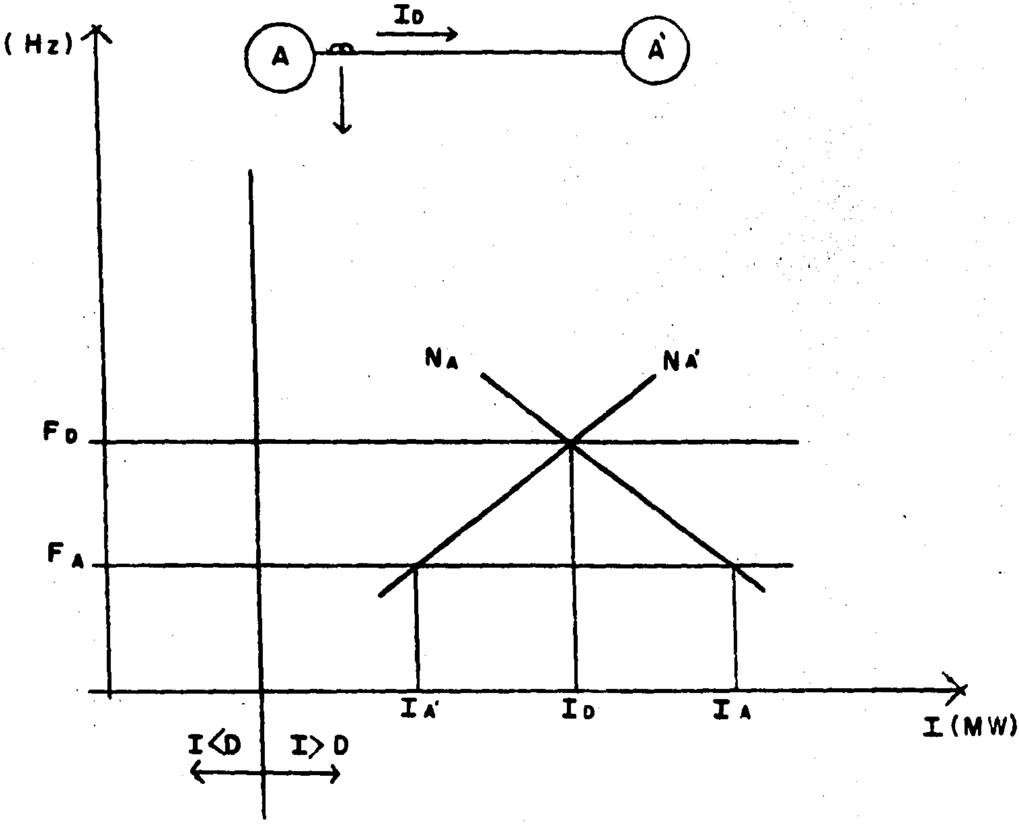


FIG. 3-1

Las características de generación son las características de potencia-frecuencia de cada área.

Arriba o abajo de la línea F_D se representa un aumento o una disminución de frecuencia respectivamente.

Cualquier valor de intercambio a la derecha de I_D, indica un aumento de generación en el área A, al darse un aumento de carga en el área A' esta variación de intercambio sigue la característica del área A, N^A.

Si se da un incremento de carga en A ésta recibe potencia del área A' de acuerdo a la característica $N^{A'}$ y la magnitud de intercambio se da a la izquierda de I_D.

La gráfica (3.1) marca un incremento de carga por lo cual la frecuencia cambia de F_D a F_A y el intercambio de la potencia pasa de I_D a I_A o $I_{A'}$.

Por lo que se deduce que hubo dos errores:

Uno de frecuencia: $E_F = \Delta F$ ... 3.1

Y uno de intercambio de potencia: $E_I = \Delta I$ ... 3.2

Con 3.1 y 3.2 obtenemos el error de área:

$$\varepsilon^A = \sum (E_F , \ _I) \quad \ldots 3.3$$

E^A es el error de control de área en (MW)

Y produce una corrección ε^A que es la corrección de potencia en (MW), igual pero de sentido contrario.

Si $E > 0$, $\varepsilon^A < 0$, existe un error positivo, lo que determina que la corrección debe ser negativa, que implica el área A disminuya su generación.

