

27,108



**Universidad Nacional Autónoma
de México**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA**

T E S I S

**Que para obtener el título de
Ingeniero Mecánico Electricista**

presentan

**BERNARDO DE LA VEGA CERVERA
ARTURO EDUARDO LOPERENA ESCALERA**



**Director de Tesis:
INGENIERO SALVADOR CISNEROS CHAVEZ**

México, D. F.

1988



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

1.	INTRODUCCION	1
2.	TURBINAS	13
2.1	Turbinas Hidráulicas	14
2.1.1	Reguladores de velocidad en centrales hidroeléctricas	23
2.1.2	Regulación	24
2.2	Turbinas Térmicas	30
2.2.1	Turbinas de vapor	33
2.2.2	Reguladores de velocidad en centrales termoelectricas	38
3	GENERADORES SINCRONOS	40
3.1	Estructura General de los Generadores Sincronos	42
3.1.1	Rotor de polos salientes	44
3.1.2	Bobina de excitación	46
3.1.3	Rotor de polos lisos	47
3.1.4	Accesorios eléctricos auxiliares del rotor	49
3.1.5	El nucleo magnético del estator	51
3.1.6	Calentamiento y sistemas de enfriamiento	53
3.1.7	Sistemas de excitación en generadores sincronicos	57
4.	CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	64
4.1	Balance Energético en Disturbios	66
4.2	Control Automático de Carga-Frecuencia	71
4.2.1	Sistema gobernador de velocidad	72
4.2.2	Actuador o accionador hidráulico de la válvula	75
4.2.3	Respuesta Turbina-Generador	77
4.3	Regulación Primaria	85
4.3.1	Característica de regulación en estado estable	86
4.3.2	Comportamiento de la carga	89
4.4	Regulación Secundaria	106

4.4.1	Reposición de frecuencia	106
4.5	Interconexión de Sistemas	112
4.6	Error de Control de Area	115
4.6.1	Control de reposición	136
4.7	Error de Control de Unidad	159
5.	OPERACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	169
5.1	Despacho Económico de Plantas Termoeléctricas	169
5.2	Despacho Económico de Plantas Hidroeléctricas	198
	BIBLIOGRAFIA	207

1. I N T R O D U C C I O N

El control de sistemas eléctricos de potencia adquiere una gran importancia para el desarrollo del país, pues su progreso material queda ampliamente representado por la capacidad y ritmo de crecimiento de su industria eléctrica.

Es indudable que México es un país en vías de desarrollo; y es una de sus principales metas la de alcanzar todavía un nivel tecnológico superior, para lo cual debe pasar por cambios de toda índole en su estructura y tratándose de su industria eléctrica suministradora que impulsa el progreso, estos cambios se hacen obligados, sin embargo, deben de cumplir con los requerimientos que demanda el servicio eléctrico.

El objeto de este estudio es el de presentar algunos aspectos relativos al control de un sistema eléctrico en operación.

Para una mejor comprensión de este tema comenzaremos por definir que es el sistema eléctrico. Podemos considerar que éste es un conjunto de elementos dinámicos interconectados con el fin de transformar, transmitir y distribuir energía. Así pues para un mejor aprovechamiento de ésta, es necesario cubrir ciertos requisitos que son indispensables para lograr un mejor servicio en su suministro y distribución como lo son la continuidad, calidad y economía del servicio. La continuidad del servicio se encuentra estrechamente ligada a

la seguridad del sistema, esto quiere decir conservar el sistema intacto durante las contingencias o perturbaciones que inevitablemente experimenta, por ejemplo, en condiciones de operación crítica cuando la demanda es superior a la capacidad del sistema instalado se adoptan medidas que disminuyen la demanda, ya sea de tipo general, reduciendo la frecuencia y/o voltaje, o bien ocasionando interruptores a determinados consumidores. En el primer caso, se disminuye la calidad y en el segundo la continuidad, pero el sistema no perece, por esta razón se habla de seguridad del sistema.

La frecuencia de un sistema, en estado estable, tiene el mismo valor en cualquier parte de éste, desde las terminales de la unidad generadora más remota y grande, hasta las terminales del usuario más insignificante, esto se debe a que se considera que el sistema es rígido, lo cual en sentido estricto no es exacto, aunque en la práctica, se estima que el sistema es lo suficientemente rígido para aceptar que la frecuencia sea la misma en todas las partes del sistema. En relación con el voltaje no es fácil hablar de sus condiciones a lo largo del sistema. Existen una dependencia del voltaje con respecto a la frecuencia. Si la frecuencia baja, el voltaje también baja, hasta que sus reguladores lo recuperan. Esto en ocasiones puede no efectuarse.

Existen cargas cuya magnitud depende de la frecuencia del

sistema, por ejemplo las cargas motrices. Otras son independientes de la frecuencia, pero sí dependen del voltaje, como lo son el alumbrado incandescente y la calefacción. En un sistema de potencia eléctrica podemos decir que la relación $F = F_n$ depende de la exactitud de la medición que exista.

- a) La frecuencia es un índice de bondad de operación. Esto es, que el operador está suficientemente alerta para igualar oportuna y cuidadosamente la generación y la demanda de carga.
- b) Conviene operar el sistema a la frecuencia nominal F_n . Todo el equipo está diseñado para operar a esa frecuencia y consecuentemente a esta frecuencia su operación alcanza la máxima eficiencia.
- c) La razón básica para operar el sistema a la frecuencia nominal es que sirve de medio para realizar una correcta operación económica, esto es, sirve para alcanzar la economía de producción. Esto es lo primordial.

Las características del voltaje; tales como la frecuencia, nivel y sus rangos de operación quedan fijados por las características propias del equipo suministrador y de utilización. La economía del servicio eléctrico está estrechamente relacionada tanto con la continuidad como con la calidad del sistema, así vemos que para satisfacer este requerimiento de

economía es indispensable que hayan quedado satisfechos o estén muy próximos a su realización estos últimos. Aún cuando no existen normas que fijen hasta que grado un servicio eléctrico es confiable, continuo y económico, es meta de toda empresa suministradora de energía eléctrica, operar con altos índices; tratando de ser superados día a día, ya que de ello depende en gran parte su prestigio como empresa responsable.

En un sistema saturado no se puede hablar de economía de producción. Peor es el caso cuando la capacidad de generación es insuficiente, esto es, que la demanda es mayor que la capacidad disponible y que se requiere para igualar ambos términos, sacrificar ya sea la continuidad o la calidad. Por la importante consideración de seguridad del sistema se prefiere hablar de la optimización de producción en lugar de la economía de operación. Toda carga es alimentada por el sistema eléctrico, esto es, el sistema conduce la energía generada desde las plantas generadoras hasta los centros de utilización, pasando por varias etapas, desde el aprovechamiento de diversas fuentes de energía para transformarla en energía mecánica (primotor), y ésta a su vez transformarla en energía eléctrica (generador), entrando en una etapa elevadora (subestación elevadora) para ser transmitida por medio de líneas de transmisión hasta llegar a las subestaciones reductoras las cuales distribuirán (alimentadores) la energía

a los consumidores (carga), como lo podemos observar en la figura 1.

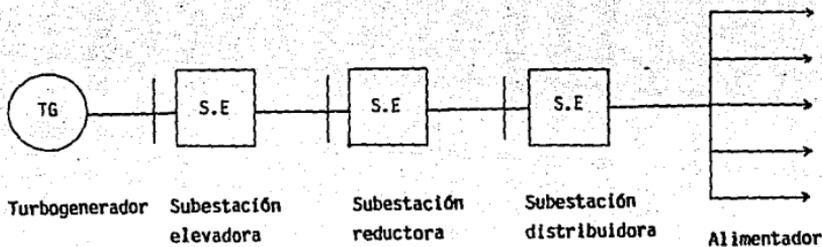


FIGURA 1 - Etapas en la utilización de energía

Para la sección de potencia generada en el equipo del sistema se tienen elementos determinantes y entre ellos se puede mencionar la disponibilidad de unidades generadoras, su eficiencia y costo de la materia prima, esto es el costo de los combustibles fósiles, nucleares, y potencial hidráulico. También entre los elementos determinantes se encuentra la configuración de la red en términos de sus inherentes pérdidas. Entre los elementos re restrictivos se pueden mencionar los requerimientos de reserva dictados por el grado de seguridad que se requiere, limitaciones tanto en las unidades generadoras como en los elementos de la red, características del potencial hidráulico y en ocasiones muy importantes la velocidad de desarrollo de carga (como por ejemplo instalaciones sude rúrgicas importantes). Nota:

conviene definir lo que es estado estable. El I.E.E.E. lo define como una condición de valor medio constante cuyas desviaciones producidas al azar son limitadas. La frecuencia se considera estable cuando las desviaciones (producidas al azar) no exceden de $\pm 0.25\%$ del valor nominal. Aquí es también importante precisar que el despacho de carga se hace para las condiciones de estado estable.

Las condiciones transitorias son por lo general producidas por disturbios o sean fallas del equipo eléctrico, generadores, transformadores, líneas, etc.

Los circuitos de distribución de alto voltaje (22, 13.8, 6.6, 3.3 KV) y de bajo voltaje (220 y 125 V) por cuyo motivo se les llama red primaria y red secundaria. Estas redes que pueden ser áreas o subterráneas están instaladas en las calles y en determinados puntos existen transformadores de distribución que transforman la energía de alto voltaje a bajo voltaje, esto es, transforman la energía de la red primaria a la secundaria. En el sistema eléctrico existen consumidores tanto en el voltaje de la red primaria como en el voltaje de la red secundaria. La cantidad de consumidores de la red secundaria es enormemente superior al número de consumidores alimentados de la red primaria. Los alimentadores de distribución no parten exclusivamente de las subestaciones de distribución, frecuentemente y debido a su ubicación existen

alimentadores de distribución que parten de las subestaciones receptoras y aún de la grandes plantas generadoras.

Se han hecho múltiples estudios para determinar la mejor forma de operar el sistema eléctrico nacional. Los términos, operar y controlar son más o menos equivalentes, y se usan para determinar el camino a seguir para alcanzar la verdadera meta, que es la optimización de la producción de la energía eléctrica del sistema nacional. Para la comprensión de este sistema, imagínese por un momento que el sistema lo constituye un gran "Bus" (o barras colectoras) al cual están conectadas todas las unidades generadoras de ese sistema, independiente de que sea directamente o a través de transformación. En igual forma a que este gran "Bus" están conectadas en forma radial, esto es, como alimentadores, todas las cargas del sistema. Este sistema que cubre determinado territorio está aislado, es decir, no tiene conexión alguna con otro sistema o con otra fuente de alimentación; es autosuficiente y sus propios problemas internos los resuelve él mismo. En operación de estado estable la suma de las potencias de las cargas es igual a la suma de las potencias generadas y la frecuencia constante (en la mayoría de los casos, igual a la frecuencia nominal).

Evidentemente, como en cualquier otro sistema, la carga, que es una variable independiente, cambia al azar y es necesario

que alguno o algunas unidades generadoras sean las encargadas de suministrar la potencia de esta carga. O sea que el cambio en la carga (i) P_c lo absorbe la unidad (i) P_g . El principio básico es el siguiente: los cambios de carga son absorbidos por el sistema, independientemente de la parte en que ocurran, basando la operación en la economía total del sistema, esto es que el costo del incremento de generación sea el mismo. Todo sistema aún siendo operado como una sola área, está formado por grupos de generación y carga enlazados entre sí, de acuerdo con las necesidades propias del desarrollo de la carga y del acomodo de generación. Es decir que en el sistema de una sola área existen enlaces pero que no importan los intercambios de carga en estos enlaces ya sea por sus características individuales o porque forman una verdadera y compleja malla.

Como se explicó anteriormente todos los sistemas están formados por conjuntos de carga y generación que pueden formar grupos en los cuales, dicho en términos generales, la generación es de magnitud semejante al de la carga y que se unen entre sí. Esto es formando áreas interconectadas de un sistema. Existen agrupaciones de sistemas pertenecientes a empresas independientes unas de otras, cuyas concesiones para suministrar de servicio eléctrico están definidas y en ocasiones hasta rivalizan. Las empresas pueden ser de capital

privado, estatal, federal, municipal, cooperativas, etc. y todas se interconectan por razones de economía y seguridad. De lo anterior se desprende que tanto el sistema propietario de varias áreas, como el sistema con grupos de distintos propietarios pueden operarse con el nombre genérico de sistemas multiáreas. La forma de obrar es la siguiente: cada área es responsable de la carga que suministra dentro de sus áreas o fronteras. En el aspecto económico pueden elegir los dos métodos básicos, uno de ellos es el que cada empresa vea exclusivamente de su economía, sin tener el menor conocimiento o ingerencia en la de los demás. Otro método es que las empresas de los sistemas se reúnan y operen el grupo en forma más económica posible y que las ventajas se repartan en determinados términos previamente aceptados. Se dijo que cada área está estructurada para absorber los cambios de carga que en ella se originan. Sin embargo, están interconectados entre sí y si por los enlaces no se transmitiera potencia alguna, los enlaces no tendrían objeto. En consecuencia el sistema multiáreas preestablece determinada magnitud de potencia transmitida por esos enlaces. Potencia que cada área conserva, al mismo tiempo que es responsable de lo que ocurra dentro de ella.

En consecuencia el control del sistema ya no tiene como meta única conservar la frecuencia, sino que también la magnitud de

la potencia en los enlaces al mismo tiempo. En los grandes sistemas las variaciones ordinarias de carga producen muy pequeños cambios de frecuencia pero sí se altera la magnitud de potencia en los enlaces. La observación de este cambio permite que el control restablezca la potencia del enlace a su valor original, y consecuentemente la frecuencia se recupera. Por supuesto cada área dentro de sí opera siguiendo el principio del sistema de una sola área, esto es, únicamente satisface su propia economía. Cuando el sistema es de una sola área el control únicamente tiene por fin, conservar la frecuencia constante, en el control de sistemas multiáreas éste conserva constante la potencia y la frecuencia.

Existen tres métodos de control:

- Frecuencia constante
- Intercambio de potencia constante
- Intercambio de potencia con modificación de frecuencia

Este último método de control, establece tres funciones básicas que con dos de obligación y una de ayuda o contribución.

- a) Cada área tiene la obligación de ser responsable de lo que ocurre dentro de sus fronteras. Ajusta su generación de potencia hasta igualar a la de la carga. Conservando constante la potencia de sus enlaces.

- b) Todas las áreas tienen la obligación de participar en el control de la frecuencia. Todas ajustan sus dispositivos de control de frecuencia para mantener un determinado valor de frecuencia estipulada, y que no siempre es la frecuencia nominal.
- c) Cada área contribuye, ayudando a cualquiera otra. Esto es sin importar cuan remota se encuentre, cuando en esta área ocurra algún cambio. Esta ayuda que es temporal sirve para permitir que el área afectada cumpla su propia obligación de satisfacer su cambio local de carga. Al estar interconectadas las áreas se establece que a determinada frecuencia, unas alimentan su carga con su propia generación más la potencia de importación. Para otras áreas se planea que su generación sirva para alimentar su propia carga más la potencia de exportación. Es obligación de todas las áreas conservar constante las potencias tanto las de importación como las de exportación. Este tipo de control reconoce cuando el problema se presenta dentro o fuera de su área. Cuando es dentro actúa para recuperar la condición inicial. Cuando es fuera el problema, el control no actúa, pero sí espera que el área que lo origina o contiene resuelva su problema. La solución del problema del control del sistema eléctrico nacional es de máxima importancia. Evidentemente los actuales sistemas, que gradualmente

están expandiéndose y que en un futuro, se invadan los unos a los otros; deberán de interconectarse para formar la red del sistema eléctrico nacional.

Conviene hacer hincapié, que no es necesario que los territorios ocupados por los sistemas actuales sean los mismos que ocupan las áreas que se quieren configurar. La experiencia ha demostrado que es imposible operar manualmente un sistema de tales dimensiones, tanto en capacidad como en extensión geográfica. Por lo cual el único camino a seguir es el de automatizar, el grado de automatización debe ser el resultado de estrictas consideraciones de seguridad y de economía.

2. TURBINAS

Los primotores y turbomotores constituyen una clase especial dentro de las máquinas de fluidos. Las máquinas de fluido absorben energía de un fluido, que generalmente transforman en energía mecánica. Los primeros primotores usados fueron las ruedas hidráulicas tangenciales, las cuales aparecen a principios de la era cristiana, según el funcionamiento, las máquinas de fluido se clasifican en turbomáquina y máquinas de desplazamiento positivo, a las cuales se les pueden considerar como máquinas dinámicas. El intercambio de energía se lleva a cabo en el rodete, que es la parte dotada de movimiento rotatorio o angular, lo cual se lleva a cabo debido a la derivación del movimiento cinético del fluido en su paso al rodete. Se pueden seguir varios criterios para clasificar las turbomáquinas; uno de esos criterios es el de la compresibilidad del fluido dentro de la máquina. Las turbomáquinas hidráulicas y turbomáquinas térmicas cumplen con ese criterio.

Las turbomáquinas hidráulicas transforman la energía del agua en energía mecánica y las turbomáquinas térmicas utilizan la energía de los fluidos compresibles para transformar dicha energía, en movimiento. Otro criterio de clasificación está enfocado en el intercambio de la energía y se clasifican de la siguiente manera:

- a) Turbomáquinas motoras - Son aquellas máquinas en las cuales el fluido cede energía a la máquina.
- b) Turbomáquinas generadoras - Son aquellas máquinas en las cuales la máquina comunica energía al fluido.

Otro criterio de clasificación se basa en la dirección del fluido hacia el rodete, el cual puede ser axial, radial y diagonal.

2.1 TURBINAS HIDRAULICAS.

Hoy en día se usan, en general, tres tipos característicos de turbinas hidráulicas: el tipo de acción (impulso o de desviación libre); el tipo Francis de reacción; y el tipo de hélice de reacción. El tipo hélice, además puede dividirse en dos tipos: de paletas fijas y de paletas ajustables. Los tres tipos tienen en común una directriz (o tobera en el del tipo de acción) en la cual, la carga estática se transforma parcial o totalmente en velocidad; también tienen en común una parte giratoria que es el rodete.

En la directriz de las turbinas de acción, la carga estática se transforma totalmente en velocidad, para que el aire rodee tanto al ahorro que sale de la tobera como al rodete.

En la directriz de las turbinas de reacción, la carga estática

se transforma en velocidad sólo parcialmente, dejando así una sobrepresión entre la directriz y el rodete. Esta sobrepresión origina una aceleración de la velocidad relativa del agua que pasa a través del rodete, del cual el área de descarga es más pequeña que el área de entrada. Los conductos de agua se llenan por completo desde la admisión hasta el extremo del tubo de aspiración, excepto cuando la operación es desahogada a bajas cargas.

El tipo de acción es de velocidad (específica) relativamente baja, adecuada para cargas superiores; el tipo Francis es de velocidad relativamente media, adecuada para cargas medianas; mientras que el tipo hélice es de velocidad relativamente alta, adecuada para cargas bajas.

Las turbinas de acción reciben el suministro de agua directamente de una tubería. Los tipos Francis y hélice de reacción se colocan en una caja de concreto o metal. Aunque los límites de carga a los cuales se adaptan los tipos de acción y de reacción pueden ser bien definidos en la práctica, como se indica en la tabla 1, no hay línea definida acerca de donde termina la aplicación de un tipo y el otro empieza.

TABLA 1 - Arreglos generales de instalaciones de turbinas y límites usuales de cargas hidrostáticas empleadas.

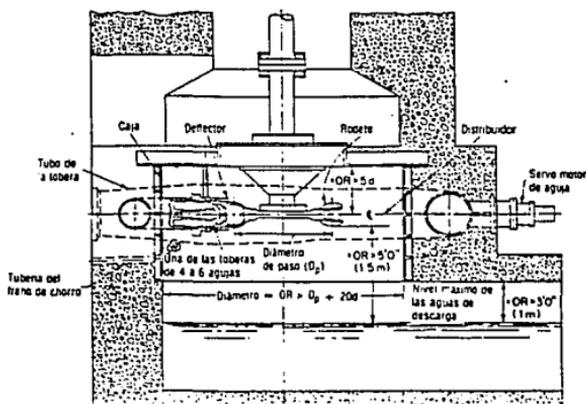
TIPO	INSTALACION	CONSTRUCCION	No. DE RODETES	LIMITE USUAL DE LA CARGA HIDROSTATICA (m)
Turbinas: De reacción de 2 a 300 m. de carga	De tipo axial	Vertical, ho- rizontal o - inclinada.	1	2 - 20
Hidroestática	Empotradas	Vertical cu- bierta con - concreto.	1	5 - 40
		De fundición o de placa de acero soldada.	1 ó 2	10 - 500
		Vertical u horizontal.		
Ruedas de im- pulso (150 a 1800 m) de - carga hidros- tática.		Horizontal o vertical.	1 - 6	150 - 1800

Los límites dados en la tabla no se deben tomar como la representación de puntos absolutos, fuera de los cuales los tipos respectivos no son adecuados, sino más bien como una indica-

ción de la práctica general. La selección entre los tipos de acción y reacción depende del tamaño de la unidad, así como de la carga y otras consideraciones.

a) Turbinas de Acción.

Las turbinas de acción se utilizan cuando la carga es muy alta como para que se puedan usar en forma práctica las turbinas Francis, lo cual ocurre por lo común con una carga de más de 500 m. También se emplean las turbinas de acción para cargas abajo de 500 m. cuando es un problema la erosión excesiva debido a materiales extraños en el agua. La principal desventaja de las turbinas de acción, en especial con cargas bajas, es su baja velocidad específica. Anteriormente, esto se venecía en las unidades convencionales de eje horizontal por el empleo de dos rodetes o dos inyectores por rodete. En años recientes se ha hecho popular la turbina de acción de inyectores múltiples de eje vertical (Figura 2).



La eficiencia que se obtiene de una turbina de acción de eje horizontal es alrededor del 90%. Las pruebas de campo efectuadas en las unidades verticales de inyectores múltiples han arrojado eficiencias tan altas como del 91.5%. El uso de inyectores múltiples en las unidades verticales reduce el porcentaje de pérdidas debido al juego del rodete. Puede operarse la unidad con un número reducido de inyectores a carga parcial. En forma aproximada, son seis inyectores, como máximo, los que pueden usarse en un rodete sin interferencia de inyección.

b) Turbinas de Reacción.

En la figura 3 se muestra una turbina tipo Francis de reacción con flujo hacia adentro para carga media. El rodete consta de un número relativamente grande de cangilones cubiertos. Los álabes giratorios con ejes paralelos al eje de la turbina controlan el flujo. Este tipo de turbina se usa, por lo común, para cargas en el intervalo de 25 a 500 m. Las velocidades específicas varían de 15 a 100 m. Para los rodetes de altas velocidades específicas, la anchura de la entrada del rodete se incrementa (figura 4).

Las turbinas de hélice tienen un rodete que normalmente está dotado de 3 a 10 álabes descubiertos, ya sea fijos o ajustables. Este tipo de turbina se usa por lo común para cargas de 3 m. hasta 40 m. aunque en algunos casos se han usado para cargas hasta de 60 m. A mayor carga, mayor número de álabes. Las velocidades específicas varían de 80 a 250 m. Las hélices tienen curvas de eficiencia contra potencia, de gran pendiente (figura 5). Los rodetes de hélice con álabes ajustables se utilizan para producir una curva de rendimiento aproximadamente constante sobre un amplio intervalo de potencia (figura 6). Los rodetes de hélice con álabes ajustables se utilizan para producir una curva de rendimiento aproximadamente constante sobre un amplio intervalo de potencia (figura 6) y para producir en forma considerable más potencia, más allá del punto de eficiencia máxima que puede obtenerse con un rodete de álabes fijos con igual diámetro. Para los rodetes de álabes fijos, el ángulo de álabes se pone por lo común entre 16 y 28°, cuando se tiene la máxima eficiencia. Para los rodetes de álabes ajustables el ángulo de álabes puede variar desde 10 como mínimo hasta 40 como máximo. Los álabes pueden ajustarse a mano o por motor. Sin embargo, estos métodos han sido abandonados en gran parte, y se prefieren los álabes operados automáticamente por presión de aceite, este tipo de turbinas se conoce como Turbinas Kaplan (figura 7).

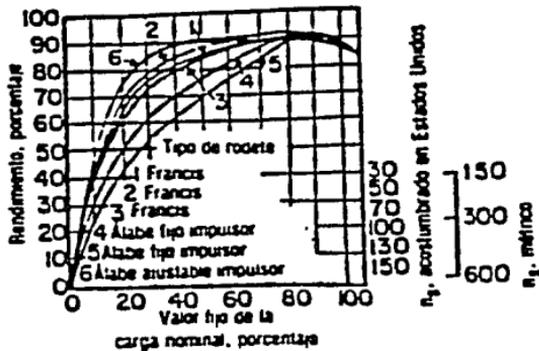


FIGURA - 5 Relaciones carga-rendimiento para turbinas de reacción

Los flabes se ajustan por medio de un pistón accionado por aceite que se localiza ya sea dentro del eje principal o en el cubo del rodete sobre o bajo de los flabes del rodete. El aceite es admitido y descargado desde el pistón por medio de una cabeza de distribuidor ya sea en la parte superior del eje del generador o rodeando el eje principal abajo del generador. La presión de aceite se suministra desde el sistema regulador de presión de aceite. Los controles están dispuestos en tal forma, que la inclinación del flabe varía automáticamente con la abertura del flabe giratorio, para que se produzca una curva envolvente de máxima eficiencia.

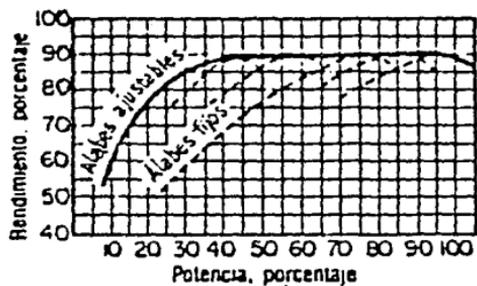


FIGURA 6 - Curva carga-rendimiento aproximadamente constante.

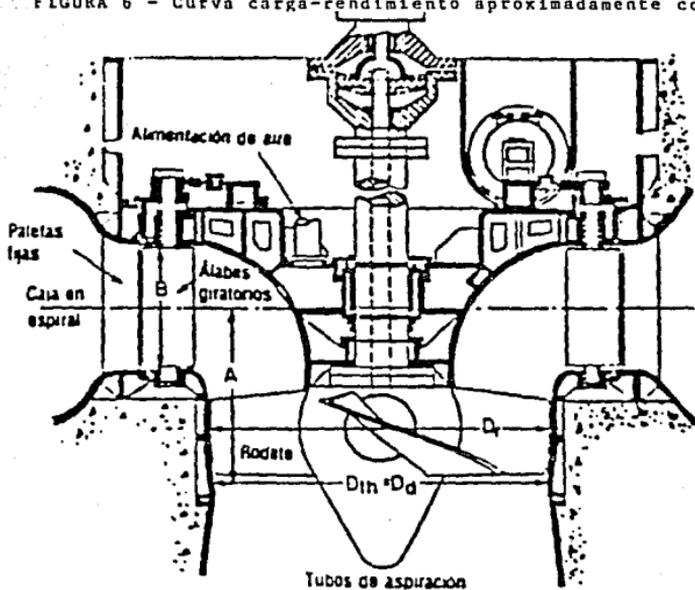


FIGURA 7 - Turbina kaplan

2.1.1 REGULADORES DE VELOCIDAD EN CENTRALES HIDROELECTRICAS.

El regulador de velocidad permite controlar la potencia generada de la unidad, una vez que se ha sincronizado al sistema eléctrico, manteniendo la velocidad de operación en sincronismo con la red eléctrica. Para tal efecto el regulador de velocidad establece una relación directa entre los dispositivos que controla el operador (variador de velocidad) y la apertura del distribuidor, que a su vez actúa sobre los álabes móviles de la turbina.

Las funciones del regulador de velocidad son:

- a) Vigilar el comportamiento de la unidad durante los rechazos de cargas, preservando la seguridad y corrigiendo la sobrevelocidad debido a variaciones transitorias o disturbios en el sistema eléctrico.
- b) Permitir la regulación necesaria de la unidad, para mantener las condiciones estables antes de la sincronización y contribuir a que se haga éste en forma precisa a la red eléctrica.
- c) Hacer que el turbo generador, participe en la distribución de la carga, cuando dicha unidad (turbina-generador) está conectada en paralelo con otras unidades.
- d) Contribuye en la realización del despacho económico de

generación, siguiendo las políticas operativas del sistema eléctrico (cuando se hace el control de la generación en formas autónomas a control remoto y en forma local mediante los operadores de la central).

2.1.2 REGULACION.

La inercia del agua que fluye a través del cuerpo del cilindro de la turbina, que en forma usual se emplea en las turbinas de acción, impida una rápida reducción en velocidad, debido a que puede elevarse la presión. Por tanto, para reducir la elevación de velocidad que sigue a una disminución súbita de carga, es necesario reducir la potencia hidráulica entregada al rodete, sin cambiar muy rápidamente el flujo en el cuerpo cilíndrico de la turbina. Por lo general, esto se lleva a cabo colocando un deflector de chorro controlado por regulador entre la tobera de aguja y el rodete. El regulador mueve rápidamente al deflector en el chorro, cortando así la carga. No es poco usual que el deflector corte el chorro completo en 1 1/2 segundos. Ya que el deflector actúa sobre el chorro después que sale de la tobera, no hay cambio de flujo en el cuerpo cilíndrico de la turbina; por tanto no hay elevación de presión. El regulador mueve luego la aguja a un régimen permisible (en términos de elevación de presión), con la separación automática y simultánea del deflector. Finalmente el chorro se reduce la cantidad necesaria para estar

congruente con la carga reducida. La aguja también debe moverse lentamente en la dirección de la abertura, para recibir las cargas venideras y evitar, así, que el cuerpo cilíndrico de la turbina se deforme debido a la gran caída de presión.

