

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION, UN
ESTUDIO PRELIMINAR**

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero en la
especialización de Sistemas Eléctricos de Potencia

SANTOS SANTIAGO MUYULEMA CHIRIBOGA

QUITO, MARZO DEL 2000

CERTIFICACION:

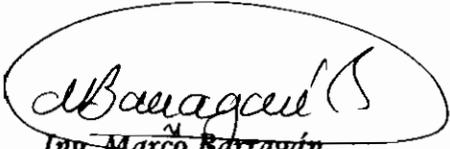
Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Santiago Muyulema, bajo la supervisión y dirección de mi persona.



Ing. Milton Joapanta

CERTIFICACION:

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Santiago Muyulema, bajo la supervisión y codirección de mi persona.


Ing. Marco Barragán

DEDICATORIA:

*A mis padres, Luis Muyulema y
Blanca Chiriboga, por tan abnegado
sacrificio y esfuerzo de toda la vida
por sus hijos.*

Santiago.

AGRADECIMIENTO:

Agradezco a Dios, por darme la oportunidad de tener tan excepcionales padres y haberme formado con tan ejemplares maestros. Un agradecimiento especial para el Ing. Milton Toapanta por su ayuda, dedicación y confianza hacia mi persona.

Gracias, a todas las personas e instituciones que han dado su aporte decidido para la culminación de este trabajo, entre otras: Ing. Marco Barragán, Ing. Pablo Angulo, Ing. Marcelo Ramos, EPN, CENACE, CONELEC, ABB.

Indice

OBJETIVO Y ALCANCE

CONTENIDO

CAPITULO I	1
COMPONENTES DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA	1
1.1 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.....	1
1.1.1 OBJETIVO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	2
1.1.2 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	2
1.1.2.1 SEGURIDAD.....	2
1.1.2.2 ECONOMIA.....	4
1.1.2.3 CALIDAD.....	5
1.1.2.4 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO.....	6
1.2 SUBSISTEMAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	19
1.2.1 CARGAS.....	19
1.2.2 SISTEMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.....	19
1.2.3 SISTEMA DE GENERACION.....	11
1.2.3.1 TURBINAS HIDRAULICAS.....	14
1.2.3.1.1 ELEMENTOS CARACTERISTICOS DE UNA TURBINA.....	15
1.2.3.1.2 TURBINA PELTON.....	16
1.2.3.1.3 TURBINA FRANCOIS.....	18
1.2.3.1.4 TURBINAS HILJELI Y KAPLAN.....	18
1.2.3.2 MOTORES TERMICOS.....	19
1.2.3.2.1 TURBINA DE VAPORES.....	21
1.2.3.2.2 MAQUINA DE COMBUSTION INTERNA.....	21
1.3 OPERACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.....	27
1.3.1 OBJETIVO DE LA OPERACION DE UN S.E.P.....	29
1.3.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE UN S.E.P.....	30
1.3.3 ESTADOS DE OPERACION.....	31
1.3.4 CENTROS DE CONTROL.....	33
1.3.4.1 UNIDADES CONSTITUTIVAS BASICAS DE UN CENTRO DE CONTROL.....	34
1.3.4.2 SISTEMAS EMS (SISTEMAS MANEJADORES DE ENERGIA Y FUNCIONES DE MONITOREO Y CONTROL).....	35
1.3.4.3 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA.....	38

CAPITULO 2.....	41
EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO DE POTENCIA ECUATORIANO.....	41
2.1 MODELO BASICO DEL SECTOR ELECTRICO.....	41
2.2 CARACTERISTICAS DE ENTORNO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO.....	42
2.2.1 ETAPA 1961-1972.....	42
2.2.2 ETAPA 1973-1979.....	42
2.2.3 ETAPA 1980-1999.....	44
2.3 CAMBIO ESTRATEGICO EN EL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO.....	46
2.3.1 ASPECTOS LEGALES Y DE ORGANIZACION.....	49
2.3.2 EL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.....	50
2.3.3 CARACTERISTICAS ORGANICAS Y FUNCIONALES DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA.....	53
2.3.4 EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION.....	55
2.3.4.1 OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE GENERACION.....	55
2.3.4.2 OBLIGACIONES DEL TRANSMISOR.....	55
2.3.4.3 EMPRESAS DE DISTRIBUCION.....	56
2.3.5 FUNCIONAMIENTO DEL MEM EN EL ECUADOR.....	57
2.3.5.1 MODALIDADES DEL MERCADO.....	57
2.3.5.2 PRECIO DE LA ENERGIA EN EL MEM.....	59
2.3.5.3 PRECIO DE MERCADO.....	63
2.3.5.4 CARGO VARIABLE DEL TRANSPORTE (CVT).....	65
2.3.5.5 COSTO DE LA ENERGIA EN EL MERCADO A PLAZO.....	67
2.3.5.6 BALANCES DE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA.....	67
2.3.5.7 PRECIO MARGINAL REFERENCIAL DE LA ENERGIA.....	68
2.3.5.8 PRECIOS DE LA POTENCIAL.....	69
2.3.5.9 POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION PR.....	70
2.3.5.10 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIAL.....	70
2.3.5.11 PRECIO REFERENCIAL DE LA POTENCIAL.....	72
2.3.5.12 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA.....	72
2.3.5.13 COBRO POR POTENCIAL REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION, RESERVA ADICIONAL DE POTENCIAL, RESERVA PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA.....	73
2.3.5.13.1 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA CEP PARA REMUNERAR LA PR.....	73
2.3.5.13.2 CARGO POR REGULACION DE FRECUENCIA.....	74
2.3.5.14 PROCESO DE COBRO Y DE PAGOS.....	74
2.4 FORMAS DE OPERACION EN LOS DISTINTOS PERIODOS EN EL ECUADOR.....	75
2.4.1 OPERACION DE UN SEP EN UN SISTEMA AISLADO.....	75
2.4.2 OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO BAJO UN SISTEMA SUPERVISORIO II.....	77
2.4.3 OPERACION TECNICA DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO BAJO UN SISTEMA DE SUPERVISION Y CONTROL EMS.....	82

2.4.4	OPERACION DEL SISTEMA EN ACCION-AL INTERCONECTADO BAJO EL NUEVO MODELO DE MERCADO ELECTRICO DE REGULADO.....	88
2.4.5	PROCEDIMIENTO DE DESPACHO Y OPERACION.....	90
2.4.5.1	PLANEAMIENTO OPERATIVO.....	90
2.4.5.2	PARAMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD.....	91
2.4.5.3	CONFIABILIDAD.....	93
2.4.5.3.1	CRITERIOS BASICOS DE CONFIABILIDAD.....	94
2.4.5.3.2	CRITERIOS DE CONFIABILIDAD PARA CONDICIONES EXTREMAS.....	94
2.4.6	OPERACION EN TIEMPO REAL.....	94
2.4.6.1	FUNCIONES DEL CENTRO DE OPERACION DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.....	96
2.4.6.2	COORDINACION DE LA OPERACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL.....	97
2.4.6.2.1	ASPECTOS DE REGULACION DE POTENCIA-FRECUENCIA RELACIONADOS A LA OPERACION EN CONDICIONES NORMALES.....	97
2.4.6.3	CRITERIOS DE CALIDAD DE FRECUENCIA.....	98
2.4.6.4	CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DE REGULACION CARGA-FRECUENCIA.....	99
2.4.6.5	CONTROL DE FRECUENCIA.....	100
2.4.6.5.1	CONDICIONES DE OPERACION.....	102
2.4.6.5.2	REGULACION DE FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES.....	102
2.4.6.5.3	REGULACION DE FRECUENCIA EN CONDICIONES ANORMALES.....	104
2.4.6.5.4	REGULACION DE FRECUENCIA EN ESTADOS DE EMERGENCIA.....	105

CAPITULO 3.....	110
CONTROL CARGA FRECUENCIA.....	110
3.1 CONTROL CARGA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	110
3.2 REGULACION Y ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA EL CONTROL POTENCIA FRECUENCIA.....	112
3.2.1 REGULACION DE LA GENERACION.....	112
3.2.2 REGULACION PRIMARIA.....	112
3.2.3 REGULACION SECUNDARIA.....	113
3.2.4 REGULACION DE LA CARGA.....	114
3.2.5 ESTABILISMO.....	114
3.2.6 ESTABILISMO PERMANENTE.....	115
3.2.7 ENERGIA REGULANTE O REGULACION.....	115
3.2.8 REGULACION INCREMENTAL.....	115
3.2.9 NATURALIEZA DE LAS VARIACIONES DE CARGA.....	116
3.3 MODELOS DE SISTEMAS ASOCIADOS AL CONTROL P.F.....	119
3.3.1 MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	120
3.3.2 MODELACION DEL SISTEMA MOTRIZ.....	126
3.3.2.1 TURBINAS TERMICAS A VAPORES.....	126
3.3.2.1.1 TURBINAS TERMICAS SIN RECALENTAMIENTO.....	127
3.3.2.1.2 TURBINA TERMICA CON RECALENTAMIENTO.....	129
3.3.2.2 TURBINAS HIDRAULICAS.....	132
3.3.3 MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD.....	135
3.3.3.1 ASPECTOS PRELIMINARES.....	135
3.3.3.2 MODELO GENERAL DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE UN SISTEMA A VAPORES 140	
3.3.3.3 SISTEMA DE GOBERNACION MECANICO HIDRAULICO.....	142
3.3.3.4 SISTEMA DE GOBERNACION ELECTRO-HIDRAULICO.....	147
3.4 COMPORTAMIENTO DINAMICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE DISTURBIOS.....	149
3.4.1 ESTABILIDAD.....	149
3.4.2 DISTURBIO.....	150
3.4.3 RESPUESTAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO ANTE UNA PERTURBACION.....	151
3.4.3.1 RESPUESTA ELÉCTRICA.....	152
3.4.3.2 RESPUESTA INERCIAL.....	152
3.4.3.3 RESPUESTA DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD.....	152
3.4.3.4 RESPUESTA DE LOS CONTROLES SECUNDARIOS Y RESPUESTA DEL OPERADOR.....	153
3.4.3.5 COMPORTAMIENTO FÍSICO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ANTE UN DISTURBIO DE POTENCIA.....	153
3.5 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA RESPUESTA DE FRECUENCIA EN SISTEMAS MONOMÁQUINAS.....	155
3.5.1 MODELACION DE UN SISTEMA MONOMÁQUINA ELEMENTAL.....	155

3.5.2	SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELECTRICO MONOMAQUINA.....	157
3.5.2.1	EFEECTO DEL ESTADISMO DE LA MAQUINA.....	157
3.5.2.2	EFEECTO DE LAS CONSTANTES DE TIEMPO.....	158
3.5.2.3	EFEECTO DEL AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA.....	160
3.5.2.4	EFEECTO DE LA INERCIA DEL SISTEMA.....	160
3.6	SISTEMAS MULTIMAQUINAS.....	162
3.6.1	REGULACION DE SISTEMAS MULTIMAQUINAS.....	162
3.6.2	SISTEMA MULTIMAQUINA RED SIMPLIFICADA.....	165
3.6.3	SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELECTRICO MULTIMAQUINA.....	168
3.6.3.1	EFEECTO DE LA VARIACION DE LA CONSTANTE DE INERCIA.....	168
3.6.3.2	EFEECTO DEL ESTADISMO.....	168
3.6.3.3	APORTES DE POTENCIA MECANICA EN UN SISTEMA MULTIMAQUINA.....	169
3.6.3.4	PROBLEMA DE LA RESERVA.....	171
3.7	OPERACION DE UN SEP CON FRECUENCIAS SOSTENIDAS DIFERENTES A LA NOMINAL DEL SISTEMA H_1	177
3.7.1	FRECUENCIAS PERMISIBLES EN LA OPERACION DE SISTEMAS H_1	178
3.7.2	CAPACIDAD DE GENERACION EN LA OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO A BAJA FRECUENCIA H_1	179
3.7.3	OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO CON FRECUENCIAS MAYORES A SU NOMINAL H_1	182
3.7.4	EFECTOS DE LAS ALTAS Y BAJAS FRECUENCIAS EN LA EXITACION.....	183
3.7.5	OPERACION DE PLANTAS DE VAPOR FUERA DE SU VALOR NOMINAL H_1	185

CAPITULO 4.....	187
------------------------	------------

CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION..... 187

4.1 INTRODUCCION.....	187
4.1.1 CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION.....	187
4.1.2 OBJETIVOS.....	187
4.2 SISTEMAS INTERCONECTADOS.....	188
4.2.1 SISTEMAS MULTIAREAS.....	190
4.2.2 DESPACHO ECONOMICO COMO UN SUBPROBLEMA DE FLUJOS OPTIMOS.....	196
4.2.3 CARACTERISTICAS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE.....	197
4.2.4 CURVA DE CONSUMO ESPECIFICO.....	198
4.2.5 CURVA DE EFICIENCIA.....	199
4.2.6 CARACTERISTICA DE CONSUMO INCREMENTAL.....	200
4.3 MODOS DE OPERACION DEL CAG.....	201
4.3.1 MODO CONTROL DE FRECUENCIA CONSTANTE.....	201
4.3.2 CONTROL DE INTERCAMBIO NETO CONSTANTE.....	201
4.3.3 CONTROL DE INTERCAMBIO NETO Y FRECUENCIA.....	202
4.3.4 CRITERIOS DE DESEMPEÑO DINAMICO DEL CAG.....	203
4.4 ESTRUCTURA DEL CAG [1].....	205
4.4.1 SUBFUNCION DE ERROR DE CONTROL DE AREA (E.C.A.).....	205
4.4.2 SUBFUNCION CONTROL DE DISTRIBUCION DE CARGA.....	205
4.4.3 SUBFUNCION CONTROL DE ERROR DE UNIDAD.....	206
4.4.1 SISTEMAS DE CONTROL ANALOGICOS Y DIGITALES.....	207
4.4.1.1 CONTROL ANALOGICO [4].....	207
4.4.1.1.1 IMPLEMENTACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION ANALOGICO.....	209
4.4.1.2 CONTROL DIGITAL [11, 33].....	216
4.4.1.2.1 IMPLEMENTACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION DIGITAL.....	217
4.4.1.3 RESPUESTA DINAMICA DE UNIDADES GENERADORAS TERMICAS.....	233
4.4.1.3.1 ESTRATEGIAS DE EJECUCION DEL CAG EN MAQUINAS TERMICAS.....	236
4.4.2 RESPUESTA DINAMICA DE UNIDADES GENERADORAS TERMICAS.....	233
4.4.2.1 ESTRATEGIAS DE EJECUCION DEL CAG EN MAQUINAS TERMICAS.....	236
4.5 ANALISIS PARAMETRICO Y COMPORTAMIENTO DINAMICO DE UN SISTEMA DE POTENCIA CON CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION.....	239
4.5.1 SISTEMA MONOMAQUINA.....	239
4.5.2 SISTEMA DE AREA SIMPLE.....	244
4.5.3 SISTEMA MULTIMAQUINA MULTIAREA.....	253
4.6 ESQUEMA CLASICO DEL CAG [28].....	261
4.7 CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION EN UN NETO O MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA [28].....	263

CAPITULO 5.....	266
------------------------	------------

CONCLUSIONE.....	266
-------------------------	------------

**ANEXOS
BIBLIOGRAFIA**

TITULO: CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION, UN ESTUDIO PRELIMINAR.