Si $E^A < 0$, $\varepsilon^A > 0$, el error es negativo, a lo que corresponde una corrección positiva que consecuentemente el aumento de generación en A.

A un $E^A = 0$, tenemos un $\varepsilon^A = 0$, lo que indica que no hay error de área por lo que no se requiere corrección alguna.

Como ya indicamos las unidades usadas son:

El error de frecuencia en (Hz) y

El error de intercambio de potencia en (MW)

El error de área (MW)

Por lo que se hace necesario pasar las unidades del error de frecuencia de (Hz) a (MW) puesto que la corrección aplicada al error está en (MW)

El error de frecuencia es la diferencia entre le valor actual y el valor de frecuencia:

$$\bar{E}_F = F_A - F_D \quad (Hz) \qquad \ldots 3.4$$

Como:

$$F_A < F_D \;; \quad (F_A - F_D) < 0$$

O sea que:

$$E_F = - \bar{E}_F \quad (Hz)$$

Recordando la expresión de la característica de generación:

$$N^A = \frac{\Delta P}{\Delta F} \quad (\frac{MW}{Hz}) \qquad \ldots 3.5$$

Se puede interpretar que a un error N^A (MW) corresponde a un incremento de frecuencia de 1 Hz.

Por lo que: $1 \quad Hz \quad = \bar{N}^A \quad (MW)$

Si dividimos la ecuación anterior entre (Hz), tenemos:

$$1 = \bar{N}^A \quad (\frac{MW}{Hz})$$

Por lo que:

$$E_F = -\bar{E}_F \times 1 = -\bar{E}_F \quad \bar{N}^A \quad (Hz \ \frac{MW}{Hz} = MW) \qquad \ldots 3.6$$

Donde observamos que es negativo y tiene por unidades a (MW)

En lo referente al error de intercambio de potencia este puede tener dos valores dependiendo si el intercambio es I_A o $I_{A'}$.

El error de intercambio se da por la diferencia del error de' intercambio actual y el error de intercambio deseado:

$$E_I = I_A - I_D \qquad (MW) \qquad \ldots 3.7$$

Ya que:

$$\rightarrow I_A > I_D \quad : \quad (I_A - I_D) > 0$$

Por lo que el error de intercambio es positivo:

$$E_I = +\bar{E}_I$$

Y el error de área A será positivo:

$$E^A = (+\bar{E}_I) + (\bar{E}_F \quad \bar{N}_A) \qquad (MW)$$

Y sabemos que:

$$N^A = \frac{\Delta \bar{I}}{\Delta F} = \frac{\bar{E}I}{EF} \quad \left(\frac{MW}{Hz}\right) \; ; \quad \bar{E}_I = \bar{E}_F \; \bar{N}^A \qquad (MW)$$

Por lo que no existe error de área:

$$E^A = (+\bar{E}_I) + (-\bar{E}_I) = 0 \qquad \ldots 3.8$$

Para el segundo caso:

$$E_{I'} = I_{A'} - I_D \quad (MW) \qquad \ldots 3.9$$

Como:

$$I_{A'} < I_D \; ; \quad (I_{A'} - I_D) < 0$$

Lo que implica que:

$$E_{I'} = -\bar{E}_{I'} \quad (MW) \qquad \ldots 3.10$$

El error de área A es:

$$E^A = (-\bar{E}_{I'}) + (-\bar{E}_F \; N^A) \qquad (MW)$$

$$E^A = -(\bar{E}_{I'} + \bar{N}^A \; \bar{E}_F) \quad (MW) \qquad \ldots 3.11$$

Que es el error de control de área y es negativo.