El regulador de velocidad está constituido por órganos electro-hidráulicos, que están subdivididos en:

Componentes mecánicos con operación hidráulica (aceite de control de alta presión) y componentes eléctricos (amplificadores operacionales, componentes estáticas, resistencias, potenciómetros, capacitores, etc.), detectores de frecuencia, detectores de potencia. Dentro de los componentes mecánicos se encuentran: servomotor piloto, servomotor principal, actuador, servomecanismos, levas, engranes, etc.

Sistema Regulador: Incluye la cabeza de impulso del regulador, circuito sensor de velocidad, el mecanismo de control del regulador y el sistema de suministro de presión hidráulica.

Cabeza de Impulso del Regulador: Es el medio utilizado para transmitir una señal proporcional a la cabeza del regulador con el fin de variar la velocidad de la turbina. Este puede ser mecánico, a través de engranes o correas, o eléctricamente a través de transformadores de potencial en el mando del impulso

del generador o mediante un generador independiente, el cual es acoplado a la flecha del generador principal.

Circuito Sensor de Velocidad: Incluye solo aquellos elementos que responden directamente a la velocidad, los cuales determinan el error de velocidad e influyen en la acción de otros elementos del sistema regulador.

Mecanismo de Control del Regulador: Incluye a todo el equipo, tal como lo son los relevadores, servomotores, equipos de amplificación de presión o potencia, palancas y conexiones entre la cabeza del regulador y el mecanismo de control de la turbina. Incluyendo, en el caso de turbinas de álabes ajustables, equipo de control de puertas y álabes; y en el caso de turbinas de impulso, el equipo de control de deflectores y/o aguja.

Sistema de Suministro de Presión Hidráulica: Incluye las bombas, medios para el impulso de ellas, tanques de presión, las válvulas y tuberías que conectan las diversas partes del sistema regulador y equipos asociados así como accesorios.

Regulador: Se refiere al ensamble que comprende la válvula de distribución y otros elementos de control, en combinación con el cubículo del regulador, cuando éste es suministrado para reguladores de turbinas de impulso se incluye la válvula de distribución de aguja y para reguladores de turbinas de álabes

ajustables, se incluye la válvula de distribución de álabes. El sistema de suministro de presión hidráulica o partes de él pueden incluirse en el ensamble del regulador.

Tablero o Consola de Control de Regulador: Es el soporte de ciertos elementos eléctricos del sistema regulador y pueden localizarse remotamente de la válvula de distribución.

Válvula de Distribución: Es el elemento del mecanismo regulador, el cual controla el flujo del fluido hidráulico hacia el servomotor de control de la turbina.

Servomotor de Control de Turbina: Es el elemento de amplificación del mecanismo regulador de control, el cual mueve el mecanismo de control de la turbina en respuesta a la acción de la válvula de distribución. Los servomotores de control de la turbina están designados como:

- a) Servomotor de deflector
- b) Servomotor de aguja
- c) Servomotor de compuerta
- d) Servomotor de álabes

Cambiador de Velocidad: Es un equipo por medio del cual el sistema regulador puede ajustarse para cambiar la velocidad de la turbina, a la vez que la turbina está en operación.

Los reguladores contemplados por este trabajo son del tipo

válvula de distribución con actuador de gabinete, el cual sensará la velocidad de rotación, determina una señal de error y entonces desarrolla una señal hidráulica de control de suficiente potencia para regular la compuerta (y/o los álabes de la turbina).

Una frecuencia proporcional a la velocidad de la turbina se usaría para el sensor de velocidad, obtenida de un generador independiente acoplado directamente a la flecha de la turbina. El equipo sensor de velocidad no será afectado por variaciones en el voltaje o corriente de los principales generadores, excitadores, o del sistema al cual los generadores están conectados. La operación de los reguladores y sus equipos auxiliares deben garantizarse por el proveedor.

Capacidad: El regulador debe de ser eficiente para suministrar la cantidad necesaria de aceite a los servomotores de la turbina para operar las compuertas de la turbina, desde el asentamiento hasta el de apertura total o viceversa (y la carrera de los álabes desde la posición mínima hasta la máxima o viceversa) con una presión máxima de diseño enviada a través de cada válvula de distribución y que no exceda del 20% de la presión normal de operación, según las especificaciones normalizadas de C.F.E.

Estabilidad: El sistema regulador debe de considerarse estable si el sistema controlado (agua, transición, turbina,

generador, regulador de voltaje) es inherentemente estable, cuando:

- a) La oscilación de velocidad es mayor que cero o menor del 0.15% * del rango de velocidad.
- b) Las oscilaciones de potencia son mayores que cero o menores a 1.5% * del rango de capacidad de la turbina.

Nota: * Según especificaciones de C.F.E.

2.2 TURBINAS TERMICAS.

En la actualidad existen dos tipos de turbinas térmicas que son las turbinas de vapor y las turbinas de gas. Las turbinas de gas como unidades de base en la producción de energía eléctrica son económicamente inferiores a las turbinas de vapor.

Sin embargo, la utilización de tales (Tg) como unidades de punta y/o grupos de emergencia, se emplean cada día más y con potencias unitarias cada vez mayores. Las ventajas que ofrecen las Tg son:

- a) Gran potencia por unidad de paso o de volumen
- b) Exigencia mínima de agua de refrigeración
- c) Gastos de reparación y servicio reducidos
- d) Consumo infimo de lubricantes y tiempo de puesta en marcha mínimo.

En los mecanismos de control de turbinas térmicas se incluyen todos los sistemas, equipos y mecanismos entre el regulador de velocidad y/o carga y las válvulas controladas por el regulador. Estas son aquellas válvulas, las cuales controlan la entrada de energía a la turbina y las cuales son normalmente operadas directamente por el regulador de velocidad y/o carga o a través del mecanismo de control intermedio.

Señal Demandada por la Válvula de Posición: La señal de control a las válvulas controladas por el regulador, resultan de la acción de control del regulador velocidad/carga. En un sistema mecánico-hidráulico esto puede controlarse por el servomotor de posición. El 100% de la señal demandada por la válvula de posición se define como el valor dado que relaciona la potencia de salida P , con las condiciones de operación.

1

Servomotor de las Válvulas Controladas por el Regulador: Es un equipo de amplificación y posicionamiento, el cual mueve las válvulas controladas por el regulador, en respuesta a la señal demandada por la válvula de posición.

Cambiador Velocidad/Carga: Es un equipo o equipos por medio de los cuales la referencia del sistema regulador puede ajustarse para cambiar la velocidad o salida de potencia de la turbina a la vez que la turbina está en operación.

Limitador de Alta Velocidad: Es un equipo o entrada, la cual proviene de la referencia del cambiador de velocidad/carga del sistema cuando la regulación exceda un determinado límite superior. El cual está fijado por el límite superior del rango de velocidad de sincronización.

Limitador de Baja Velocidad: Es un equipo o entrada, la cual proviene de la referencia del cambiador de velocidad/carga del

sistema cuando la regulación decrezca de un determinado límite inferior. El cual está fijado por el límite inferior del rango de velocidad de sincronización.

Limitador de la Válvula de Posición: Es un equipo que actúa sobre la velocidad y carga del sistema de regulación para prevenir que las válvulas controladas por el equipo regulador abran más allá de un límite predeterminado. Este equipo es algunas veces conocido como el "limitador de carga".

Válvulas de Entrada de Vapor: Son aquellas válvulas que controlan la entrada de energía hacia la turbina. Pueden ser o no, controladas por el sistema de regulación específica del turbogenerador en el tiempo.

Válvula de Paro/Aceleración: Son aquellas válvulas cuya función normal es proporcionar una rápida interrupción de la principal entrada de energía a la turbina. Estas válvulas son algunas veces usadas para el control de la turbina, en vez de las válvulas controladas por el regulador durante el arranque.

Sistema de Regulación de Velocidad/Carga: Es un sistema que controla la velocidad y la carga de un turbogenerador de vapor. El sistema típicamente incluye válvulas controladas por el regulador de carga, mecanismo de control de velocidad y mecanismo de control de carga.

Regulador de Velocidad: El regulador de velocidad incluye sólo aquellos elementos que corresponden directamente a la velocidad y a la velocidad de referencia, y que proporcionan una señal de entrada al mecanismo de control.

Regulador de Carga: Incluye solo aquellos elementos que corresponden a la salida de energía y a la referencia de carga y que proporcionan una señal de entrada al mecanismo de control.

2.2.1 TURBINAS DE VAPOR.

Las turbinas de vapor han establecido un campo muy amplio en la industria como máquinas motrices, en la actualidad se fabrican en muchas formas y diferentes distribuciones. La capacidad de las turbinas de vapor abarca un amplio campo, que va desde unos cuantos caballos de potencia (HP) hasta unos 1000 MW.

La clasificación de las turbinas se efectúa desde distintos puntos de vista:

- a) Según las condiciones de suministro y escape de vapor, por ejemplo, con condensación, sin condensación, con extracción automática, con presiones mixtas (el vapor se suministra desde varias fuentes a distintas presiones), con extracción regenerativa, con recalentamiento.

- b) Según la distribución de los cuerpos (cajas) o de las flechas, por ejemplo, de un sólo cuerpo, compound en tandem (dos o más cajas con las flechas acopladas en línea), compound cruzado (dos o más cajas con las flechas acopladas sin alinear, con frecuencia a distintas RPM).
- c) Según el número de etapas de escape en paralelo, en cuanto a la circulación de vapor, por ejemplo, de circulación doble, triple.
- d) Según diferentes detalles en el diseño de las etapas, por ejemplo, acción (impulso) o reacción.
- e) Según la dirección de la corriente de vapor dentro de la turbina, por ejemplo, corriente axial, corriente radial, corriente tangencial.
- f) Según la naturaleza del combustible que consumen, por ejemplo, caldera con quemador de combustible orgánico, reactor nuclear de agua ligera.

En general, puede describirse una turbina o una instalación de ésta desde el punto de vista de una o más de las clasificaciones anteriores por ejemplo, una turbina que consume combustible orgánico, de una sola caja condensadora con extracción regeneradora, o un reactor nuclear, compound en tandem, de tres cuerpos, cuatro líneas de circulación y vapor recalentado.

Diseño de las Etapas de una Turbina: Una etapa, o paso de turbina, está compuesta de una serie de paletas fijas, también llamadas toberas, y una serie de paletas móviles, que se conocen además como cangilones o álabes. Las dos series de elementos actúan en forma conjunta sobre el flujo de vapor para hacer que trabaje el rotor; éste a su vez transmite el movimiento a la carga a través de la flecha sobre la cual está montado. Son ya clásicos en el diseño de las turbinas dos pasos: acción (impulso) y reacción. En el diseño que utiliza la acción, la caída total de presión se toma a lo largo de las toberas o elementos fijos, lo que hace que el flujo que pasa a través de los cangilones o paletas móviles se mantenga a una presión estática constante. Esto puede ampliarse cuando se agrega un grupo adicional de paletas fijas "intermedias" y una hilera de álabes o paletas móviles por las cuales se obliga a pasar el flujo.

En el diseño de reacción, la caída total de presión correspondiente a esta etapa se divide por igual entre ambas series de paletas; conforme a estas condiciones se produce una marcada diferencia en las formas de los álabes según el tipo de diseño que se va a emplear.

En el paso de acción, los álabes deben hacer que la corriente gire un ángulo mayor, mientras que en el paso de reacción la forma de los cangilones es muy parecida a la de las toberas o

paletas fijas. Sin embargo, según la moderna teoría de flujos de fluidos sólo en muy raras ocasiones se tendrá una turbina de flujo axial, un paso puro de acción o puro de reacción. en el anillo que se encuentra después de las toberas, el vapor fluye con una elevada velocidad tangencial, lo cual da lugar a la formación de un remolino o vértice que se encuentra confinado entre los límites interior y exterior, y para conservar el equilibrio debe existir un gradiente en la presión estática que varía desde un valor más bajo que el promedio del límite interior, hasta un valor más alto que el promedio del límite exterior. La magnitud del mencionado gradiente depende de la relación de radios de los límites exterior/^R interior. Como puede verse, sólo para relaciones cercanas a 1.0 (álabes de poca altura) existe una condición de presión adecuada para la etapa de la turbina. Todas las turbinas de flujo axial que tienen pasos en que la relación entre radios es muy grande también se acercan a la acción en el diámetro interior y a la reacción en el diámetro exterior.

A continuación se ilustra un diagrama de bloques típico para el control de velocidad/carga (Figura 8).

1. Válvula (s) de paro/aceleración.
2. Válvula (s) controlada por el regulador.
3. Válvula (s) interceptora (s)
4. Válvula de paro de recalentamiento.

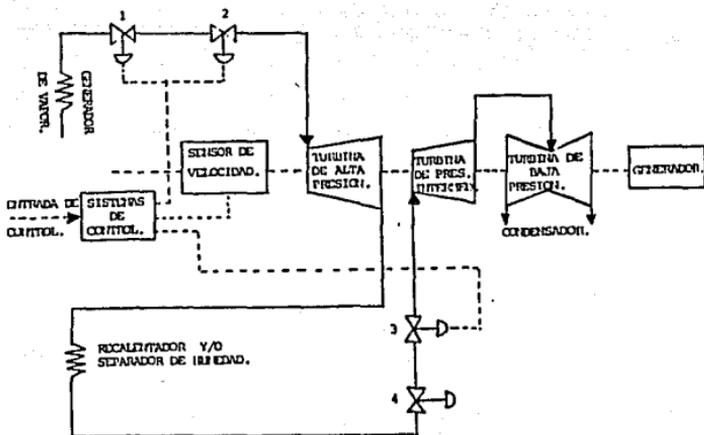


FIGURA 8 - Diagrama de bloques típico para el control

2.2.2 REGULADORES DE VELOCIDAD EN CENTRALES TERMOELECTRICAS.

Casi siempre las turbinas de vapor están equipadas con dos tipos de reguladores, unos para la velocidad y otros independientes para las velocidades excesivas. Las únicas excepciones son aquellos casos especiales en que se juzga como una remota probabilidad la velocidad excesiva debida a la pérdida de carga. En el caso de turbinas de velocidad variable, el regulador de la velocidad puede arreglarse para que cubra un amplio intervalo de velocidades. Se operan por medio de la válvula o válvulas que controlan el flujo de vapor a este regulador, a través de un mecanismo de relevación hidráulico. En general, el regulador de velocidad excesiva es del tipo isócrono, arreglado para dispararse en el momento en que la velocidad excede en un 10% la velocidad nominal a plena carga, ejerce su acción sobre una válvula de cierre rápido que corta el suministro de vapor a la turbina. Es muy frecuente que los sistemas que tienen reguladores de velocidad se diseñen de tal manera, que la acción de éstas sobrevelocidades excesivas no origine una pérdida súbita de plena carga.

En las máquinas de extracción automática, el regulador de velocidad automática se encuentra relacionado con el sistema de válvulas que controla la presión de extracción.

En las turbinas que consumen combustibles fósiles y que tienen unidad de recalentamiento, por el gran volumen de vapor

almacenado, tanto en esta unidad como en la tubería; y en las turbinas de combustible nuclear, por el volumen de vapor en el separador de humedad, en el recalentador y en la tubería; es necesario que existe una protección contra la velocidad excesiva o la pérdida momentánea de carga (giro en vacío), esta protección se obtiene de la alimentación de vapor almacenado en los pasos de baja presión. Esta acción se ejecuta por medio de una válvula de intercepción, accionada por un conjunto regulador ligeramente más alto que el regulador de velocidad.

Los sistemas para regular la velocidad pueden obtenerse con varias sensibilidades y diferentes intervalos de velocidad, de acuerdo con los requerimientos de los equipos. Se emplean dos sistemas: hidromecánico y el hidroeléctrico, este último es el más común en las grandes unidades.

3. GENERADORES SINCRONOS.

En la naturaleza se encuentra la energía bajo la forma de energía potencial o cinética, como por ejemplo la energía que se libera de un combustible o la energía liberada de una reacción nuclear, o bien la energía acumulada en una presa hidráulica, formas que rara vez encuentran una utilización directa, esto provoca que se transforme una energía en otra con el objeto de tener una utilización más racional y conveniente.

La característica particular de las máquinas eléctricas es la presencia de una entrada y una salida. la entrada está determinada por los órganos a través de los cuales la máquina recibe la energía del exterior en una determinada forma y la salida está constituida por los órganos a través de los cuales la energía se entrega bajo una forma distinta.

Con relación a la función para la cual están determinadas, las máquinas se pueden clasificar en máquina generadora y máquinas motoras.

Los generadores eléctricos son máquinas que transforman en energía eléctrica otras formas de energía. Los de mayor importancia son los generadores giratorios en los cuales se utiliza la energía mecánica de los motores térmicos o hidráulicos que le dan y mantienen el movimiento giratorio.

La entrada de la máquina está constituida en el eje de rotación en donde se aplica la energía mecánica. En las terminales a través de las cuales se conecta el generador con la red externa, se tiene la salida de la máquina. Las características eléctricas principales que caracterizan a un generador son: el voltaje generado en terminales y la corriente que se puede entregar, si la corriente entregada es continua se le llama generador de corriente continua y si la corriente es alterna, entonces el generador se llamará de corriente alterna.

Los generadores de corriente alterna pueden ser monofásicos o trifásicos, aún cuando en la práctica la mayoría son trifásicos por razones de tipo económico y técnico, en acuerdo con los sistemas eléctricos.

3.1 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS GENERADORES SINCRONOS.

La máquina síncrono está constituida en forma esencial de una parte activa fija que constituye el inducido llamado también estator y de una parte interna giratoria coaxial a la primera y que se le denomina como el inductor también llamado rotor. Entre la superficie cilíndrica interna del estator y la externa del rotor se encuentra un pequeño espacio de aire, el cual se le llama entrehierro y cuyo espesor puede variar algunos milímetros. La parte activa del estator está constituida por un paquete de laminaciones magnéticas entre las cuales se tiene una capacidad de aislamiento de barniz especial, para alojar los conductores, se encuentran dispuestos a lo largo de la superficie cilíndrica interna, unas ranuras. Las tensiones elevadas que se tienen normalmente contribuyen a la elección del inducido fijo (Estator), para evitar la degradación de los materiales aislantes a los cuales se sobreponen los esfuerzos mecánicos de la acción del rotor, otra ventaja del inducido fijo es que simplifican la conexión a la línea externa, que normalmente se hace por medio de cables de potencia o barras.

El sistema inductor que gira dentro del estator aloja los polos magnéticos, los cuales están excitados con corriente continua, destinada a crear el flujo inductor. Según el sistema tradicional el circuito de excitación de los polos del

rotor se alimentan mediante un sistema de anillo colectores que giran con el rotor, y a los cuales les llega la corriente continua. El rotor de la máquina puede ser de polos salientes o lisos en el primer caso se emplean para máquinas lentas, es decir generadores en centrales hidroeléctricas y en el segundo caso son para generadores en las centrales termoeléctricas o Jets que son las que operan a una mayor velocidad. Al inductor con polos salientes se le conoce como rueda polar, ésta lleva los polos fijados radialmente sobre la superficie externa de una corona de acero robusta, la cual está fijada a su vez, según sea el caso directamente a una flecha o árbol central.

El rotor puede ser de acero macizo o bien laminado. Mientras las ruedas polares de los grandes alternadores lentos para centrales hidroeléctricas alcanzan diámetros de 10 a 12 metros con longitudes de algunos metros, los rotores para turboalternadores de centrales termoeléctricas tienen diámetros entre los 1 y 1.5 metros y longitudes de 5 a 12 metros. Tal diferencia es debida al hecho de que siendo elevada la velocidad de los rotores lisos par turboalternadores, el diámetro de tales rotoras debe ser necesariamente limitado para que no resulte excesiva la velocidad periférica y en consecuencia los esfuerzos derivados de la fuerza centrífuga permanezcan dentro de los límites de seguridad.

En cada caso es conveniente hacer notar que a igualdad de potencia, el peso de una máquina síncrona depende directamente de la eficiencia que tenga el sistema de enfriamiento.

Con respecto a su montaje mecánico, las máquinas síncronas se pueden montar con el eje vertical o con el eje horizontal.

La solución adoptada en el caso de los generadores que se usan en las centrales eléctricas depende del tipo de central y del primotor en cuestión, así para el montaje vertical se encuentran máquinas de este tipo en centrales hidroeléctricas y con montaje horizontal máquinas en centrales termoeléctricas.

3.1.1 ROTOR DE POLOS SALIENTES.

En el rotor de polos salientes o rueda polar la estructura del soporte de los polos se pueden hacer en diferentes sistemas constructivos que dependen principalmente de algunos parámetros como son el diámetro del rotor y el número de polos, que a su vez dependen de otros factores constructivos como son la velocidad de la máquina.

Al aumentar el número de polos en el rotor, se ve la necesidad del desarrollo de la superficie sobre la cual se distribuyen éstos, entonces la estructura se modifica tomando la forma de una corona circular conectada a la masa central a través de un disco sólido.

A medida que se aumenta el diámetro de la rueda polar, la estructura se va modificando de tal manera que puedan montarse los polos y sea capaz de soportar el esfuerzo centrífugo sostenido.

La mayoría de las veces todo el conjunto se fabrica haciendo una fundición de acero en una o dos piezas. En el caso de los diámetros grandes la franja superficial del núcleo del rotor no se hace de una sola pieza más bien se construye de paquetes de láminas de acero con una cierta disposición y que se fijan al núcleo.

Por motivos de resistencia mecánica en los materiales, en el caso particular de rotores con gran diámetro y velocidad periférica considerable, la franja superficial donde se montan los polos es de acero fundido o formado por placas de acero laminado de 20 a 25 mm. de espesor o también de acero fundido hasta 150-200 mm.

En algunos otros casos la franja superficial puede resultar formada de un paquete de laminaciones de 0.5 a 0.6 mm. de espesor fijas o sujetas por medio de tornillo a compresión.

Este tipo de construcción es característico de las máquinas de pequeña potencia y los polos quedan de hecho constituidos por paquetes elementales separados de 15 a 20 mm.

3.1.2 BOBINA DE EXCITACION.

En los rotores de polos salientes es bastante notable que las bobinas de excitación van metidas en los núcleos polares y normalmente todas las bobinas se conectan en serie para ser alimentadas con corriente continua provenientes de los sistemas de excitación.

Existen casos en donde puede existir alguna variante en cuanto el rotor de la máquina resulte tener un elevado número de polos, es una buena norma conectar en serie las bobinas y simétricamente dispuestas con respecto al árbol del rotor, de tal manera que en el caso de una eventualidad de interrupción de una de las bobinas en serie, para que la acción magnética entre los polos que quedan, permanezcan eficientes y el inducido en el hierro tenga una resultante cero sobre el árbol, en caso contrario puede resultar un esfuerzo rotatorio que origine una deformación elástica más o menos sensible, con la consecuente vibración anormal y una probabilidad mayor de que se presente una falla grave.

La potencia que se emplea para la alimentación del circuito de excitación, corresponde prácticamente al efecto joule en el rotor o rueda polar y en general se encuentra comprendida entre 0.35 y 1.5% de la potencia nominal de los generadores.

Aún más, para una misma potencia nominal de la máquina, la

potencia de excitación requerida aumenta al aumentar los polos.

Así por ejemplo para un generador de 10,000 KVA suponiendo un porcentaje del 1.5% se deberá tener una potencia para la excitación de 150 KVA y si por ejemplo se fija la tensión de excitación en un valor de 200 V se deberá entonces de tener una corriente del orden de 750 A.

Por lo que las bobinas de excitación tendrán un número de espiras muy limitado con conductores de gran sección.

En la práctica solo para las grandes unidades con potencias elevadas se usan conductores de sección rectangular o barras de cobre. La alimentación de las bobinas de excitación en las máquinas de polos salientes se hace en corriente directa, por lo general con tensiones comprendidas entre 100 y 500 V, por lo que el aislamiento debe ser soportar las exigencias mecánicas más que las eléctricas.

3.1.3 ROTOR DE POLOS LISOS.

Como se mencionó anteriormente el rotor de polos salientes no se creó con el fin de trabajar a velocidades altas, ya sea por razones de resistencias de los materiales o por discontinuidades del perfil de los mismos. Por lo cual los rotores lisos son la solución cuando se requiere de altas

velocidades, para lo cual son acoplados a turbinas de vapor o de gas. Actualmente se fabrican rotores para máquinas del orden de 1000 KVA y en realidad se puede decir que la posibilidad de fabricación de máquinas de potencia mayores no está tanto limitada por problemas de diseño o de materiales, sino por problemas de transporte de las fábricas a las centrales eléctricas.

La construcción compacta de rotores lisos y la calidad mecánica de los aceros especiales empleados en la construcción del núcleo del rotor, permiten alcanzar sobrevelocidades del orden de 200 a 220 m/s.

Para velocidades elevadas es necesario entonces disminuir el diámetro y aumentar la longitud, por lo que generalmente se tienen 2 ó 4 polos los cuales le proporcionan al rotor una forma lisa con relación a los rotores de baja velocidad o de polos salientes en las centrales hidroeléctricas. Con este tipo de construcción el entrehierro presenta una distribución o espesor prácticamente constante a lo largo de toda la circunferencia.

La forma senoidal del campo, se debe de realizar con una disposición particular de los devanados de excitación.

Los conductores de la bobina en el rotor de polos lisos se puede localizar en un plano paralelo al eje del cilindro en

cuyo caso se puede decir que no se construyen las bobinas y después se montan sobre el eje o rotor, es decir no son prefabricados, y es necesario construirlas y colocarlas en el mismo lugar de montaje.

3.1.4 ACCESORIOS ELECTRICOS AUXILIARES DEL ROTOR.

Los órganos a través de los cuales el circuito o devanado del inductor que se encuentra localizado sobre el rotor que conecta eléctricamente al elemento que suministra la corriente de excitación se le conoce como los anillos colectores y sus escobillas. Los anillos colectores y escobillas es necesario considerarlos como elementos importantes, además de tomar en cuenta los aislamientos y el conjunto colector escobillas.

Los aislamientos desempeñan la función de soporte y deben tener además de las propiedades mecánicas, las características dieléctricas necesarias, una adecuada resistencia a la compresión y ser indeformables con las variaciones de temperatura. Los anillos colectores son por lo general constituidos de cobre o bronce y deben resistir los esfuerzos mecánicos debidos a la fuerza centrífuga del rotor. Las escobillas deben de ofrecer una amplia superficie de contacto, aún cuando por razones mecánicas, para reducir la velocidad periférica de los anillos colectores, el soporte y las escobillas como en conjunto se diseñan de un diámetro menor

posible, de manera que el buen funcionamiento de los anillos colectores y escobillas (sin vibraciones o calentamientos excesivos) dependa solamente de su buen diseño y construcción. Los factores o variables que se toman en cuenta para la construcción y diseño son; una densidad de corriente conveniente, una buena uniformidad de superficie de los anillos, correctamente centrados y prácticamente indeformables. En las máquinas síncronas de polos salientes se tiene en forma general la disposición de colocar un solo colector y dos anillos, estos se colocan entre el frente de la rueda polar y el soporte más cercano.

Cuando se trata de rotores de polos salientes de gran tamaño y por lo tanto poco manipulables (con soportes poco accesibles), es conveniente para facilitar el mantenimiento de los anillos, así como su eventual substitución, construir estos en dos mitades de manera que entre ellos dos cubran la periferia interna. En el caso de turbogeneradores existe la dificultad de que se debe de conducir una gran cantidad de corriente a través de los anillos colectores y además a una gran velocidad periférica alrededor de los 70 m/s, de tal forma que se crean unas altas temperaturas, por lo que en algunos casos se acostumbra hacer una ranura central a los anillos, formando una especie de canal de ventilación, de manera que a igualda de condiciones es posible aumentar hasta un 50% de la densidad de corriente. Los materiales de fabricación de las escobillas

que se deslizan sobre los anillos colectores y a través de los cuales se conduce la corriente de excitación hacia el rotor de la máquina son por lo general de grafito eléctrico o bien de un metal con grafito; las densidades de corriente que se pueden adoptar según la experiencia son de 5 a 15 A/cm² para el grafito eléctrico y de 15 a 30 a/cm² para el metal con grafito. Estos valores pueden ser menores cuando los anillos colectores son de bronce. Como se observa en el diseño, la densidad de corriente establece el valor de la superficie de contacto de la escobilla sobre el anillo colector. La presión con las cuales se colocan las escobillas sobre los anillos colectores varía en general entre un valor de 0.1 y 0.25 Kg/cm² ya que de hecho el uso de presiones mayores no dan reducciones en la caída de tensión sobre la resistencia de contacto, y por el contrario pueden hacer que se aumenten las pérdidas y se incremente el consumo de las propias escobillas y de los anillos colectores. Es decir que para usar presiones mayores es necesario tomar en cuenta varios factores que dependen del material de las escobillas y anillos rozantes o colectores, las condiciones mecánicas de los anillos y su velocidad periférica.