Objetivo:

Determinar los elementos físicos que limitan los propósitos y objetivos del control automático de la generación, que a su vez están involucrados en el proceso y describir las características relevantes de los elementos limitadores.

Alcance:

Describir las bases de respuesta a las cargas y reguladores de velocidad de centrales térmicas, a gas e hidráulicas en la operación de un sistema eléctrico de potencia y sus restricciones en sus rangos y tasas de respuesta a las señales del control automático de generación. Se analizará dos casos, un control automático de generación para una unidad y para multiáreas.

CONTENIDO

Capítulo 1: Componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia

En éste capítulo se trata sobre características y subsistemas componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia, haciendo énfasis en el sistema de generación. En una segunda parte se realiza la introducción y descripción de las principales características de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia y sus Centros de Control.

Capítulo 2: Evolución del Sector Eléctrico de Potencia Ecuatoriano

Este capítulo trata de la evolución histórica del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano y sus formas de Operación en las distintas etapas de su desarrollo como sistema eléctrico.

Además en éste capítulo se describen las características y entorno del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista; poniendo énfasis en lo relacionado con el control Carga-Frecuencia que se encuentra contemplado en los reglamentos de Despacho y Operación correspondientes.

Capítulo 3: Control Carga-Frecuencia

En éste capítulo se describe conceptos, modelos desarrollados y ecuaciones básicas de subsistemas inmersos en el estudio del control Carga-Frecuencia de un SEP. Además se realiza simulaciones de sistemas eléctricos monomáquinas y multimáquinas en el programas MATLAB V5.3 con el fin de analizar el comportamiento de la frecuencia y otros parámetros involucrados en éste control

Capítulo 4: Control Automático de Generación

El Control Automático de Generación es tratado en éste capítulo mediante la descripción de sus características, estructura, modos de operación y modelos (analógico y digital). Además se realizan simulaciones en un modelo básico de sistemas monomáquinas, multimáquinas y multiáreas con el fin de analizar el comportamiento de la frecuencia y principales parámetros involucrados en el CAG.

Capítulo 5: Conclusiones

CAPITULO 1

COMPONENTES DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

1.1 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia es un conjunto de plantas generadoras, Red de transmisión, Red de Distribución y todo equipo o conjunto de equipos adicionales necesarios para proporcionar el suministro de energía eléctrica a otro elemento del sistema denominado carga como se muestra en la figura 1.1.

La función de un Sistema Eléctrico de Potencia, es la de producir transmitir y distribuir energía eléctrica para satisfacer la demanda de energía eléctrica de una determinada región, esta función debe tener características técnicas, económicas, ambientales que determinen la calidad, disponibilidad, confiabilidad, seguridad y a la vez minimización de costos en la tarea a cumplir.

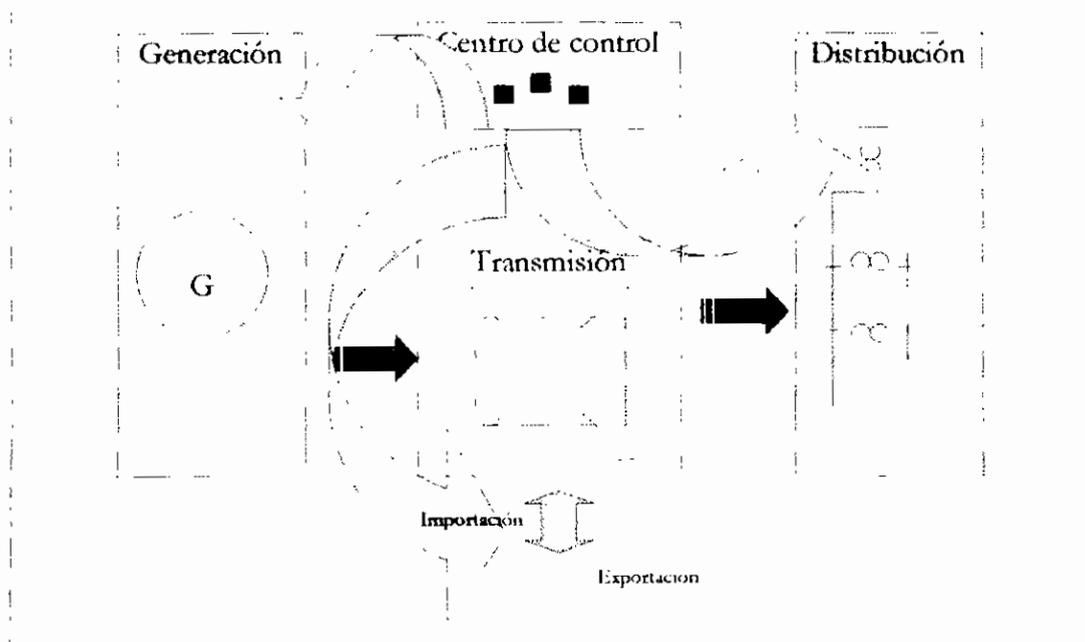


Figura No 1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Se indica que la misma figura considera tres subsistemas los cuales son:

- Sistema de generación,
- sistema de transmisión y subtransmisión
- sistema de distribución

No obstante se debe incluir la presencia de un *sistema de control* como parte constitutiva del mismo, el cual toma evidentemente importancia en los sistemas eléctricos de potencia modernos.

1.1.1 OBJETIVO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

El objetivo de un S.E.P. puede estar resumido en:

Proporcionar el servicio de Energía Eléctrica cubriendo la demanda de Potencia y Energía Eléctrica en su zona, cumpliendo características técnicas, económicas y de servicio adecuadas.

1.1.2 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

La competencia generada por la privatización y la desregulación de los mercados eléctricos determinan características cada vez más exigentes en estos.

1.1.2.1 SEGURIDAD

Se ha seleccionado este término, para establecer la capacidad que tiene un sistema de contrarrestar daños y peligros que pueden ocurrir en:

- Personas
- Equipos

- Pérdidas de alimentación (Continuidad de servicio)

La seguridad de personas está relacionada con la capacidad del sistema de tener instalaciones seguras, las mismas que garanticen la integridad física de las personas que tienen por su función (trabajadores), o por servicio(clientes), que hacer uso de la energía que el sistema provee.

Es lógico pensar que el sistema debe presentar aspectos técnicos de diseño los mismos que permitan garantizar la vida útil de los elementos y equipos en él funcionando; la seguridad en este aspecto determina que el desempeño de los equipos y elementos en condiciones adecuadas (en estados de funcionamiento normal y en contingencias), debe ser tal que estas condiciones no afecten ni dañen a estos dispositivos.

Puede entonces definirse que la seguridad es un estado de operación cierto, tal que de ocurrir alguna contingencia, esta determine una continuidad en la operación del sistema sin exceder la capacidad de los equipos y rangos permisible de V (voltaje) y f (frecuencia) ni afectando el servicio a los clientes.

Continuidad de servicio

La energía eléctrica ha adquirido tal importancia en la vida moderna, que una interrupción puede causar trastornos y pérdidas económicas importantes.

Para asegurar la continuidad del suministro deben tomarse las medidas necesarias para hacer frente a situaciones anómalas del sistema. A continuación se menciona las principales medidas o disposiciones a tomar:

- Disponer de reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio o indisponibilidad, de cierta capacidad de generación.
- Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.

- Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no ha podido ser evitadas.

De lo correspondiente a la topología propia de los circuitos del sistema de potencia, estos pueden ser de tipo: radial y anillo. Con un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una avería en ésta produce una interrupción del suministro de energía eléctrica. Con un sistema en anillo se tiene mayor grado de confiabilidad, y por ende permite tener mayor continuidad de servicio de energía eléctrica.

Confiabilidad

Este término se relaciona con la confiabilidad que presenta un Sistema Eléctrico en su desempeño en forma estable ante contingencias, éste término está muy relacionado con la *continuidad de servicio*. Ésta permitirá saber el posible y efectivo abastecimiento de energía eléctrica que proveerá dicho sistema en una contingencia en forma estable. La confiabilidad determina índices, procedimientos y normativos que permitirán al sistema trabajar sin afectar su demanda.

1.1.2.2 ECONOMIA

Las actividades ingenieriles están relacionadas con la parte económica estrechamente, es decir, hacer ingeniería sin consideraciones económicas es un asunto fuera de lugar. La Ingeniería Eléctrica debe considerar costos involucrados en los proyectos, planificaciones, ejecuciones y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

En forma general los costos a considerar son:

- Costos de inversión
- Costos de Operación y mantenimiento

Los costos de inversión como su nombre los indica, son los desembolsos que se realiza al inicio de un proyecto y estos ayudan a incrementar los activos de una empresa.

Los costos de Operación y Mantenimiento aparecen en la operación y cumplimiento de actividades inherentes al desempeño del sistema. Estos recalcan la importancia de la actividad económica en la operación de un Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los costos de Operación y mantenimiento pueden estar relacionados con:

mantenimiento, combustibles, lubricantes repuestos etc (costos variables) y gastos administrativos (costos fijos).

1.1.2.3 CALIDAD

La calidad en la producción puede definirse por: “El conjunto de propiedades que debe tener un producto, para satisfacer cierto tipo de necesidades en dependencia de su funcionalidad” [19].

Se debe considerar que actualmente en el desarrollo de la energética los esfuerzos realizados para lograr una alta calidad de la energía están relacionados con:

Economía, ergonomía y estética en los procesos en los que se realiza el consumo de energía.

Con respecto a la ergonomía se entiende que esta está involucrada con la relación que tiene el hombre y su lugar de trabajo; a la vez este parámetro esta relacionado con los procesos psíquicos – fisiológicos del hombre en el desempeño de sus actividades laborales. Se puede considerar que por ejemplo las fluctuaciones de voltaje y frecuencia en el servicio de energía eléctrica, inciden en forma directa en la visualización y audición de un trabajador, lo que determina una higiene de trabajo inadecuada.

Con respecto a la estética, el funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos y electrónicos está necesariamente vinculado a la calidad de la energía eléctrica, pues ésta puede influir en la luminosidad, gama de coloración, niveles de ruido, apreciación cronométrica etc.

En forma general la deficiencia de calidad de la energía eléctrica incide en parámetros de seguridad, higiene de trabajo y estas a su vez afectan la economía y bienestar del usuario o cliente del servicio eléctrico.

Si se considera que la producción de energía eléctrica en las centrales determina desde su inicio baja calidad, el deterioro que se tendrá al llegar al consumidor final aumentará en la transmisión y proceso de consumo.

1.1.2.4 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO

Se puede resumir las características de la energía eléctrica en parámetros que ayuden a identificar la calidad de ésta, así para la electricidad de un sistema de régimen sinusoidal se considera que:

En condiciones de simetría y sinusoidalidad en un sistema trifásico, la tensión y frecuencia son iguales o muy cercanos a valores nominales de los aparatos y equipos eléctricos.

La implicación del incumplimiento de esta característica crea un efecto inadecuado en el bienestar del consumidor de la energía eléctrica. Estos efectos pueden ser de tipo permanente, y así afectar irreversiblemente en los equipos, aparatos eléctricos y el mismo consumidor.

Los factores que inciden en la calidad de la energía eléctrica son magnitudes de carácter aleatorio; éstas dependen de los fenómenos electromagnéticos de la red y la operación del sistema eléctrico (este parámetro depende de las condiciones en que se encuentre el sistema eléctrico y es de origen aleatorio).

Para determinar las características de deterioro en la calidad de la energía, se debe considerar la influencia de la extensa variedad de cargas y la generación. Para el primer efecto se considera la “compatibilidad electromagnética”; esta determina el nivel de influencia de un tipo de aparato eléctrico frente a otro, ésta cuantificación y cualificación es propia de la forma de onda y magnitud del parámetro voltaje.

La variación de frecuencia tiene su origen en la imposibilidad de mantener la carga y generación igual en todo instante sea esta por conexiones y/o desconexiones de cargas y centrales de generación en el sistema.

El consumo y utilización de la energía eléctrica en un sistema de potencia, en el caso de los grandes consumidores se da al nivel de subtransmisión, mientras el consumo mayoritario de la energía eléctrica se da al nivel de distribución; generalmente se utilizan parámetros

típicos de régimen sinusoidal en redes de distribución para el análisis de calidad, estos a su vez se encuentran caracterizados por la frecuencia, voltaje, forma de onda etc.

La calidad se sirve de indicativos que determinan ésta en un sistema eléctrico, niveles adecuados de voltaje y frecuencia, los cuales deberán permanecer en rangos especificados.

En la tabla 1.1 se representan los parámetros del régimen de trabajo al nivel de distribución.

PARAMETROS DEL REGIMEN DE TRABAJO				
TIPO DE ALIMENTACION	FRECUENCIA	VOLTAJE	FORMA DE ONDA	SIMETRIA ENTRE FASES
TRIFASICA	√	√	√	√
MONOFASICA	√	√	√	
CONTINUA		√	√	

Tabla No 1.1 *Parámetros del régimen de trabajo de alimentaciones de energía eléctrica. [19]*

En la mayoría de sistemas trifásicos los más importantes y principales parámetros de calidad de energía eléctrica son:

- Variación de frecuencia con respecto a su valor nominal.
- Oscilación de frecuencia
- Variación de voltaje
- Oscilación de voltaje
- Interrupciones
- Forma de onda del voltaje (sinusoidal)
- Asimetría de las tensiones de fase y desviaciones del neutro

- Armónicos
- Interarmónicos
- Muestras

Los consumidores de energía eléctrica con cargas sensibles o críticas, necesitan de voltaje constante de red con forma de onda sinusoidal de frecuencia y amplitud nominales. Los problemas generados por la desviación de los parámetros mencionados producirían mal funcionamiento o fallo en alguno de los equipos del consumidor.

Se puede mencionar algunos motivantes que han incidido en la mejora de calidad de la energía eléctrica; estos son:

- La necesidad de tener un servicio adecuado por parte de los clientes, los cuales entienden cada vez más la influencia negativa de los fenómenos sobre los equipos de su propiedad, como son las computadoras personales y en general los equipos electrónicos; entonces las interrupciones, caídas de voltaje, las perturbaciones transitorias por maniobras de conexión y desconexión, ponen en alerta al consumidor del servicio de energía eléctrica.
- Las políticas de los mercados de energía eléctrica, en donde el consumidor juega un papel importante pues pasa de ser un simple consumidor o usuario a ser “el cliente”, determinan la posibilidad de escoger y exigir el servicio que paga.
- La proliferación de equipos de potencia controlados con microprocesadores y de dispositivos con electrónica de potencia, que son sensibles a muchos tipos de perturbaciones de la calidad de voltaje.
- El aumento de productividad global de procesos industriales, que han conducido a la instalación de equipos de alto rendimiento, como las maquina giratorias con velocidad regulable y los equipos de corrección de factor de potencia. Esto ha producido a su vez un incremento de los armónicos inyectados a la red y ha atraído la atención sobre el impacto de los mismos sobre la red.