Generalmente la expresión de control de área se escribe de la siguiente manera:

$$E^A = (ACE)^A = (I_{A'} - I_D) + N^A \ (F_A - F_D) \quad (MW) \quad \ldots 3.12$$

Y arreglando:

$$(ACE)^A = -\ (\Delta \bar{I} + \bar{N}^A \Delta \bar{F}) \quad (MW) \quad \ldots 3.13$$

ERROR DE CONTROL DE AREA CON $N_K \neq 0$

Sabemos que la característica del área o sistema es igual a la suma algebraica de las características de generación y de carga:

$$N_S = N_G + N_K$$

También sabemos que la característica de generación es negativa y la de carga es positiva:

$$N_G = -\bar{N}_G \; ; \quad N_K = +\bar{N}_K$$

Y sabemos que: $\bar{N}_G > \bar{N}_K$ por lo que N_S es negativo:

$$N_S = -\bar{N}_S$$

N_G Es la pendiente de la línea recta que va desde carga cero hasta carga máxima cuando está a frecuencia nominal.

Se usa una línea recta, aunque en realidad es una línea ondulada ya que los cambios de carga que se controlan son realmente pequeños y que la N_G de un área es la suma de todas las N_G de todas las unidades.

N_K es la característica de la carga y depende de la cantidad relativa de carga motriz y resistiva y cambia de forma aleatoria.

Tanto la N_G como N_K son valores aproximados por lo que la N_S es también un valor aproximado.

El equipo de control determina su primera acción, el error de control de área (ACE), midiendo el error de intercambio de potencia y el error de frecuencia.

Cuanto mayor sea el sistema las desviaciones de frecuencia son más pequeñas y el efecto resultante de un cambio de carga basicamente afecta la desviación del intercambio.

Anteriormente se indicó que el error de frecuencia para convertirlo en magnitud de corrección de potencia se multiplica por la característica del área en cuestión.

En otras palabras el error de frecuencia se afecta por un valor que actua como valor de desviación de frecuencia (bias factor) y se designa B; B F.

Por lo que el control se denomina potencia de intercambio con desviación de frecuencia (tie-line Bias Load Frequency Control).

B es un alimento de ajuste de control, en rigor su valor deviera ser igual a la característica del área.

$$B = \bar{N} \quad \left(\frac{MW}{Hz}\right)$$

Dar un valor a B lo más cercano a $\bar{N}$ da un control casi óptimo.

Un error en la determinación de la $\bar{N}$ resulta un error de ajuste del dispositivo B del equipo de control.

Por lo que cabe la pregunta ¿Qué es preferible, que B -- sea mayor que $\bar{N}$ o que B sea menor que $\bar{N}$?.

Varios análisis han aportado las siguientes conclusiones:

A.- Si B es diferente que $\bar{N}$. El área donde hubo una ' perturbación no hace la corrección adecuada, y las demás áreas resultan con mejores e indebidamente participan en el control.

B.- Si B es menor que $\bar{N}$ empeora la frecuencia que las' otras áreas se ven obligadas a corregir.

C.- Si B es mayor que $\bar{N}$ las áreas donde hubo alteración sobreayudan al área que tuvo el cambio de carga.

Por lo que es preferible que B sea mayor que N haciendo lo posible para que la diferencia sea mínima.

4.- REPRESENTACION GRAFICA DE SISTEMAS INTERCONECTADOS

REPRESENTACION GRAFICA DE UN SISTEMA INTERCONECTADO

La siguiente figura (4.1) muestra cinco plantas generadoras que operan interconectadas.

Esta unión está representada en su forma más simple.

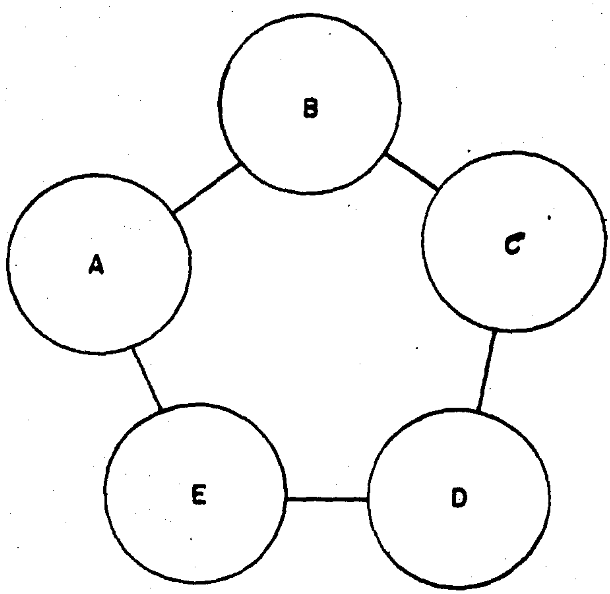


Figura 4 - 1

La figura (4.2) es una extensión de la (4-1) y muestra a las plantas (Letra G) con sus respectivas cargas (Letra L), las letras primas son fuentes sustitutas de energía eléctrica.