3.1.5 EL NUCLEO MAGNETICO DEL ESTATOR.

El núcleo magnético del estator de las máquinas síncronas está

constituido por un conjunto de coronas circulares de laminación y que tienen en su parte interna ranuras o canales estrechos para alojar a los conductores del devanado del estator. Este conjunto o paquete de laminaciones se encuentra centrado y fijo a una carcasa. Para la formación del paquete de laminaciones ranurado se pueden usar láminas de acero al silicio de 0.35 a 0.5 mm. de espesor que tienen pérdidas de 3 a 25 Watts o con valores específicos usados en el diseño de las grandes unidades.

Cuando el diámetro externo del estator no es mayor de 1 m. se puede construir de una sola pieza, para diámetros mayores se acostumbra que las laminaciones sean seccionadas, dependiendo del ancho del paquete de laminaciones se pueden formar los paquetes por sectores y después reunir conjuntos de secciones.

Para disminuir el efecto de corrientes parásitas circulantes en las laminaciones, se aíslan con diferentes métodos, los cuales consisten en colocar una capa muy delgada de papel por un solo lado y una capa muy delgada también de barniz aislante, o bien puede ser un óxido especial que se aplica en el propio proceso de fabricación de las laminaciones.

Las ranuras del núcleo magnético del estator en donde se alojan los conductores del devanado pueden ser de dos tipos fundamentalmente: Del tipo abierto y del tipo semicerrado ya que en la actualidad prácticamente no se usan las ranuras de

tipo cerrado. Las ranuras abiertas se usan normalmente en máquinas de gran potencia y ofrecen la facilidad de que las bobinas se pueden prefabricar y después instalar en el núcleo del estator. Por su parte las ranuras del tipo semicerrado no permiten prácticamente el uso de bobinas prefabricadas, pero en cambio ofrecen la ventaja de permitir una perfecta ejecución del aislamiento con lo que las máquinas pueden operar a tensiones relativamente altas (del orden de 30 KV entre fases y aún mayores). Por otro lado el uso de ranuras abiertas permite simplificar la reparación de bobinas, que se dañan eventualmente durante la operación cuando son colocadas. Para dar una fijación mayor se usan cuñas de baquelita, amianto baquelizado, etc., formándose paquetes de laminaciones.

3.1.6 CALENTAMIENTO Y SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO.

Como se sabe la energía que se pierde en las máquinas eléctricas, es decir aquella que no se utiliza para los fines que se emplea una máquina, se transforma en calor, la mayor parte de este calor se desarrolla en los conductores y en el hierro del circuito magnético.

La producción de calor hace aumentar la temperatura de la máquina con respecto a la del medio ambiente, tal sobre-elevación de temperatura determina la transmisión de calor de la máquina hacia el medio ambiente por irradiación y parte por

convección. La máquina alcanza su temperatura de régimen cuando la potencia que se pierde en el interior es igual a la potencia térmica que se transmite al exterior.

Como se sabe de estudios de máquinas eléctricas, los aislamientos de los devanados (bobinas), se deterioran por el sobrecalentamiento, por lo que la máxima temperatura de operación en un generador debe ser limitada a un valor que no cause un deterioro demasiado rápido en los materiales pesados como aislamientos. Esta consideración, fija los límites de temperatura, así, la temperatura promedio de cualquier devanado con conductores de cobre se puede calcular a partir de los valores de las resistencias en frío y en caliente para el devanado. La temperatura de los devanados se mantienen normalmente bajo observaciones durante la operación de los generadores, y por ejemplo en el caso de los devanados del rotor se obtiene comparando el voltaje y corriente en el ohmetro cuya graduación se tiene en grados centígrados. La temperatura de los devanados del estator, se mide por medio de termopares en determinada posición y número, embebidos en él. Por ejemplo en la actualidad para grandes generadores se especifica 6 termopares en las ranuras del estator.

Estos detectores de temperatura se distribuyen de manera tal que sea una guía confiable del calentamiento en el estator. La ventilación de las máquinas eléctricas en general y en

particular de las máquinas síncronas que alcanzan potencias elevadas se efectúan por razones de tipo económico, de hecho la potencia que se emplea para favorecer el enfriamiento está en general ampliamente compensada por el aumento de potencia en la máquina a igualdad de temperatura de operación. En consecuencia, las máquinas ventiladas resultan más ligeras y más económicas que las no ventiladas. Con relación al sistema de enfriamiento, las máquinas síncronas se pueden clasificar como sigue:

Máquinas con Ventilación Natural: Son aquellas máquinas en las cuales no se tiene ningún dispositivo particular para aumentar la ventilación producida por los órganos en movimiento de la máquina misma o de la circulación de aire externo.

Máquinas Auto-Ventiladas: Son aquellas en cuyos rotores se encuentran dispositivos capaces de activar el movimiento del aire proveniente de la misma máquina o del exterior, a través de conductos dispuestos.

Máquinas con Ventilación Forzada: El aire de ventilación se lleva al interior del medio que contiene a la máquina por medio de ventilación externa.

Máquinas Ventiladas en Circuito Cerrado: El gas pesado como refrigerante (aire o hidrógeno) en contacto con las partes activas se hace circular en circuito cerrado por medio de ventiladores de la propia máquina o con ventiladores externos, el enfriamiento del fluido refrigerante del circuito cerrado se hace por medio de aire o agua, el cual no está en contacto con las partes activas de la máquina.

Máquinas Enfriadas por Líquido: El enfriamiento de estas máquinas tiene lugar directamente mediante la circulación de agua o de otros líquidos refrigerantes.

Máquinas con Enfriamiento Mixto: Estas son por lo general los turbo-alternadores de gran potencia en los cuales uno de los devanados es enfriado por medio de la circulación de un líquido (el devanado del inducido) y el otro es enfriado por gas circulante (por lo general el hidrógeno).

El enfriamiento de las máquinas síncronas se relaciona por lo general en base a la potencia de la máquina, pero desde luego que no se tienen límites bien definidos de potencia, que sean indicativos del uso de sistemas determinados de enfriamiento. Existen campos de potencia para los cuales los sistemas de enfriamiento convenientes pueden ser más de uno, y la selección se efectúa según la preferencia y las particularidades técnicas constructivas, y además tomando en cuenta el factor económico.

3.1.7 SISTEMAS DE EXCITACION EN GENERADORES SINCRONOS.

El suministro de corriente eléctrica directa a los campos de un generador se hace por medio de arreglos eléctricos, los cuales ajustan la corriente eléctrica al campo, por medio de sistemas manuales o automáticos, dependiendo de la complejidad y de los requisitos del sistema de potencia, al cual está conectado. Un sistema de excitación común es aquel, que consta de un generador de C-D convencional, montado en paralelo con el eje de la máquina síncrona, a través de anillos rozantes, esto lo podemos visualizar en la Figura 9.

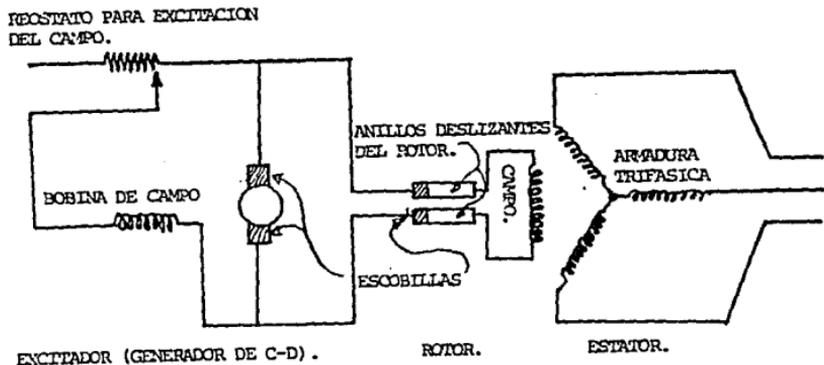


FIGURA 9 - Sistema de excitación mediante generador de C.D.

A la salida del excitador, la corriente de campo de la máquina síncrona se varía ajustando el reostato excitador de campo, para sistemas más complicados se usa un arreglo, el cual consiste de un excitador piloto, un generador de C-D, montado también en el eje del generador. Este sistema o arreglo, proporciona una mayor rapidez de respuesta, la cual es una característica muy importante en el caso de generadores síncronos conectados a un sistema de potencia eléctrica en el cual se presentan perturbaciones. Los sistemas de excitación son usualmente de 125 volts. hasta valores nominales de 50 KW con voltajes mayores para valores nominales mayores. En algunas instalaciones, la excitación es proporcionada por medio de un generador de C-D impulsado por medio de un motor. El cual puede ser un motor eléctrico o de otro tipo, en caso de ser un motor eléctrico éste será un motor de inducción el cual contiene, o está acoplado a un volante grande que le sirve para llevar al excitador a través de cortos períodos de severas reducciones de voltaje en el sistema. A continuación se presenta un arreglo con excitador piloto:

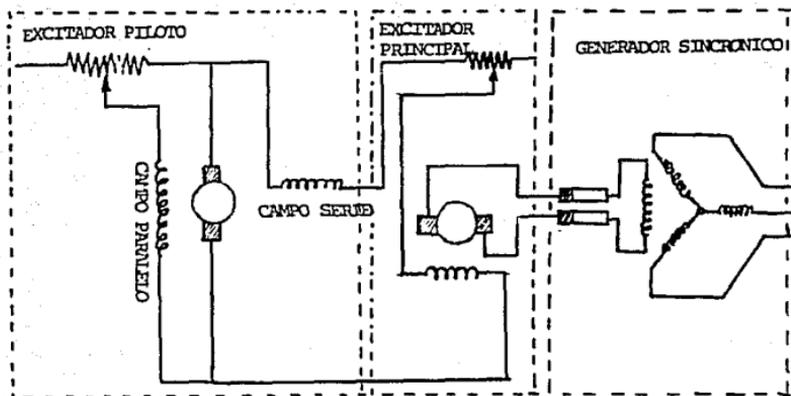


FIGURA 10 - Sistema con excitador piloto

3.1.7.1 SISTEMA DE EXCITACION SIN ESCOBILLAS

El sistema de excitación sin escobillas elimina el conmutador usual, anillos colectores y escobillas, también son usados extensamente estos sistemas en generadores pequeños, los cuales se utilizan por ejemplo en los aviones, donde las presiones atmosféricas reducidas intensifican el problema en el desgaste de las escobillas, por la simplicidad de tales sistemas, estos se han utilizado en aplicaciones de tipo militar y en sistemas que tratan con cantidades moderadas de potencia, un arreglo en el cual se tiene un excitador piloto

de magneto permanente, un excitador principal de C-A, y un rectificador giratorio; se montan en el mismo eje del campo de un turbogenerador de C-A, es mostrando a continuación:

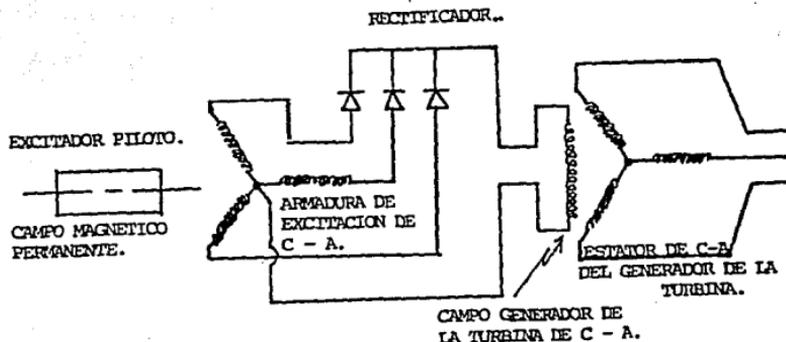
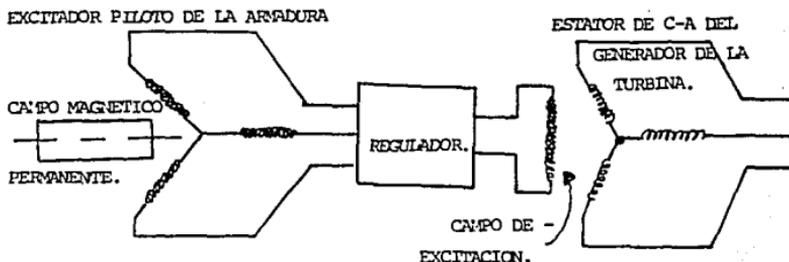


FIGURA 11 - Sistema de excitación sin escobillas.

Como se muestra en la figura anterior el excitador piloto de magneto permanente, tiene un campo magnético rotatorio y una armadura estacionaria en la cual se induce una corriente que es rectificada por medio de diodos, esta corriente es llevada al campo generador de la turbina de C-A. Como se observa de la figura posterior este excitador piloto alimenta a 420 ciclos potencia trifásica a un regulador, que a su vez

alimenta con potencia de C-D regulada al campo estacionario de un excitador de C-A de armadura rotatoria, la salida del excitador de C-A se rectifica por medio de diodos y es suministrada al campo del turbogenerador.



Actualmente las normas de C.F.E. estipulan lo siguiente; el sistema de excitación debe ser totalmente transistorizado y no debe incluir sistemas de excitación donde la tensión de campo dependa directamente o indirectamente de un excitador rotatorio de corriente alterna o corriente directa.

El sistema debe incluir el siguiente equipo:

- a) Transformador de excitación.

Servicio: Intemperie clase de enfriamiento: DA-sumergido en aceite con enfriamiento natural.

Frecuencia: 60 Hz.

Capacidad: 110% de la capacidad máxima del sistema de excitación.

Tensión: Debe soportar una sobre-tensión continua de 115% de la tensión nominal, sin que se presente saturación en el núcleo.

Derivaciones: 4 derivaciones de 2 1/2 % c/u. dos arriba y dos abajo de la tensión nominal.

Protecciones: Relevador Bucholz, sobrecorriente (50-51), sobretemperatura (49).

Preservación de Aceite: Tanque conservador con equipo de sello de diafragma.

En el lado de alta tensión debe llevar bridas o caja metálica para recibir las derivaciones del bus de fase aislada.

- b) Un bus de fase segregada, en el lado de la corriente alterna, trifásica, que conecte la baja tensión del transformador de excitación al gabinete de tiristores, tipo intemperie, incluyendo pasamuro y capacidad de corriente igual a la nominal del transformador. Las barras deben de ser de cobre, sin exceder de una elevación de temperatura de 35 grados centígrados, sobre

una temperatura ambiente de 40 grados centígrados. Para la clase de aislamiento del bus se debe considerar la tensión de excitación en corriente alterna.

- c) Un bus de fase no segregada para corriente directa que conecte el tablero de tiristores del sistema de excitación con el campo del generador, incluyendo conectores flexibles en ambos lados o extremos. Las barras deben ser de cobre, adecuadas para llevar la corriente nominal, sin exceder de una elevación de temperatura de 35 grados centígrados sobre una temperatura ambiente de 40 grados centígrados; la clase de aislamiento debe definirse considerando la tensión de excitación máxima en corriente directa, más los techos.
- d) Un gabinete de tiristores para servicio interior y el cual debe de tener como mínimo dos puentes de tiristores en paralelo, de capacidad tal que al desconectar un puente completo, la unidad opere en forma continua a plena carga y un factor de potencia unitario. Los tiristores deben de ser enfriados por aire, contar cada uno con un fusible extra-rápido y con señalización por falla de fusible. Deben tener la capacidad adecuada por la corriente de excitación con el generador a plena carga y factor de potencia igual a 0.9 y adicionalmente, la necesaria para alcanzar los techos.

4. CONTROL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

INTRODUCCION.

El control de generación es un problema básico en los sistemas de potencia por su implicación directa en la calidad de servicio a los consumidores.

Los disturbios y la carga con su naturaleza aleatoria, imponen una carga considerable a los elementos de control. El problema fundamental es la variación de la potencia mecánica en la forma apropiada para eliminar las desviaciones de la frecuencia de su valor nominal.

La diversidad de tipos de turbinas complica aún más el control de generación en un sistema eléctrico por los diferentes tipos de respuesta asociados a cada elemento. La regulación primaria y el efecto de la carga debido a la frecuencia, constituyen la primera línea de defensa del sistema ante disturbios. La operación de sistemas interconectados aumenta la complejidad del control de generación, ya que es necesario controlar variables adicionales que son importantes desde el punto de vista económico. Por otro lado, la interconexión de sistemas permite la asistencia de sistemas vecinos en los casos de emergencia, de ahí surge la necesidad de vigilar que cada compañía que forma parte de la interconexión cumpla con

su obligación desde el punto de vista de control. Este tema tiene la finalidad de presentar los diversos parámetros que afectan el comportamiento de los generadores, analizándose por medio de ejemplos los diferentes casos que se presentan.

Como se mencionó anteriormente, la demanda es una función aleatoria pero es también una función del comportamiento de la sociedad por lo cual es predecible en un cierto rango. Ahora bien la potencia consumida en un sistema eléctrico varía en función del tiempo. Una diferencia entre la potencia consumida y la potencia generada causa una variación de frecuencia, ya que a esa diferencia corresponde un desequilibrio entre el par resistente y el par motor de las unidades generadoras. Para una mejor visualización de como se constituyen las mallas de control que permiten al sistema regularse se presenta la figura 1, la cual se realizará un análisis detenido en los párrafos subsiguientes.

sincronismo, el comportamiento promedio de la velocidad eléctrica se puede calcular agrupando los efectos de todas las unidades. El equilibrio rotacional en las unidades del sistema se expresa en función del momento de inercia (I) y la aceleración angular (α) mediante:

$$\sum T = I\alpha = T \quad \text{-----} \quad (1)$$

Multiplicando dicha ecuación por la velocidad angular (ω) se tiene:

$$T\omega = I\omega\alpha = M\alpha \quad \text{-----} \quad (2)$$

Donde se define el momentum angular (M), sin embargo en la mayor parte de las aplicaciones es más común utilizar la constante de inercia (H) que tiene una interpretación más directa desde el punto de vista físico.

H = Energía almacenada a velocidad nominal/Potencia nominal

$$H = \frac{I\omega^2}{2P_n} = \frac{M\omega}{2P_n} \quad \text{-----} \quad (3)$$

Dimensionalmente la constante (H) se expresa en segundos y se puede interpretar como el tiempo que tardará en pararse el rotor si se aplicara al generador una carga constante de valor P_n , cuando se tiene una velocidad ω_n , y no se aplicará potencia mecánica para mantener la velocidad. Otra

interpretación más directa de H se tiene al analizar una pérdida de carga total, en este caso toda la energía se utiliza para acelerar el rotor, la constante de inercia se puede expresar, en función del tiempo que tardaría el rotor en llegar a una velocidad del 10% sobre el valor nominal, si la potencia mecánica no cambiara. Expresando la ecuación (2) en función de H se obtiene:

$$2HP \frac{dw}{w} \frac{dt}{dt} = P_n - P_m = P_e - P_a$$

Normalizando y arreglando términos:

$$2H \left(\frac{dw}{w} \frac{dt}{dt} \right) = \frac{P_n}{P_n} - \frac{P_m}{P_n} \left(\frac{1}{P_n} \right) \text{----- (4)}$$

Así se obtiene la ecuación resultante en p.u.

$$2H \frac{dw}{dt} = P_n - P_m \text{ o bien } \frac{dF}{dt} = \frac{P_n}{m} - \frac{P_m}{e} / 2H \text{----- (5), (6)}$$

De aquí se obtiene la relación de frecuencia-tiempo en función de la constante de inercia para potencia de aceleración constante. la figura 2 muestra la respuesta características que se tendría si no existieran controles adicionales en el sistema, las rectas en el primer cuadrante representan pérdidas de carga, en el cuarto cuadrante se incluyen las pérdidas de generación y aumento de carga.

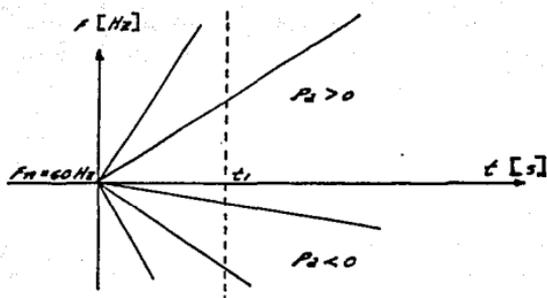
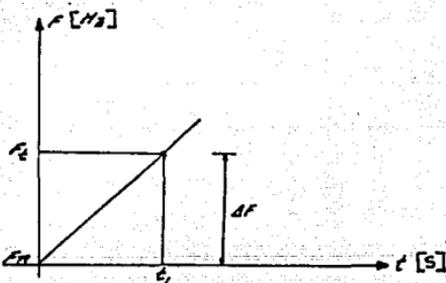


FIGURA 2 - Respuestas características al variar las condiciones de igualdad generación-carga.

La pendiente de la recta de acuerdo a la ecuación (6) es:

$$\frac{P}{2H} a$$

Analizando esta ecuación junto con el siguiente diagrama,



Obtenemos que:

$$m = \frac{\Delta F}{t} \quad \therefore \quad \Delta F = m t$$

dado $m = \frac{dF}{dt}$ igualando términos $\Delta F = \frac{dF}{dt} dt$

Y de la ecuación (6)

$$\Delta F = P_a t / 2H = (P_m - P_e) t / 2H$$

Ahora bien, si la potencia de carga es cero (pérdida de carga total), implicaría una potencia de aceleración P_a , la cual al no existir freno, sería máxima, es decir del 100% en aceleración, por consiguiente $P_a = 1.0$ (p.u.), y el tiempo que tardaría el sistema en incrementar su velocidad en un 10% arriba del valor nominal, es decir un $\Delta F = 0.1$, está dado por:

$$t = 2H \Delta F / P_a = 2H(0.1) / 1 = 0.2 H \text{ segundos}$$

Así para un tiempo t_1 , el cambio de frecuencia se obtiene mediante:

$$\Delta F = P_a t_1 / 2H$$

Por lo cual se concluye que la relación potencia de aceleración a constante de inercia expresada en la misma base, influye en el comportamiento de la frecuencia, así al crecer el tamaño de un sistema de potencia, la suma de la energía almacenada en los rotores de las unidades generadoras crece y la energía liberada o tomada durante un disturbio es generalmente de un valor despreciable comparada con la almacenada en los rotores, por lo cual se tiene un cambio mínimo en la frecuencia. En contraposición, para un sistema

pequeño la magnitud del disturbio (energía de aceleración), no es despreciable comparada con la energía cinética almacenada del sistema y el cambio de frecuencia puede ser apreciable.

Como todos los sistemas reales son finitos y se imponen restricciones de calidad en el servicio, es necesario agregar elementos de control para adecuar los cambios de frecuencia. Dichos elementos se mostrarán a continuación y se analizarán sus expresiones en diagramas de bloques, así como la obtención de las mismas.

Control Automático de Carga-Frecuencia.

Como mencionamos en la introducción de este capítulo, haremos un análisis de la malla de control automático de carga-frecuencia (figura 1), para esto se muestra la figura 3, con el fin de observar los dispositivos propiamente dichos y la manera en que estos interactúan.

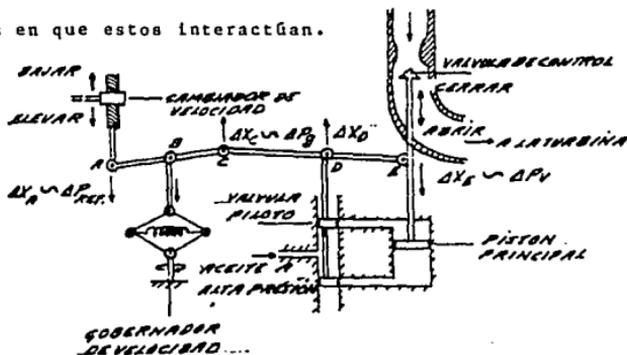


FIGURA 3 - Diagrama simplificado de la malla de control carga-frecuencia.

El papel básico de la malla de control de carga-frecuencia es la de mantener los MW deseados de salida de una unidad generadora y asistir en el control de frecuencia, así mismo manteniendo el intercambio neto de potencia entre los miembros de un sistema en un valor predeterminado, ante cambios en la carga del sistema. La malla mantendrá el control, solamente durante cambios normales en carga y frecuencia (es decir cambios cortos y pequeños) ya que resulta imposible proveer un adecuado control cuando ocurre un gran desbalance en MW.

Sistema Gobernador de Velocidad.

La potencia real de un sistema puede controlarse mediante el manejo de los pares individuales de las turbinas.

En la figura 3 se muestra el esquema de operación característico del sistema gobernador de velocidad. Este sistema - constituye la malla de control "primaria" indicada en la figura 1.

Para modificar la posición (medida por el eje de coordenadas (X) de la válvula de control (o compuerta en el caso de turbinas de agua), podemos regular el flujo de aceite de alta presión hacia el pistón principal.

Un pequeño movimiento descendente del punto E del eslabón, incrementa en una pequeña cantidad el flujo de vapor o agua

(medido en la válvula de potencia), lo que representa un incremento en los megawatts ΔP_v . Este incremento de flujo, transmite en la turbina un aumento de potencia ΔP_T .

Se necesitan enormes fuerzas mecánicas para posicionar la válvula principal (o compuerta) contra el vapor de alta presión (o agua), dichas fuerzas se obtienen mediante diversas etapas de amplificación hidráulica, por simplificación solo mostraremos una etapa. La entrada de este amplificador está dada por la posición X_D de la válvula piloto. La salida es la posición X_E del pistón principal. Aunque la alta presión del fluido hidráulico ejerce solo una pequeña fuerza diferencial sobre la válvula piloto, la fuerza amplificada es muy grande.

La posición de la válvula piloto puede afectarse (vía el sistema eslabonado) de tres modos:

- a) Directamente, por el cambiador de velocidad. A un pequeño movimiento descendente del punto A del eslabón, corresponde un incremento ΔP_{ref} en el ajuste de la potencia de referencia.
- b) Indirectamente, vía realimentación, debido al cambio de posición del pistón principal.
- c) Indirectamente, vía realimentación, debido al cambio de

posición del punto B del eslabón, resultante del cambio de velocidad, que fue provocado por un cambio en la carga.

En las siguientes líneas daremos una descripción cuantitativa del mecanismo.

El incremento de movimientos de los cinco puntos A . . E del eslabón de la figura 3 son de particular interés. En realidad estos movimientos son medidos en milímetros, pero en nuestro análisis, los expresaremos en incrementos de potencia MW o MW en por unidad según el caso. Asumimos movimientos positivos en las direcciones de las flechas. El comando de salida del gobernador ΔP_g es medido por el cambio de posición ΔX_C .

El gobernador tiene dos entradas:

1. Variaciones en el ajuste de potencia de referencia ΔP_{ref} .
2. Cambios en la velocidad o frecuencia del generador Δf , medidos por ΔX_B .

Un incremento en ΔP_g es el resultado de un incremento en ΔP_{ref} y un decremento en Δf . Por lo cual podemos escribir que para pequeños incrementos:

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \Delta f/R \quad (MW)$$

La constante R tiene dimensiones de hertz por megawatt, y está referida a la regulación. Transformándola al dominio de Laplace, obtenemos:

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \Delta f(s)/R \quad \text{-----} \quad (8)$$

Actuador o Accionador Hidráulico de la Válvula.

Como podemos observar en la figura 3, la posición de entrada ΔX_D del actuador de la válvula, se incrementa como resultado de un incremento del comando ΔP_g , sin embargo ésta decrece debido al incremento de la salida de la válvula, ΔP_v . Si se manifiestan incrementos de ΔP_g y ΔP_v iguales, darán como resultado un $\Delta X_D = 0$, debido a esto podemos describir:

$$\Delta X_D = \Delta P_g - \Delta P_v \quad (HW)$$

Debido a que un pequeño ΔX_D es amplificado en el actuador hidráulico, y el fluido de aceite en el accionador hidráulico es proporcional a la posición ΔX_D de la válvula piloto, obtenemos la siguiente expresión, que relaciona la posición del pistón principal:

$$\Delta P_v = K_H \int \Delta X_D dt$$

En donde la constante positiva K depende de la geometría del orificio y del cilindro, así como de la presión del fluido. Y

si nuevamente aplicamos la transformada de Laplace a las dos últimas expresiones y eliminamos a ΔX_D obtenemos la función de transferencia del actuador.

$$\Delta X_D(s) = \Delta P_g(s) - \Delta P_v(s)$$

$$\Delta P_v(s) = \frac{K}{H} \frac{\Delta X_D(s)}{s}$$

$$\therefore \Delta P_v(s) = \frac{K}{s} (\Delta P_g(s) - \Delta P_v(s))$$

$$\Delta P_v(s) = \frac{K}{s} \Delta P_g(s) - \frac{K}{s} \Delta P_v(s)$$

$$\Delta P_v(s) \left(1 + \frac{K}{s} \right) = \Delta P_g(s) \left(\frac{K}{s} \right)$$

$$\frac{\Delta P_v(s)}{\Delta P_g(s)} \left(1 + \frac{K}{s} \right) = \frac{K}{s}$$

$$\frac{\Delta P_v(s)}{\Delta P_g(s)} = \frac{\frac{K}{s}}{1 + \frac{K}{s}}$$

Multiplicado por

$$\frac{s / K}{s / K + H}$$

$$\frac{\Delta P_v (s)}{\Delta P_g (s)} = \frac{1}{\frac{K}{H} + 1} = \frac{1}{1 + sT_H}$$

En donde $T_H = 1 / K_H$

La cual asume valores típicos de alrededor de 0.1 segundos.

$$G_H (s) = \frac{\Delta P_v (s)}{\Delta P_g (s)} = \frac{1}{1 + sT_H}$$

Respuesta Turbina-Generador.