En los siguientes párrafos se menciona algunos de los efectos negativos que determina la falta de calidad en la energía eléctrica en su consumo:

- Acumulación de efectos irreversibles fallas
- Imposibilidad de producción eficiente
- Envejecimiento prematuro de aislamiento
- Deterioro de percepción visual
- Deterioro de luminosidad gama de coloración
- Niveles de ruido inadecuados
- Vibraciones en equipos
- Deterioro de condiciones de trabajo
- Disminución de niveles de seguridad industrial
- Lentitud en procesos químicos - térmicos y disminución de vida útil de equipos
- Deterioro de vida útil en lámparas (el 1.1 pu del voltaje reduce la vida de las lámparas casi a su tercera parte) [19]
- Incidencia negativa en los procesos tecnológicos
- Acumulación de productos con terminaciones fallosas
- Aumento de pérdidas de energía
- Mala cronometrización de tiempos en relojes que actúan en base a la frecuencia de red
- Aumento de impedancia interna en elementos capacitivos
- Influencia negativa par333a equipos y máquinas de sistemas de potencia, medios de comunicación, control automático equipos de medición computadores etc.
- Calentamiento de bornes de energía en las máquinas

Resumiendo estas anomalías que podrían causar la baja calidad de la energía serían:

- Reducción de vida útil de dispositivos y equipos
- Disminución de la higiene de trabajo

- Disminución de la productividad
- Inexactitud en los procesos que requieren de precisión
- Disminución de eficiencia energética
- Disminución de estética y funcionalidad de elementos y equipos eléctricos

1.2 SUBSISTEMAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

1.2.1 CARGAS

La carga total de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferente clase (industrial, comercial, residencial), éstas cargas al ser energizadas consumen potencia activa y reactiva producidas por el sistema de generación respectivo.

La potencia eléctrica suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas que se producen en el sistema.

Aunque la conexión y desconexión de las cargas es un fenómeno aleatorio, la potencia eléctrica total varía en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y depende esencialmente del ritmo de las actividades humanas de la región a la cual se ha de servir.

1.2.2 SISTEMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Los sistemas de transmisión y distribución en forma general cumplen con la tarea de transportar energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo.

Por lo general el voltaje generado es elevado a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica (optimización de pérdidas), el mismo que se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución y/o subtransmisión a un voltaje adecuado.

La elevación y reducción del voltaje y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realiza en las subestaciones, que constituyen los nodos de la red.

Las subestaciones dependiendo de la función que realizan pueden ser clasificadas por ejemplo en: subestaciones elevadoras de generación, de interconexión de la red de alta tensión, subestaciones reductoras para alimentación de sistemas de subtransmisión o de distribución.

Los sistemas de distribución pueden aprovechar para su objetivo líneas aéreas o subterráneas con diversos arreglos de topológicos de red (radial, anillo o red etc.).

1.2.3 SISTEMA DE GENERACION

Los elementos generadores de energía, tienen la función de entregar al sistema la energía eléctrica necesaria, para efectuar su adecuada función y operación.

La conversión de energía está caracterizada por la eficiencia de una máquina generadora para transformar o aprovechar la energía que ingresa a ésta.

Este proceso que sufre la energía hasta llegar a su forma útil o de utilización se puede efectuar por el principio de conservación de la energía que dice de la siguiente forma:

“La energía no se crea ni se destruye, únicamente se transforma”[19]; para esta transformación se requiere de su conversión, desde una forma inicial a una final.

En los siguientes esquemas se indicara gráficamente la transformación de la energía que realizan las principales fuentes eléctricas generadoras.(Figuras 1.1 -1.2 - 1.3 - 1.4 -1.5 -1.6 y 1.7)

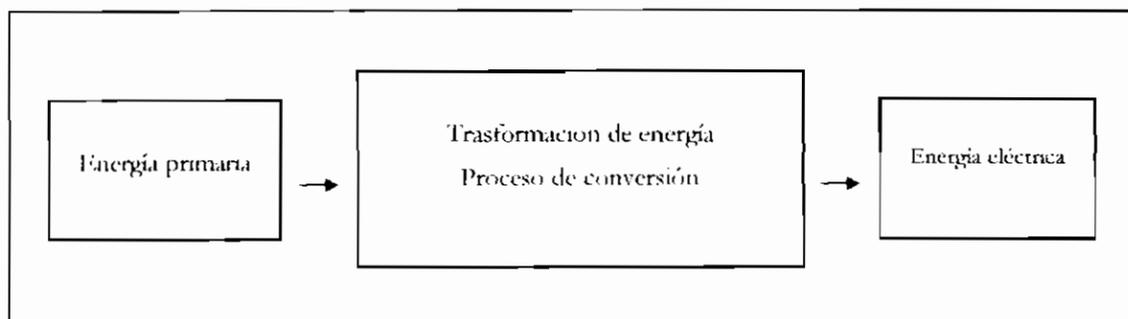


Figura No 1.2 *Conversión energética de la electricidad.*

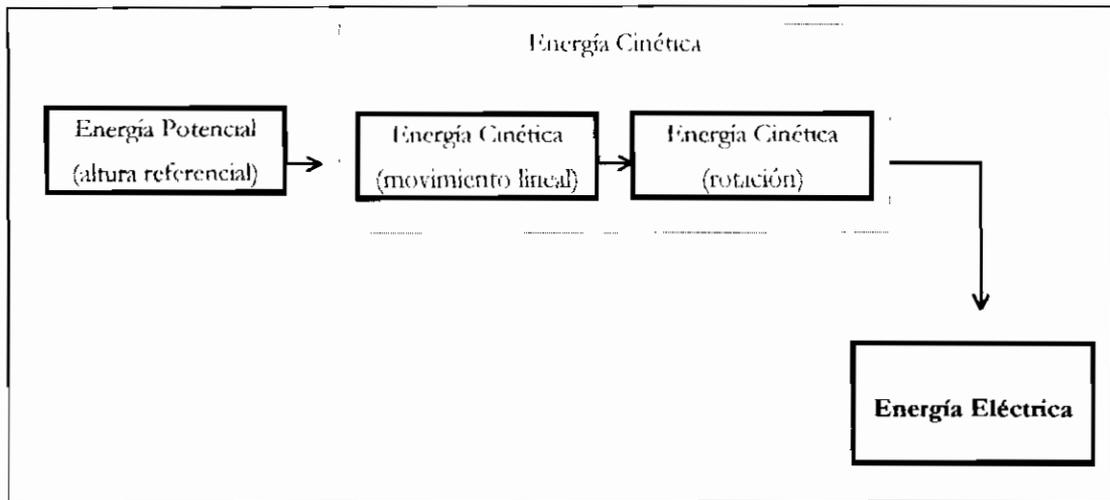


Figura No 1.3 Conversión de energía Hidráulica - Eléctrica. [16]

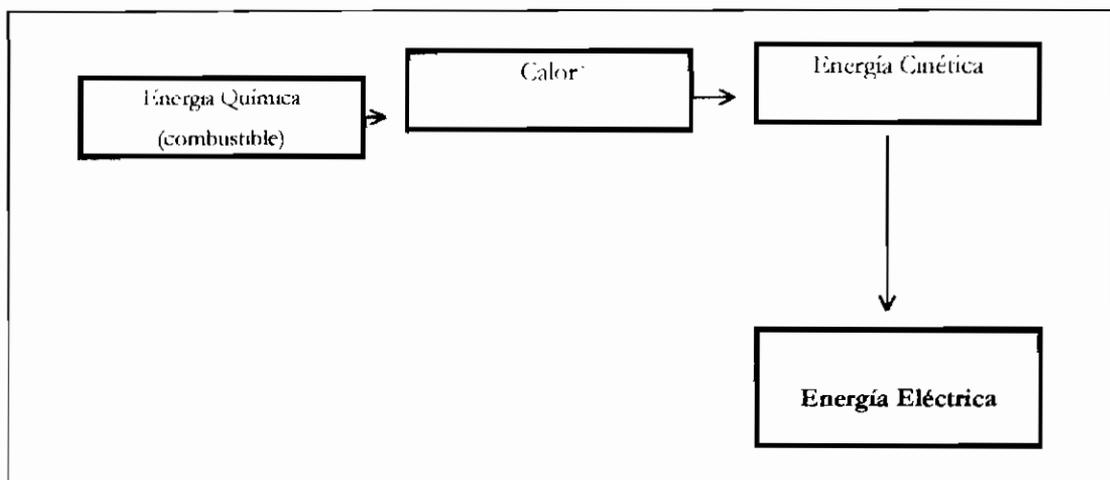


Figura No 1.4 Conversión de energía Térmica – Eléctrica. [16]

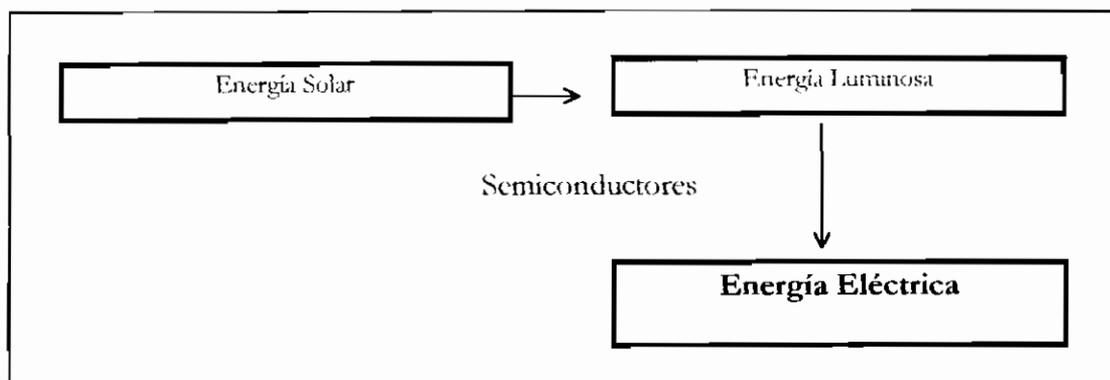
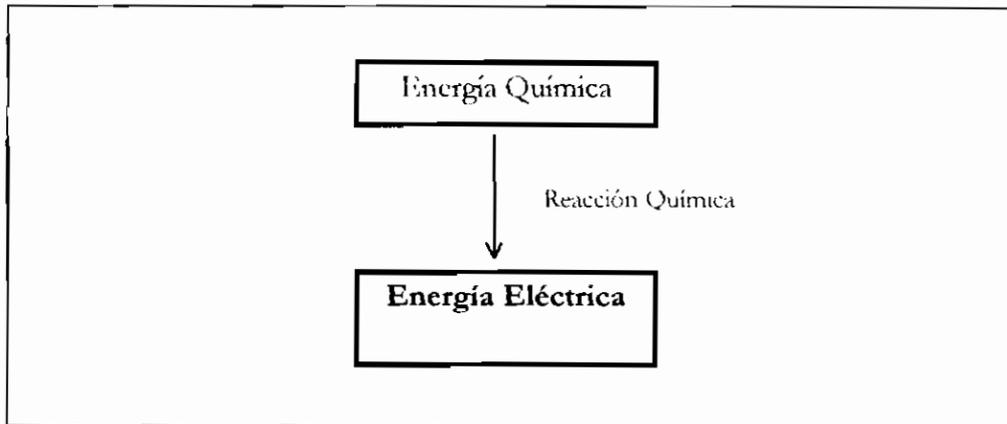
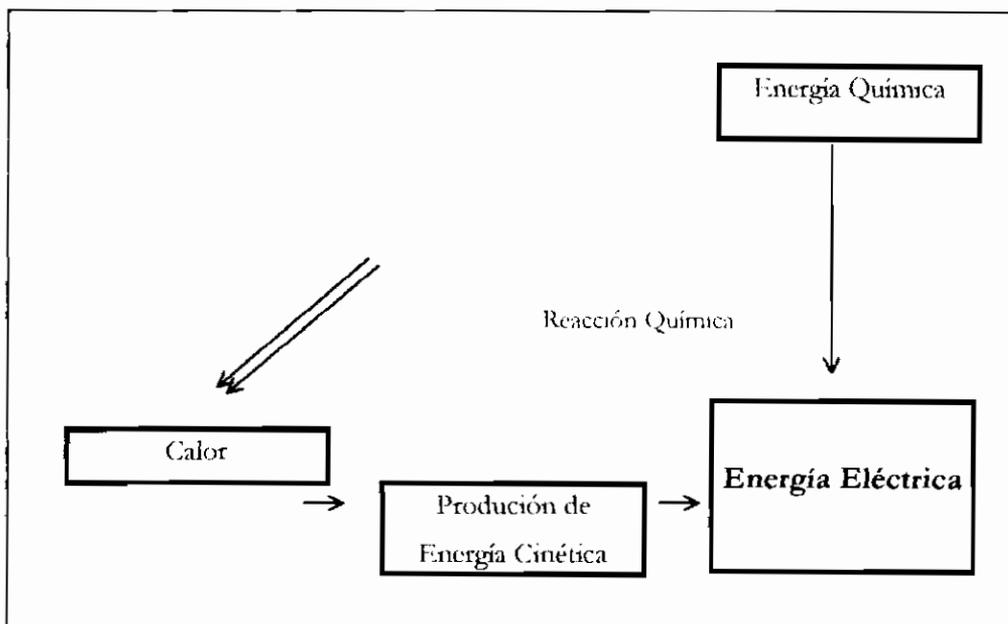


Figura No 1.5 *Conversión de energía Solar Eléctrica. [16]***Figura No 1.6** *Conversión de energía Química - Eléctrica. [13]***Figura No 1.7** *Conversión de energía en ciclos combinados*

La utilización de nuevas y eficientes formas de producir energía son actualmente discutidas, por la importancia que tiene el uso eficiente de ésta, por la creciente demanda mundial y el decremento desproporcionado de los recursos energéticos tradicionales. Uno de los últimos avances en este propósito es la implementación de centrales generadoras de ciclos

combinados, constituidas por sistemas híbridos "celdas químicas y ciclos térmicos", las cuales han podido vencer el obstáculo que representan la eficiencia en ciclos térmicos llegando a encontrar límites en la proximidad del 80%; plantas generadoras de este tipo ya han sido implementadas como soluciones prácticas al problema energético mundial. La eficiencia que alcanza este tipo de centrales generadoras se debe a la conversión de energía química a energía eléctrica con un mínimo de pasos o procesos de conversión por medio de reacciones químicas de hidrógeno en cubas electrolíticas y aprovechando a su vez el calor generado en ciclos térmicos de generación de energía.

La energía eléctrica es una de las formas más utilizadas de energía, de tal manera que esta ocupa el 40 % de la energía total consumida en el mundo. [13].

En forma general la energía de los parques generadores de electricidad es de tipo térmico e hidráulico; dichos parques transforman la energía potencial, y química en energía mecánica -energía cinética y de rotación- que involucradas con un campo magnético excitatriz de la parte eléctrica del generador producen energía eléctrica en forma de fuerza magneto motriz.

Para la conversión de energía mecánica cinética en mecánica cinética de rotación dentro del generador se requiere de una máquina hidráulica y ésta es la turbina, la cual dependiendo de su fuente excitatriz primaria puede clasificarse en turbinas de máquina hidráulicas y turbinas de máquinas térmicas.

1.2.3.1 TURBINAS HIDRAULICAS

Las máquinas hidráulicas son dispositivos capaces de convertir energía hidráulica en energía mecánica y viceversa, el fluido intercambia energía con un conjunto mecánico que gira alrededor de un eje de simetría; este conjunto lleva una o varias ruedas (rodetes o rotores) provistos de álabes que forman entre ellos canales a través de los cuales se mueve el fluido.