Esto es representativo de la interconexión y se puede operar como área simple o como áreas multiples.

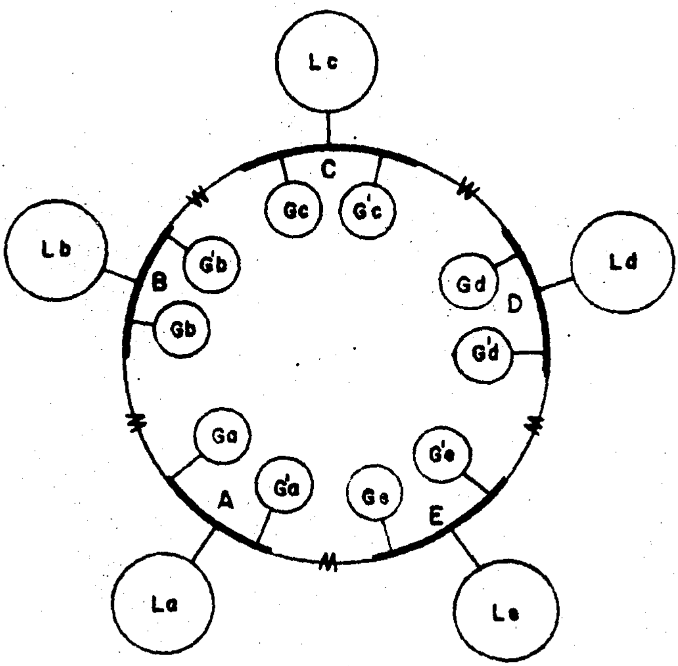


Figura 4 - 2

La figura (4.3) muestra las mismas plantas generadoras en operación como área simple, lo cual indica que la potencia transmitida en las líneas de interconexión no es consecuencia ni origen de cambios de carga.

La potencia transmitida será asignada donde haya necesidad de ella, considerando factores económicos sobre la base de cualquiera de las plantas puede estar probablemente tomando los cambios de car ga de cualquier otra planta generadora.

En este caso todas las plantas son a la vez un sistema y un área.