En estado estable la potencia de la turbina P_T mantiene el balance con la potencia electromecánica P_G , resultando una aceleración cero y una velocidad o frecuencia constante. Perturbaciones de ΔP_T y ΔP_g transformarán el balance anteriormente mencionado. Si la diferencia de potencia $\Delta P_T - \Delta P_g$ es positiva, la unidad turbogeneradora se acelerará; y si esta diferencia es negativa, la unidad se desacelerará. El incremento de potencia en la turbina ΔP_T depende totalmente del incremento de potencia de las válvulas ΔP_v y de la respuesta característica de la turbina. Diferentes tipos de turbina varían notablemente con esta consideración.

Es posible expresar la respuesta dinámica de la turbina, en términos de la función de transferencia, como:

$$G_T = \frac{\Delta P}{\Delta P_v} \frac{T}{v}$$

La turbina de vapor sin recalentamiento tiene una función de transferencia muy simple, consistente de una sola constante de tiempo:

$$G_T = \frac{1}{1 + sT} \quad \text{-----} \quad (10)$$

Otros tipos de turbinas tienen funciones de transferencia más complejas. En general, se puede decir que la respuesta de las turbinas es lenta, con tiempo de respuesta medida en algunos segundos. A continuación se presenta un diagrama que muestra las respuestas asociadas a tres distintos tipos de turbinas:

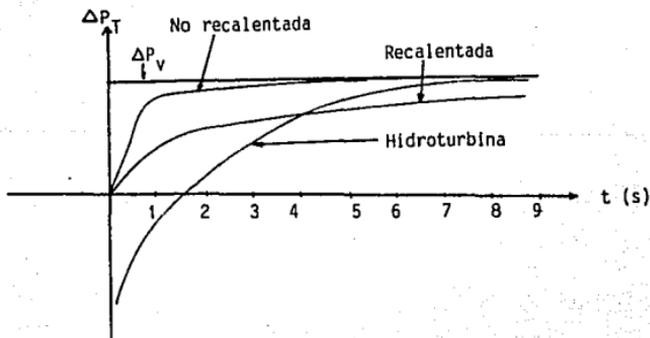


FIGURA 4 - Respuestas para tres tipos de turbinas

El incremento de potencia del generador ΔP_G está completamente, bajo la dependencia de los cambios ΔP_D^g en la carga, la cual tendrá que ser suministrada por el generador. El comando del generador, ajusta sus salidas para satisfacer los cambios demandados por ΔP_D . Estos ajustes son esencialmente instantáneos, en comparación con los pequeños cambios en P_T , la turbina. Por lo cual podemos decir que:

$$\Delta P_G = \Delta P_D$$

Agrupando las ecuaciones (8), (9) y (10) y las representamos en un diagrama de bloques, obtenemos la figura 5.

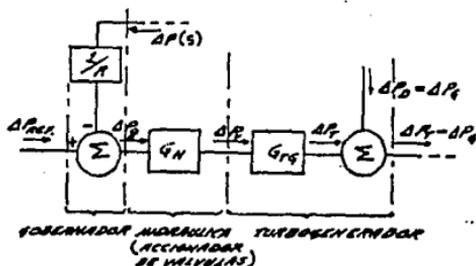


FIGURA 5 - Modelo lineal de la malla de control primaria

Observando el diagrama anterior vemos que la malla está abierta, por lo que procederemos a cerrarla conforme a lo indicado por la figura 1.

Cerrando la Malla de Control Automática de Carga-Frecuencia.

Procederemos a cerrar la malla, por medio de un eslabón matemático entre ΔP_T y Δf . Como nuestro generador es el que proporciona potencia para un conglomerado de cargas en un área, es necesario seguir el análisis haciendo suposiciones razonables acerca del comportamiento del área. Por lo cual haremos las siguientes:

- a) El sistema está originalmente en estado estable, en completo balance de potencias, esto es que $P_G^0 = P_D^0 + P_{\text{Pérdidas}}^0$. Y la frecuencia está en un valor normal de f^0 . Todo los equipos rotatorios representan un total de la energía cinética almacenada de un valor de:

$$W_{\text{cin.}} = W_{\text{cin.}}^0 \quad (\text{MW} - \text{segundos})$$

- b) Para la conexión adicional de cargas en el sistema, la carga demandada se incrementará en un ΔP_D y con esto nos referiremos a una nueva condición de carga. El generador incrementa su salida P_g para este nuevo regimen de carga, esto es:

$$\Delta P_g = \Delta P_D$$

- c) Ahora, en ese mismo instante (al momento de incrementarse la carga) hay un desbalance de potencias en el área, esto se representa como $\Delta P_T = -\Delta P_D$ (MW). Dando como

resultado el cambio en la frecuencia o velocidad en los rotores, este cambio puede ser asumido uniforme a través del área. Ahora bien, dado que la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad, podemos escribir una ecuación que relacione la energía cinética y la frecuencia en un área:

$$W_{\text{cin.}} = W_{\text{cin.}}^0 \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 \quad (\text{MW} - \text{segundo})$$

- d) La última consideración consiste en que la potencia de la carga tiene una dependencia con la frecuencia, es decir $\frac{\delta P}{\delta f}$, y ya que ésta es una característica de la carga del sistema, la podemos incluir dentro de la carga del área como:

$$D \triangleq \frac{\delta P}{\delta f} \quad (\text{MW/hz})$$

Entonces, al ocurrir un disturbio o incremento en la carga, se induce un estado no estable, el cual tratará de eliminarse y por consiguiente alcanzar al balance de potencias. Este balance de potencias requiere del incremento de potencia en la turbina, la cual será igual a la suma de las cargas (incremento de carga y efecto de amortiguamiento), más la razón de cambio de la energía cinética. Por lo que podemos escribir este balance en forma matemática como:

$$\Delta P_T = \Delta P_D + \frac{d}{dt} (W_{cin.}^0) + D \overline{\Delta f}$$

dado que

$$\overline{\Delta f} + f^0 = f$$

Y como el $\overline{\Delta f}$ es realmente pequeño en comparación con f^0 , con lo cual podemos escribir y desarrollar la ecuación de la energía cinética:

$$W_{cin.} = W_{cin.}^0 \left[\left(\frac{f^0 + \Delta f}{f^0} \right)^2 \right] = W_{cin.}^0 \left[\frac{(\Delta f)^2}{f^0} + \frac{2 \Delta f}{f^0} + 1 \right] = W_{cin.}^0 \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f^0} \right)$$

Sustituyendo esta ecuación en la formulada para ΔP_T del balance de potencia, se tiene:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{d}{dt} \left(W_{cin.}^0 \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f^0} \right) \right) + D \overline{\Delta f} =$$

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2 W_{cin.}^0}{f^0} \frac{d}{dt} (\Delta f) + D \overline{\Delta f}$$

Y si dividimos esta última ecuación entre la potencia de generación base P_r , entonces podemos introducir la constante de inercia en p.u., es decir:

H $\hat{=}$ $\frac{W}{P}$ cin. (MW-segundo / MW) 6 (segundos), por lo cual

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2H_o}{f} \frac{d}{dt} (\Delta f) + D \overline{\Delta f} \quad (\text{p.u.})$$

Los incrementos de potencia, ahora son medidos en p.u.

Los valores típicos están entre 2 -8 segundos. Si aplicamos a la ecuación anterior la transformada de Laplace:

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \frac{2H_o}{f} s f(s) + D \Delta f(s)$$

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \Delta f(s) \left(\frac{2H_o}{f} s + D \right)$$

Y despejando a $\Delta f(s)$

$$\Delta f(s) = \frac{1}{\frac{2H_o}{f} s + D} \left(\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) \right)$$

Por lo cual

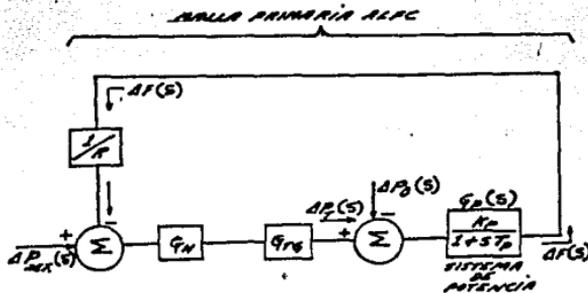
$$\Delta f(s) = G_p(s) \left[\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) \right] \quad \text{----- (11)}$$

En donde se introducen los siguientes parámetros:

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + sT_p}; \quad T_p = \frac{2H_o}{fD} \quad (\text{segundos}); \quad K_p =$$

$$\frac{1}{D} \quad \left(\frac{\text{Hz}}{\text{p.u. MW}} \right)$$

La ecuación (11) representa el eslabón que cierra la malla, como se muestra a continuación:



Cabe mencionar que el sistema de control actuará ante cambios en la carga, de una forma retardada, es decir que primero se manifiesta los cambios en la carga y enseguida las correcciones del control, como una consecuencia de las primeras.

REGULACION PRIMARIA

Se ha mostrado la necesidad de tener algún tipo de control en los rotores de los generadores al ocurrir perturbaciones en el sistema. El regulador de velocidad del grupo turbogenerador, realiza dicha función a través de la obtención del cambio de velocidad, dando como resultado un movimiento de las válvulas de admisión a la turbina, que finalmente producirá un cambio en la potencia mecánica. En el esquema visto anteriormente, se tiene una función de transferencia de primer orden para el mecanismo del gobernador y otro para la turbina.

El cambio de velocidad es detectado por los mecanismos del gobernador instantáneamente, y producen una señal de posición $\Delta X_c \sim \Delta P_g$, que será la señal de excitación para el sistema hidráulico que controla las válvulas de admisión a la turbina. En este caso la respuesta no es instantánea ΔP_v , y se obtiene después de un cierto retardo, algo similar ocurre en el bloque de la turbina. El resultado final es que existe un retardo en la producción de la potencia mecánica ante un estímulo producido, el cual nos da un cambio en la velocidad.

El problema de regulación consiste en controlar los cambios de velocidad/frecuencia, mediante la producción de potencia mecánica y considerando el amortiguamiento de la carga debido a la frecuencia. Aquí el retraso de la señal debido a las

constantes de tiempo tienen un efecto importante en la regulación dinámica. De acuerdo con la ecuación (5), el equilibrio entre la potencia eléctrica y mecánica da como resultado una razón de cambio de la frecuencia igual a cero; que se puede indicar en estado estable, como una frecuencia constante (pero que no es necesariamente la nominal). El proceso dinámico contiene intercambios de energía, y que en el caso estable, cada vez son más pequeños, hasta obtener un punto o estado estable, donde se tiene un valor constante de potencia mecánica y frecuencia.

Es importante observar que el valor final de la frecuencia no es igual al valor inicial.

Un aspecto importante que se debe tener en cuenta, es que los mecanismos de regulación de velocidad, controlan únicamente los cambios de frecuencia, por lo cual el valor final de la misma ante un disturbio, se puede estabilizar en un valor diferente al valor nominal de la frecuencia f_n .

Característica de Regulación en Estado Estable

Las desviaciones de velocidad son detectadas por el regulador de velocidad de las unidades generadoras y se convierten en señales de cambio de posición de las válvulas, después de varios pasos de amplificación y los retardos debidos a los

elementos de control. Este cambio de posición de las válvulas produce una reacción en la turbina, donde se obtiene la potencia mecánica después de un cierto tiempo. Si no tomamos en cuenta los retardos involucrados en la producción de potencia eléctrica y la potencia mecánica, es decir que no tomamos en cuenta el comportamiento del sistema con respecto al tiempo, se puede decir que un cambio de frecuencia $\overline{\Delta f}$ produce un cambio de la potencia eléctrica $\overline{\Delta P}$ en estado estable.

Las características de regulación se presenta en la figura 6.

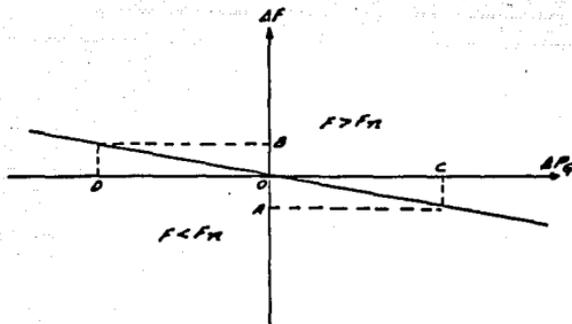


FIGURA 6 - Característica de regulación.

La expresión matemática de la recta es:

$$\Delta f = - R \Delta P \quad \text{-----} \quad (12)$$

En donde R es el valor absoluto de la pendiente de la recta. el signo de la ecuación (12), indica que los cambios en Δf y ΔP siempre serán opuestos, así en el punto A de la figura 6 se tiene una disminución de frecuencia, que produce un aumento de generación (O-C), en B se tiene un aumento de frecuencia que resulta de la reducción de generación (O-D).

La característica de regulación en estado estable R generalmente se expresa en %, e indica el % de cambio de velocidad ante un % de cambio de potencia. El valor de R expresado en la base de la unidad tiene un valor típico de 4% a 10%, independientemente del tamaño de la unidad.

La característica de la figura anterior muestra el equilibrio que se obtiene en el sistema en estado estable. El punto de operación se desplaza a partir de O dependiendo del disturbio. Por otro lado en la figura se asume que el intercambio de la energía entre el rotor y el sistema tiende a eliminarse con el tiempo, por lo cual si se desea obtener el comportamiento de la frecuencia en el tiempo, es necesario resolver las ecuaciones diferenciales del gobernador y la turbina, combinados con la aceleración del sistema. El concepto de regulación primaria involucra la acción correctiva de la producción de la potencia mecánica en la dirección correcta para contrarrestar el disturbio y consecuentemente el

equilibrio. Es decir un punto en estado estable, en el cual se cumpla que $P = P_g$.

Comportamiento de la Carga.

El análisis realizado hasta el momento asume que la generación y la carga están concentradas en un punto, y que la potencia de la carga no se afecta por la frecuencia. El comportamiento de la carga con la frecuencia se describe generalmente por una función no lineal que depende de la composición de la carga, de acuerdo a los tipos que se incluyen en ella. Los tipos de carga que se pueden afectar por la frecuencia, se comportan de manera que los cambios de carga con respecto a los incrementos de frecuencia son positivos. En la figura 7 se ilustra en forma gráfica el comportamiento de la carga con la frecuencia.

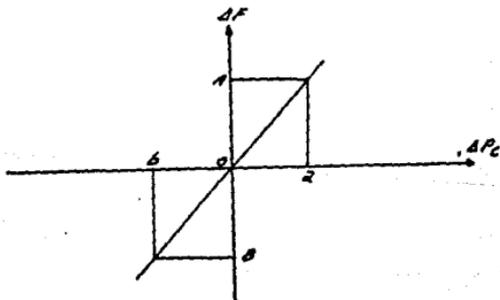


FIGURA 7 - Característica de la carga

La pendiente de la recta en la figura es de $1/D$, en este caso se presenta D expresada en p.u. e indica el % de cambio de potencia de carga para un % de cambio de velocidad. Los valores típicos de D en sistemas reales son de entre 1 y 2.

Si la frecuencia sube hasta el punto A el comportamiento o incremento de la carga será $O-a$, similarmente si la frecuencia disminuye hasta B, la carga disminuirá en un valor $O-b$. El comportamiento descrito anteriormente muestra que la carga tiene un efecto estabilizador ante un disturbio, ya que en los momentos de baja generación (baja frecuencia) la potencia de la carga disminuye, en cambio en los casos de exceso de generación (alta frecuencia) la potencia de la carga aumenta, con lo cual se tiene un mecanismo natural de autodefensa del sistema.

Es importante observar que el cambio de la potencia de la carga con la frecuencia tiene un efecto instantáneo en la potencia de aceleración.

Ante un disturbio no existe manera de obtener el equilibrio de energía entre la carga y la generación, y el cambio neto se traducirá en una desviación de la velocidad nominal.

Los efectos combinados de la regulación primaria y el amortiguamiento de la carga con la frecuencia se pueden analizar en estado estable, bajo la base de que ambas acciones

tienden a controlar el disturbio. En la figura 8 se presentan las características y se ilustran los efectos importantes:

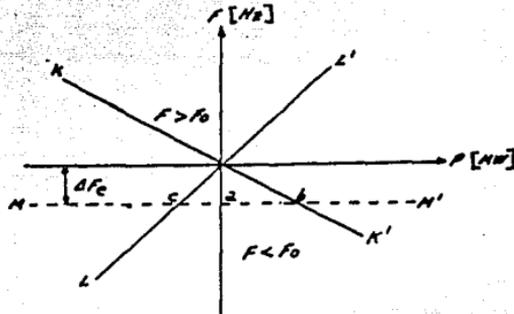


FIGURA 8 - Efectos combinados de la regulación primaria y el amortiguamiento.

La recta K-K' representa la característica de regulación en estado estable y en forma de ecuación se expresa como:

$$\Delta f = - R \Delta P$$

La recta L-L' representa el comportamiento final de la carga con respecto a la frecuencia y se expresa analíticamente como:

$$\Delta f = \frac{1}{D} (\Delta P)$$

Para un cambio de frecuencia especificado, indicando por la recta M-M' en la figura, los cambios en la potencia de generación a-b se obtienen de la ecuación:

$$\Delta P = - \frac{1}{R} (\Delta f)$$

Similarmente el cambio de la potencia de carga con la frecuencia s-c se obtiene de la ecuación:

$$\Delta P_c = D \Delta f_c$$

Ahora bien para visualizar mejor el comportamiento del sistema, no fijaremos un decremento de frecuencia $\overline{\Delta f_c}$, sino que en la realidad se tienen ΔC , por lo cual tendremos que apoyar nuestro análisis en el diagrama que a continuación se presenta:

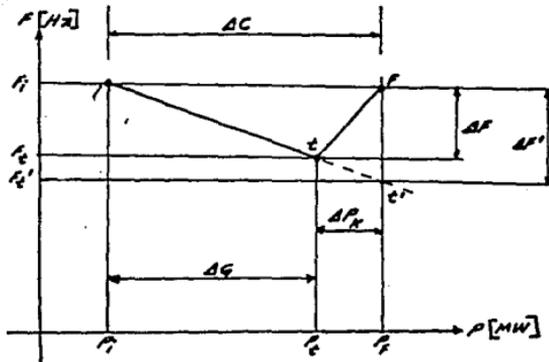


FIGURA 8

La recta $i-t$ representa la característica de regulación o generación que en la figura 8, está representada por la recta $K-K'$. La recta $t-f$ representa el comportamiento de la carga con respecto a la frecuencia y que en la figura 8 está representada por la recta $L-L'$. En el punto i se tiene una

condición de estado estable en la cual $P_g = P_c$ y por consecuencia no existe una P_a que provoque una desviación de la frecuencia con respecto al valor inicial f_i . Al momento de ocurrir un ΔC , la frecuencia se ve alterada, descendiendo; este descenso de velocidad provoca un incremento de potencia de generación, proporcionando por la energía cinética almacenada en los rotores y por la producción de P en la turbina, ya que el regulador de velocidad ordenó la apertura de válvulas en en la admisión de la turbina al detectar que la frecuencia o velocidad de los rotores disminuye. Al mismo tiempo, la carga que en un momento se manifestó con un cierto valor, tiene un comportamiento descendente, es decir que la carga ya no demanda el mismo valor que al principio, sino que ésta demanda de potencia va disminuyendo. Estos fenómenos se manifiestan en forma simultánea.

El ΔC se observa en la figura 8 como la línea trazada desde i hasta el punto f , este ΔC es realizado en forma finita y única, es decir que no tomamos en cuenta como se manifiesta con respecto al tiempo, es decir su velocidad de desarrollo. Como hemos descrito anteriormente el sistema se encuentra en el punto i , y al ocurrir el ΔC el sistema se desplaza por la recta $i-t$ ($K-K'$), al mismo tiempo la potencia demandada por la carga, se desplaza desde el punto f , por la recta $f-t$ ($L-L'$). Ambos desplazamiento se encuentran o intersectan en el punto t en el cual se alcanza la estabilidad entre la generación y la

carga. En este punto se tiene que la frecuencia es f_t .

La ecuación de la recta (i-t) es:

$$\Delta P_g = - \frac{N}{g} \Delta f \quad \text{o bien} \quad \Delta P_g = - \frac{1}{R} \Delta f$$

Y la ecuación de la recta (f-t) es:

$$\Delta P_K = \frac{N}{K} \Delta f \quad \text{o bien} \quad \Delta P_K = D \Delta f$$

Y al intersectarse ambas ecuaciones en el punto t, adquieren la frecuencia f_t .

De la figura 8 observamos que el ΔC está dado por:

$$\Delta C = \Delta G - \Delta P_K$$

Y sustituyendo la característica de generación y carga en ΔG y ΔP_K tenemos:

$$\Delta C = - \frac{N}{g} \Delta f - D \Delta f$$

Despejando

$$\overline{\Delta f} = \frac{\Delta C}{\frac{N}{g} + \frac{N}{K}} \quad \text{o bien} \quad \overline{\Delta f} = \frac{\Delta C}{\left(\frac{1}{R} + D\right)}$$

Como podemos apreciar en la ecuación anterior, si no existiera el fenómeno de amortiguamiento de la carga o sea, si no se tuviera la recta (f-t), la frecuencia descendería hasta el

valor f^t en el cual la generación equipararía a la carga - -
($\Delta G = \Delta C$) y se alcanzará la estabilidad.

Una ecuación que debe ser de importancia en la solución de problemas que involucran más de una máquina generadora, será la de la característica de generación de la planta; la carga total tomada por una planta es igual a la suma de las cargas tomadas por cada una de las unidades y la frecuencia deberá ser la misma en todas las unidades. Otra situación que puede presentarse ante un aumento de carga, es la saturación de una o más máquinas. Definimos como saturación de una máquina generadora, al fenómeno que se presenta cuando se le demanda una potencia superior a la nominal. Todos estos casos se describirán por medio de ejemplos ilustrativos, en los cuales se aplicarán las ecuaciones y conceptos antes mencionados.

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

1. Si tenemos una unidad generadora con las siguientes características:

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

$$E = 5 \%$$

$$P_i = 30 \text{ MW}$$

$$\Delta P_c = 8 \text{ MW}$$



Se desea calcular la nueva frecuencia del sistema, debida al incremento de la potencia de carga.

SOLUCION:

De la ecuación de incremento de frecuencia se tiene:

$$\Delta f = f_n - f_a$$

$$N_g = \frac{P_n}{E \cdot f_n} = \frac{50}{0.05 (60)} = 16.66 \text{ (MW/Hz)}$$

Por otro lado se tiene que:

$$N_g = \frac{\Delta P_c}{\Delta F}$$

Y despejando el decremento de frecuencia:

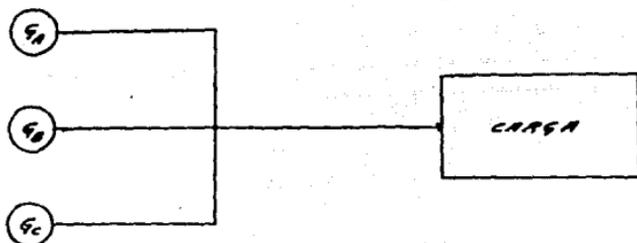
$$\Delta f = \frac{\Delta P_c}{N_g} = \frac{8}{16.66} = 0.48 \text{ (Hz)}$$

Y de la expresión:

$$\Delta f = f_n - f_a \qquad f_a = f_n - \Delta f$$

$f_a = 60 - 0.48 = 59.52$ (Hz); que es la nueva frecuencia que adquiere el sistema al presentarse un incremento de carga.

2. Supóngase que se tienen tres unidades generadoras de una planta, como se muestran en la siguiente figura:



Las cuales tienen las siguientes características:

MAQUINA	POTENCIA NOMINAL MW	POTENCIA INICIAL MW	ESTADISTMO X	POTENCIA DE CARGA MW
A	50	30	5	-
B	75	40	4	-
C	85	50	3	-
Total	210	120	-	120

Se pide la característica de generación de cada unidad; el nuevo valor de la frecuencia, si la carga se aumenta en 40 MW; que parte de este incremento de carga es tomado por cada máquina; determinar si es factible suministrar este incremento de carga.

SOLUCION:

$$N_g = \frac{P_n}{E \cdot f_n}$$

$$N_{gA} = 50 / 60 (0.05) = 16.6 \text{ (MW/Hz)}$$

$$N_{gB} = 75 / 60 (0.04) = 31.25 \text{ (MW/Hz)}$$

$$N_{gC} = 85 / 60 (0.03) = 47.22 \text{ (MW/Hz)}$$

Como la característica de generación del sistema es la suma de las características de cada una de las máquinas, se tiene:

$$N_{gS} = N_{gA} + N_{gB} + N_{gC} = 16.6 + 31.25 + 47.22 = 95.07 \text{ (MW/Hz)}$$

Y de la ecuación:

$$N_{gS} = \Delta P / \Delta f$$

Despejando el decremento de frecuencia:

$$\Delta f = \Delta P / N_{gS} \quad \therefore \quad \Delta f = 40 / 95.07 = 0.4207 \text{ (Hz)}$$

Si suponemos que solamente actúa la regulación primaria, el nuevo valor de la frecuencia al aumento de carga, será:

$$f_a = f_n - \Delta f = 60 - 0.42 = 59.58 \text{ (Hz)}$$

Debemos saber además, que si este incremento de la carga es factible de ser alimentado por el sistema, es decir que se tiene la suficiente capacidad en cada máquina y en el conjunto para satisfacer la nueva demanda de carga. Por lo tanto se tiene que:

$$\Delta P_{gA} = \Delta f \cdot N_{gA} = (0.4207) (16.6) = 6.998 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gB} = \Delta f \cdot N_{gB} = (0.4207) (31.25) = 13.147 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gC} = \Delta f \cdot N_{gC} = (0.4207) (42.22) = 19.865 \text{ (MW)}$$

Como podemos apreciar estos incrementos en cada máquina no logran saturar a dichas unidades, por lo cual sumando los incrementos de potencia, se observa que logran completar el nuevo incremento de carga.

$$P_{fA} = 30 + 6.988 = 36.988 \text{ (NW)}$$

$$P_{fB} = 40 + 13.147 = 53.147 \text{ (NW)}$$

$$P_{fC} = 50 + 19.865 = 69.865 \text{ (NW)}$$

3. Para no repetir nuevamente los enunciados, tomaremos el ejemplo 2 y le agregaremos un número adicional, el cual consistirá en considerar que la carga varía con la frecuencia (potencia de carga), esto es que el coeficiente de amortiguamiento es distinto de cero $D \neq 0$. Dándole al coeficiente un valor de $D = 1$.

SOLUCION:

$$D = \frac{1}{n} \frac{P_f}{f} \quad \text{se tiene que} \quad D = \frac{0.01 (120 + 40)}{0.01 (60)} = 2.66 \text{ (MW/Hz)}$$

La característica de generación del problema anterior permanece igual. Para resolver el incremento de frecuencia, se sigue el procedimiento indicado a continuación:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_c}{N + D} = \frac{40}{95.07 + 2.66} = 0.4092 \text{ (Hz)}$$

De donde la frecuencia actual será:

$$f = 60 - 0.4092 = 59.5908 \text{ (Hz)}$$

Y el aumento de carga se repartirá, según la característica de generación de cada unidad:

$$\Delta P_{gA} = \Delta f \cdot N_{gA} = (0.4092) (16.06) = 6.79 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gB} = \Delta f \cdot N_{gB} = (0.4092) (31.15) = 12.78 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{gC} = \Delta f \cdot N_{gC} = (0.4092) (47.22) = 19.32 \text{ (MW)}$$

Necesariamente estos incrementos no logran saturar las máquinas, dado que éstos son más pequeños que los incrementos obtenidos en el ejemplo anterior.

De igual manera la suma de los incrementos de potencia suman una cantidad que es menor a la potencia de carga, es decir, al incremento de 40 MW.

$$\Delta P_{gA} + \Delta P_{gB} + \Delta P_{gC} = 6.79 + 12.78 + 19.32 = 38.89 \text{ (MW)}$$

Esto es debido al amortiguamiento de la carga, que indica o puede interpretarse como la cantidad de energía que no es generada, o mejor dicho, que no es demandada por la carga, ya que la carga disminuyó su consumo de energía, al bajar la frecuencia.

4. A continuación analizaremos un ejemplo en el cual se verá lo que sucede, si sale de operación la unidad b y se queda suministrando toda la carga el sistema A compuesto por las unidades a y a'.