Las turbinas hidráulicas son esencialmente motores que impulsados por una corriente de agua adquieren un movimiento de rotación, que se puede transmitir directamente a una máquina, herramienta o a un generador de energía como es el caso de las centrales hidroeléctricas.

A continuación se realiza una clasificación de las turbinas más utilizadas, estas son:

- Turbina Pelton de uno o varios inyectores.
- Turbinas Francis horizontales o verticales.
- Turbinas Hélice
- Turbinas Kaplan.

1.2.3.1.1 ELEMENTOS CARACTERISTICOS DE UNA TURBINA

Una turbomáquina elemental o monocelular tiene en principio dos series de álabes unos fijos y los otros móviles. La asociación de un órgano fijo y una rueda móvil constituye una célula o elemento y un conjunto de células dan lugar a una turbomáquina multicelular.

Una turbomáquina monocelular completa se compone de tres órganos diferentes por los cuales el fluido atraviesa sucesivamente y estos son: el distribuidor, el rodete y el difusor.

Distribuidor, este es un órgano fijo cuya misión es conducir el fluido desde la sección de entrada de la máquina hasta la entrada al rodete con una velocidad de magnitud y dirección convenientes.

La tubería que constituye el distribuidor es a menudo un cono convergente que permite realizar una mejor disposición de los filetes líquidos; dicho cono está precedido aguas arriba por la tubería de aspiración.

El distribuidor es un elemento muy importante en una turbina pues constituye en la mayor parte de los casos el órgano regulador de la máquina, para lo que dispone de álabes orientables; este es también un órgano de transformación de energía de presión en energía cinética

Rodete, es el elemento esencial de la turbomáquina, está provisto de álabes en los que tiene lugar el intercambio entre energías mecánicas y del fluido.

La forma geométrica del rodete impone la dirección de las trayectorias de las partículas fluidas dando lugar a la clasificación siguiente de las turbomáquinas hidráulicas:

- **Turbomáquina radiales centrifugas (centrípetas):** Las trayectorias están contenidas en planos perpendiculares al eje de rotación, salvo en las proximidades del mismo.
- **Tubomáquina axiales:** Las trayectorias están contenidas en superficies de revolución que pueden considerarse sensiblemente cilíndricas.
- **Turbomáquina helico-centrifugas (helico - centripetas):** Estas son de características intermedias entre los casos anteriores.

Se puede también hacer otra clasificación según a que la presión varíe o no el rodete, como es el caso de las turbinas de acción y de reacción.

- **Turbinas de reacción,** en estas el agua sale del distribuidor con cierta presión manométrica positiva que la pierde a su paso por el rodete, a la salida del cual la presión manométrica es nula o incluso negativa. En estas turbinas el agua circula a presión por el distribuidor y el rodete y, por tanto, la energía potencial de salto llega a éste convertida una parte en energía cinética y por otra parte en presión (turbinas *Francis*, *hélice* y *Kaplan*).
- **Turbinas de acción,** en estas el agua sale del distribuidor con presión manométrica nula y llega al rodete con la misma presión. En estas turbinas toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética (turbinas *Pelton*).

Difusor, en el caso de las turbinas ésta formado por un tubo grueso de escape del agua de forma cilíndrica o con ensanchamiento progresivo que toma el agua que sale de la rueda y la conduce hasta el canal de fuga.

1.2.3.1.2 TURBINA PELTON

El principio de funcionamiento es relativamente simple, partiendo que ésta es una evolución lógica de la antigua rueda hidráulica. Posee las mejores características para

grandes alturas, y desde luego es la única máquina capaz de funcionar con alturas superiores a 1700 m. *Es notable su suavidad de giro y su buen funcionamiento a carga parcial.*

El funcionamiento consiste en el siguiente proceso, la tobera lanza a la atmósfera un chorro de alta velocidad que incide sobre una serie de cucharas o álabes montados en la periferia de una rueda. El par ejercido por el impacto y la desviación de chorro provoca el giro de la rueda. Una vez transmitida la energía a la rueda o rodete, el agua sale de los álabes a velocidad relativamente baja y es dirigida hacia el canal de desagüe.

Existe la posibilidad de aumentar la potencia incrementando el número de toberas, las cuales están situadas en forma espaciada alrededor de la rueda.

Se denomina de *admisión parcial* a esta turbina pues el número de chorros de agua que golpean las cucharas del rodete no golpean en todas estas cucharas o periferia de la rueda, y por la forma de incidencia de los chorros a este rodete se denomina *rueda tangencial*.

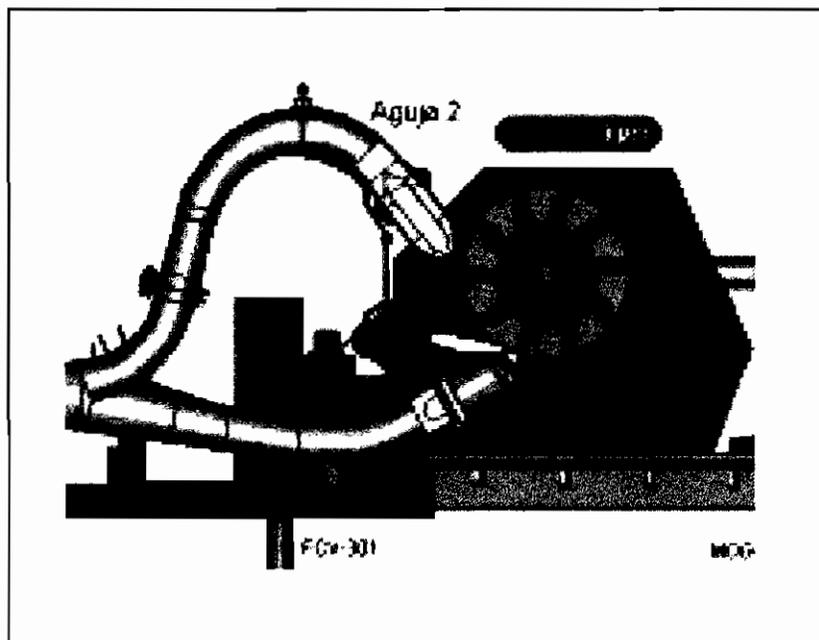


Figura No 1. 8 *Turbina pelton [41].*

El diseño de las cucharas tiene gran influencia sobre el rendimiento, se acostumbra a utilizar la forma de doble cuenco semiesférico, así el chorro incide contra la arista central, denominada separador o partidor, y se reparte por igual en ambas direcciones para acabar saliendo en dirección paralela al eje de la rueda.

En la misma máquina existe un dispositivo denominado *válvula de aguja cuya función es la de regular el flujo*, la misma que lo realiza variando el diámetro del chorro al mismo tiempo que se mantiene la velocidad. Si se produjera una caída súbita de la demanda eléctrica, la rueda tendería a acelerarse pero esto se evitaría por medio de un *deflector* que interfiere en la trayectoria del chorro y lo desvía inocuamente al desagüe. Entonces la válvula de aguja va reduciendo el flujo a un ritmo tal que no se alcanzan las excesivas presiones del golpe de ariete.

1.2.3.1.3 TURBINA FRANCIS

En estas turbinas el agua se dirige (con una apreciable componente tangencial de la velocidad) hacia el rodete por medio de una carcasa en espiral (caracol) y un cierto número de álabes de perfil aerodinámico (álabes directores) igualmente espaciados en la periferia. En forma detallada se puede explicar su funcionamiento; el distribuidor se compone de dos coronas concéntricas de álabes, la exterior, denominada distribuidor fijo, tiene los álabes fijos y unidos sólidamente al caracol, mientras que en la corona interior los álabes pueden moverse pivotado alrededor de un eje que las atraviesa.

Por otra parte los álabes móviles del distribuidor son orientables, de modo que pueden abrir o cerrar completamente el paso de agua hacia el rodete, *controlándose el grado de abertura desde el mando de la turbina* a través de un mecanismo de enlace. *Su misión* es guiar el flujo hacia el rodete con el mínimo grado de turbulencia, así como *regular el caudal y, por lo tanto, la potencia suministrada*.

Al ser convergente los álabes directores, la energía cinética a la entrada del rodete es mayor que en la tubería, y la presión correspondiente será menor. En su recorrido a través del rodete, el agua experimenta otra caída de presión, hasta que finalmente sale por el centro a baja presión y con escaso o ninguna componente tangencial de la velocidad. El par motor que se obtiene, procede de la desviación de la trayectoria del flujo y de variación de las energías de presión y cinética. La limitación del nivel al que ha de situarse la turbina esta limitado superiormente por la necesidad de evitar la cavitación.

1.2.3.1.4 TURBINAS HELICE Y KAPLAN

Son turbinas de reacción y admisión total utilizadas para saltos pequeños (menores a 60 m), y caudales elevados. El rodete, en forma de hélice naval, es la evolución lógica de la turbina Francis de flujo mixto hacia una máquina más rápida y de mayor capacidad de flujo. El despegue y la cavitación resultan inevitables en el interior de la turbina de hélice que funcionan a velocidades muy altas, siendo el inicio de la cavitación lo que marca el límite máximo de la altura admisible.

La curva potencia rendimiento que determina una turbina de hélice con álabes fijos presenta un máximo muy acusado, lo que indica unas características de funcionamiento muy pobres a cargas parciales.

Queda resuelto el problema de características de funcionamiento de cargas parciales, con la creación de ésta turbina en la que el ángulo de los álabes se ajustaba automáticamente según la carga. Este tipo de turbina se ha denominado Kaplan en honor a su inventor.

1.2.3.2 MOTORES TERMICOS

Los motores térmicos son máquinas que transforman la energía calorífica en energía mecánica utilizable.

El proceso en estas máquinas se da de la siguiente manera; el calor proveniente de una fuente primaria de elementos denominados combustibles (en una combustión), se convierte en energía mecánica al ser utilizado el fenómeno de expansión de los gases y vapores en movimiento.

Los motores térmicos son dispositivos mecánicos que permiten la transformación de energía cinética de la expansión de gases o vapores a cinética de rotación. El fluido de trabajo que permite esta transformación energética recibe energía calórica del elemento combustible utilizado en la caldera de la unidad; la característica de utilización del fluido (en forma interna o externa de donde fue generado) determina la clasificación termodinámica de éstos motores así:

- De combustión interna, y
- De combustión externa

Las *máquinas de combustión interna o endotérmicas* aprovechan la expansión de los gases propios del combustible quemado en el mismo motor; entre otros motores tenemos los motores a Diesel, motores a gas, motores de bunker, motores de gasolina etc., los motores más utilizados en la generación de energía eléctrica como partes de un parque generador son principalmente los tres primeros, así que la energía calorífica es generada y aprovechada en el mismo motor.

En las *máquinas de combustión externas o exotérmicas*, la combustión se produce en lugares apropiados situados fuera de su parte motriz; así se permite que la energía del combustible sea transferida a la sustancia de trabajo y ésta efectúe su expansión como es el caso del vapor de agua de la máquina de vapor, la cual utiliza el combustible para generar vapor de agua desde una caldera y éste a su vez accionar los álabes de su turbina.

Se puede determinar una segunda clasificación de los motores térmicos, en base a su característica cinemática del movimiento producido por éstos, así se tiene:

- Motores alternativos
- Motores rotativos
- Motores de reacción

“ En los motores alternativos, el movimiento es producido por la expansión de un gas o de un vapor que empuja un émbolo en el seno de un cilindro, alternativamente por una u otra cara del émbolo, por lo tanto, el movimiento resultante producido es rectilíneo y alternativo.

Por ejemplo; la máquina de vapor, el motor Diesel, etc.

En los motores rotativos, el movimiento se produce por la expansión de un gas o de un vapor sobre una rueda provista de álabes o paletas; la acción del fluido operante (gas o vapor) sobre estos álabes provoca la rotación del motor térmico.

Como ejemplos, podemos citar la turbina de gas y la turbina de vapor.

Finalmente, en los motores de chorro o de reacción el movimiento se produce por reacción del motor al expansionarse un gas o vapor por una o varias toberas.” [8].

1.2.3.2.1 TURBINA DE VAPOR

El vapor generado en la caldera se conduce a la salida de la tobera, que incide sobre una rueda de álabes o paletas convenientemente dispuestas; esta energía así transmitida a ésta rueda es capaz de producir un trabajo exterior. Este tipo de turbinas permite tener una sustancia de trabajo la cual ejecuta su función en un ciclo de lazo cerrado, es decir la sustancia utilizada (por ejemplo, agua) cumplirá la tarea de generar energía en base a las características como la presión que ejercerá su vapor, y luego retornará nuevamente al estado inicial en el cual comenzó (estado líquido) y cumplirá esto en un ciclo de lazo cerrado cambiando continuamente sus características físicas.

En las turbinas de vapor se distinguen dos partes fundamentales estas son:

- Dispositivo de Expansión
- Rodete

Los dispositivos de expansión son una o varias toberas las cuales están fijas en la máquina y en ellas la energía de presión se transforma en energía cinética.

El rodete es una rueda giratoria provista de álabes en su periferia, en los que inciden el chorro de vapor, luego de adquirir la energía el vapor sufre cambios en lo que tiene que ver con su velocidad en dirección y magnitud.

El fluido de trabajo está confinado a un ciclo repetitivo, en el cual esta sustancia atraviesa, el generador de vapor, tuberías, domo almacenador, válvulas de control, diferentes etapas de turbinas (turbinas de alta y baja presión), recalentadores y condensadores.

1.2.3.2.2 MAQUINA DE COMBUSTION INTERNA

La energía química de los elementos combustibles en forma de calor aprovecha la expansión y presión que tienen efecto sobre la sustancia de trabajo que para este caso son

los gases producidos en la combustión. Se trata en este tópico los motores a gas, turbinas a gas y motores a Diesel.

1.2.3.2.2.1 MOTORES DE GAS.

Este motor es una máquina alternativa, la cual permite obtener movimiento alternado en un cilindro por el movimiento del émbolo cuando en él ocurre la inflamación y quema del combustible -gas- con el aire como comburente. El combustible -gas- se produce en un lugar denominado gasógeno; su funcionamiento es parecido al del motor Diesel el cual explicaremos mas adelante; vale la pena mencionar que este tipo de motor trabaja casi siempre con un ciclo de 4 tiempos y doble efecto.

1.2.3.2.2.2 TURBINA DE GAS

Esta es una máquina de combustión interna. Las turbinas de gas son producto de una evolución de máquinas térmicas; en estas se aprovecha directamente la energía desarrollada en la combustión; ésta energía es almacenada en los gases producidos los mismos que se expanden sobre las paletas móviles de un rodete.

El funcionamiento de esta consiste en el siguiente proceso, el aire atmosférico es comprimido por un compresor; este es alimentado a la cámara de combustión, en esta cámara se inyecta combustible en forma continua, la combustión se inicia eléctricamente durante el arranque a presión constante. El gas producto de ésta combustión se expande sobre el rotor de la turbina y se aprovecha a la vez de éste movimiento para dar la energía al compresor, es decir el movimiento de la turbina sirve para movilizar el eje de la turbina y proporcionar la energía que utiliza el compresor en su función.