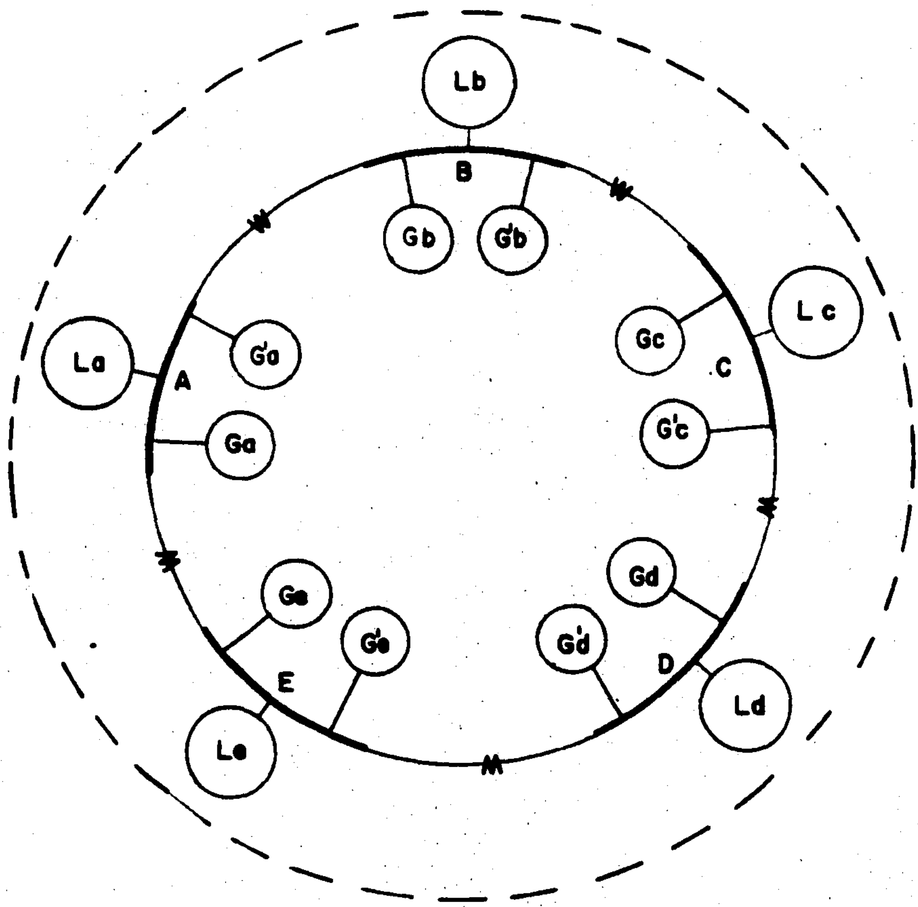


Figura 4 - 3

La figura (4.4) muestra a las cinco plantas cada una operando independientemente como una área separada.

Aquí cuando ocurre un cambio de carga, por ejemplo en el -- área C, la generación de esta área C tiene que incrementarse por encima del cambio de carga.

La potencia transmitida a través de las líneas de interconexión de las áreas ahora es importante.

Aquí los intercambios del flujo de potencia deben ser programados y los controladores usados para mantenerlos en los niveles ' deseados de programación.

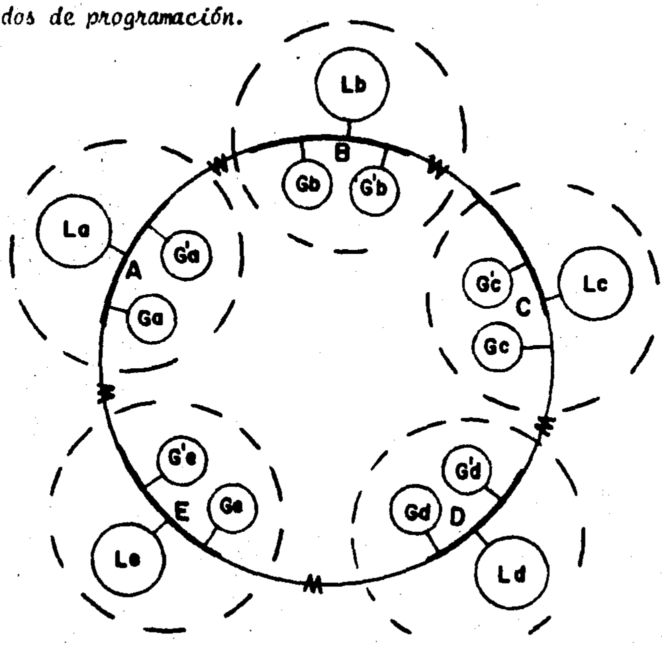


Figura 4 - 4

La figura (4.5) es una combinación de las figuras (4.3) y (4.4) aquí cuatro plantas (A, B, C, Y D) operan como área la quinta' planta (E) opera independientemente como otra área, por lo que hay -- dos áeras operando completamente interconectada, esto se da comunmente cuando la disposición de operación determina que un sistema de --- área simple se conecte a una planta independiente.