En la siguiente tabla se dan los datos:

SISTEMAS/UNIDADES	POTENCIA NOMINAL MW	POTENCIA INICIAL MW	ESTADISTIMO Z
A			
a	5	4	6
a'	10	4	6
Total	15	8	-
B	MW	MW	Z
b	10	6	5
Total del sistema	25	14	-

SOLUCION:

Determinaremos ahora cada una de las incógnitas de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$N_g = \frac{P_n}{E \cdot f_n}$$

Al sustituir valores y resolver la ecuación, se obtienen los siguientes resultados:

$$N_{gA} = \frac{5}{60 (0.06)} = 1.39 \text{ (MW/Hz)}$$

$$N_{ga'} = \frac{10}{60 (0.06)} = 2.78 \text{ (MW/Hz)}$$

La característica de generación de la unidad o sistema A será la suma de las características de cada máquina:

$$N_{gA} = N_{ga} + N_{ga'} = 1.39 + 2.78 = 4.17 \text{ (MW/Rz)}$$

Para obtener el decremento de la frecuencia se tiene:

$$\Delta f = \frac{P}{N_{gA}} \quad \text{y sustituyendo valores}$$

$$\Delta f = \frac{6}{4.17} = 1.44 \text{ (Hz)}$$

Con este dato obtenemos el incremento de generación de cada una de las máquinas:

$$\Delta P_a = \Delta f \cdot N_{ga} = 1.44 (1.39) = 2 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{a'} = \Delta f \cdot N_{ga'} = 1.44 (2.78) = 4 \text{ (MW)}$$

Observemos que el incremento de potencia es el que deja de suministrar B, es decir:

$$\Delta P_a + \Delta P_{a'} = \Delta P_c = 2 + 4 = 6 \text{ (MW)}$$

Podemos observar que la máquina está entregando una potencia inicial de $P_i = 4 \text{ (MW)}$, pero al incrementarse la potencia, ésta no puede alcanzar tal valor ya que se satura al llegar al valor de la potencia nominal que es de $P_n = 5 \text{ (MW)}$:

$$P_i + \Delta P_a = 4 + 2 = 6 \text{ (MW)}$$

Por lo tanto, la máquina no es capaz de dar tal potencia. La potencia de exceso la tendría que aportar la unidad a', ya que la unidad a sólo puede proporcionar 1 MW, tendremos que encontrar el decremento de frecuencia temporal f', que corresponde al incremento de potencia de 1 MW.

$$\Delta f' = \frac{\Delta P_{a'}}{N_{ga}} = \frac{1}{1.39} = 0.719 \text{ (Hz)}$$

Para este incremento de frecuencia obtenemos el incremento temporal de potencia en cada unidad.

$$\Delta P_a = \Delta f' \cdot N_{ga} = 0.72 (1.39) = 1 \text{ (MW)}$$

$$\Delta P_{a'} = \Delta f' \cdot N_{ga'} = 0.71 (2.78) = 2 \text{ (MW)}$$

El incremento total de potencia será:

$$\Delta P_T = \Delta f' \cdot N_{gA} = 0.72 (4.17) = 3 \text{ (MW)}$$

Desde este punto de vista, la característica de generación de la unidad A será solamente la característica de generación de la máquina, por lo tanto:

$$N_{gA} = N_{ga'} = 2.78 \text{ (MW/Hz)}$$

Y con lo cual se tendrá un decremento de frecuencia debido al incremento de potencia restante, que será:

$$\Delta P_r = 6 - 3 = 3 \text{ (MW)}$$

Este será nuevamente considerado como carga. El decremento de frecuencia está dado por:

$$\Delta f'' = \frac{\Delta P_r}{N_{ga}} = \frac{3}{2.78} = 1.079 \text{ (Hz)}$$

Por lo tanto, la frecuencia final estará dada por:

$$f_f = f' + f'' = 0.719 + 1.079 = 1.798 \text{ (Hz)}$$

En la siguiente gráfica se muestra lo anteriormente descrito.

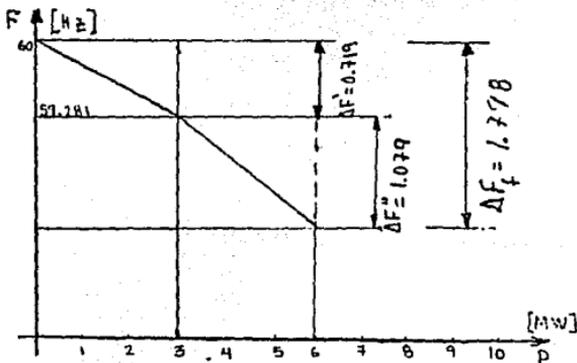


FIGURA 9 - Decrementos de frecuencia

REGULACION SECUNDARIA

REPOSICION DE FRECUENCIA.

Hemos observado hasta este punto, el comportamiento del sistema ante un incremento de carga, y se ha concluido que el sistema logra estabilizarse y hacer frente a la nueva situación de carga, pero a una frecuencia menor que la que tenía antes del incremento de carga.

Dicho proceso lo podemos analizar en el siguiente diagrama:

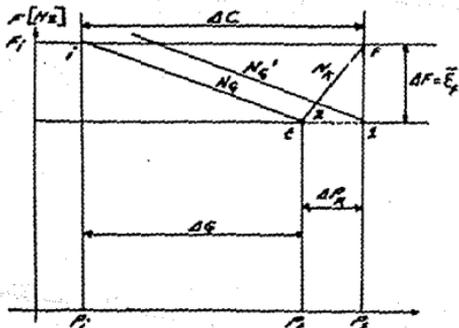


FIGURA 10 - Control de reposición

En el punto i se tiene el sistema en estado estable, es decir que la potencia de generación es igual a la potencia de carga. Al ocurrir un ΔC la frecuencia del sistema decrece de f_i a f_t , sin embargo la potencia generada se incrementa desde P_i a P_t satisfaciendo el incremento en la carga. Este ΔP^g se explica debido a la energía cinética almacenada en los elementos giratorios, ya que el regulador de velocidad emite la orden de aumentar la potencia mecánica de la turbina mediante la apertura de las válvulas o compuertas de acceso del combustible, vapor o agua según sea el caso. Cabe hacer notar que la demanda de la potencia de la carga, decae, ya que la potencia de carga, es función de la frecuencia y al decaer la frecuencia decae la demanda de potencia de carga, esto ayuda al sistema a no generar más energía eléctrica. Ahora bien, después de alcanzar la estabilidad, el sistema se encuentra en el punto t , es decir el sistema viaja desde el punto i hasta el punto t , siguiendo la característica de generación de la planta N^g . En el punto t se logra satisfacer el ΔC pero a una frecuencia menor, y para lograr reestablecer la frecuencia, es necesario incrementar la velocidad del rotor por medio de incrementos en la potencia mecánica de la turbina, haciendo que la P^g aumente, acelerando los rotores. El ΔP^g debe ser tal que logre llevar al sistema a la frecuencia inicial f_i ; y ya que el sistema se mueve de un punto estable a otro punto estable

siguiendo la característica de generación, es lógico pensar que al aumentar la P_g , digamos hasta el punto 1, y teniéndose que en el punto 1 la potencia de generación es mayor que la potencia de carga P_c , o sea un punto no estable, se obtenga un punto 2, el cual es un punto de estado estable, desplazándose desde el punto 1 al punto 2 siguiendo la característica de generación. Este proceso hace que la característica de generación se vea desplazada paralelamente hacia arriba. El punto 2 tiene una frecuencia mayor que la frecuencia en el punto 1, es decir $f_2 > f_1$. Podemos realizar este proceso nuevamente hasta obtener la f_i , con el sistema localizado en el punto f .

Cada vez que incrementamos la potencia de generación, aceleramos el rotor del generador, y el regulador de velocidad lo detecta, corrigiendo la velocidad (cierres de válvulas). Otro factor que contribuye a que los rotores no incrementen demasiado su velocidad, es el hecho de que al acelerar los rotores, incrementamos la frecuencia y al mismo tiempo se incrementa la potencia de carga, con lo cual el sistema se autoregula. Como mencionamos anteriormente el incremento en la potencia de generación ΔP_g debe ser tal que logre llevar al sistema a la recuperación de la frecuencia, este valor está definido por:

$$\Delta P_g = N \Delta f$$

A esto se le conoce como el control de reposición. El control de reposición C_R es una corrección, es decir que si el error es positivo, la corrección de frecuencia será negativa y viceversa. Como enunciamos anteriormente, la corrección de frecuencia está dada por una serie de impulsos que en suma son iguales al valor del error. Como podemos apreciar, este proceso se realiza engañando al control de velocidad, y al hacerlo por una serie de impulsos en un tiempo determinado, lo podemos nombrar como un C_R en forma integral. Su forma analítica es:

$$C_R = - \int_0^t \frac{\Delta P}{g} dt = \int_0^t \left(- \frac{N}{g} \Delta f \right) dt$$

Si a esta última ecuación le aplicamos la transformada de Laplace, obtenemos:

$$C_R(s) = - \frac{N}{g} \frac{\Delta f(s)}{s} = \left(- \frac{N}{g} \right) \frac{\Delta f(s)}{s}$$

$$C_R(s) = \left(- \frac{N}{g} \right) \Delta f(s)$$

La cual determina el eslabón para cerrar la segunda parte de la malla de Control Automático de carga-frecuencia, quedando expresada en diagrama de bloques como:

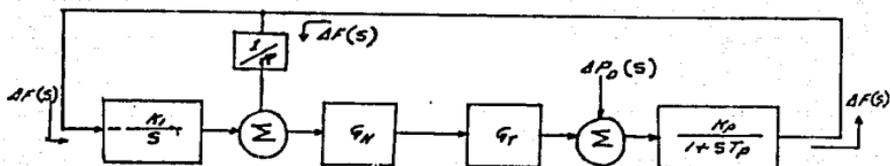


FIGURA 11 - Control de reposición

Como podemos ver en la figura, no está expresada la ecuación anteriormente encontrada, esto es que el control de reposición actuaría variando la referencia del gobernador, con lo cual, para que coincidan las expresiones, tenemos:

$$\frac{C(s)}{R} = \Delta P_{ref}(s)$$

Ya que de esta forma logramos que el gobernador incremente la potencia de generación ante un aumento de carga. Cabe notar que el sistema actúa, después de que existe un incremento de carga, (que logre variar la frecuencia), esto indica que las correcciones del sistema siempre actúan retrasadas, en relación a lo que ocurre en la demanda de carga del sistema.

La última expresión puede quedar en acuerdo con la notación del diagrama, como:

$$\Delta P_{\text{ref.}}(s) = \left(- \frac{K}{s} \right) \Delta f(s)$$

En donde $K = \frac{N}{1-g}$ y $\Delta P_{\text{ref.}}(s) = \frac{C(s)}{R}$

Y el signo negativo indica que la corrección será contraria al valor del error o desviación.

INTERCONEXION DE SISTEMAS

Como se visualizó en el capítulo anterior, en el estudio de los sistemas se tomó como una variable de importancia a la frecuencia. En este capítulo se expondrán otras variables relacionadas con la frecuencia, cuando los sistemas se interconecten.

Cabe señalar que en el estudio de los sistemas interconectados el concepto de área, es la de una zona delimitada geográficamente, eléctricamente coherente, con características de operación propias y autosuficiente, entendemos que una zona será coherente desde el punto de vista eléctrico, cuando obtengamos igual medición de frecuencia en diferentes puntos de ésta.

Esto nos conduce al concepto de que el sistema se le da la característica de rigidez. La división de áreas de control debiera hacerse idealmente, tomando en cuenta los factores: geográfico, eléctrico, administrativo y el de distribución uniforme de capacidad de control, empero debido a las dificultades de acoplar los factores anteriormente expuestos, el factor eléctrico será de una importancia tal que determine la forma de división de las áreas.

En los sistemas eléctricos es muy común la interconexión, es

decir que si tenemos un sistema denominado A y otro sistema denominado B ambos conformados por una cantidad de generadores y de cargas, ambas áreas se unen mediante un enlace que nos permite proporcionar energía. La unión de estas dos áreas nos acarrea ventajas, las cuales las podemos enumerar a continuación.

1. Una mayor inercia del sistema interconectado, contra variaciones de carga.
2. Al poderse suministrar energía de una área a otra, se mejora la continuidad y la calidad en el suministro de la energía eléctrica.
3. Por factores económicos, ya que si en una parte del sistema, la energía generada es abundante y barata, es preferible abastecerse de esta energía para las zonas donde la generación es escasa y cara.
4. Otra de las ventajas es que en la interconexión de sistemas se reduce la necesidad de potencia de reserva en cada área, ya que en caso de un incremento alto de carga en una de las áreas se contará con la ayuda de la suma de las reservas de las restantes áreas.

Con el desarrollo de los sistemas interconectados se ha ido modificando el tipo de control usado, hasta llegar a un control denominado TLBC (Tie Line Bias Control), el cual mide

la frecuencia del sistema y también toma en cuenta las variaciones en la potencia de los enlaces.

Ya estando el sistema interconectado y teniendo los enlaces con una cantidad y sentido determinado, es necesario saber como se comportará el sistema ante un incremento de carga, es decir como varía la frecuencia y la potencia en los enlaces y como reaccionan los generadores ante esta excitación. Para lo cual se tendrá que resolver el problema de donde fue el incremento de carga. Esto es posible gracias al error de control de área, que nos determina el lugar y las correcciones necesarias para establecer la potencia y la frecuencia deseada.

ERROR DE CONTROL DE AREA

En el estudio de ECA (Error de Control de Area) se contemplan tres aspectos:

- a) Los requerimientos de regulación del área total.
- b) La participación de cada central integrante del área.
- c) La participación de cada una de las unidades de las centrales.

El análisis correspondiente se realiza a partir de las condiciones y necesidades de generación que prevalecen en cada uno de los tres niveles anteriormente descritos. En cada caso, un circuito de computación efectúa la comparación entre las condiciones que prevalecen, con aquellas que deberían de prevalecer en ese tiempo en particular. Esto determina la desviación o error con respecto a un plan establecido, y determinan los requerimientos de variación de la generación. Esto es, cada uno de los circuitos de computación basa su operación en la siguiente relación general:

ECA = Plan Preestablecido - Condiciones Actuales

Como lo sugiere esta ecuación general, cada circuito de computación incluye medios para hacer los ajustes deseados, y cada uno es informado por conexiones directas o mediante canales telemétricos que informan continuamente de las

condiciones que prevalecen en el sistema. La magnitud del error es cómputo automáticamente y la acción de control apropiada se inicia para reducir el error y por consiguiente reducir el ECA a cero. Una práctica común es la de concentrar en la oficina de despacho de carga los circuitos de computación que establecen los requerimientos de regulación para el área en total y para cada central.

Pero los circuitos de computación que determinan la regulación necesaria de cada generador son normalmente localizados dentro de la central correspondiente. El circuito de computación se basa en el circuito Tie Line Bias que efectúa la comparación entre el intercambio neto actual de área y el intercambio neto de área programado.

Cuando una área opera aisladamente, el hecho de lograr una generación totalmente correcta depende exclusivamente de la acción de sus gobernadores de turbinas. Tal acción del gobernador iguala automáticamente la generación total con la carga actual demandada.

Cuando el área forma parte de un sistema interconectado la corrección total deseada del área de generación es normalmente más compleja de realizar. Esto resulta del hecho de que para el sistema interconectado, así como para el área aislada, los gobernadores de las turbinas actúan automáticamente para

igualar la generación total con la carga total. Esto es que los gobernadores tienden a responder de igual forma a todos los cambios de carga sin considerar los puntos donde se originan en la interconexión.

De esta manera, mientras los gobernadores igualan la generación total de la interconexión con la carga total en la interconexión, estos violan la premisa de que cada área debe de responder y absorber por su propia cuenta los cambios de carga que ocurran dentro de ella. Provocando flujos de potencia indeseable y fuera de programa, sobre los amarres derivados que unen a las diversas áreas. Más allá del alcance del gobernador del área (donde ocurrió el cambio de carga) se hace necesaria la acción subsecuente del control suplementario para redistribuir los cambios correspondientes de generación de la interconexión a los generadores integrantes del área donde ocurrió el cambio de carga.

Podemos asumir que la secuencia de acciones que tienen lugar sobre una interconexión en el acomodamiento y reacondicionamiento de un cambio de carga hipotético (incremento en este caso) en una de las áreas, asumiendo que otros niveles de carga alrededor de la interconexión se mantienen constantes durante este período idealizado, son los siguientes:

- 1) Existe una absorción inicial del incremento de carga a

partir de la energía de la interconexión. Esto provoca un descenso en la frecuencia del sistema.

- 2) La disminución de velocidad en el sistema provoca la acción de los gobernadores, los cuales se incrementan suficientemente para contrarrestar la desaceleración y cubrir el incremento de carga. La localización de la acción del gobernador dependerá de cual de las máquinas en este tipo en particular esté en mejor situación para responder al cambio de velocidad. Podemos asumir que la respuesta se extenderá fuera del área, donde se manifestó la carga, en proporción a las dimensiones relativas de las diversas áreas.

- 3) Cualquier cambio de carga provocará la acción del gobernador dentro del área donde ocurrió éste, lo que se manifestará en un incremento de generación dentro de esta área. Tal acción de los gobernadores también tendrá lugar fuera de esta área y se manifestará como un flujo de potencia sobre los amarres destinados hacia esa área. Tal asistencia de regulación de las otras áreas de la interconexión hacia el área en la cual ocurrió el cambio de carga se define como asistencia de conjunto. Cuando una área dada es pequeña con respecto a la interconexión, virtualmente todo el cambio de carga será inicialmente

absorbido por el resto de la interconexión mediante los amarres destinados por la asistencia de conjunto.

- 4) El siguiente paso es para el área en la cual ocurrió el cambio de carga, y en la cual se tomará acción de control suplementario para aumentar su generación lo suficiente y absorber por completo el cambio de carga. Esta acción causará la remoción del flujo de potencia en los amarres de las áreas destinadas por la asistencia de conjunto, al valor de potencia de interconexión programado.

Estos pasos básicos en la absorción de los cambios de carga, primero por la inercia y la acción del gobernador de la interconexión completa y luego por la acción de regulación suplementaria dentro del área en la cual ocurrió el cambio de carga, se ilustran en las figuras 1 y 2.

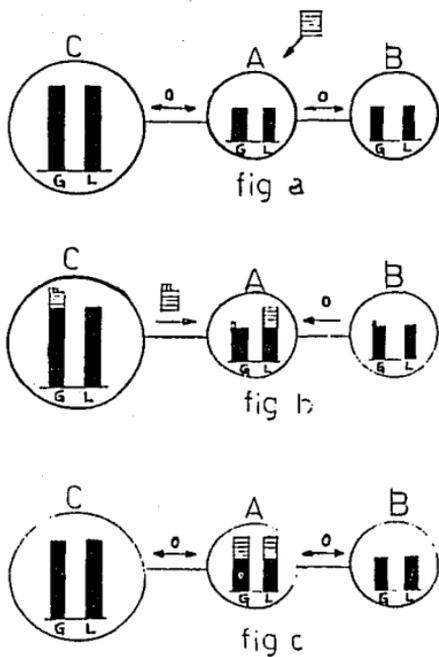


FIGURA 1

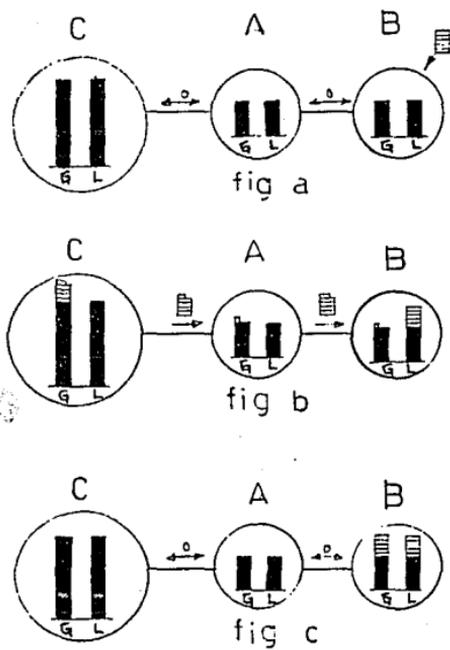


FIGURA 2

En las figuras 1 y 2, A y B representan dos de las áreas de la interconexión, mientras que C es el resto de la interconexión. Típicamente, C estará compuesto de un número de áreas adicionales, que para propósitos de la presente discusión podemos considerarla como una gran área. Para establecer una base cuantitativa, en el análisis siguiente asumimos que la capacidad de rotación de A es igual a la de B y que ésta es de alrededor de un 4% de la capacidad de operación total de la interconexión. El 92% restante de la capacidad se localiza en C. Las dimensiones relativas de A y B con respecto al resto de la interconexión son una representación típica en los sistemas actuales, donde cualquier área es considerada solo una pequeña parte de la capacidad total de la interconexión.

Dentro de cada una de las áreas circulares, las dos barras verticales representan respectivamente las condiciones de generación y carga del área, que prevalecen. Para confirmar la validez de las relaciones cuantitativas, previamente descritas para las dimensiones relativas del área, podemos asumir que las barras no representan el total de las cantidades correspondientes, pero solo son las partes superiores de las trazas totales.

Podemos acordar una escala común para aplicarla a las porciones de las barras mostradas a cada uno de los círculos. En la figura 1 se ve el efecto del incremento de carga en el

área A, mismo que se ve en la figura 2 el incremento de carga en B. En ambos casos la representación gráfica ilustra el estatus de estado estable de generación, carga y flujo de potencia en los enlaces o líneas de amarre, alrededor de la interconexión, como se muestra en la figura a) (antes del incremento de carga), figura b) (después del incremento de carga) y de la acción de los gobernadores de la interconexión en respuesta al incremento de carga) y figura c) (la acción de regulación suplementaria siguiente, en el área donde ocurrió el incremento de carga. Como se muestra en las figuras, A está conectada a B y C mediante los amarres destinados para este propósito. Asumimos que en un principio, las figuras 1 y 2 no existe un flujo de potencia programado o fluyendo sobre estos amarres. Posteriormente asumimos para el presente análisis que la característica de gobernación efectiva de cada una de las tres áreas está en proporción con la suma de la capacidad de rotación contenida dentro del área, y que el incremento de carga cuyos efectos son considerados en 5 MW en magnitud, así como que las cargas alrededor de la interconexión permanecen fijas durante los períodos bajo consideración. Para simplificar el análisis, las pérdidas en las líneas son ignoradas en las figuras 1 y 2.

En la figura 1 la colocación inicial de los 5 MW de carga de incremento en A serán tomadas en su mayor parte, como se muestra en (b), por el resto de la interconexión C, en virtud

de la propia acción de regulación de C. Todo esto en respuesta a la caída de frecuencia causada por el incremento de carga. El área A incrementa su generación en solo 2/10 de MW, a la vez que B asumirá el mismo 4% del total en cada instante. La generación en C se incrementará, debido a la acción de gobernación en 4.6 MW, lo que representa el 92% del total. Esto es 4.8 MW de los 5 MW de incremento de carga serán suministradas a través de los amarres dirigidos hacia A por el resto de la interconexión. Los requerimientos de regulación para el área A en este punto son los de recuperar los requisitos de generación adicionales en sus máquinas y así remover el flujo de potencia (asistencia de conjunto) a través de los amarres.

El circuito de computación en A deberá de provocar un incremento correspondiente (requerimiento de área) para que tal acción del regulador suplementario tenga lugar, esto será indicado en la figura C, la cual desde el punto de vista del área A ilustra qué partes son cubiertas por las obligaciones de regulación de las áreas y cuáles por cada área ante sus propios cambios de carga. La práctica aceptada es la de permitir la acción del gobernador en las áreas donde no existieron cambios de carga (asistencia conjunta) y enviar energía en dirección del área en la cual ocurrió el cambio de carga; en efecto es válido para la cooperación de regulación.

De este modo el ECA en B y C deben de estar adaptados para que ellos no sean llamados para acciones de regulación suplementaria aún cuando el flujo de potencia en las líneas de amarre, en cada caso, esté desviado del programa normal. Los circuitos de computación en estas áreas deben de reconocer cual de los errores en las líneas de amarre resulta de la acción local del gobernador en respuesta al cambio de carga en esa área, y cual de los errores en las líneas de amarre resulta de la acción de los gobernadores de las otras áreas que participan en la asistencia de conjunto.

Los circuitos de computación deberán de permitir tales acciones del gobernador en los errores en las líneas de amarre, hasta que la acción de regulación suplementaria tenga lugar en A y provoque en los gobernadores en B y C la remoción de el exceso de flujo de potencia en las líneas de amarre. Como la acción de regulación suplementaria en A procede a regresar la frecuencia a su valor nominal, y de esta manera provocar la acción de gobernación en las demás áreas de interconexión de modo que remuevan la contribución de asistencia de conjunto de las línea de amarre.

Finalmente cuando la acción de control suplementario en A ha sido completada, la generación en A se incrementará en un total de 5 MW igualando el cambio de carga en A; la frecuencia y el flujo de potencia en las líneas de amarre del sistema se

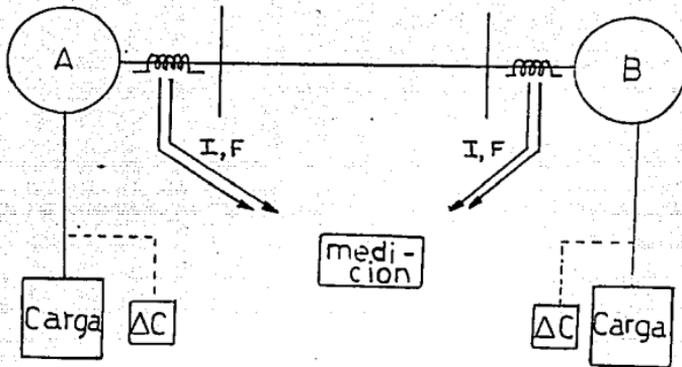
reestablecerá a su valor normal, y la generación en B y en C regresarán a los valores o niveles que prevalecían antes del cambio de carga en A. Las condiciones del sistema, posteriores a tal acción se muestran en la figura (c). Desde el punto de vista de la áreas B y C, esto indica que cada área tiene la obligación de coordinar la ejecución del regulador suplementario con la acción del gobernador. Esto pretende, en efecto, que cada área esté pendiente para transferir automáticamente la acción a sus gobernadores (como salida en la asistencia de conjunto) que afecta los cambios de generación, en respuesta a los cambios de carga fuera del área, a través de las líneas de amarre.

De este modo el intercambio neto programado para una área dada debe conocerse sólo cuando se aplican 60 ciclos. Para otras frecuencias el intercambio neto programado es automáticamente transferido a nuevos valores en proporción a la desviación de la frecuencia.

Ahora examinaremos la figura 2, un cambio de carga de 5 MW está manifestándose en B, como se indica en la figura (a), la secuencia de eventos es similar a la de la figura 1. Tal como se muestra en la figura (b) solo 2/10 de MW de incremento de generación ocurren en B debido a la acción de gobernación propia, mientras que la mayor parte de la absorción del cambio de carga, que son 4.8 MW, fluyen hacia B mediante la

asistencia de conjunto a través de las líneas de amarre; 4.6 MW desde C y 2/10 de MW desde A. En la figura (c) la acción de regulación suplementaria en B provocará un incremento total de 5 MW de generación en B, igualando el cambio de carga y todas las condiciones en la interconexión tienden a normalizarse.

Hasta aquí algunas consideraciones prácticas de importancia en el control no han sido visualizadas fácilmente, sin embargo podemos analizarlas en la figura 1. Primero desde el punto de vista del área A en la cual no ocurrió un cambio de carga, esto provocará que su característica de regulación sea automáticamente transferida al programa de intercambio neto. Esto permitirá que el gobernador participe en la asistencia de conjunto de A hacia B, así mismo B incrementará apropiadamente su propia generación. Un paso en este proceso es la determinación del intercambio neto actual del área A hecho esto podemos distinguir entre cual es el flujo hacia B desde C y A, y cual es el despacho de B por sí misma. Necesariamente debemos de medir el flujo de potencia en cada una de las líneas de amarre y sumarlos algebraicamente. El resultado de esta suma representa su propio intercambio con la interconexión. La mayoría de los amarres son medidos en puntos destinados para ello, localizados a distancias apreciables y la información de cada una de las líneas será registrada en canales de telemedición.



Los métodos de medición han sido desarrollados para que operen en base a altas velocidades, sin sacrificio de otras características deseables, asegurando las lecturas simultáneas de los flujos de potencia medidos en las líneas de amarre y tienen una importante contribución en la fidelidad del intercambio neto computado. Un segundo hecho de interés práctico se hace patente, de nuevo en la figura 2 (b), esto es, se presenta un nuevo transtorno en el flujo de potencia entre las áreas C y A, no obstante que ninguna de éstas áreas ha sufrido un cambio de carga.

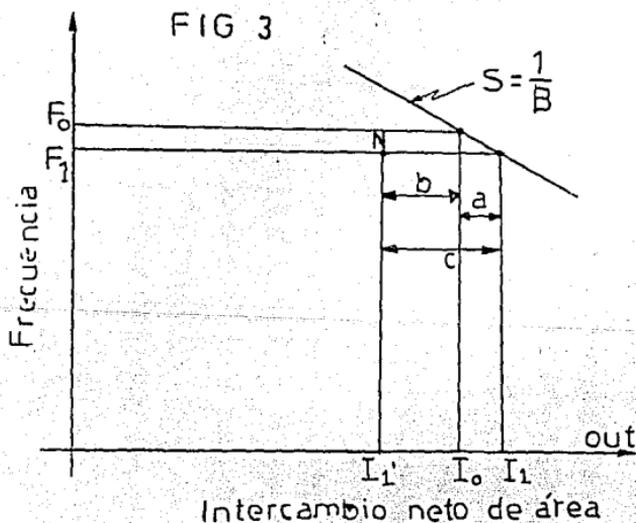
En la figura 1 (b) por otro lado, la desviación del flujo de potencia programada entre C y A fue provocado por un cambio de carga en A. El área C acude en ayuda del área A incrementando

su generación propia, y de este modo reestablecer la igualdad entre generación y carga. En la figura 2 no podemos esperar que ni A, ni C tomen alguna acción de control para corregir el flujo de potencia en la línea de amarre entre ellos. Esto es que el área remota B es la que debe de asumir la acción de regulación para corregir las condiciones del flujo de potencia entre A y C. De algún modo, A y C pueden tener un compromiso entre ellas para intercambiar una cantidad fija de flujo de potencia a través de sus conexiones de amarre, en la que será inevitable las desviaciones de este programa, debido a los cambios de carga en A. Esto puede ser corregido mediante una acción de control apropiada realizada por A, una de las áreas comprometidas. Esto es ahora evidente en la figura 2 (b) en la que del mismo modo serán inevitables las desviaciones de este programa debido a los cambios de carga en B lo cual ninguna de las áreas comprometidas (A y C) pueden corregir.