Este tipo de turbinas de éstas partes fundamentales:

1. La cámara de combustión
2. La turbina
3. El compresor

4. Dispositivos auxiliares (lubricación, regulador de velocidad etc)

La cámara de combustión en el sitio donde la mezcla gaseosa de combustible y aires a alta presión combustionan y consecuentemente ésta proporciona el gas que pasará por la turbina.

Se puede mencionar algunas ventajas de la turbina de gas sobre la turbina de vapor, por ejemplo:

- instalación compacta
- disminución de equipos auxiliares
- lubricación más sencilla
- fácil control
- menor relación peso - potencia, etc.

Las inconvenientes que presenta esta máquina son, el gran consumo específico de combustible, utilización de materiales especiales que permitan soportar las grandes temperaturas que en la turbina se llevan a cabo.

1.2.3.2.2.3 MOTOR DIESEL

Las máquinas de combustión interna se caracterizan por la utilización de la sustancia de trabajo proveniente de la explosión de la sustancia combustible la cual puede ser de derivados del petróleo como la gasolina, diesel, petróleo crudo, bunker etc.; la producción de energía cinética en todas estas máquinas se produce por los movimientos de los émbolos que se encuentran en cilindros en los cuales interiormente se efectúa la explosión del elemento combustible produciendo y generando gases los que se expanden consiguiendo consecuentemente la generación de movimiento mecánico que es transmitido al eje de la turbina por medio de bielas y un volante.

En las máquinas de gasolina para provocar la chispa de encendido se utilizan bujías las cuales producen una chispa (al ser aplicado un alto voltaje en los electrodos correspondiente) proveniente del sistema eléctrico de la máquina, produciendo la quema de

la mezcla gasolina - aire cuando están en proporciones adecuadas; ***para conseguir la generación de grandes cantidades de energía se utiliza las máquinas más eficientes que son las de Diesel***, estas utilizan la ignición por compresión, la misma que permite suprimir el equipo de encendido y más aún permite por esta comprensibilidad elevar el rendimiento del motor reduciendo el volumen del combustible consumido; se debe recalcar que el combustible aquí utilizado no es vaporizado pues si fuere así la combustión se realizaría en le etapa de compresión; la inyección de combustible se la realiza con el combustible líquido el cual al entrar al seno del aire muy comprimido se atomiza, permitiendo conjuntamente con la alta temperatura condiciones adecuadas para producir la quema de éste.

Se menciona seguidamente algunas ventajas que tiene el motor Diesel:

- mayor eficiencia en la utilización de combustible
- no utiliza energía extra durante periodos de parada, caso contrario a las de vapor que deben mantener siempre con las calderas a presión.
- tiempo de arranque breve.
- asimilación de carga inmediata

Se puede clasificar a los motores Diesel según la disposición de los cilindros, esta clasificación puede darse en los motores de construcción vertical y posición horizontal. De igual forma los motores Diesel pueden clasificarse por su velocidad: motores Diesel rápidos, motores Diesel medios, y motores Diesel lentos. Respectivamente estos pueden trabajar en régimen normal de 1200, 600 - 1000 y 400 - 450 r.p.m.

Los motores rápidos son utilizados en grupos electrógenos, mientras ***los más lentos son utilizados generalmente en máquinas motrices en centrales eléctricas***; estos últimos aprovechan el funcionamiento a bajo número de revoluciones el cual determina el empleo a plena potencia durante largos periodos de tiempo. Están adaptados para la utilización y quema de combustibles líquidos pesados y de diversas características.

La característica de cuatro tiempos establece el número de pasos a seguir por el motor de cuatro tiempos en su funcionamiento:

1. Aspiración,
2. Compresión,
3. Combustión y
4. Escape.

El motor Diesel de 2 tiempos este motor suple las desventajas que el motor de 4 tiempos tiene en lo que a carreras de embolo se refiere, este entonces resulta ser más eficiente en lo que a producción se refiere. En los motores de cuatro tiempos se desaprovechan dos de sus cuatro carreras, las carreras mencionadas en el motor de cuatro tiempos son: la carrera correspondiente a la aspiración y la correspondiente al escape, para hacer posible esta eliminación se requiere de dispositivos que son *bombas de carga y de barrido*, la introducción del aire de barrido no se la realiza por válvulas sino por *lunbreras* situadas en la pared del cilindro, las ventajas que presentan estas son de tener una mayor sección de paso de aire evitando el estrangulamiento y pérdidas en el mismo cuando éste se da por medio de válvulas.

Entonces una clasificación general para el estudio de las máquinas utilizadas en la mayoría de centrales eléctricas pueden ser (ver también en la figura 1.9):

Máquinas de combustión externa

- De movimiento alternativo (máquina de vapor)
- De movimiento rotativo (turbina de vapor)

Máquinas de combustión interna

- De movimiento alternativo (motor de explosión y motores Diesel)
- De movimiento rotativo (turbina de gas)

La diferencia que tienen la máquina de vapor y la turbina de vapor, radica en que la primera aprovecha la presión producida por el vapor de agua al expandirse dentro de un cilindro y mientras que la otra utiliza la presión del vapor en incidir directamente sobre la parte giratoria motriz denominada álabe.

La diferencia entre los motores de combustión interna (motores de explosión, motores Diesel y turbina de gas), está en que el primero utiliza el desplazamiento que se produce en un cilindro de volumen constante; en el motor a Diesel la combustión se realiza en un

proceso isobárico y por último un gas previamente quemado en un cámara denominada cámara de combustión incide en los álabes del elemento motriz.

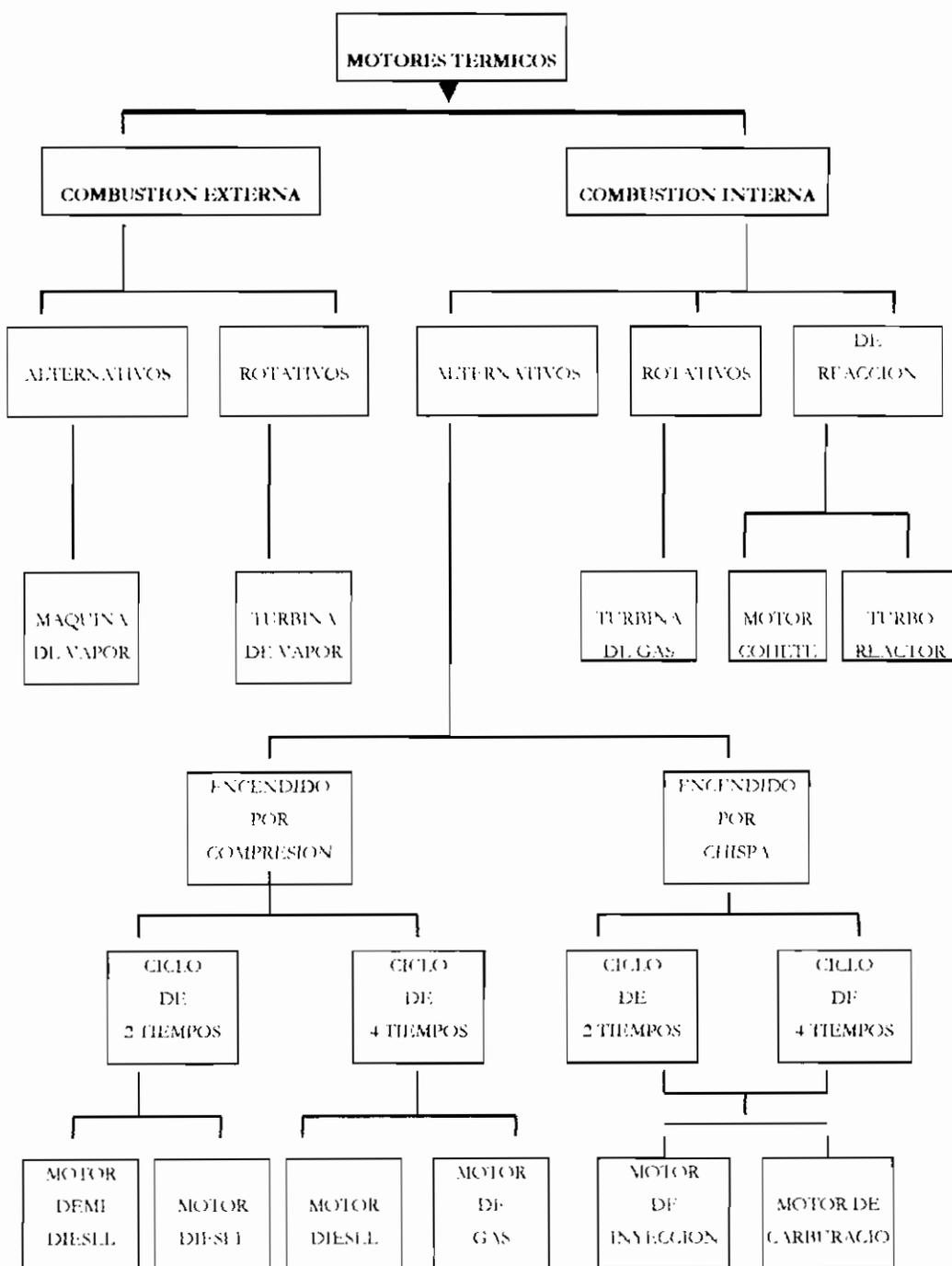


Figura No 1.9 Motores térmicos.[8]

1.3 OPERACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

El fundamento de la solución racional del complicado conjunto de problemas técnicos - económicos en la proyección del suministro eléctrico estriba en la correcta determinación de las cargas eléctricas probables. La determinación de las cargas eléctricas es la primera etapa de la proyección de cualquier sistema de suministro eléctrico. Las magnitudes de las cargas eléctricas determinan la selección de todos los elementos en índices técnicos - económicos del proyectado suministro del sistema. De la correcta valoración de las cargas esperadas dependen la magnitud del sistema y los gastos capitales.

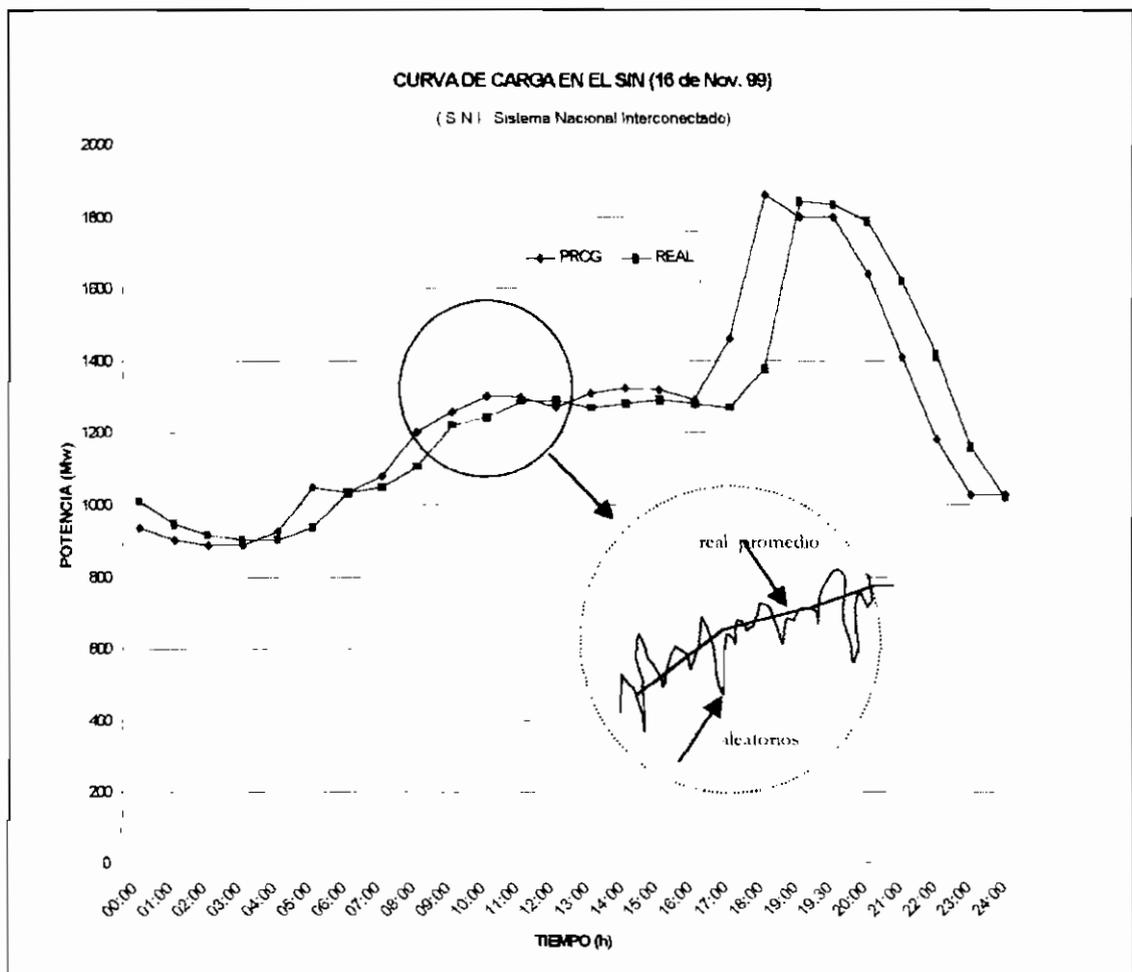


Figura No 1.10 Curva de carga diaria programada y real de un día común en el SNI y Selección de un intervalo supuesto de curva de carga

El comportamiento aleatorio de conexión y desconexión de cargas eléctricas, aseguran la necesidad de producir mayor o menor cantidad de energía para mantener al sistema en equilibrio. En forma general el requerimiento energético es muestreado en los denominados periodos de demanda, estos pueden ser de 15, 30, 60 minutos, con los datos obtenidos en el transcurso del día o periodo establecido, se puede estructurar una gráfica de demandas en función de sus periodos de demanda; el resultado se denomina Curva de Carga. Las demandas energéticas se las puede describir en parámetros de potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente o intensidad de corriente; la más utilizada es la de potencia activa.