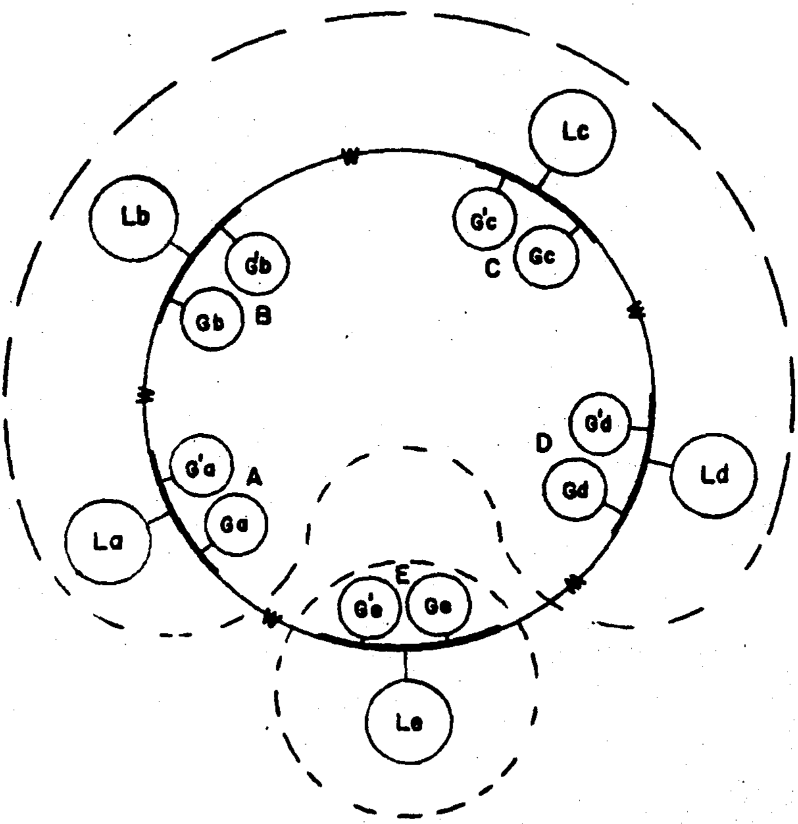


Figura 4 - 5

La figura (4.6) proviene naturalmente de la figura (4.5) es un diagrama bastante simple, se usa al inicio de un análisis del control del flujo de potencia en las líneas de enlace.

Son dos áreas que pueden ser enlazadas.

Con el interruptor T abierto cada área es independiente y operan como un área aislada.

Con el interruptor T cerrado, las dos áreas operan paralelamente, cada una absorbe sus propios cambios de carga y el flujo de ' potencia entre las líneas de interconexión es regulado mediante un programa de intercambio de energía.

La figura representa ahora un sistema de área multiple el -- área A representa a A, B, C, y D, y el área D a E.

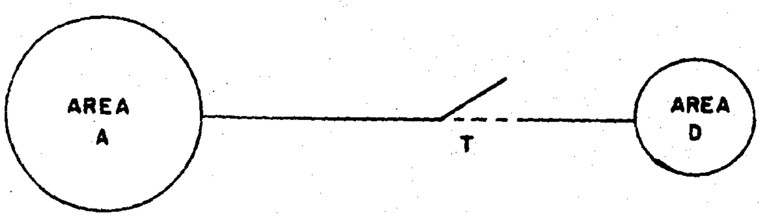


Figura 4 - 6

5.- PASOS BASICOS EN LA SOLUCION DEL PROBLEMA DEL CONTROL DE GENERACION

PASOS BASICOS EN LA SOLUCION DEL PROBLEMA DEL CONTROL DE GENERACION

El problema del control de la generación basicamente se puede decir que consta de dos partes:

a.- Estar seguro de que la generación total es correcta.

b.- Asignar correctamente ésta generación total a todas las fuentes del sistema.

En un sistema de área simple éstas partes corresponden a los dos pasos de control que el área debe tener.

1ro. obtener la generación total correcta.

2do. hacer una reasignación de forma que las fuentes del sistema trabajen en forma óptima.

En los sistemas de área multiple hay un paso intermedio en la solución de este problema.

El primer paso es igual al anterior, o sea que la generación total sea correcta y la reasignación del cambio de carga a las fuentes del sistema sea óptima, pero la segunda parte consta en sí de dos partes, lo cual nos dá un tercer paso, solución en el sistema de área multiple.

Los tres pasos son los siguientes:

1ro. La generación total del sistema debe ser correcta.

2do. Cada cambio de carga debe ser asignado al área donde' ocurrió el cambio de carga.

3ro. Se debe realizar una reasignación adicional del cambio de carga dentro de esa área, para lograr una economía óptima.

El segundo paso no se realiza en sistemas de áreas simples.

Los siguientes pasos nos indican cuando se ha logrado los objetivos específicos enteriores.