El cambio automático de este programa con cambios de frecuencia deberán ser inherentes en el control y deberán ser aceptadas como práctica normal y deseable.

Después de las desviaciones ocurridas es necesario asegurar que la frecuencia del sistema regrese a 60 Hz, con el flujo de potencia normalizado. Esto se observa claramente en las figuras 1 y 2, cada una de esas áreas debe de tener a su cargo su regulación interfáreas a fin de cumplir su cometido satisfacto-

riamente. A fin de conseguir la cooperación deseable de regulación alrededor de la interconexión cada área deberá de tener una característica de regulación similar a la mostrada en la figura 3. Esto es la curva característica de las líneas de amarre predispuesta. Esto es una curva de intercambio neto de área contra frecuencia. A una frecuencia normal de 60 Hz, F_0 , el intercambio neto de área programado, I_0 , prevalecerá. y a una frecuencia menor, F_1 , un intercambio neto prevalecerá.



Esta transferencia automática del intercambio neto programado con la frecuencia es el Bias, usualmente expresamos el intercambio en MW por décimo de ciclo, para la presente discusión, se expresará en MW por ciclo y de tal modo "B" es el recíproco de la pendiente S, mostrada en la figura 3. El propósito de la curva de regulación, de la figura 3, es la de establecer para un valor dado de frecuencia del sistema, una correspondiente magnitud de intercambio neto de área.

El regulador de área examinará automáticamente el intercambio neto prevaleciente y lo comparará con el que teóricamente debe de tener para la frecuencia que prevalece en ese momento.

Si se encuentra que el intercambio neto prevaleciente no está sobre la curva, se tomarán escalones para ponerlo ahí.

Cuando esto se ha efectuado el área habrá cumplido su obligación de regulación con la interconexión. Reescribiendo la ecuación general de los requerimientos de regulación para aplicarla a la computación, resulta lo siguiente:

E.C.A. = INTERCAMBIO NETO PROGRAMADO PREVALECIENTE - INTERCAMBIO NETO ACTUAL.

En la figura 3 asumimos que "N" es un punto definido en algún tiempo dado, debido a la frecuencia F_1 y al intercambio neto de área I_1 , en ese momento. Para esta frecuencia, el

intercambio neto del área (en acuerdo con la curva de regulación de área) debe ser I_1 . La diferencia entre I_1 e I_1' es el error de área, es decir la desviación del ajuste programado, y donde ésta es una medida de la regulación necesaria del área en ese instante.

El Error de Control de Área instantáneo está definido por las siguientes relaciones:

$$E.C.A. = I_1 - I_1' = C \quad (1)$$

$$\text{Pero } C = b + a \text{ entonces} \quad (2)$$

$$b = I_0 - I_1' \quad (3)$$

$$\text{y } a = I_1 - I_0 \quad (4)$$

$$\text{También } S = \frac{F_0 - F_1}{I_0 - I_1} = - \frac{F_0 - F_1}{I_1 - I_0} = - \frac{F_0 - F_1}{a} \text{ por lo cual}$$

$$a = - \frac{F_0 - F_1}{S} \text{ pero } B = 1/S \text{ de lo cual tenemos}$$

$$a = - B (F_0 - F_1) \text{ substituyendo (3) y (4) en (2) obtenemos:}$$

$$E.C.A. = C = (I_0 - I_1') - B (F_0 - F_1) \quad (5)$$

La ecuación (5) establece que el E.C.A. puede ser computado a partir de los parámetros y ajustes disponibles en la oficina de despacho, llamando el intercambio neto actual, I_1' , el

intercambio neto normal programado, I_o , la variación de la frecuencia, F_o-F_1 , y el bias deseado.

Esto es el error de control de área, y es la desviación del programa nominal más el cambio de programa. Esto se aprecia fácilmente en la figura 3, donde "b" representa la desviación del intercambio neto con respecto al normal deseado, (programado), mientras que "a" representa el cambio automático con respecto al intercambio neto deseado al ocurrir un cambio de frecuencia. El error de control de área es la suma de los dos. Para aclarar las convenciones algebraicas adoptadas en la ecuación de ECA diremos lo siguiente:

El flujo de potencia saliendo de las líneas de amarre se considera positivo, Bias es negativo, causando la pendiente decreciente de la curva de regulación de área, como se muestra en la figura 3.

Un ECA de signo negativo indica que el área tiene necesidad de disminuir generación. Para cambios de carga que ocurren fuera de una área se tiene que el ECA es de un valor igual a cero, esto se logra cuando "a" y "b", en la figura 3, coinciden, esto es, cuando la desviación del programa nominal es igual que el programa modificado. El punto "N" se coloca sobre la curva y el ECA permanecerá en cero. Para cambios de carga dentro de una área, la desviación del programa nominal, "b"

representa la acción de asistencia de conjunto del resto de la interconexión.

Actualmente para un cambio de carga como el considerado en las figuras 1 y 2 asumiendo que el bias ajustado son iguales a la pendiente de gobernación efectiva, el ECA del área donde ocurrió el cambio de carga se interpreta como la suma total del cambio de carga.

Estos puntos concernientes a la magnitud del ECA son sumados en la tabla 1, la cual es una tabulación del intercambio neto de área y el ECA obtenido, el cual se aplica en las figuras 1(b) y 2(b).

En las figuras 1 y 2 son dos líneas de amarre A-B, A-C y la información concerniente a los flujos de potencia es telemidida a través de los conductores directos, o micro-ondas desde los puntos de medición de las líneas de amarre hasta la oficina de despacho, donde el intercambio neto de área es computado. Los ajustes se hacen en la oficina de despacho para obtener el intercambio neto programado a 60 ciclos, para la frecuencia nominal y la magnitud del Bias.

La frecuencia es medida localmente, la mayoría de esos factores se introducen dentro del circuito de computación en concordancia con la ecuación (5).

AREAS	F I G U R A 1		F I G U R A 2	
	Int. Neto Area	Reqmt. Area	Int. Neto Area	Reqmt. Area
A	4.8 entrando	5 incremento	0.2 saliendo	0 -----
B	0.2 saliendo	0 -----	4.8 entrando	5 incremento
C	4.6 saliendo	0 -----	4.6 saliendo	0 -----

TABLA 1.

Nota: Al desarrollar la ecuación del ECA en párrafos anteriores se observa que la estructura de la ecuación es:

$$ECA = (I_D - I_A) - B (F_A - F_D) \text{ ----- } (F)$$

Indicando que si el ECA es negativo, para una área, se tiene la necesidad de disminuir la generación. Ahora bien en el control de reposición se adopta el concepto inverso, ya que la estructura que se maneja en la ecuación del ECA tiene la forma de:

$ECA = (I_A - I_D) + B (F_A - F_D)$, lo que significa que tan solo se ha multiplicado por (-1) la ecuación (F), adoptando el sentido inverso en la interpretación del ECA.

CONTROL DE REPOSICION

Este control realiza la función de corregir las variaciones de potencia en los enlaces y las variaciones en la frecuencia, este control también es de forma integral, y su valor queda determinado por el error de control de área en cada área o sistema. Del análisis anterior podemos enunciar la ecuación de control de reposición:

$$C_{Rp} = - \int_0^t ECA dt \text{ ----- (4)}$$

Esta ecuación es aplicada en cada área, en donde se encuentra un equipo de control que registra la potencia neta de intercambio en los enlaces que estén conectados y censa también la frecuencia, la cual es la misma en todo el sistema.

En la discusión anterior se habla de la característica de generación, esto se debe a que en esta parte no se contempla el factor de la carga, o sea $N = 0$. El control de reposición tiene un elemento de ajuste, el cual está incluido en la ecuación de ECA, y este es el bias (B), su valor debiera de ser igual a la característica de generación del área, si este ajuste de B es para poder hacer frente a la demanda de carga. Si B es mayor se tiene una sobre ayuda de las áreas no afectadas por la carga o disturbio, a las áreas donde si se registró el incremento.

Por la experiencia en el manejo de los sistemas interconectados es preferible ajustar B a un valor un poco mayor a la característica de generación del sistema. Para una mejor visualización del problema se efectuará a continuación un ejemplo ilustrativo:

Se tiene un sistema formado por las áreas A y A' en donde el área A envía 500 (MW) al área A'. Se tiene las características de generación:

$$N_G^A = 100 \text{ (MW/Hz)}; \quad N_G^{A'} = 150 \text{ (MW/Hz)}; \quad I_D = 600 \text{ (MW)}$$

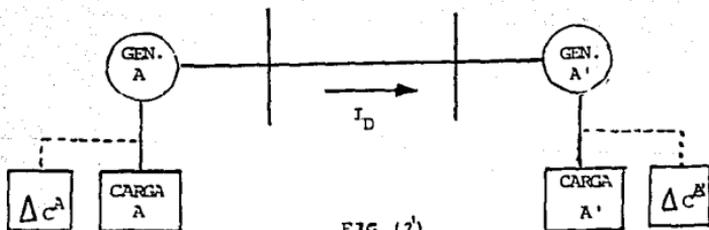


FIG. (2')

Primeramente un aumento de carga en el área A'

$$\Delta C = 500 \text{ (MW)} \text{ en } A' \text{ con } N = 0$$

$$N_s = N_A + N_{A'} = 250 \text{ (MW/Hz)}$$

Por lo tanto el decremento de frecuencia está dado por:

$$\Delta F = \frac{\Delta P}{N_s}; \quad \Delta F = 500/250 = 2 \text{ (Hz)}$$

Por ser un sistema rígido las dos áreas tienen el mismo decremento de frecuencia, y los incrementos de generación serán:

$$\Delta G_A = N_A \Delta F = 100 * 2 = 200 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_B = 500 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_{A'} = N_{A'} \Delta F = 150 * 2 = 300 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_s = \Delta G_A + \Delta G_{A'} = N_s \Delta F = 250 * 2 = 500 \text{ (MW)}$$

El error de control de área de A es:

$$ECA_A = (I_A - I_D) + N_A (F_A - F_D) \text{ --- (MW)}$$

$$I_A = I_D + \Delta G_A = 600 + 200 = 800 \text{ (MW)}$$

$$ECA_A = (800 - 600) + 100 (58-60) = 200-200 = 0$$

Ahora calculando el error de control de área en A'.

$$ECA^{A'} = (I_D - I_A) + N_A (F_A - F_D) \text{ --- (MW)}$$

$$I_A = I_D + \Delta G_A = 600 + 200 = 800 \text{ (MW)}$$

$$ECA^{A'} = (600-800) + 150 (58-60) = -200 - 300 = -500 \text{ (MW)}$$

Como el error es negativo, la corrección es positiva en consecuencia el área A' tiene que aumentar la potencia de generación una cantidad igual a 500 (MW). El control de reposición lo efectuará el área A' para reestablecer las condiciones iniciales:

$$C_{Rp} = - \int_0^t ECA^{A'} dt = 500 \text{ (MW)}$$

Ahora si cambiamos el lugar donde se incremente la carga.

Un aumento de carga en el área A:

$$\Delta C = 500 \text{ (MW) en A con } N_K = 0$$

$$N_s = 250 \text{ (MW/Hz); } \Delta F = 2 \text{ (Hz) y de igual forma tenemos:}$$

$$\Delta G_A = 200 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_s = 500 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_{A'} = 300 \text{ (MW)}$$

El error de control de área en A.

$$ECA^A = (I_A - I_D) + N_A (F_A - F_D) \text{ ---- (MW)}$$

$$I_A = I_D + \Delta G^A = 600 + (-300) = 300 \text{ (MW)}$$

$$ECA^A = (300-600) + 100 (58-60) = -300-200 = -500 \text{ (MW)}$$

Ahora calculando el error de control de área en A'.

$$ECA^{A'} = (I_{A'} - I_D) + N_{A'} (F_{A'} - F_D) \text{ ---- (MW)}$$

$$I_{A'} = I_D + \Delta G^{A'} = 600 + (-300) = 300 \text{ (MW)}$$

$$ECA^{A'} = (600-300) + 150 (58-60) = 300-300 = 0$$

Como el error es negativo, implica que la corrección sea positiva en consecuencia el área A tiene que aumentar la potencia de generación una cantidad igual a 500 (MW). El control de reposición lo efectuará el área A para reestablecer las condiciones iniciales esto es:

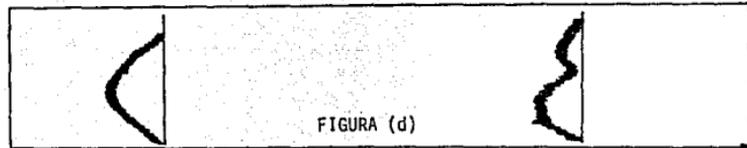
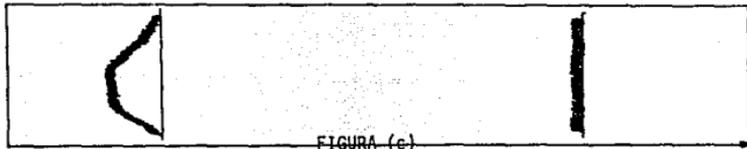
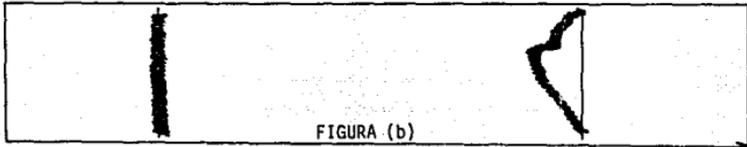
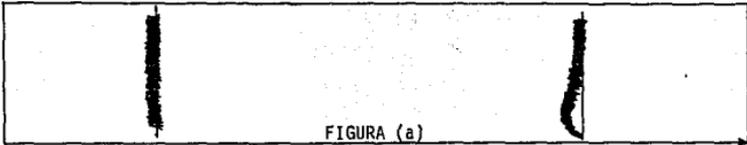
$$C_{Rp} = - \int_0^t ECA^A \cdot dt = 500 \text{ (MW)}$$

Como pudimos apreciar en el ejemplo anterior, las potencias en

los enlaces aumentan o disminuyen según el lugar donde se desarrolle la carga. Puede ocurrir que el incremento de carga sea tan grande que la potencia en un enlace disminuya a cero e incluso cambie de sentido, o bien que se incremente la potencia de intercambio, hasta que se sobrepase la capacidad del mismo enlace. El equipo de bias de control de interconexión en cada área tiende a reducir a cero el error de control de área, cuando todas las áreas hacen esto, la interconexión logrará automáticamente su frecuencia deseada, F_D , y todos los intercambios netos serán los deseados. Sucede también que los controles en cada una de las áreas no siempre reducen su error de control de área a cero, para esto es necesario que los controles de área corrijan la generación, de modo que se mantenga en acuerdo con los incrementos de carga. No existe un criterio para valorar que es lo que constituye una buena regulación de área, sin embargo se puede de cualquier modo, realizar el examen de algunos ejemplos de desviaciones con respecto a una regulación perfecta, valuando sus manifestaciones y explorando algunas relaciones cualitativas correspondientes. Una serie de curvas hipotéticas que muestran los dos objetivos usuales en la regulación de área, los cuales se muestran a continuación:

ERROR DE CONTROL DE ÁREA

DESVIACION DEL DESPACHO ECONOMICO



TIEMPO

En la serie de gráficas a la izquierda se muestran las curvas de error de control de área contra tiempo, en las gráficas de la derecha se muestran, en las mismas coordenadas de tiempo, desviaciones del despacho económico. La descripción detallada de las curvas no tiene una particular importancia para esta discusión, ya que la idea es mostrar si se tiene un error de control de área que corre cercanamente a cero, o desviaciones apreciables a él.

Las gráficas del despacho económico son expuestas para mostrar si la economía está siendo regularmente aprovechada, o significativamente desaprovechada. Las curvas en (a) muestran una excelente regulación de área. El error de control de área está tendiendo a cero al mismo tiempo que el despacho económico es conseguido, en (b), el error de control de área está nuevamente tendiendo a cero, pero en esta ocasión es lograda a expensas de la economía, observándose una desviación apreciable para el despacho económico.

En (c) el error de control de área está siendo aparentemente sacrificado para conseguir un despacho económico interno. En (d) la regulación falla y no se consigue un error de control de área cercano a cero ni un despacho económico interno. Desde el punto de vista de la interconexión, regulación en una de sus áreas, como en las curvas expuestas en (a) y (b), son tomadas como excelentes mientras que la regulación en (c) y

(d), deja que desear, y un análisis de la magnitud, duración y frecuencia de las desviaciones será necesario para poder decidir si es aceptable. En una área regulada como un control TLBC hay un número de variables interrelacionadas que influyen en la acción del control; esto incluye los cambios de carga en el área, la frecuencia resultante en el sistema, y los cambios de energía cinética almacenada, los cuales se reflejan en desviaciones.

Como se mencionó anteriormente, el análisis de la interconexión se hizo sin tomar en cuenta el valor o acción de la característica de la carga, Por lo cual enunciaremos un ejemplo, cuando $N \neq 0$. Si $N \neq 0$ entonces tenemos:

$$E.C.A. = (\Delta I) + N \Delta F \quad \text{--- -- -- -- -- (MW)}$$

ΔI = Error de intercambio

$N = N_G + N_k$ Característica de un sistema.

ΔF = Incremento de frecuencia

El intercambio resultante en una de las áreas es igual a la diferencia que existe entre su generación y su carga. Es decir $P_G - P_c = a$ la potencia de exportación o sea potencia de intercambio. Esta potencia de intercambio resultante, se puede analizar antes de que ocurra el incremento de carga,

ΔC , quedando expresada como: $P_{Gi} - P_{Ci} = P_{Ii} - P_{ID} = I_D$
 esta diferencia implica la dirección y magnitud de I_D para una
 área específica. Entonces para el área (A) de la figura (3)
 tenemos:

$P_{Gi} - P_{Ci} = P_{Ii} - P_{ID} = I_D$ Esta potencia deseada, tiene una
 D

dirección que será del área (a) al área (b) o bien del área (B)
 al área (a); según quede especificado por la diferencia entre
 la generación y la carga de dicha área.

Y para el área (B) de la misma figura (3), tenemos:

$P_{Gi} - P_{Ci} = P_{Ii} - P_{ID} = I_D$ Esta potencia deseada tiene al -
 D

igual que la descrita para el área (A), una dirección que
 puede ser del área (A) a la (B) o viceversa, según quede
 especificado por la diferencia entre la generación y la carga
 de dicha área.

Ahora bien, cuando se manifiesta el incremento de carga, y se
 tiene estabilizado el sistema en un punto temporal, la dife-
 rencia entre las nuevas condiciones de carga y generación, dan
 como resultado una nueva condición de potencia de intercambio,
 es decir, potencia de intercambio actual. Y por ende el error
 de intercambio es expresado para ambas áreas como:

$$\frac{P^A}{G_t} - \frac{P^A}{C_t} = \frac{P^A}{I_t} - \frac{P^A}{I_a} = I_a^A \quad \text{implica } \Delta I^A \quad \text{para el área (A)}$$

$$\frac{P^B}{G_t} - \frac{P^B}{C_t} = \frac{P^B}{I_t} - \frac{P^B}{I_a} = I_a^B \quad \text{implica } \Delta I^B \quad \text{para el área (B)}$$

Estos errores de intercambio pueden ser denotados como:

AREA (A)

$$\Delta I^A = G_t^A - G_t^A \quad \text{(MW) y desarrollando cada término:}$$

$$G_t^A = G_i^A + \Delta G^A \quad \text{(MW)} \quad (5)$$

$$C_t^A = C_i^A + \Delta C^A - \Delta K^A + I_d^A \quad \text{(MW) Para el error de fre-$$

cuencia se tiene que incluir la característica de la carga o sea: ----- (7)

$$N^A = N_G^A + N_K^A \quad \text{(MW/Hz)} \quad (8)$$

Y de igual forma para el área (B):

AREA (B)

$$\Delta I^B = G_t^B - C_t^B \quad \text{(MW)} \quad (9)$$

$$G_t^B = G_i^B + \Delta G^B \quad \text{(MW)} \quad (10)$$

$$C_t = C_i + \Delta C - \Delta K + I_d \quad (MW) \quad (11)$$

$$N = N_G + N_K \quad (MW) \quad (12)$$

$$\Delta F = \Delta P/N_s = \Delta C/N_s \quad (MW) \quad (13)$$

Este decremento de frecuencia es igual para ambas áreas del sistema, en donde N_s es igual a la suma de N_A más N_B .

Como podemos apreciar la N_G es la pendiente de la recta que va desde una carga cero, a una carga máxima, cuando ésta última está a la frecuencia nominal. Hemos mencionado que la recta N_G no es tal, sino que está formada por pequeños segmentos de distintas pendientes, formando más bien una línea ondulada, que una línea recta. La linealización es factible ya que los cambios de la carga que se manejan son de una magnitud pequeña, amén de que N_G de una área es la suma de las N_G de todas las unidades. Ahora bien N_K es una carga que depende de la frecuencia, y depende de la cantidad de carga motriz y resistiva. En consecuencia N_G y N_K son valores aproximados por lo cual la N del sistema es aproximada. Enunciamos a continuación un ejemplo ilustrativo, en el cual se utilicen las expresiones anteriores.

En el siguiente ejemplo ilustraremos los conceptos anterior-

mente expuestos, tomando en cuenta los conceptos de los capítulos anteriores:

Supóngase que se tiene la siguiente tabla en la cual se representan dos áreas interconectadas, a las cuales les ocurre un disturbio o incremento de carga, determínese el ECA en cada unidad, los enlaces, frecuencia, incrementos de potencia, dirección de la potencia en los enlaces.

AREA	Pn	Pi	C	E	N G
A	MW	MW	MW	%	MW/Hz
a	300	225	-	5	
a'	300	230	-	5	
a''	150	100	-	5	
xx					
B	MW	MW	MW	%	MW/Hz
b	350	340	-	3	
b'	350	260	-	3	
b''	350	300	-	3	

CARGA EN A: 500 MW;

CARGA EN B: 1000 MW.

La potencia nominal del área A es: $P = \frac{A}{n} = 750$ (MW). El incremento de carga A es de 48 (MW).

La potencia nominal del área B es: $P = \frac{A}{n} = 1050$ (MW). El incremento de carga en el área B es de 73 (MW).

Los factores de amortiguamiento son: para el área A de 1.5 (P.U.), y para el área B de 1.8 (P.U.), la frecuencia inicial es de 60 Hz.

$$N_G^a = 300/60 \cdot 0.05 = 100 \text{ (MW/Hz)}$$

$$N_G^b = 350/60 \cdot 0.03 = 194.4 \text{ (MW/Hz)}$$

$$\begin{array}{l} a' \\ N = 300/60 \cdot 0.05 = 100 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array} \qquad \begin{array}{l} b' \\ N = 350/60 \cdot 0.03 = 194.4 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array}$$

$$\begin{array}{l} a'' \\ N = 150/60 \cdot 0.05 = 100 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array} \qquad \begin{array}{l} b'' \\ N = 350/60 \cdot 0.03 = 194.4 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array}$$

$$\begin{array}{l} A \\ N = 250 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array}$$

$$\begin{array}{l} B \\ N = 583.33 \text{ (MW/Hz)} \\ G \end{array}$$

$$\begin{array}{l} A \\ N = 1.5 (500)/60 = 12.500 \text{ (MW/Hz)} \\ K \end{array}$$

$$\begin{array}{l} B \\ N = 1.8(900)/60 = 30 \text{ (MW/Hz)} \\ K \end{array}$$

$$N_s = N_G^A + N_G^B + N_K^A + N_K^B = 875.833 \text{ (MW/Hz)}$$

$$N_s = 875.833 \text{ (MW/Hz)}$$

Si analizamos podemos observar que:

La potencia inicial en A es de $P_i = 555 \text{ MW}$ y la potencia de la carga en A es de 500 MW , lo cual indica que hay un exceso de generación el cual al estar interconectados, se asume que dicha potencia es la potencia de intercambio, dicha potencia es de la planta A a la planta B. Con lo que la dirección de la potencia de intercambio queda determinada.

La potencia inicial en B, es de $P_i = 900 \text{ MW}$ y la potencia de la carga en B es de 1000 MW . Si se suman la potencia de generación de B más la potencia de intercambio de A se observa que existe un deficit de generación con respecto a la potencia de la

carga, del orden de unos 45 MW. Expresado en forma matemática tenemos:

$$P_G^A = P_C^A + P_{\text{Intercambio}}^A ; P_C^A = 55 \text{ (MW) ... de A} \rightarrow \text{B}$$

$$P_G^B + P_{\text{Intercambio}}^B + P_x^B = P_C^B ; P_x^B = 45 \text{ (MW)}$$

Como se puede ver el sistema no está en estado estable por lo cual para alcanzarlo es necesario que la potencia de generación sea igual a la potencia de la carga, esto implica que la potencia P_x es una potencia de carga con lo cual se tendría que observar una disminución de la frecuencia es decir:

$$\Delta F = P_x / N ; \Delta F = 45 / 875.833 = 0.051379 \text{ (MW)}$$

Y los incrementos de generación son:

$$\Delta G^A = 12.84491 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^{a'} = 100(0.0513) = 5.13796 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^{a''} = 100(0.0513) = 5.13796 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^{a'''} = 50(0.0513) = 2.56898 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^B = 29.971455 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^b = 194.4(0.0513) = 9.971455 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^{b'} = 194.4(0.0513) = 9.971455 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^{b''} = 194.4(0.0513) = 9.971455 \text{ (MW)}$$

Calculando la disminución de la potencia de la carga:

$$\Delta K^A = 12.5(0.0513) = 0.64224 \text{ (MW)}$$

$$\Delta K^B = 30(0.0513) = 1.54138 \text{ (MW)}$$

Se observa en este punto, que se alcanza el estado estable:

$$P_G^A = P_G^A + \Delta G^A = 555 + 12.84491 = 567.84491 \text{ (MW)}$$

$$P_G^B = P_G^B + \Delta G^B = 900 + 29.97145 = 929.97145 \text{ (MW)}$$

$$P_G^T = P_G^A + P_G^B = 567.84491 + 929.97145 = 1497.816365 \text{ (MW)}$$

$$P_G^A = P_G^A - \Delta K^A = 500 - 0.642245 = 499.357754 \text{ (MW)}$$

$$P_{Ct}^B = P_{Ci}^B \Delta K + \Delta I + \Delta C^0 = 900 - 1.54138 + 55 + 45 = 998.45861 \text{ (MW)}$$

$$P_{Ct}^A + P_{Ct}^B = 499.357754 + 998.45861 = 1497.816365 \text{ (MW)}$$

En este punto se cumple, que la potencia de generación es igual a la potencia de carga, con lo cual se alcanza el punto en estado estable. Ahora haciendo la diferencia entre la generación y la carga en cada área obtenemos el valor del enlace actual.

AREA A.

$$P_{Gt}^A = 567.844909; P_{Ct}^A = 499.357754; I_a = +68.487155 \text{ (MW)}$$

AREA B.

$$P_{Gt}^B = 929.971455; P_{Ct}^B = 998.456810; I_a = -68.487155 \text{ (MW)}$$

Como podemos visualizar la potencia en el enlace se incrementa de 55 (MW) a 68.4872 (MW) o sea en un $\Delta I = 13.4872 \text{ (MW)}$.

Si obtenemos los errores de control de área tenemos:

ECA para la área A.

$$ECA^A = (I_A - I_D) + N^A (\Delta F); \text{ en donde } N^A = N_G^A + N_K^A$$

$$ECA^A = (68.48 - 55) + 262.5 (-0.0513796) =$$

$$ECA^A = (13.48) + (-13.48) = 0$$

ECA para la área B.

$$ECA^B = (I_D - I_A) + N^B (\Delta F); \text{ en donde } N^B = N_G^B + N_K^B$$

$$ECA^B = (55 - 68.48) + 613.33 (-0.0513796) =$$

$$ECA^B = (-13.48) + (-31.512) = -45 \text{ (MW)}$$

Podemos ver que la unidad (b) de la área B está a punto de saturarse, y tan solo le falta para llegar a ese punto la cantidad de 0.009514 (MW). Lo que implica el considerar a esta máquina como saturada y despreciar el efecto del decremento de frecuencia que causa el valor de 0.009514 (MW) en la máquina (b).