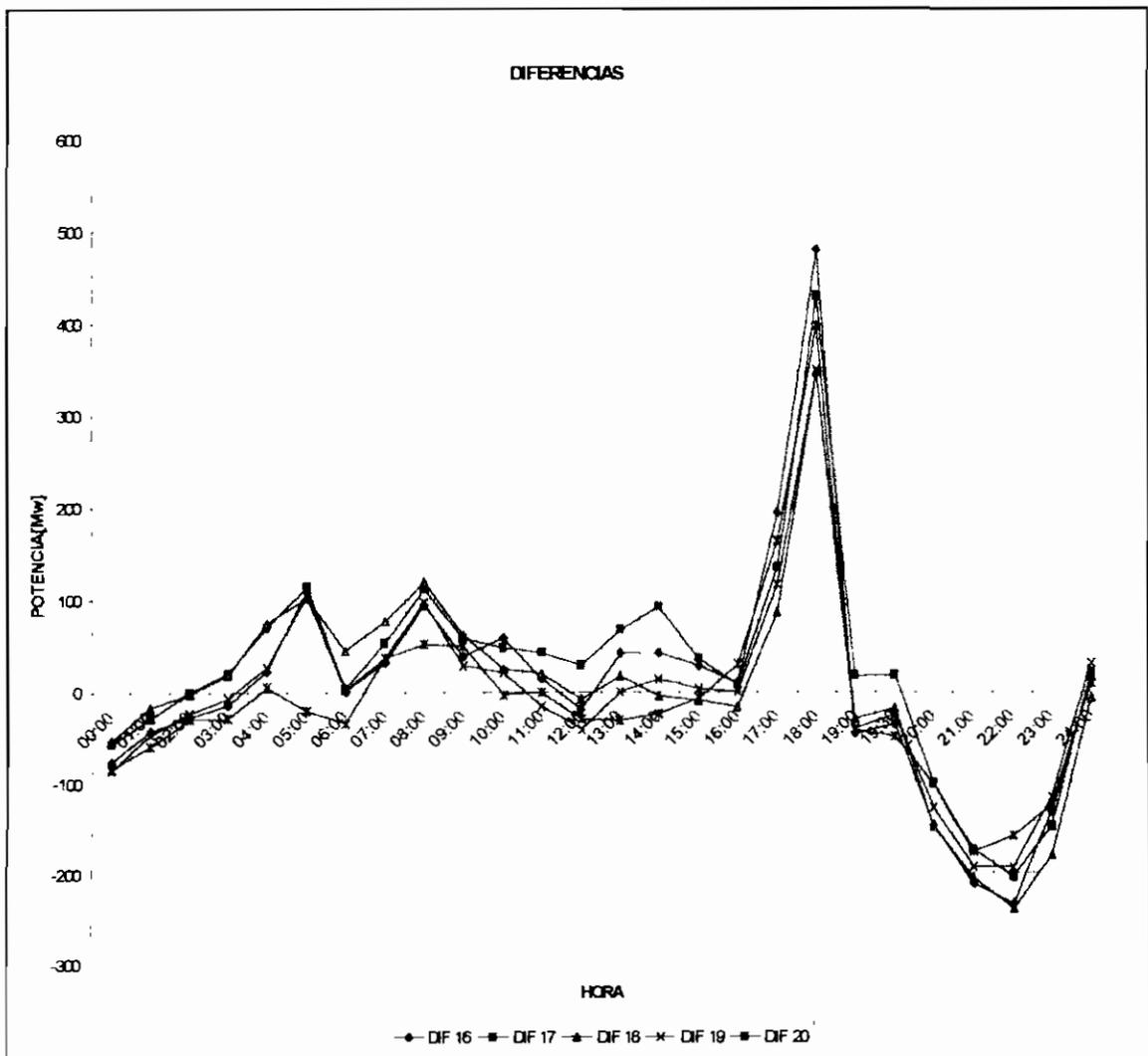


Figura No 1.11 *Diferencias de magnitudes entre los valores programados y reales de potencia activa de una curva de carga para el S.N.I.*

Como se puede observar en la figura 1.10 la curva sigue un patrón aleatorio de demanda el mismo que debe cubrir el parque generador para satisfacerla y equilibrar el sistema, se representa además en esta figura una posible muestra de la curva de carga. En ésta figura se representan aumentos y/o decrementos esporádicos de carga; se puede verificar que las cargas en estos instantes son variables y aleatorias que acotan un valor medio.

La respuesta del sistema generador a este conjunto de variaciones es la de suplir y/o retirar según sea el caso su participación de producción de energía eléctrica

En la figura 1.11 se representa la diferencia entre los valores pronosticados y los obtenidos en la operación de una semana en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano.

1.3.1 OBJETIVO DE LA OPERACION DE UN S.E.P.

El objetivo básico en la operación de un sistema eléctrico de potencia, es satisfacer el servicio al consumidor de forma eficiente y en todo instante. Para el cumplimiento de lo mencionado, acciones ciertas deben ser tomadas, sobre el sistema y a la vez se deben cumplir aspectos y condiciones de calidad, seguridad y economía.

Un sistema es un conjunto de elementos y subsistemas planificando y operando para alcanzar un objetivo.

Los procesos de planificación y operación del sistema siempre están sometidos a restricciones y condiciones de diversa índole.

En forma general un sistema eléctrico de potencia se debe operar bajo condiciones de restricción, estas son de carácter algebraico de igualdad y de desigualdad; las condiciones de igualdad, representan el balance de potencia de generación y carga; las restricciones de desigualdad representan los límites operativos de los diferentes componentes y variables del sistema eléctrico. Las restricciones mencionadas pueden ser expresadas en forma algebraica.

Relación de igualdad

$$G(x,u) = 0$$

$$(1-1) \quad P_t = P_{(generada)} - P_{(carga)} - P_{(pérdidas)}$$

al conseguir el balance del sistema P_t es igual a cero.

Relaciones de desigualdad

$$H(x, u) \neq 0$$

Un ejemplo de restricciones puede ser la capacidad de generación de una máquina incrónica, disponibilidad de condiciones topológicas, de generación etc.

1.3.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE UN S.E.P.

En la trayectoria de una curva de carga y dependiendo de los intervalos a analizar, se tienen zonas con muchos estados operativos determinados por el sistema.

Para cada zona necesariamente debe haber estados convenientes que son determinados por los objetivos técnicos la operación de S.E.P, estos son:

SEGURIDAD

La función de seguridad es una función básica en la operación de sistemas, consisten en el uso racional de las instalaciones, con el objeto de que el sistema opere en estado normal, es decir que satisfaga las restricciones operativas de los equipos; cualquier violación de ella lleva al sistema a estado emergente u otro en el que la carga del sistema no está completamente satisfecha.

CALIDAD

La calidad del servicio de energía eléctrica se caracteriza por dos parámetros: frecuencia y voltaje. El control de frecuencia lleva consigo el control continuo de potencia de generación, influyendo tanto en la seguridad y la economía. El parámetro " voltaje" también, debe estar dentro de un rango normal, de tal manera que no afecte los equipos eléctricos y electrónicos a él conectados, en este caso las acciones correctivas y la responsabilidad mayor se desplazan hacia el lado de la empresa distribuidora, en tanto que el control de la frecuencia es responsabilidad de las empresas generadoras.

ECONOMIA

La economía en operación tiene lugar a través de la repartición optimizada de la demanda entre las unidades de generación y de la minimización de las pérdidas de transmisión, para conducir al menor costo de operación. Esta eficiencia depende en cada instante, de la programación operativa, la selección de unidades, los programas de mantenimiento, etc.

1.3.3 ESTADOS DE OPERACION

Las restricciones mencionadas de igualdad y de desigualdad determinan cuatro estados de operación que son:

- estado normal
- estado de alerta
- estado de emergencia
- estado restaurativo

En el **estado normal** las condiciones del sistema satisfacen todas sus restricciones; esto implica que la generación está balanceada con la carga y no existe ningún elemento sobrecargado. En este estado la seguridad del sistema se encuentra en óptimas condiciones pues este será respaldado por márgenes de reserva suficientes de generación y transmisión que podrían soportar contingencias al cual el sistema está expuesto.

Estado de alerta en este estado el sistema tiene una operación aún sin restricciones, pero sus márgenes de reserva son reducidos entonces el sistema está susceptible y sujeto a posibles violaciones de límites operativos si en él ocurriese una contingencia. La operación del sistema en este estado se ve dirigida a la recuperación del estado de operación normal para evitar llegar al estado de emergencia.

Estado de emergencia se denomina así al estado en el cual se han determinado la violación de límites operativos encontrando sobrecargas en elementos, de esta manera la seguridad del sistema está en deficiencia y pone en peligro la operación del mismo.

Debemos considerar que las situaciones emergentes son consideradas en grupos en los cuales no se pierde estabilidad ni se procede a la desconexión de algunos elementos del sistema

En el caso que no se pierde estabilidad el proceso de regresar al estado normal o alerta es cierto y se lo ejecuta con acciones propias de control para el caso especificado.

La imposibilidad de cubrir la demanda sea por velocidad de respuesta o capacidad generativa del sistema, hace que se tomen acciones acordes como la desconexión de elementos del sistema; entonces el sistema ha llegado a un *estado de emergencia extrema* y se caracteriza éste por la insatisfacción de demanda. Presentada la contingencia y dado el estado de alerta, la solución y acciones de control son tomados por elementos propios del sistema de protecciones los cuales siguen las acciones con su propia filosofía por medio de los relés de frecuencia, estas acciones son estratégicas debido a que es mejor llegar a una desconexión parcial que llegar a un apagón general.

Estado restaurativo en este caso el sistema ha llegado a este estado después de pasar por un estado emergente, el estado restaurativo es previo a la obtención de otro estado estable, en el cual el sistema se encuentra incompleto o ésta funcionando parte de él.

Las acciones seguidas para llevara al sistema a trabajar en condiciones adecuadas consisten en la reconexión del todo el sistema y la satisfacción de la demanda; un parámetro de eficiencia es el tiempo de restauración del sistema.

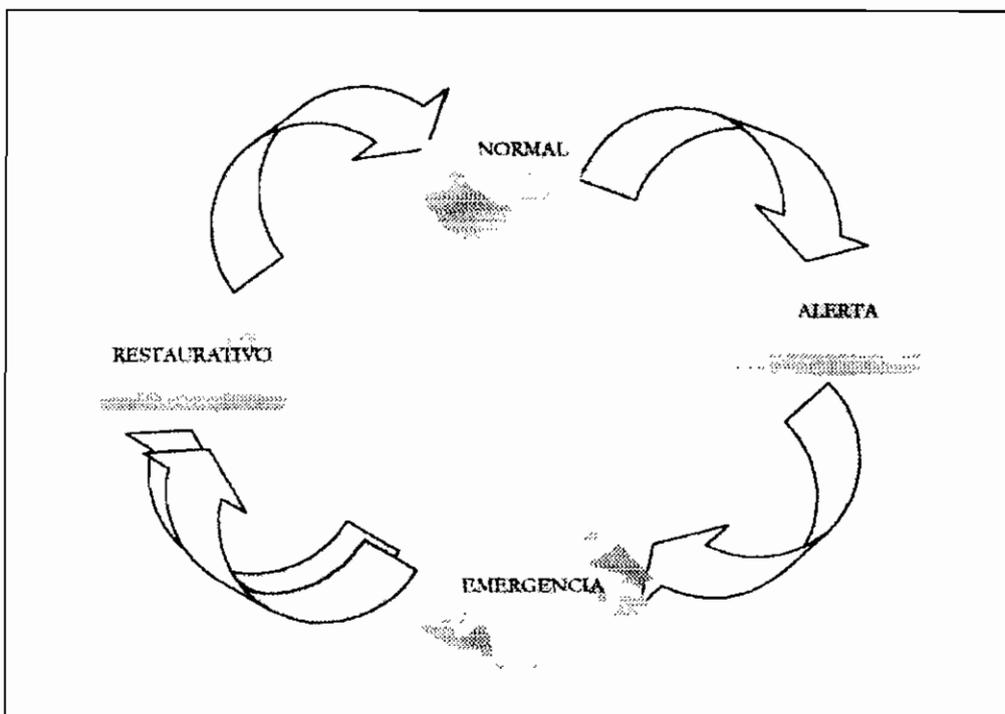


Figura No 1.12 *Estados de Operación de un sistema*

Descritos los estados de operación de un SEP la toma de acciones en cada uno de ellos son:

- Acciones preventivas de control:
 - Estado normal
 - Estado de alerta
- Acciones correctivas
 - Estado de emergencia
 - Estado restaurativo

1.3.4 CENTROS DE CONTROL

Los centros de control son centros especializados en los que se realizan acciones pertinentes de control de sistemas eléctricos.

Estos centros de control al contar con la información actualizada y consistente sobre el estado del sistema de potencia, permite tomar decisiones y acciones de control; además permite mediante un análisis en tiempo real tener al sistema en condiciones adecuadas de operación como son la de calidad seguridad y economía.

Los centros de control permiten una rápida y efectiva comunicación con los centros de despacho de las empresas interconectadas y el intercambio de información para el análisis de contingencia y disturbios. Además el equipamiento de los centros de control hace posible la comunicación apropiada con las centrales de generación, subestaciones y oficinas administrativas, etc.

Para el cumplimiento de los objetivos mencionados, estos centros responden a una gerarquización de ellos dependiendo de la supervisión y control que realizan; se puede proponer una estructura jerárquica como sugiere la referencia [15], donde se establece los siguientes niveles:

- PRIMER NIVEL.
Sistema de supervisión y control (SSC)

- SEGUNDO NIVEL.
Centros de control de generación (CCG)
Centros de control de Área.(CA)

- TERCER NIVEL.
(Puede ser considerado a los mecanismos automáticos de regulación y protección)

1.3.4.1 UNIDADES CONSTITUTIVAS BASICAS DE UN CENTRO DE CONTROL

La estructura de un ente operador debe tener unidades que sistematicen estas entidades, determinen la toma de decisiones, administren estas y que además permitan tener una normalización respectiva en sus ejecución; así las unidades básicas para un centro de control son:

- Unidad de planificación
- Unidad de operación
- Unidad de evaluación

Éstas entidades cubren los aspectos de planificación, operación, control de la operación, contabilización de intercambios y revisión de la operación de un SEP, tareas esenciales para la operación de sistemas eléctricos.

En forma general **la unidad de planificación** cumple con las siguientes funciones:

Prever la demanda en base al trabajo estadístico de proyección y demanda de los datos registrados, obteniendo así una aproximación de demanda futurista; además debe ser capaz de prever como se satisface y abastecerá la demanda, en base al parque de generadores, recursos y disponibilidad de éstos ya sea por mantenimiento, salidas forzadas, disponibilidad de combustible etc.

La unidad de operación está encargada de operar en base a la realidad instantánea durante las 24 horas del día todo el año; esta verifica lo que sucede instantáneamente, toma decisiones para mantener al sistema operando en condiciones y parámetros normales; además enfrenta así fuera necesario contingencias y disturbios con el conocimiento de causa, que deben ser determinados en forma rápida por el sistema de comunicaciones y actualización de datos que duran unos pocos segundos.

La unidad de evaluación recopila la información de eventos sucedidos y en base a este registro ayuda en la planificación de la operación.

El control de la operación de un sistema determinará la relación de los requisitos y acciones necesarias para la operación en tiempo real, en esta relación se debe tomar en cuenta las funciones de monitoreo, alarma, etc y acciones como despacho de generación, entrada y salida de elementos etc.

1.3.4.2 SISTEMAS EMS (SISTEMAS MANEJADORES DE ENERGIA Y FUNCIONES DE MONITOREO Y CONTROL)

Las funciones de monitoreo y control como parte de un sistema EMS en línea, son utilizadas como utilitarios para el monitoreo y control en tiempo real de un sistema de potencia.

Los sistemas de control han ido evolucionando de tal forma que inicialmente aparecieron sistemas manuales y electromecánicos, con el apareamiento de la electrónica se pudo acceder a sistemas electrónicos analógicos y digitales; actualmente se utilizan sistemas computacionales que van mejorando día a día.

La evolución correspondiente de los sistemas de potencia se determina por el crecimiento de población, aumento de consumo etc.; razones que exigen se opten por mecanismos técnicos correspondientes como son: aumento en la capacidad de generación, aumento en el nivel de generación, complejidad en la operación de los sistemas, complejidad en la parte conceptual filosófica y funcional de la administración del sistema, etc. La nueva forma de administración de un sistema se la ejecuta de manera centralizada por medio de un centro de control.