PROBLEMA DE CONTROL DE GENERACION PARA UN SISTEMA

OPERANDO COMO UN AREA SIMPLES

PASO 1

La generación total correcta del sistema.

PASO 2

Reasignación de los cambios de generación del sistema entre las fuentes alternativas para óptima economía.

OPERANDO COMO UN AREA MULTIPLE

PASO 1

Lograr la generación total correcta del sistema.

PASO 2

Asignar la generación al área en que ocurrió el cambio de carga.

PASO 3

Reasignación de la generación del área entre las fuentes alternativas del área para óptima economía.

Los siguientes pasos nos indican cuando se han logrado los ' objetivos específicos anteriormente.

PROBLEMA DE CONTROL DE GENERACION PARA UN SISTEMA INTERCONECTADO

OPERANDO COMO UN AREA SIMPLE

PASO 1

Lograr la generación correcta del sistema.

Estos se logra cuando la frecuencia del sistema no está cambiada.

Entonces la generación total del sistema se acopla a la carga total -- del sistema.

PASO 2

Reasignación de los cambios de generación del sistema entre las fuentes alternativas para óptima economía..

Esto se logra cuando cada fuente genera su parte asignada de la generación total.

OPERANDO COMO UN AREA MULTIPLE

PASO 1

Lograr la generación correcta del sistema.

Estos se logra cuando la frecuencia del sistema no está cambiada.

Entonces la generación total del sistema se acopla a la carga total -- del sistema.

PASO 2

Asignación de la generación al área en la que ocurrió el cambio de car ga.

Esto se logra cuando cada interconexión está dentro de lo programado. La generación total del área es entonces igual a la carga total del ' área, más o menos su programa de intercambio.

PASO 3

Reasignación de la generación del área entre las fuentes alternativas de esa área para óptima economía, esto se habrá logrado cuando cada ' fuente esté generando su parte asignada de la generación total.

El hecho de que la frecuencia no varíe indica que se ha lo - grado una generación total correcta del sistema.

Lo cual no implica una frecuencia constante de 60 ciclos, si no un valor de frecuencia que no varie (cualquiera), es decir que no' haya aceleración o desaceleración del sistema.

Este criterio es válido para los dos tipos de sistemas.

En los sistemas de área multiple el paso dos habrá sido llevado a cabo cuando cada intercambio de flujo de potencia del área con el resto de las interconexiones esté dentro de lo programado. O sea' que la generación total del área es igual a su propia carga más o menos su programa de intercambio de energía.

Finalmente el último paso para ambos tipos de sistemas se logra cuando cada fuente esté generando su parte asignada de la generación total.

Los comunes denominadores para ambos tipos de sistemas son ' los siguientes:

a.- Para ambos tipos de sistemas la generación total debe -- ser adaptada a la carga total.
La aceleración o desaceleración del sistema debe ser detenida.

b.- Para ambos tipos de sistema la generación total del área deberá ser asignada entre diferentes alternativas de fuentes para óptima economía.

En el sistema de área simple se habla de toda la generación' del sistema siendo repartida en forma económica entre todas las fuentes del sistema.

En el sistema de área multiple se hábla de parte de la generación del sistema, siendo asignada entre las fuentes disponibles del -- área donde ocurrió el cambio del área.

Una diferencia básica entre los sistemas de área simple y los sistemas de área multiple es que hay un problema de control entre las líneas de interconexión del sistema de área multiple, en el sistema del -- área simple este problema no existe.

B I B L I O G R A F I A

1.- *Common Denominators in the Control of Generatión on Interconnected Sistems.*

2.- *Operación de Sistemas de Potencia Eléctrica,*
Salvador Cisneros Chávez
C.F.E.

3.- *Redes Eléctricas*
Tercera Parte
Operación de los Sistemas de Energía Eléctrica
Jacinto Viqueira Landa
Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A.

4.- *Máquinas de Corriente Alterna*
Michael Liwschitz-Garik
C.E.C.S.A.

5.- *Sistemas Eléctricos de Potencia*
A. Stevenson

6.- *Máquinas Electromagnéticas y Electromecánicas*
Leder W. Matsch
Representaciones y Servicios de Ingeniería