Con el control de reposición reestablecemos la frecuencia inicial $F_i = 60$ Hz, y con los valores de potencia en los enlaces deseados $l = 55$ (MW) de A a B. Dicha corrección la realiza el área B y de esta forma obtenemos la siguiente tabla de datos:

$$\Delta F^2 = \frac{C^2}{N_G^2} = \Delta C^2 \left[\frac{A}{N_G} + \frac{B}{N_G} + \frac{A''}{N_k} + \frac{B''}{N_k} \right]$$

$$N_G = \frac{B}{G} + \frac{B''}{G} \quad \text{entonces de los valores de tabla:}$$

$N_G = 638.88888$ (MW/Hz). La característica de la carga está determinada por la siguiente relación:

$$N_k = 1.5 \left(\frac{P_A}{\text{base}} \right) / 60; \quad P_{\text{base}} = P + \Delta C + \Delta I = 548 \text{ (MW)}$$

$N_k = 13.7$ (MW/Hz) Y para la siguiente característica de carga tenemos:

$$N_k = 1.8 \left(\frac{P_B}{\text{base}} \right) / 60; \quad P_{\text{base}} = P + \Delta C + \Delta I = 1073 \text{ (MW)}$$

$N_k = 32.19$ (MW/Hz) Entonces obtenemos a $N = 684.7788$ (MW/Hz)

El decremento de frecuencia queda determinado como:

$$\Delta F^2 = 121/684.7788 = 0.176699373 \text{ (Hz)}$$

Y los incrementos de generación son:

$$\Delta G_a = 100 (0.176699373) = 17.669937 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_a' = 100 (0.176699373) = 17.669937 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_a'' = 50 (0.176699373) = 8.834468 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^A = 250 (0.176699373) = 44.1748431 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_b'' = 194.4 (0.176699373) = 34.358211 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_b'' = 194.4 (0.176699373) = 34.358211 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G^B = 388.8 (0.176699373) = 68.7164226 \text{ (MW)}$$

$$\Delta G_T = \Delta G^A + \Delta G^B = 112.891265 \text{ (MW)}$$

El amortiguamiento de la carga está determinado por:

$$\Delta K^A = 13.7 (0.176699373) = 2.420781 \text{ (MW)}$$

$$\Delta K^B = 32.19 (0.176699373) = 5.687915 \text{ (MW)}$$

$$\Delta K_T = \Delta K^A + \Delta K^B = 8.1087342 \text{ (MW)} \text{ Esto se puede compro-}$$

bar con la siguiente relación:

$$\Delta K_T = \Delta C_T - \Delta G_T$$

$$\Delta K_T = 121 - 112.891265 = 8.1087342 \text{ (MW)} \text{ con lo que se com-}$$

prueba.

Se observa en este punto, que se alcanza el estado estable:

$$P_{Gt}^A = P_{Gt}^A + \Delta G^A = 555 + 44.1748431 = 599.1748431 \text{ (MW)}$$

$$P_{Gt}^B = P_{Gt}^B + \Delta C^B = 945 + 68.7164226 = 1013.7164226 \text{ (MW)}$$

$$P_{GT} = P_G^A + P_G^B = 599.1748431 + 1013.7164226 = 1612.8912657 \text{ (MW)}$$

$$P_{Ct}^A = P_{Ct}^A + \Delta C^A - \Delta K^A = 545.57922 \text{ (MW)}$$

$$P_{Ct}^B = P_{Ct}^B + \Delta C^B + \Delta I^B - \Delta K^B = 1067.3121 \text{ (MW)}$$

$$P_C = P_{Ct}^A + P_{Ct}^B = 545.57922 + 1067.3121 = 1612.8912657 \text{ (MW)}$$

En este punto se cumple, que la potencia de generación es igual a la potencia de carga, con lo cual se cumple o alcanza el punto en estado estable. Ahora haciendo la diferencia entre la generación y la carga en cada área obtenemos el valor del enlace actual.

AREA A.

$$P_{Gt}^A = 599.1748431; \quad P_{Ct}^A = 545.57922; \quad I_a = 53.59562 \text{ (MW)}$$

AREA B.

$$P_{Gt}^B = 1013.7164226; \quad P_{Ct}^B = 1067.3121; \quad I_a = -53.59562 \text{ (MW)}$$

Como podemos visualizar la potencia en el enlace se decrementa de 55 (MW) a 53.59562 (MW), o sea en un $\Delta I = - 1.40438$ (MW).

Si obtenemos los errores de control de área tenemos:

ECA para la área A.

$$ECA^A = (I_A - I_D) + N^A (\Delta F); \text{ en donde } N^A = N_G^A + N_K^A$$

$$ECA^A = (53.59562 - 55) + 263.7 (-0.176699373) =$$

$$ECA^A = (-1.40438) + (-46.595605) = - 48 \text{ (MW)}$$

ECA para la área B.

$$ECA^B = (I_D - I_A) + N^B (\Delta F); \text{ en donde } N^B = N_G^B + N_K^B$$

$$ECA^B = (-53.59562 + 55) + 421.07888 (-0.176699373) =$$

$$ECA^B = (+1.40438) + (-74.404343) = - 73 \text{ (MW)}$$

Ya con los ECA, las correcciones serán hechas por ambas áreas con los valores correspondientes, y de esta forma los valores de frecuencia y potencia en los enlaces vuelvan a ser los deseados, $F = 60 \text{ Hz}$ $I = 55 \text{ (MW)}$.

ERROR DE CONTROL DE UNIDAD

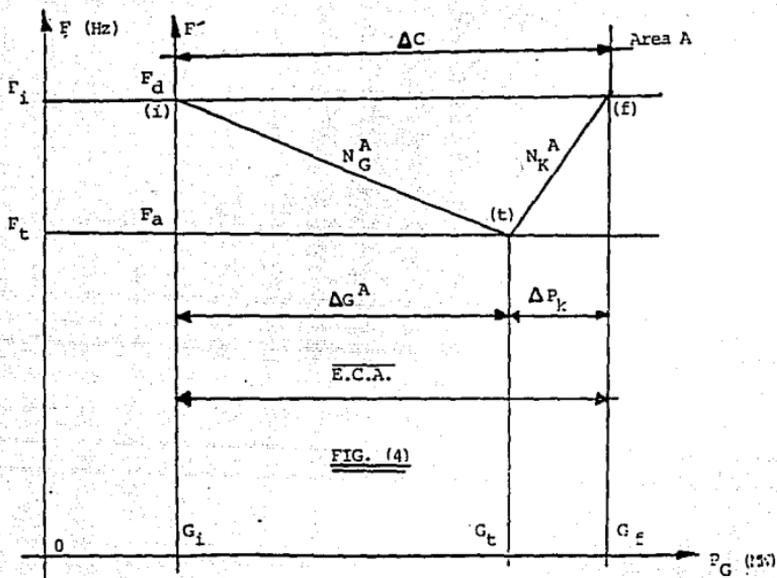
Hasta este punto nos hemos ocupado solo del error de control de área, este error implica como se dijo anteriormente una corrección es decir, - ECA implica + K entonces $|ECA| = |K|$, a el cual analizaremos observando como esta compuesto.

Es lógico pensar que la corrección K es la suma de las correcciones hechas por todas las unidades de un área en particular, entonces podemos expresar a K como:

$K = \sum_{i=1}^n K_i^u$; en donde K_i^u es la corrección de control de unidad de la i-esima unidad, en total se tienen n unidades generadoras en un área. Podemos ahora extender el concepto para el error de control de área y obtener el error de control de unidad, esto es:

$$ECA = K = \sum_{i=1}^n K_i^u \quad \text{entonces} \quad ECA = \sum_{i=1}^n ECU_i$$

De los ejemplos anteriores hemos visto que el error de control de área es igual al incremento de carga, esto lo podemos visualizar mejor por medio de la siguiente Figura (4).



Por lo cual podemos enunciar que el ECA para el área en particular A es: $ECA^A = G_i - G_f$ o bien de la siguiente forma: $ECA^A = G_i^A - G_d^A$.

Entonces si tenemos el área A compuesta por varias unidades generadoras, la suma de cada corrección de unidad nos dan la corrección total y de esta forma cada corrección de unidad es un error de control de unidad. Para nuestro análisis podemos considerar al área A compuesta por dos unidades generadoras,

esto es con el fin de simplificar las expresiones. Entonces para el área A tenemos:

$$ECA^A = G_i^A - G_f^A = G_i^A - G_d^A \quad \text{--- (14)}$$

En donde la generación inicial de la área A estará compuesta por la suma de las generaciones individuales esto es:

$$G_i^A = G_i^a + G_i^{a'} \quad \text{--- (15)}$$

Y de la misma forma para la generación final o deseada tenemos:

$$G_f^A = G_f^a + G_f^{a'} \quad \text{--- (16)}$$

Observamos que las dos unidades participan en satisfacer a la carga y a los incrementos de ésta. Esta participación debe de ser tal que hablando en términos de costos, estos sean los costos de operación mínimos. Tal consideración nos lleva al concepto de despacho económico, el cual se analizará posteriormente, y al concepto de factor de participación, el cual será definido como la relación que existe entre la generación de una unidad con respecto a la generación del área. Para nuestro caso, el área A con dos unidades tenemos:

$$F.P. = \frac{\Delta G^a}{\Delta G^A} \quad \text{--- (17)}$$

Este factor se puede interpretar como la cantidad de carga que toma una unidad generadora con respecto al incremento de carga que se gestó en dicha área, de tal forma que el costo de operación sea el mínimo. Este factor de participación es de un valor tal que toma en consideración los costos incrementables de cada unidad. Es de notar que la suma de los factores de participación deben ser igual a la unidad es decir:

$$\sum_{i=1}^n (F.P._i) = 1.$$

Podemos ver que para el área A formada por dos unidades a y a', si se manifiesta un incremento de carga, el error de control de unidad puede quedar expresado como:

$$ECU = G_i^a - G_d^a \quad \text{--- (18)}$$

En la cual podemos deducir que la generación actual está formada por:

$$G_a^a = G_i^a + \Delta G^a \quad \text{entonces} \quad G_i^a = G_a^a - \Delta G^a \quad \text{--- (19)}$$

En la ecuación de error de control unitario de la unidad a tenemos:

$$ECU = G_a^a - G_d^a - \Delta G^a - G_i^a \quad \text{--- (20)}$$

Y para el incremento de generación en (a) tenemos:

$$\Delta G^a = G_a^a - G_d^a - ECU \quad \text{y aplicando el factor de participación:}$$

F.P._t = $\frac{\Delta G^a}{\Delta G^A}$ entonces $\Delta G^a = \text{F.P.}_t (\Delta G^A)$ y al sustituirlo en la ecuación de ECU^a tenemos:

$$\text{F.P.}_t (\Delta G^A) = G_a^a - G_d^a - \text{ECU}^a \quad \text{entonces}$$

$$\text{ECU}^a = G_a^a - G_d^a - (\text{F.P.}_t \Delta G^A) \quad \text{--- (21)}$$

Ahora bien si desarrollamos para el error de control de área de A, tenemos:

$$\text{ECA} = G_i^A - G_d^A \quad \text{podemos decir que la generación actual está}$$

dada por:

$$G_a^A = G_i^A + \Delta G^A \quad \text{entonces} \quad G_i^A = G_a^A - \Delta G^A \quad \text{y en la ecuación de}$$

error de control de área A tenemos:

$$\text{ECA} = G_a^A - \Delta G^A - G_d^A \quad \text{y despejando para } \Delta G^A \text{ tenemos:}$$

$$\Delta G^A = G_a^A - G_d^A - \text{ECA} \quad \text{--- (22)}$$

Esta ecuación la introducimos en la ecuación (21) y obtenemos:

$$\text{ECU}^a = G_a^a - G_d^a - (\text{F.P.}_t) (G_a^A - G_d^A - \text{ECA}^A) \quad \text{--- (23)}$$

Y de igual forma para la otra unidad tenemos:

$$ECU = G_a^a - G_d^a - (1-F.P.)_t \cdot (G_a^A - G_d^A - ECA^A) \quad (24)$$

Entonces si sumamos las dos expresiones de error de control de unidad nos conforma el error de control de área, esto es:

$$ECU + ECU = ECA \quad \text{por lo tanto,}$$

$$ECU = G_a^a - G_d^a - (F.P.)_t \cdot (G_a^A - G_d^A - ECA^A) \quad \Delta G^A$$

$$+$$

$$ECU = G_a^a - G_d^a - ((1-F.P.)_t \cdot (G_a^A - G_d^A - ECA^A)) \quad \Delta G^A$$

$$ECA = G_a^a + G_a^a - G_d^a - G_d^a - F.P.)_t \cdot \Delta G^A - \Delta G^A + F.P.)_t \cdot \Delta G^A$$

$$ECA = \underbrace{G_a^a + G_a^a}_{(1)} - \underbrace{G_d^a - G_d^a}_{(2)} - \underbrace{\Delta G^A}_{(3)}$$

$$(1) \quad G_a^a = G_a^a + \Delta G^a$$

$$G_a^{a^-} = G_i^{a^-} + \Delta G^{a^-}$$

$$(2) \quad - \left(G_d^a + G_d^{a^-} \right) = G_d^A$$

$$(3) \quad \Delta G^A = \Delta G^a + \Delta G^{a^-} \quad \text{entonces reduciendo términos:}$$

$$ECA^A = G_i^a + \Delta G^a + G_i^{a^-} + \Delta G^{a^-} - G_d^a - G_d^{a^-} - \Delta G^A$$

$$ECA^A = G_i^a + G_i^{a^-} + \Delta G^a + \Delta G^{a^-} - (G_d^a + G_d^{a^-}) - \Delta G^A$$

$$ECA^A = G_i^A + \Delta G^A - G_d^A - \Delta G^A$$

$$ECA^A = G_i^A - G_d^A$$

Con lo que comprobamos que las expresiones (23) y (24) son las expresiones correctas para los errores de control de unidad de las unidades (a) y (a⁻).

Puede pensarse que las expresiones de error de control unitario tanto para (a) como para (a⁻), expresadas en (23) y (24), puedan quedar en contradicción con respecto a la primera expresión de error de control unitario, es decir la ecuación (18). Esto es:

$$ECU^a = G_{i1}^a - G_d^a \text{ --- (18)}$$

$$ECU^a = G_a^a - G_d^a - (F.P._t (G_a^A - G_d^A - ECA^A)) \text{ --- (23)}$$

Pero si observamos el diagrama (5) que se muestra a continuación podemos definir el ECU^a , como el tramo comprendido entre G_a^a y G_d^a más el tramo entre G_{i1}^a y G_a^a , siendo este último tramo el de la generación aportada por la unidad (a), es decir la aportación de dicha unidad al total de la potencia generada por el área A, esta aportación puede ser expresada como un porcentaje de la generación del sistema o sea:

F.P. ΔG^A .

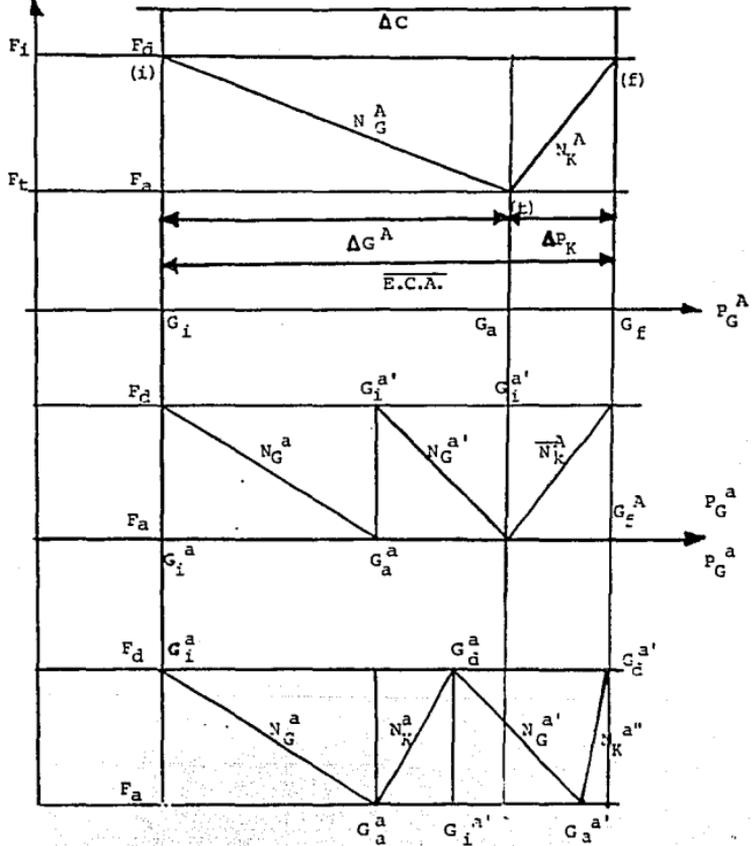


DIAGRAMA (5)

Por lo anteriormente expuesto podemos considerar que las expresiones (18) y (25) son equivalentes. Este mismo análisis se puede desarrollar para la unidad (a^{\sim}), obteniéndose el mismo resultado. Otra forma de expresar el error de control de unidad es el siguiente:

$$ECU^a = \left(I_a^a - I_d^a \right) + N^A \left(F_a - F_d \right) (F.P.)_t \text{ o bien (25)}$$

$$ECU^a = \left(I_a^a - I_d^a \right) + N^A \left(P_a - F_d \right) \text{ en donde:}$$

$$F.P._t = N^A (F.P.)_t$$

5. OPERACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Uno de los factores principales para optimizar la operación de un sistema de energía eléctrica, es la asignación de la generación entre las distintas unidades generadoras.

Se entiende por despacho económico de carga; el reparto de la carga entre varias unidades generadoras que trabajan en paralelo, de manera que el costo total de operación sea mínimo.

5.1. DESPACHO ECONOMICO DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS

Características de Consumo de Combustible-Generación.

El punto de partida para establecer la repartición óptima de una carga determinada entre varias unidades generadoras termoeléctricas que funcionan en paralelo alimentando dicha carga, es la característica de consumo de combustible contra generación de cada unidad.

Esta característica se determina experimentalmente, manteniendo la generación de la unidad a un valor fijo determinado y midiendo el consumo de combustible por hora, correspondiente a esa generación. La medición del consumo de combustible se repite para distintos valores de la generación y se obtienen

así una serie de puntos que permiten trazar la curva de consumo contra generación.

El consumo de combustible suele expresarse en kilocalorías por hora o en Btu por hora y la generación en MW.

En la figura 1 se muestra la característica consumo-generación de una unidad generadora termoeléctrica.

Característica de Costo de Combustible-Generación.

Como el precio del combustible, que suele expresarse en pesos por millón de kilocalorías, puede ser distinto para diferentes unidades, dependiendo del tipo de combustible que consuman y de su localización, es necesario, para realizar los estudios de despacho económico de carga, multiplicar el consumo de combustible por el precio correspondiente del combustible. En esta forma se obtiene, a partir de la característica de consumo de combustible por hora, contra generación, una característica de costo de combustible por hora, expresada en pesos por hora contra generación.

Por ejemplo si en la figura 1 modificamos la escala de las ordenadas, multiplicando el consumo de combustible en kilocalorías por hora por el precio de combustible, que para una unidad generadora que queme gas, consideramos de 12.36 pesos por 10^6 KCal, la curva nos representará la característica de costo de combustible-generación.

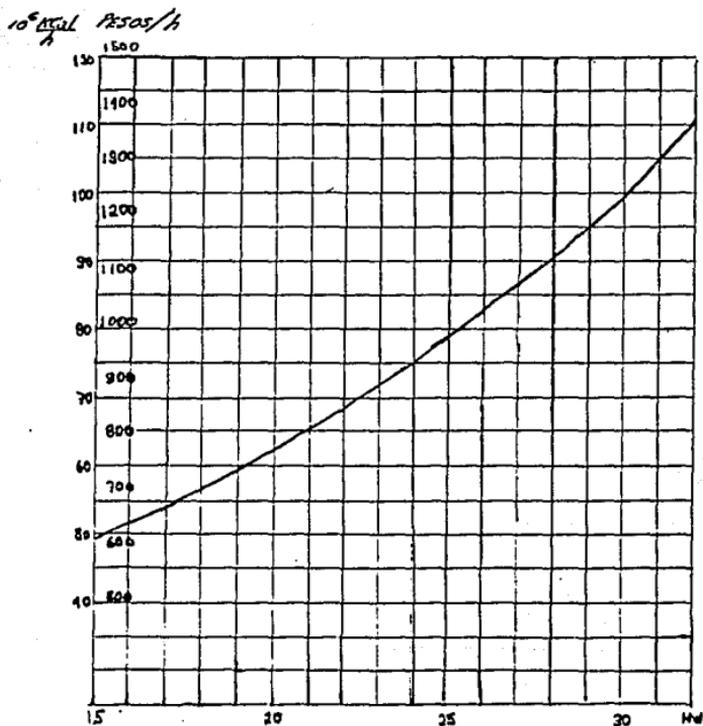


FIGURA 1 - Característica de consumo-generación de una unidad generadora termoeléctrica.

Despacho económico de dos unidades generadoras funcionando en paralelo.

Consideramos primero el caso más sencillo, de dos unidades generadoras funcionando en paralelo, alimentando una carga determinada.

En la figura 2 se muestran las características de costo de combustible por hora contra generación de dos unidades. La generación mínima de cada unidad es de 10 MW y la máxima de 100.

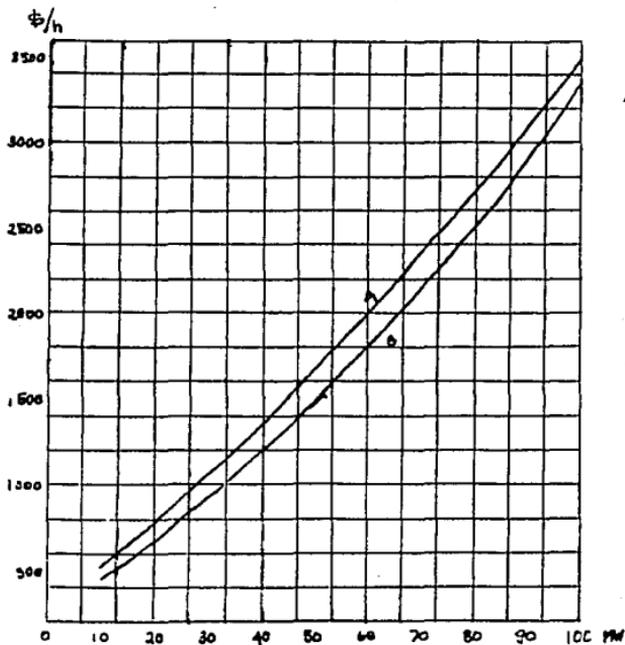


FIGURA 2- Características de costo de combustible-generación de las unidades generadoras A y B.

Puede verse en la figura 2 que la unidad B es más eficiente que la A, a cualquier carga, ya que para cualquier valor de la generación el costo de combustible de la unidad B es siempre menor que el de la unidad A. Sin embargo, la forma más económica de distribuir la carga entre las dos unidades no consiste, como podría pensarse a primera vista, encargar primero la unidad más eficiente hasta plena carga y después la unidad menos eficiente, como vamos a demostrar.

Supongamos que la generación total que deben suministrar las unidades A y B es de 110 MW. En la tabla 1 se muestra el costo total del combustible por hora, para distintas reparticiones de la carga entre las dos unidades, en pesos por hora y en la figura 3 se ha trazado una gráfica de este consumo total de combustible en función de la generación de la unidad B. Puede verse que el costo mínimo, que es de 3,504 pesos por hora, se obtiene cuando a la unidad B se le asigna una generación de 57 MW y a la A una generación de 53 MW.

TABLA 1 - Cálculo del costo total de combustible por hora para distintas reparticiones de carga entre las unidades A y B.

UNIDAD A		UNIDAD B		SISTEMA
GENERACION	COSTO DE COMBUSTIBLE	GENERACION	COSTO DE COMBUSTIBLE	COSTO TOTAL DE COMBUSTIBLE
MW	PESOS/H	MW	PESOS/H	PESOS/H
10	507	100	3365	3872
20	780	90	2942	3722
30	1067	80	2543	3610
40	1369	70	2170	3539
50	1686	60	1821	3507
60	2018	50	1497	3515
70	2364	40	1198	3562
80	2726	30	924	3650
100	3494	10	450	3944

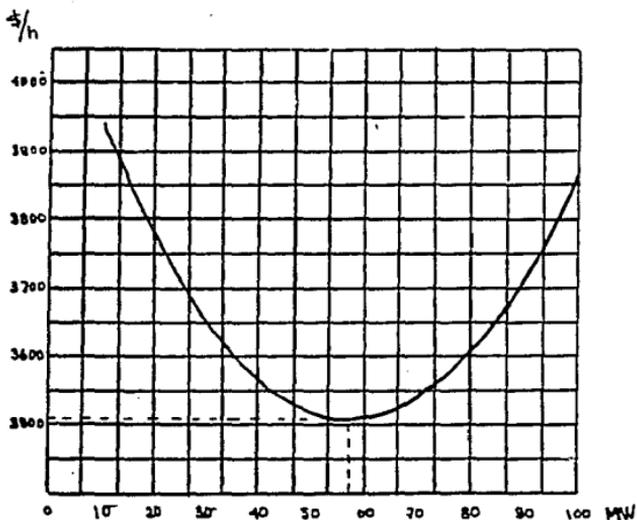


FIGURA 3 - Costo total de combustible de las unidades A y B en función de la generación de la unidad, para una carga de 110 MW.

En cambio, si se hubiese cargado la unidad B, que es la más eficiente, a plena carga y la unidad A con los 10 MW restantes, el costo de combustible por hora hubiera sido de 3872 pesos por hora, lo que significa suponiendo que la carga se mantenga constante, un exceso en el costo de combustible de 8832 pesos en 24 horas.

Para cada valor de la carga total hay una combinación de la generación de la unidad A y de la unidad B que produce el costo mínimo de combustible.

La repartición más económica de la generación puede, pues, determinarse por el método anterior. Sin embargo, si se tiene más de dos unidades en paralelo, este método resulta muy laborioso e impráctico.

El problema puede resolverse en una forma más general por el método llamado de los costos incrementales, que vamos a ver a continuación.

Reparto económico de carga por el método de los costos incrementales.

Sea un sistema con m unidades generadoras termoeléctricas funcionando en paralelo, suministrando una carga total P_r .

La suma de las generaciones de las unidades tiene que ser igual a la carga. Por lo tanto puede escribirse:

$$P_r = P_1 + P_2 + \dots + P_m = \sum_{j=1}^m P_j$$

Donde P_1, P_2, \dots, P_m son, respectivamente las generaciones de las unidades 1, 2, \dots , m .

Por otra parte hemos visto que el costo por hora de combustible

de cada unidad generadora puede expresarse en función de la generación de la unidad.

Si llamamos

$$F_a = f_1(P_1) \quad F_2 = f_2(P_2) \dots \dots \dots F_m = f_m(P_m)$$

A los costos de combustible de las unidades 1, 2, . . . m y F_t al costo total de combustible de las n unidades, se verifica que:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots \dots \dots F_m = \sum_{j=1}^m F_j$$

El problema del despacho económico de carga consiste en distribuir la generación entre las unidades que están funcionando en paralelo, alimentando la carga P_r , de manera que el costo total de combustible sea mínimo, cumpliendo al mismo tiempo la condición de que la suma de las generaciones de las máquinas sea igual a la carga total P_r .

Este problema se resuelve matemáticamente mediante el método de los multiplicadores de Lagrange, de la siguiente forma:

Si le restamos a la función $F = \phi(P_1, P_2, \dots, P_m)$

La constante

$$\lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_r) = 0$$

La función F_t no se altera. Por lo tanto:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_m - \lambda (P_1 + P_2 + \dots + P_m - P)$$

Donde λ es un multiplicador de Lagrange que recibe el nombre costo incremental de combustible.

Para obtener el mínimo de la función F_t , hallamos las derivadas parciales de F_t con respecto a la potencia generada por cada planta y las igualamos a cero. Obtenemos así el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_1} = \frac{\partial F}{\partial P_1} - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_2} = \frac{\partial F}{\partial P_2} - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_m} = \frac{\partial F}{\partial P_m} - \lambda = 0$$

Este sistema de ecuaciones simultáneas puede escribirse de la siguiente forma:

$$\frac{dF}{dP_1} = \lambda$$

$$\frac{dF}{dP_2} = \lambda$$

$$\frac{dF}{dP_m} = \lambda$$

El sistema de ecuaciones anterior nos indica dos cosas:

- a) El multiplicador λ , que hemos llamado costo incremental de combustible, es igual a la primera derivada del costo de combustible expresado como una función de la generación. Quiere decir que para cada unidad generadora podemos establecer una característica de costo incremental de combustible en función de la generación, obtenida a partir de la característica de costo de combustible-generación.
- b) Para que el costo de combustible sea mínimo, todas las unidades deben estar operando al mismo valor de costo incremental de combustible y este valor del costo incremental de combustible debe ser tal, que la suma de las generaciones correspondientes de cada unidad sea igual a la carga total.

Por lo tanto el reparto económico de una carga P entre m unidades generadoras funcionando en paralelo se ^r obtiene resolviendo el sistema de ecuaciones simultáneas constituido por las ecuaciones 6 y 1. Este problema puede resolverse en forma analítica o en forma gráfica. Pero antes de ejemplificar esto, será conveniente extendernos algo más sobre la forma de obtener la característica de costo incremental de combustible de una unidad.

Característica Costo Incremental de Combustible.

Si se conoce la ecuación algebraica de la característica de costo de combustible-generación, la primera derivada de esa función es la ecuación de la característica de costo incremental de combustible.

Si no se conoce la ecuación algebraica, puede trazarse la característica de costo incremental de combustible-generación de la siguiente forma: Los cocientes resultantes del dividir pequeños incrementos del costo de combustible por los correspondientes pequeños incrementos de generación, constituyen una aproximación a los costos incrementales. Llevando como ordenadas estos valores y como abscisas las generaciones correspondientes se obtiene la característica de costo incremental de combustible.

En la Tabla 2 se ilustra este procedimiento de cálculo, para el caso de la unidad cuya curva de costo de combustible-generación se muestra en la figura 1.

TABLA 2 - Método aproximado para obtener la característica de de costo incremental de combustible.