La necesidad de poder realizar un control más efectivo y adecuado en la operación de SEP, permite que en los años 50 [6] se desarrollen varios métodos de modelación fuera de línea para garantizar aspectos de seguridad, análisis transitorios, cálculo de corrientes de corto circuito, etc.

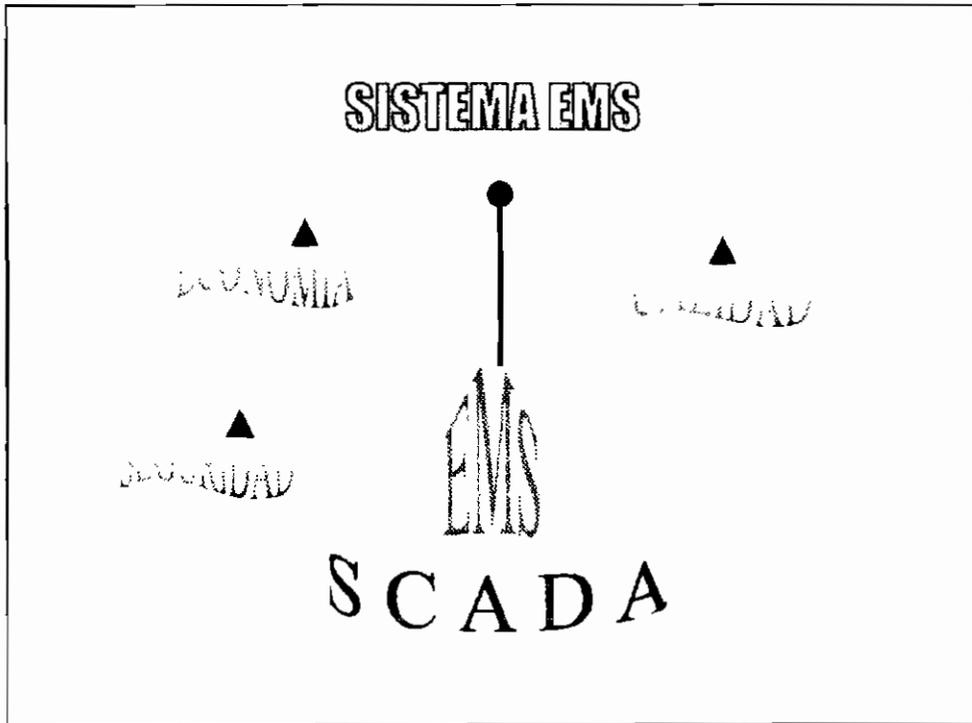


Figura No 1. 13 Representación de un sistema EMS

En base a la referencia [6], las herramientas desarrolladas para cálculos fuera de línea entre otras son:

1.- Modelación de redes

- Cálculos de topografía
- Estimación de estado (EM)
- Modelación de redes externas

2.- Seguridad de redes

- Cálculo de corrientes de corto circuito (SCC)
- Cálculos de flujo de carga (LF, OLF)

- Análisis de contingencia (CA)

3.- Planificación de producción.

- Pronóstico de carga (LF, SLF)
- Manejadores de Transacciones e intercambios (TTS, II)

4.- Control de producción

- Control carga –frecuencia (JFC, AGC)
- Cálculo de despacho económico (BDC)
- Control encadenado hidrológico (HCC)

Actividades Básicas en la operación de un S.E.P .

Se pueden establecer actividades básicas en todo centro de control, independiente de la realidad o características del sistema de potencia a controlar; estas son:

1.- Planificación en periodos cortos; tiene la función de planificar el futuro inmediato

La Planificación de Operación de sistemas de potencias para los siguientes días consiste en crear un plan de producción. Los requerimientos sobre el plan de producción es que estos deban cubrir la expectativa de demanda y a la vez satisfacer aspectos de seguridad en la red, en lo que tiene que ver principalmente en términos de sobrecargas y voltaje. Este plan es un plan detallado de mantenimiento de trabajo, considerando principalmente aspectos de seguridad en especial de personal y equipamiento para la siguiente semana.

La producción del plan involucra minimización de costos y consideraciones de mayor esfuerzo en :

- Limitación de red y distribución de carga
- Calendario de mantenimiento
- Restricciones de las plantas de producción
- Plantas de Importación y Exportación
- Disponibilidad del combustible y su precio
- Disponibilidad de plantas
- Flujos de agua

- Restricciones legales ambientales

2.- Control y Monitoreo Instantáneo, Supervisión y Control de Sistemas de Potencia; se realiza el control y monitoreo instantáneo del sistema de potencia para los estados normal y de emergencia así como sus estados intermedios.

En operación normal la supervisión de la calidad en términos de frecuencia y voltaje es una de las principales tareas.

Para la ejecución de las tareas antes mencionadas es necesario la comprensión y conocimiento del estado del sistema, provistos generalmente por medio de un sistema SCADA (Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos).

3.- Seguimiento y reportes; esta tarea es realizada automáticamente por el sistema SCADA y determina la creación de reportes y estadísticas en base a los datos registrados en el sistema, necesarios para facilitar las tareas del centro de control.

1.3.4.3 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA

Una máquina sincrónica en acción generador, tiene la función de transformar la energía rotacional mecánica en energía eléctrica.

Desde el punto de vista de control, el generador tiene señales principales de entrada y de salida, así los parámetros de entrada son dos y de salida cuatro:

Parámetros de entrada:

- Corriente de campo
- Torque mecánico

Parámetros de salida

- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Voltaje terminal
- Frecuencia

Las relaciones existentes entre los parámetros de entrada y salida toman connotación por la influencia predominante de unos sobre otros e influencia débil con los restantes, en forma general la relación de torque - velocidad (frecuencia) y la relación de corriente de campo - voltaje son fuertes. La potencia activa y frecuencia que provee un generador tienen una relación predominante con el torque que provee la máquina generadora y débil con la corriente de excitación; para el caso de voltaje terminal y potencia reactiva sucede lo contrario; la relación fuerte se la consigue con el parámetro de entrada corriente de campo mientras este parámetro de entrada determina una relación débil con el torque mecánico.

En un sistema, al realizarse flujos de carga se puede notar que el sistema se comporta de la siguiente manera:

- Los ángulos de fase de los voltajes nodales se ven afectados cuando ocurren cambios de potencia activa en las barras.
- Las magnitudes de voltajes nodales cambian cuando existen variaciones de potencia reactiva en el sistema mientras el fenómeno de cambios de los ángulos de voltajes nodales es imperceptible.
- Los cambios de un estado estable a otro por aumento o disminución de carga producen efectos transitorios en el sistema eléctrico; en especial estos efectos son notorios en los parámetros de voltaje y frecuencia de la red.

Se debe entender que los elementos que controlan los parámetros voltaje y frecuencia son los generadores.

Los canales de control en un generador por lo anteriormente señalado son:

- canal de control potencia activa – frecuencia, denominado control P -f
- canal de control potencia reactiva – voltaje, denominado control Q-V

las funciones a seguir de estos controles son:

a) Control P - f: este control se encarga de corregir las desviaciones de balance de potencia activa producida por las continuas desviaciones determinadas por la carga.

Al producirse una desviación de potencia activa se produce una desviación en la frecuencia del sistema; para responder a esta desviación de la frecuencia el generador debe controlar la energía mecánica rotacional por medio de sistemas compensadores que afecten a la velocidad del sistema motriz del generador; este sistema está constituido principalmente de la turbina, entonces la variación de potencia activa se verá reflejada en el aumento o decremento de volumen de fluido o combustible que permitirá obtener mayor o menor energía de rotación. En el mecanismo motriz de un generador, el elemento que permite la regulación se denomina REGULADOR DE VELOCIDAD.

b) Control Q - V.- este se encarga del control de voltaje cuando el generador detecta desviaciones ocurridas en este parámetro.

El control de potencia reactiva - voltaje se ejecuta de la siguiente manera, una vez ocurrido el cambio y desviación de voltaje en la red, se acciona el control por medio de la corriente excitatriz de campo de la máquina obteniéndose en la barra a la cual se encuentra el generador un aumento de su voltaje, el control realizado así se lo ejecuta con el elemento denomina REGULADOR DE VOLTAJE.

El problema de estudio de ésta tesis se encuentra relacionado con lo que respecta al control P - f, pues el control automático de generación se efectúa para la restauración de un estado estable a otro el cual se encuentra en condiciones de frecuencia diferente a la nominal 60 Hz (en otros países es de 50 Hz).

CAPITULO 2

EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO DE POTENCIA ECUATORIANO

2.1 MODELO BASICO DEL SECTOR ELECTRICO

La evolución del sector eléctrico ecuatoriano se remonta a 100 años atrás, con la primera central que se ubicó en la provincia de Loja.

En los 30 años la modalidad adoptada por el Ecuador para el suministro de energía eléctrica fue municipal. En los años 60 aparece el INECEL, quién asume la electrificación del país; en los años 70 con el descubrimiento del petróleo en el Ecuador, el sector eléctrico tiene un gran impulso al asignársele a él, el 50% de las regalías del petróleo.

En ésta década se concpciona además, nuevas ideas basadas en la integración del sistema Eléctrico Nacional, que pasa de un esquema municipal a uno integrado; se promueve la realización de nuevas centrales hidroeléctricas y se enfatiza en la planificación como herramienta fundamental de desarrollo en éste sector.

En el Ecuador al igual que en los países se promueve el concepto de Instituciones Eléctricas Centralizadas basadas en economías de escala.

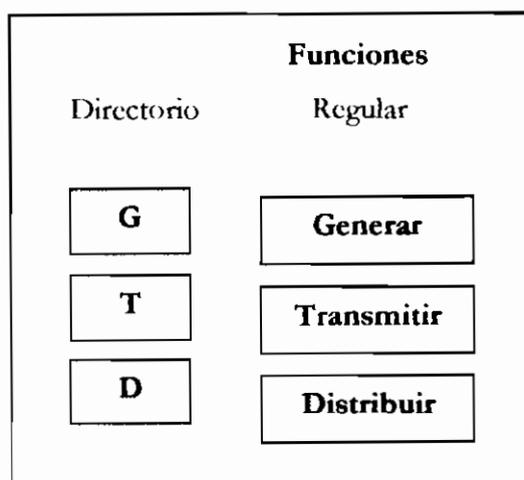


Figura No 2.1 Estructura vertical del Sector Eléctrico Ecuatoriano

El modelo del sector eléctrico hasta marzo de 1999, presenta una estructura vertical como indica la figura 2.1

En ésta estructura vertical el sistema de transmisión, el sistema de generación y empresas distribuidoras eran casi por completo propiedad del estado, el INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) como su representante era entonces el accionista total o mayoritario de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano.

En éste proceso cronológico, paralelamente los centros de control en el Ecuador; han tomado papeles cada vez más importantes y complejos en el desempeño de sus funciones.

2.2 CARACTERISTICAS DE ENTORNO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

2.2.1 ETAPA 1961 –1972

Se planifica el Sistema Nacional Interconectado. Las empresas locales de servicio de energía eléctrica empiezan a integrarse, formando Empresas Eléctricas Regionales, bajo el auspicio de INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación). Se amparan los procesos y actividades en la Ley Básica de Electrificación publicada el 23 de Mayo de 1961.

El mercado se consolida en un conjunto de monopolios constituido por las empresas locales del sector, las cuales eran generalmente únicas en su sector. En esta etapa la tutela del INECEL se fortalece y se consolidan las Empresas Eléctricas que a su vez amplían sus áreas de servicio. Por gestión propia se asegura el financiamiento de los proyectos y obras contempladas en el Plan nacional de Electrificación.

Para 1972 basándose en la referencia [46], el 40% de la población ecuatoriana dispone de servicio eléctrico.

2.2.2 ETAPA 1973 –1979

La Ley publicada como decreto el 23 de Mayo de 1961 se constituye como la “Ley Básica de Electrificación”, la misma que en Septiembre de 1973 es actualizada y serviría como un instrumento legal para el desarrollo y ejecución del Plan Nacional de Electrificación [46],

pues por medio de ésta el INECEL consigue personería jurídica, autonomía económica y administrativa.

El Plan Nacional de Electrificación consideró para su ejecución lo siguiente:

- El sistema nacional interconectado;
- Los Sistemas Regionales; y,
- Programa de Electrificación Rural.

Los Sistemas Eléctricos Regionales responden a una necesidad imperativa de integrar los pequeños sistemas eléctricos que estaban operando en forma aislada y poco eficiente, de manera que robusteciéndose económicamente puedan adquirir los recursos técnicos necesarios para atender en forma satisfactoria la gestión inherente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica que reciban del Sistema Nacional Interconectado.

Los Sistemas Eléctricos Regionales fueron:

- Sistema Norte
- Sistema Centro-Norte
- Sistema Centro-Sur
- Sistema Manabí
- Sistema EL Oro
- Sistema Pichincha
- Sistema Esmeraldas
- Sistema Guayas – Los Ríos
- Sistemas Menores

Según la Ley Básica de Electrificación mencionada corresponden al INECEL entre otras funciones específicas las siguientes: programar, coordinar, ejecutar y supervisar el desarrollo de todas las fases de la electrificación del País; Proyectar, financiar, construir, adquirir y operar obras de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica; promover la constitución de Empresas Eléctricas Regionales, mediante la integración de las entidades de suministro de energía eléctrica del País; explotar los sistemas eléctricos de su propiedad,

con eficiencia técnica, administrativa y financiera; vender e intercambiar, comprar energía eléctrica o autorizar su negociación, dentro del territorio nacional; y fuera del País.

En este período aspectos como la confiabilidad del servicio así como las características de calidad tenían un grado mínimo de exigencia.

En lo referente a la operación del S.N.I., en el año 1979, el INECEL dirige su esfuerzo al análisis de la problemática y desarrollo del proyecto del Centro de Control de Energía, para lo cual organiza un Simposium Internacional, resultado de lo cual aparece el documento titulado "El Sistema Eléctrico Ecuatoriano y el Proyecto del Centro Nacional de Control de Energía", en Octubre de este año, en este documento se describe la manera de cómo llevar la operación del Sistema Nacional Interconectado con la nueva filosofía de los centros de control actuales; la misma que se basa en el documento publicado con el nombre de "The Adaptive Reliability Control System" por Tomas E. Dy Liacco en 1967 en donde se plantea una base conceptual de control de sistemas bajo la filosofía concerniente.

Para determinar las características de mercado que se presentaban en este período, la Ley Básica de Electrificación del 10 de Septiembre de 1973 en su artículo No 3 indica que:

Es atribución privativa del Estado, se la ejercerá a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Sin embargo para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar permisos.

El mercado reinante en este período presenta característica monopólicas donde las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (en casi su totalidad), era manejado por el INECEL.

2.2.3 ETAPA 1980-1999

En ésta etapa el INECEL es el actor principal que conduce toda la organización de Sistemas de generación, propietario del sistema de transmisión. Las empresas de distribución son de propiedad en su mayoría del Estado.

Las empresas de distribución estaban encargadas del suministro de energía eléctrica al gran grupo de consumidores industriales, comerciales, residenciales etc.