GENERACION P MW	COSTO DE COMBUSTIBLE F PESOS/H	INCREMENTO DE LA GENE- RACION ΔP PESOS/H	INCREMENTO DEL COSTO DE COMBUS- TIBLE ΔF PESOS/H	COSTO INCRE- MENTAL DE COMBUSTIBLE $\Delta F / \Delta P$ PESOS/MW-h	GENERACION CORRESPON- DIENTE. $P + \Delta P / 2$ MW
15.0	610.0				
17.5	688.0	2.5	78.0	31.2	16.25
20.0	776.0	2.5	88.0	35.2	18.75
22.5	874.5	2.5	98.5	39.4	21.25
25.0	983.3	2.5	108.8	43.5	23.75
27.5	1102.8	2.5	119.5	47.8	26.25
30.0	1232.8	2.5	130.0	52.0	28.75
32.5	1371.6	2.5	1138.8	55.5	31.00

En la figura 4 se muestra la característica de costo incremental de combustible de dicha unidad generadora.

Costo Incremental de Producción.

El costo incremental de producción de una unidad generadora está formado por el costo incremental de combustible, más el costo incremental de otras partidas como operación, mantenimiento, agua de refrigeración, etc. Para realizar un análisis riguroso sería necesario expresar el costo de esas partidas en función de la generación; sin embargo no se ha desarrollado hasta ahora ningún método exacto para realizarlo. Puede suponerse que esos costos son un cierto porcentaje del costo incremental de combustible, o bien que el costo incremental de producción es igual al costo incremental de combustible.

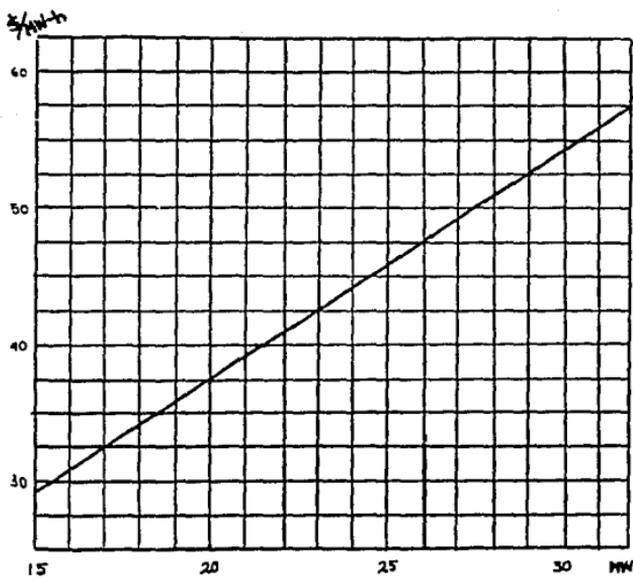


FIGURA 4 - Característica de costo incremental de combustible.

Reparto Económico de Carga entre dos unidades por el Método Análítico.

Se tienen dos unidades generadoras funcionando en paralelo, cuyas características de consumo de combustible-generación están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$F_1 = (2.016 P_1 + 0.006 P_2 + 20.160) 10^6 \text{ KCal/h.}$$

$$F_2 = (1.512 P_2 + 0.010 P_1 + 20.160) 10^6 \text{ Kcal/h.}$$

Donde F_1 y F_2 son los consumos de combustible de las unidades 1 y 2 respectivamente y P_1 y P_2 son las generaciones de dichas unidades.

La generación mínima de cada unidad es de 10 MW y la generación máxima de 100 MW.

El precio de combustible consumido por las dos unidades es de 12.4 pesos por millón de kilocalorías.

Supóngase que la carga total conectada es de 110 MW. Se desea determinar la repartición óptima de la carga entre las dos unidades, de manera que el costo del combustible consumido sea mínimo.

Multiplicando las ecuaciones del consumo de combustible en función de la generación por el precio del combustible,

obtenemos las ecuaciones del costo del combustible en función de la generación.

$$F'_1 = 24.998 P_1 + 0.074 P_1^2 + 249.984 \text{ pesos/h.}$$

$$F'_2 = 18.745 P_2 + 0.124 P_2^2 + 249.984 \text{ pesos/h.}$$

Derivando las dos ecuaciones anteriores con respecto a la generación obtenemos las ecuaciones de los costos incrementales de combustible de cada unidad.

$$dF'_1 / dP_1 = 24.998 + 0.148 P_1 \text{ pesos/MW-h}$$

$$dF'_2 / dP_2 = 18.745 + 0.248 P_2 \text{ pesos/MW-h}$$

Para que la carga se reparta en la forma más económica entre las dos unidades, éstas deben funcionar al mismo costo incremental de producción. Si tomamos el costo incremental de producción igual al costo incremental de combustible, despreciando los costos de operación, mantenimiento, etc. la repartición más económica de carga entre las dos unidades se obtiene resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones simultáneas:

$$0.148 P_1 + 24.998 = \lambda$$

$$0.248 P_2 + 18.745 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 = 110$$

Igualando las dos primeras ecuaciones y sustituyendo

$$P_2 = 110 - P_1$$

$$0.148 P_1 + 24.998 = 0.248 (110 - P_1) + 18.745$$

$$P_1 = 53.098 \text{ MW}$$

$$P_2 = 56.902 \text{ MW}$$

Reparto Económico de Carga entre dos Unidades por el Método Gráfico.

El método gráfico para la determinación de la repartición más económica de la carga entre unidades que funcionan en paralelo, requiere que se trace la curva de costos incrementales del conjunto de unidades.

Ilustraremos este método aplicándolo al reparto de la carga en una termoeléctrica con cuatro unidades generadoras.

Suponiendo que en dicha termoeléctrica se tienen funcionando en paralelo las unidades 2 y 4. La generación mínima de la unidad 2 es de 15 MW y la máxima de 32 MW. Los valores correspondientes para la unidad 4 son 10 MW y 80 MW.

En la figura 5 se muestran las características de costos incrementales de combustible de las unidades 2 y 4. En la misma figura se ha obtenido la característica de costos incrementales del conjunto de las dos unidades, sumando, para cada valor del costo incremental, las abscisas correspondientes de las curvas de costos incrementales de las unidades 2 y 4. Una vez obtenida esta curva, puede leerse en la figura 5 el valor de la generación total. Por ejemplo, para una generación total de 70 MW, el costo incremental correspondiente es de 45.5 pesos/MW-h. Para este valor del costo incremental, a la unidad 2 le corresponden 25 MW y a la unidad 4 les corresponden 45 MW.

La repartición de carga entre las dos unidades, en función de la carga total, puede representarse gráficamente como se muestra en la figura 6, la cual se deriva directamente de la figura 5.

Este método gráfico puede aplicarse a cualquier número de unidades en paralelo.

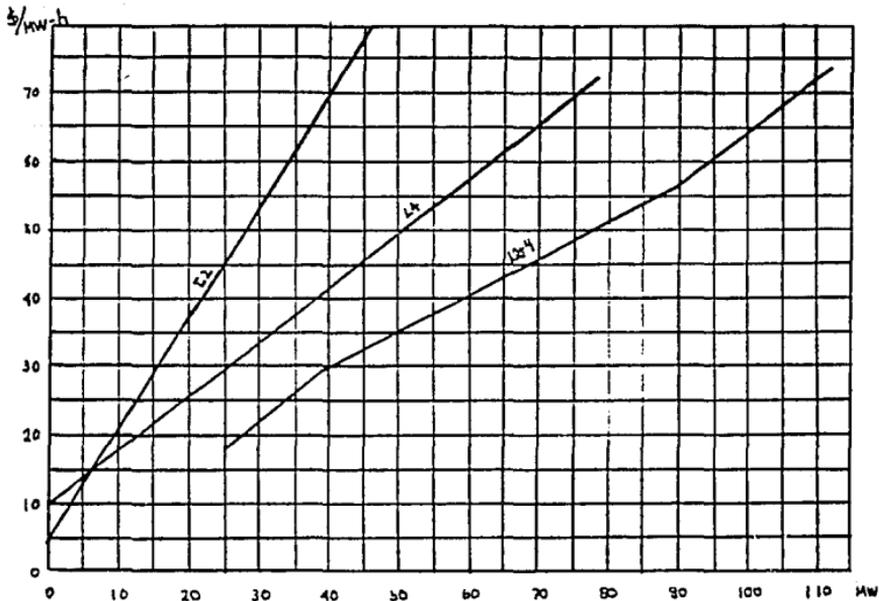


FIGURA 5 - Características de costos incrementales de las unidades 2 y 4.

MW REPARTICION DE CARGA ENTRE DOS UNIDADES

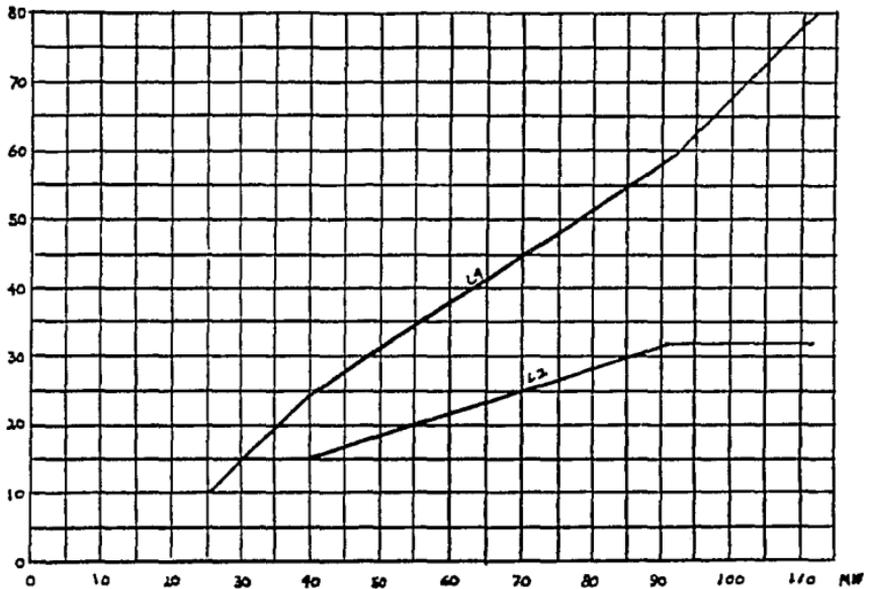


FIGURA 6 - Repartición de carga entre las unidades 2 y 4.

DETERMINACION DE LA COMBINACION MAS ECONOMICA DE CAPACIDAD DE GENERACION.

En lo que hemos expuesto hasta aquí, nos hemos referido al problema de determinar la repartición óptima de la carga entre varias unidades generadoras termoeléctricas, funcionando en paralelo, de manera que el costo total de combustible sea mínimo. Vamos ahora a abordar el problema de determinar que unidades generadoras deben ponerse en servicio y en que orden deben entrar a generar, desde el punto de vista de conseguir el funcionamiento más económico.

La determinación de la combinación más económica de capacidad de generación que debe operarse en un momento dado se basa en una comparación del costo total de combustible para las distintas combinaciones posibles de generación. Naturalmente, para una capacidad de generación en servicio, la repartición óptima de la carga entre las unidades se obtiene cuando funcionan al mismo costo incremental.

Para realizar esta comparación del costo total de combustible para diferentes combinaciones de unidades, conviene definir una nueva característica de las unidades generadoras: la característica de costo de combustible-generación.

Característica de Costo Específico de Combustible.

Podemos definir el costo específico de combustible como el

cociente resultante de dividir el costo de combustible por hora de una unidad generadora, para un valor determinado de la generación, por la generación.

En la figura 7 se muestra la característica de costo específico de combustible para el caso de la unidad cuya curva de costo de combustible-generación se muestra en la figura 1. En las ordenadas aparece el costo específico de combustible en pesos por MW/h y en las abscisas la generación de la unidad en MW.

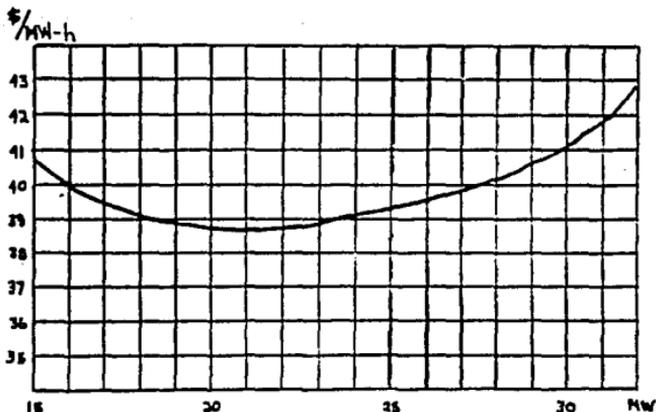


FIGURA 7 - Característica de costo específico de combustible

En la tabla 3 se indica la forma de obtener esta característica a partir de la característica de costo de combustible-generación.

TABLA 3 - Cálculo de la característica de costo específico de combustible de la unidad a que se refiere la figura 1.

GENERACION	COSTO DE COMBUSTIBLE	COSTO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE
P	F	F/P
MW	Pesos /h	Pesos/MW-h
15.0	610.0	40.7
17.5	688.0	39.3
20.0	776.0	38.8
22.5	874.5	38.9
25.0	983.3	39.3
27.5	1102.8	40.1
30.0	1232.8	41.1
32.5	1371.6	42.9

Desde un punto de vista económico, conviene poner en servicio las unidades generadoras en orden ascendente de los costos específicos de combustible. Para determinar la combinación más económica de unidades para una carga determinada, se

trazan las curvas de costo específico de combustible para las combinaciones posibles y se elige la combinación de unidades que produzcan el menor costo específico de combustible para la carga considerada.

Ilustraremos la aplicación de este método mediante el siguiente ejemplo, en el que se determinan las combinaciones más económicas de capacidad de generación, en una termoeléctrica con cuatro unidades generadoras, para distintos valores de carga.

Determinación de la Combinación más Económica de Capacidad de Generación.

En la figura 8 se han trazado las características de costo específico de combustible para todas las combinaciones posibles de las cuatro unidades generadoras de la termoeléctrica considerada en el ejemplo de la figura 5. En los casos en que se tiene más de una unidad en servicio, la generación se reparte entre las máquinas por el método de la igualdad de los costos incrementables, de manera que el costo de combustible sea mínimo. En la Tabla 4 se muestra el método de calcular la característica de costo específico de combustible para el caso de dos unidades (la 2 y la 4) que funcionan en paralelo.

La unidad 1 es igual a la 2 y la unidad 3 es igual a la 4:

TABLA 4 - Costo específico de combustible (unidades 2 + 4).

GENERA- CION TOTAL	GENERA- CION UNIDAD	COSTO DE COMBUS. UNIDAD	GENERA- CION UNIDAD	COSTO DE COMBUS. UNIDAD	COSTO TOTAL DE COMBUS.	COSTO ES- CIFICO DE COMBUS.
	2	2	4	4	2 + 4	
MW	MW	PESO/h	MW	PESOS/h	PESOS/h	PESOS/MW-h
25	15	610	10	590	1200	48
30	15	610	15	690	1300	43.33
35	15	610	20	810	1420	40.57
40	15.5	620	24.5	930	1550	38.75
45	17	670	28	1040	1710	38.00
50	18.75	725	31.25	1140	1865	37.3
55	20.25	780	34.75	1280	2060	37.45
60	22	850	38.00	1400	2250	37.5
65	23.75	930	41.25	1540	2470	38.0
70	25.25	1000	44.75	1680	2680	38.29
75	26.75	1070	48.25	1840	2910	38.8
80	28.5	1160	51.5	2000	3160	39.5
85	30.0	1240	55	2210	3450	40.6
90	31.5	1330	58.5	2390	3720	41.33
95	32	1340	63	2660	4000	42.11
100	32	1340	68	2980	4320	43.2
110	32	1340	78	3660	5000	45.45
112	32	1340	80	3810	5150	45.98

La figura 8 nos indica que combinación de unidades generadoras nos produce un costo específico de combustible mínimo, para cada valor de la carga. Por ejemplo, para una carga de 93 MW o mayor conviene, desde el punto de vista de minimizar el costo de combustible, tener en servicio las cuatro unidades.

La información de la figura 8 se resumen en la tabla 5.

TABLA 5 - Unidades generadoras que deben operarse en la planta para distintas cargas, de manera que el costo de -- combustible sea mínimo.

GENERACION TOTAL	UNIDADES QUE DEBEN PONERSE EN SERVICIO
De 14 MW a 23 MW	2
De 23 MW a 44 MW	4
De 44 MW a 55 MW	2 + 4
De 55 MW a 84 MW	3 + 4
De 84 MW a 93 MW	1 + 2 + 4
De 93 MW a 220 MW	1 + 2 + 3 + 4

Al determinar la combinación más económica de unidades generadoras para alimentar una carga determinada, hay que estudiar en ocasiones, si resulta económico retirar del servicio una unidad por un periodo corto de tiempo. Este estudio puede realizarse comparando el costo total de combustible durante ese periodo de tiempo, con todas las

unidades en servicio, con el costo total de combustible con la unidad en cuestión fuera de servicio, pero incluyendo en este último caso el costo de volver a poner en servicio la unidad.

Factores no económicos que intervienen en la determinación de la capacidad de generación que debe operarse.

Existen una serie de factores, aparte de los económicos, que condicionan la elección de las unidades generadoras que deben ponerse en servicio. Los principales son:

- a) Reserva rodante de generación para hacer frente rápidamente a la pérdida de alguna unidad generadora.
- b) Necesidad de aumentar rápidamente la generación para hacer frente a aumentos rápidos de la carga.
- c) Generación de potencia reactiva para controlar adecuadamente el voltaje del sistema.
- d) Necesidad de inyectar generación en ciertos puntos para evitar la sobrecarga de alguna línea o algún transformador.

Frecuentemente estos factores no económicos impiden seleccionar la combinación de unidades generadoras en servicio más económica. De cualquier manera, para un número determinado de unidades termoeléctricas en servicio, el costo

mínimo de operación para esa combinación de unidades se logra cuando todas las unidades funcionan al mismo costo incremental.

DESPACHO ECONOMICO DE PLANTAS HIDROELECTRICOS

Si se tienen varias unidades hidroeléctricas en una misma planta generadora, el problema del despacho económico puede abordarse en forma similar al de la optimización de la generación termoeléctrica, pero en este caso se trata de minimizar el gasto de agua para una generación dada.

El punto de partida para resolver este caso es la característica de gasto de agua contra generación de cada unidad. Partiendo de estas características se determinan las características de gasto incremental de agua; para una carga dada y una determinada capacidad de generación en servicio, el gasto de agua será mínimo cuando todas las unidades funcionan al mismo gasto incremental.

Para determinar la capacidad de generación que debe ponerse en servicio para una carga determinada, se trazan las curvas de gasto específico de agua a partir de las características de gasto de agua contra generación, en forma similar a como se explicó para las unidades termoeléctricas.

Para ilustrar la aplicación del despacho económico de carga de una planta hidroeléctrica, podemos referirnos al caso de una

planta con diez unidades generadoras. En dicha planta pueden agruparse las diez unidades generadoras en tres grupos: un grupo que hemos llamado grupo B formado por las unidades 1, 2 y 9 con capacidad de 16 MW, estas tres unidades son prácticamente iguales; otro grupo formado por las seis unidades chicas, de una capacidad de 8 MW, que también pueden considerarse iguales entre sí; a este grupo que comprende las unidades 3, 4, 5, 6, 7 y 8 le hemos llamado grupo C; por último el grupo A, constituido únicamente por la unidad 10, con una capacidad de 16 MW, pero más eficiente que las unidades del grupo B.

En la figura 9 se han representado las características de gasto de agua contra generación de las unidades 8, 9 y 10, representativas de cada grupo. En la figura 10 se muestran las características de gasto incremental de agua de dichas unidades.

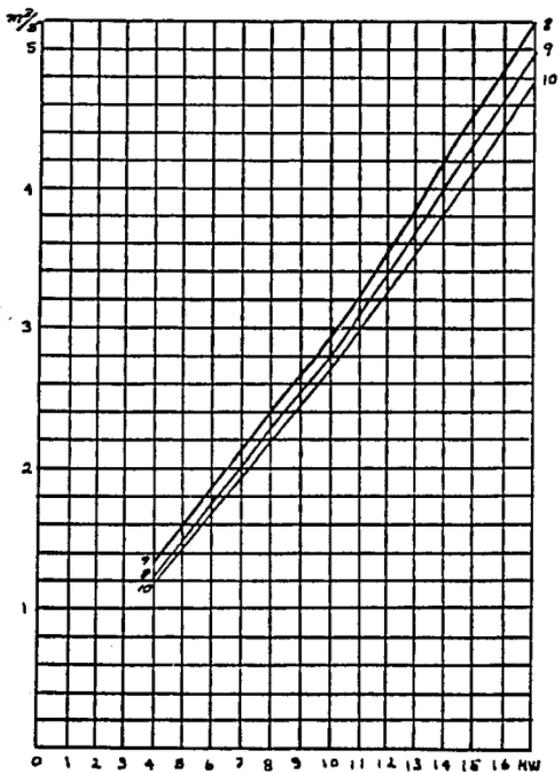


FIGURA 9 - Características de gasto de agua-generación de las unidades hidroeléctricas.

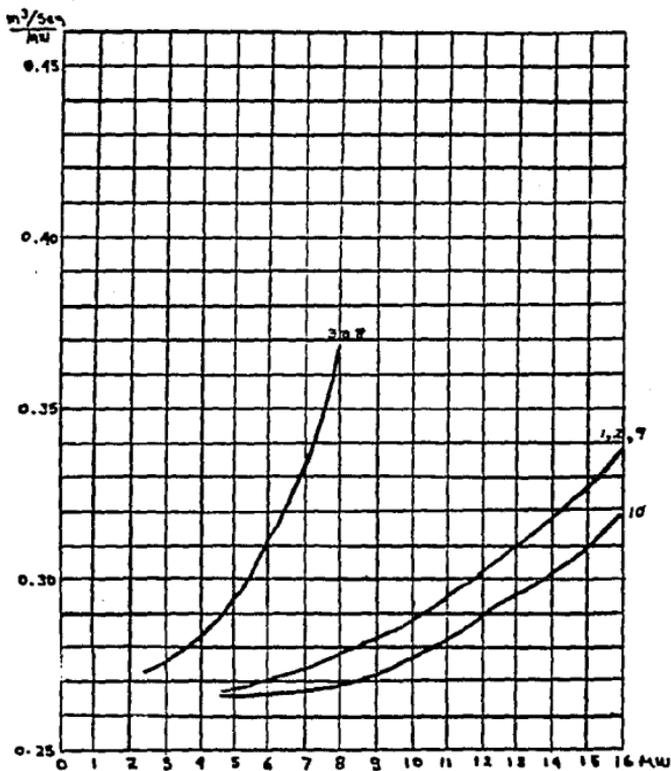


FIGURA 10 - Características de gasto incremental de agua de las unidades hidroeléctricas de nuestro ejemplo

En las figuras 11 y 12 se han trazado las curvas de gasto específico de agua para distintas combinaciones de unidades en servicio; estas curvas permiten determinar que unidades deben ponerse a funcionar para suministrar una carga determinada, con un gasto mínimo de agua.

En la tabla 6 se indican las combinaciones de máquinas en servicio, para distintos valores de la generación total de la planta de manera que el gasto de agua sea mínimo.

La repartición de carga entre las unidades que están funcionando en paralelo se hace basándose en el principio de que todas deben generar el mismo gasto incremental para obtener la máxima economía de agua.

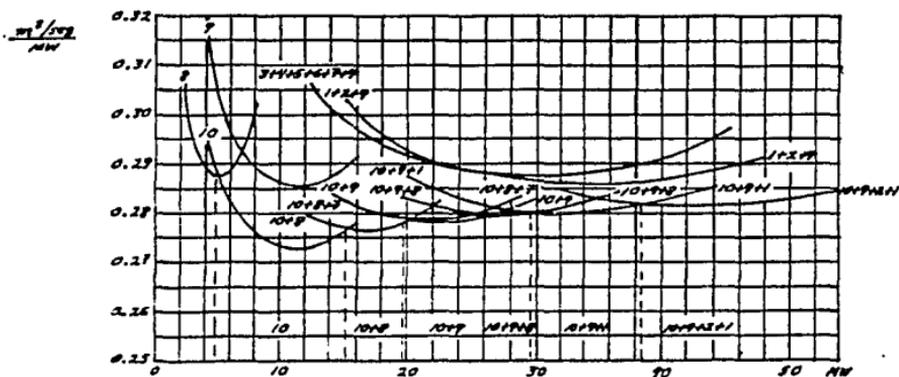


FIGURA 11 - Características de gasto específico de agua para distintas combinaciones de unidades.

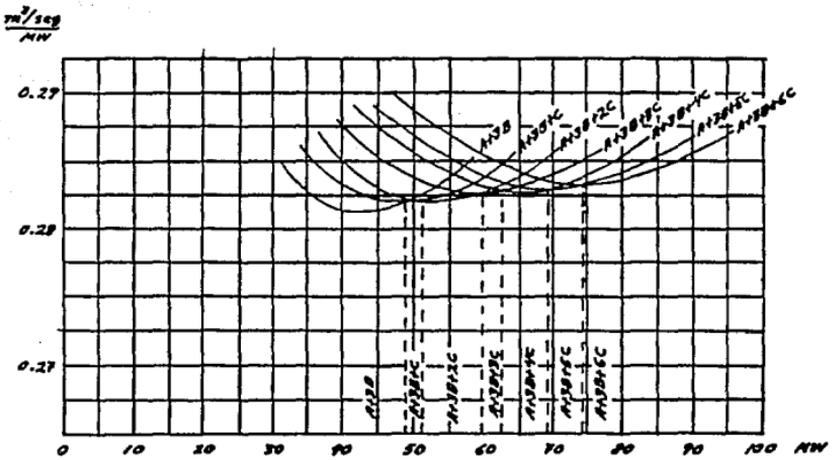


FIGURA 12 - Características de gasto específico de agua para distintas combinaciones de unidades.

TABLA 6 - Unidades generadoras que deben operarse en la planta para distintas cargas, de manera que el gasto de agua sea mínimo.

GENERACION TOTAL MW	UNIDADES QUE DEBEN PONERSE EN SERVICIO
De 20 MW a 27.4 MW	A + 1 B
De 27.4 MW a 38.2 MW	A + 2 B
De 38.2 MW a 48.5 MW	A + 3 B
De 48.5 MW a 50.9 MW	A + 3 B + 1 C
De 50.9 MW a 60.0 MW	A + 3 B + 2 C
De 60.0 MW a 62.5 MW	A + 3 B + 3 C
De 62.5 MW a 69.5 MW	A + 3 B + 4 C
De 69.5 MW a 74.7 MW	A + 3 B + 5 C
De 74.7 MW a 112 MW	A + 3 B + 6 C

En la figura 13 se muestran las curvas de gasto incremental de agua de los tres grupos de unidades y en la tabla 7 se indica el reparto económico de la carga para el caso en que las diez unidades estén en servicio y para valores de generación total de la planta comprendidos entre 75 MW y 112 MW.

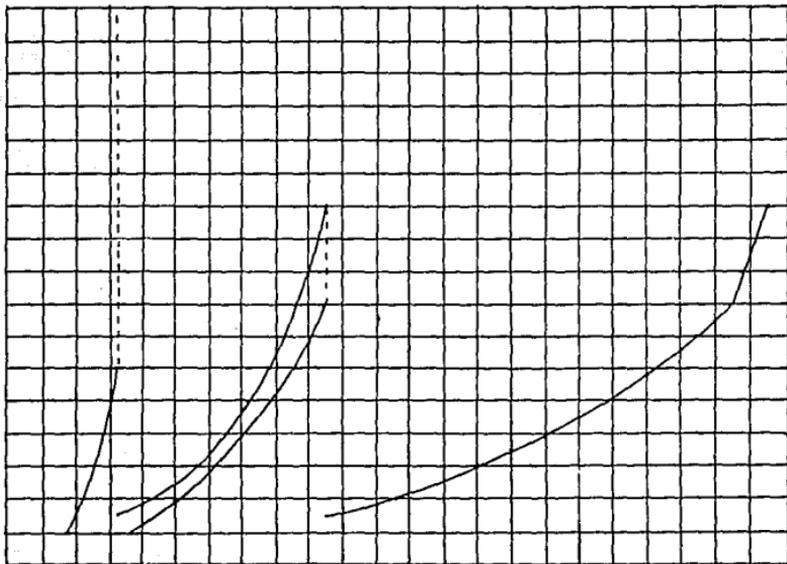


FIGURA 13 - Características de gasto incremental de agua de los tres grupos de unidades.

TABLA 7 - Repartición económica de la carga en la planta.

GENERACION TOTAL MW	GENERACION MAQ. 10 MW	GENERACION MAQ.1,2 Y 9 MW	GENERACION MAQ. 3 A 8 MW
75	12.80	10.83	4.95
80	13.50	11.60	5.28
85	14.20	12.37	5.62
90	15.10	13.10	5.93
95	15.70	13.90	6.27
100	16.00	14.73	6.63
110	16.00	16.00	7.67
112	16.00	16.00	8.00

BIBLIOGRAFIA

1.-Redes eléctricas:Parte II.

Jacinto Viqueira Landa

Representaciones y Servicios de Ingeniería 1973.

2.-Curso de Máquinas Síncronas.

Gilberto Enríquez Harper

Editorial Limusa 1983.

3.-Operación de Sistemas de Potencia Eléctrica.

Ing. Salvador Cisneros Chávez

Centro Editorial de la Dirección General de C.F.E. 1978.

4.-Manual del Ingeniero Mecánico.

Theodore Baumeister,Eugene A. Avallone,Theodore Baumeister III.

Mc Graw Hill 1978.

5.-Memoria Técnica Mexican 85.

F. Aboytes

IEEE Sección México 1985.

6.-Apuntes de Seminario.

Ing. Salvador Cisneros Chávez.