El Sistema Nacional de Generación estaba conformado por empresas privadas y estatales, el tipo de generación predominante es hasta la actualidad hidráulica, donde su principal planta esta localizada en el sector centro sur del país y es Paute. La explotación de la energía estaba a cargo el mismo INECEL, el cual a la vez que se proveía de sus propios recursos recurría a la realización de contratos con las empresas privadas para cubrir la demanda energética del país, contratos que los celebraba bajo ciertos condicionamientos de ambas partes.

Las condiciones en las que el parque generador se desarrolló no eran las más óptimas, y determinaban una baja calidad de energía suministrada al sistema.

La calidad de generación (voltaje y potencia) se sujetaban a factores como: disponibilidad de recursos, injerencias de los productores privados, característica monopólicas del sistema y exigencia mínima por parte del consumidor.

La crisis económica del Ecuador desde inicios de la década de los noventa, motiva restricciones en la expansión del sector eléctrico, postergación de ejecución de proyectos de construcción y ejecución de programas de mantenimiento [48].

La creciente demanda anual de energía eléctrica así como el incumplimiento del Plan Maestro de Electrificación, produjo severos apagones determinando ingentes pérdidas económicas y sociales al país en los últimos años.

Se puede mencionar que el ambiente de mercado, al existir una masiva producción energética por parte del INECEL, pocas empresas privadas con generación reducida y políticas que han ido en desmedro de los recursos existentes, han dado como resultado un producto de incipiente calidad.

El S.N.I. bajo la responsabilidad del INECEL, tenía a su cargo el Sistema Nacional de Transmisión conformado por un anillo interconectado a voltaje de 230 KV, y unas ramificaciones radiales a nivel del 138 KV.

Hasta la actualidad el Sistema de Transmisión proporciona el transporte de la energía eléctrica en el país. Factores como tipo de red, complejidad de operación, creciente demanda etc., avizoran la necesidad de una operación adecuada con medios y filosofía acordes al sistema actual.

Las características técnicas más relevantes en el S.N.I., tenían que ver con la complejidad que alcanzó el sistema en este período en su consolidación; a esta consolidación le acompañaron los problemas relativos a la operación del sistema; muchos de los cuales han

sido resueltos bajo la tutela del CENACE quien ha realizado un proceso sistematizado y semiautomático de la operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Se menciona además que en éste período se hacen desarrollos técnico-científicos que apuntan a la implementación y mejoramiento de este Centro de Control, en los campos de Informática, Operación, etc.

La tecnología utilizada en el CENACE fue de punta; para conseguir los resultados descados, se usaron sistemas modernos de comunicaciones como fibra óptica, sistemas de supervisión control y adquisición de datos, sistemas de soporte con funciones fuera de línea y una filosofía de control moderna.

Por otra parte la presencia de mercados monopólicos localizados en las diferentes regiones fueron perdiéndose a medida que aparecían las interconexiones de éstos al Sistema Nacional Interconectado, dando como resultado un monopolio de mayor dimensión, manejado por el INECEL.

2.3 CAMBIO ESTRATEGICO EN EL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

Con base en la referencia [48], la necesidad de modernizar el sector eléctrico hace que en el año de 1993 se genere un modelo, el cual se basa su accionar en:

- Separar las funciones normativas y reguladoras de aquellas funciones operativas y comerciales.
- Permitir el acceso del sector privado para que participe en las diferentes etapas operativas del servicio eléctrico.
- Separar las diferentes etapas funcionales (generación, transmisión y distribución) como unidades específicas de negocio.

Desde Abril de 1999 un cambio profundo sufre el sistema Eléctrico Ecuatoriano basado en los siguientes conceptos.

- Desmonopolización del sector
- Competitividad de los medios de producción

- Uso generalizado de instalaciones de transmisión y distribución
- Operación técnica y económica del sistema
- Incorporación de capitales privados
- Tarifas justas para el inversionista y el consumidor
- Fomento de recursos energéticos no convencionales

Todo este conjunto de conceptos proporcionó los pilares en los que se fundamentó la reforma general en el sector eléctrico.

La incursión de nuevos modelos de mercado en varios países, el cambio por el modelo tradicional basado en economías de escala y estructuras verticales hacen que este país tome un cambio radical en cuanto a modelo y estructura del sistema eléctrico se refiere.

Los siguientes modelos resumen las características de los tipos de sistemas eléctricos implementados en diferentes países.

MODELO 1: MONOPOLIO EN TODOS LOS NIVELES

Las características relevantes en este modelo son:

- Monopolios verticalmente integrados
- No existe competencia en generación y distribución
- Clientes cautivos

Este es el modelo tradicional utilizado por varios años en la industria eléctrica y está basado en el paradigma de las economías de escala. La ventaja de este esquema es la planificación centralizada.

MODELO 2: AGENCIA DE ADQUISICION MAYORISTA

En este modelo se permite un cierto grado de competencia en generación y PPA (POWER PURCHASE AGREEMENTS), productores independientes (IPP) son permitidos.

No existe competencia en el comercio al por mayor y en la venta al por menor.

En este modelo se mantiene el monopolio sobre los consumidores, lo relevante es la apertura de generación, la idea básica es que diversos productores compitan para alcanzar contratos de venta de energía con la agencia.

MODELO 3: COMPETENCIA EN EL MAYOREO

Las características relevantes en este modelo son:

- Competencia en generación y ventas al por mayor.
- No existe competencia en las ventas al por menor.

En este modelo se promueve la competencia mediante la negociación entre productores y consumidores mayoristas. En esta opción los consumidores mayoristas (distribuidores) tienen el derecho de seleccionar a sus proveedores de energía y establecer contratos bilaterales. Los consumidores minoristas siguen como clientes cautivos de las empresas de distribución que tienen la concesión local del suministro.

En este modelo se advierte la necesidad de separar funcionalmente a las empresas eléctricas, ya que las compañías de distribución competirán para obtener los mejores contratos con las empresas de generación, considerando que los productores son libres e independientes. Bajo este esquema son las fuerzas del mercado las que determinan la interacción entre oferta y demanda, consecuentemente la planificación central de la generación es menos relevante.

MODELO 4: COMPETENCIA EN LAS VENTAS AL POR MENOR

Las características de este modelo de mercado son:

- Competencia en la generación, ventas al por mayor y menor.
- Los clientes pueden seleccionar suministrador de electricidad.
- Existen dificultades en los requerimientos de medición.
- Se considera como grandes clientes a los usuarios que consumen cierta cantidad de energía promedio al mes.

Este modelo permite que cualquier cliente pueda seleccionar su proveedor, sin importar su tamaño o si se trata de un consumidor residencial o industrial. Para la implantación de este modelo se requiere la segmentación de actividades del sector, incluyendo la comercialización de la energía eléctrica. El desarrollo de este sistema depende en su totalidad de las negociaciones entre los actores del mercado y de los predios acordados para las transacciones. Se requiere garantizar el libre acceso a las redes de transmisión y distribución. Una de las dificultades a resolver son los equipos de medición requeridos al nivel de cliente minorista.

2.3.1 ASPECTOS LEGALES Y DE ORGANIZACIÓN

La reestructuración del Sector Eléctrico Ecuatoriano contempla una estructura orgánica nueva en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el mismo que estructura a este sector de la siguiente manera:

- El Consejo Nacional de Electricidad;
- El Centro Nacional de Control de Energía;
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- La empresa concesionaria de Transmisión; y,
- Las empresas eléctricas concesionarias de Distribución y Comercialización.

Aparece la “Ley de Régimen Eléctrico” el 10 de Octubre de 1996, y entra en ejecución la disociación de la estructura como lo estipula la ley del INECEL del 1 de Abril de 1999, en la que:

La importancia que se da al servicio eléctrico, se basa como un deber de estado en el artículo 1 de la Ley donde:

El suministro de energía eléctrica se lo determina como un servicio de utilidad pública de interés nacional, en donde el estado es el encargado de satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, con un aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Por medio del Consejo Nacional de Electricidad como el ente que concede y delega la generación, distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica, el Estado puede hacer uso de sus facultades de propietario de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica en el país.

2.3.2 EL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

La estructura del nuevo mercado eléctrico exige tener una entidad que determine la regulación y norme el funcionamiento para la operación del sistema eléctrico.

El estado como institución a la cual se le atribuido la normalización y control de las prestaciones del servicio eléctrico (con el fin de conseguir la eficiencia del servicio y precautelación del desarrollo del país) debe regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica por medio de un organismo especializado, el organismo referido se denomina CONELEC, siglas que significan Consejo Nacional de Electricidad.

Las funciones que cumple el CONELEC según La ley del Régimen del Sector eléctrico son las siguientes:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política nacional;
- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, para lo cual mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con los fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de obligatorio para el sector público y el de preferencial para el sector privado.
- c) Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los Reglamentos Especiales que se requiera para la aplicación de esta Ley;

- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de la Ley .
- e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, los transmisores, los distribuidores, el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE - y los clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos.
- f) Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;
- g) Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de la LRSI;
- h) Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante procedimientos establecidos en la Ley.
- i) Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes;
- j) Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la concesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley.
- k) Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ella de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes;
- l) Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a

adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico.

m) Sin perjuicio de lo señalado en el artículo de esta Ley, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehusen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisores y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer a favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

n) Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad con lo que señale el Reglamento respectivo;

ñ) Formular el presupuesto anual de gastos y requerimientos de recursos que el CONELEC lo tramitará de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Presupuesto del Sector Público;

o) Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico;

p) Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.

q) Ejercer las demás atribuciones que establezca esta Ley y su reglamentación.

Los aspectos más relevantes de las funciones en la óptica del autor, es la potestad de regulación, promoción de la libre competencia, participación de la empresa privada, reglamentación tarifaria.

2.3.3 CARACTERÍSTICAS ORGÁNICAS Y FUNCIONALES DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Según la Ley, el Centro Nacional de Control de Energía, se constituye como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

El CENACE estará dirigido por un Directorio formado por:

- Un delegado permanente del Presidente de la República quien los presidirá;
- Dos delegados de las empresas concesionarias de generación;
- Dos delegados de las empresas concesionarias de distribución;
- Un delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,
- Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

Según la Ley, la FUNCIÓN GLOBAL del *Centro Nacional de Energía tendrá a cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista,, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.*

El CENACE al ser un una entidad no dependiente total ni parcialmente de ningún actor o agente del Mercado Eléctrico Mayorista -MEM- permite que su acción sea de carácter eminentemente técnico para el cumplimiento certero de sus actividades, la relación que mantiene el CENACE con los AGENTES está establecida por la delegación que estos han convenido para que sea el administrador técnico y comercial del MEM.

Las funciones específicas son las siguientes:

- Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo;
- Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad;
- La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad;
- Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación;
- Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación;
- Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELLEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas;
- Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte;
- Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir; y,
- Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.
- Determinar las transacciones energéticas que se efectúen en el MEM, efectuar la liquidación y facturación mensual.

2.3.4 EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Según la Ley, en su artículo No 26, determina que las instalaciones actuales de generación y las de transmisión que eran propiedad del Estado, son transferidas a favor de las Empresas de Generación y Transmisión, las cuales han quedado conformadas como sociedades anónimas, como lo determina el artículo No 26 de la Ley correspondiente, el estado forma parte de los accionistas por medio del fondo de solidaridad de igual forma que en las empresas de distribución.

Se manifiesta además que la inversión privada se promoverá en todas las empresas creadas, para el caso de la distribución se han constituido compañías tenedoras de acciones, en donde el Fondo de Solidaridad se constituye en accionista y aporta el 100 % de las acciones transferidas por el INECEL en virtud del artículo 36 de esta Ley.

2.3.4.1 OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE GENERACION

El artículo No 31 de LRSSE determina que los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONFIEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco pueden celebrar entre sí, acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada en el ámbito nacional.

2.3.4.2 OBLIGACIONES DEL TRANSMISOR

Según el artículo 33 del LRSSE el transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONFIEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus reglamentos.

Para los fines de esta Ley, la capacidad de transmisión incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el CONELEC determine, siempre y cuando esas instalaciones sean directamente necesarias para la prestación del servicio respectivo. El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, las que puedan fundarse en categorías de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo.

El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica.

2.3.4.3 EMPRESAS DE DISTRIBUCION

Según el artículo No 34 de la LRSE la distribución se realiza por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de la Electricidad.

El artículo siguiente al expresado determina limitaciones a los distribuidores pues estos no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta Ley.

No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, el CONELEC podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente, para lo cual el CONELEC establecerá las modalidades y forma de operación.

2.3.5 FUNCIONAMIENTO DEL MEM EN EL ECUADOR

A continuación se realiza una descripción de los aspectos más relevantes de lo concerniente al funcionamiento del MEM en el Ecuador y sus principales características.

2.3.5.1 MODALIDADES DEL MERCADO

El mercado eléctrico mayorista es un punto de encuentro en donde se realizan transacciones comerciales de oferta y demanda de energía eléctrica en dos modalidades:

- SPOT (mercado ocasional)
- TERMINO (mercado a plazos)

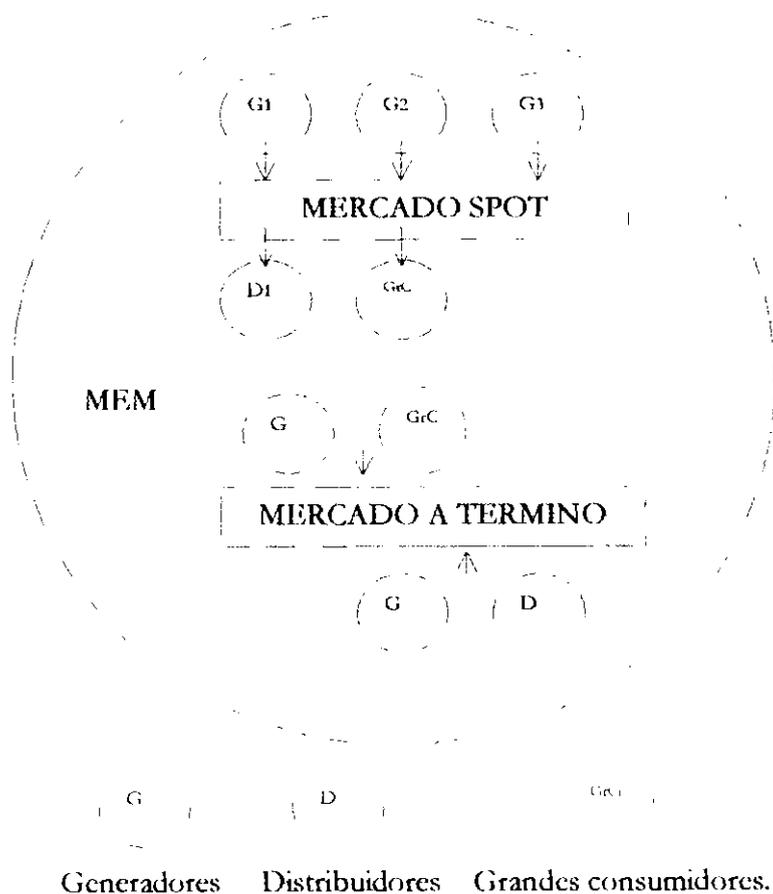


Figura No 2. 2 Mercado Eléctrico Mayorista

Mercado Ocasional.- Este es un mercado físico y está controlado y administrado por el CENACE bajo un modelo de “mínimo costo”

Mercado a Término.- Es un mercado en donde los productores y consumidores de energía eléctrica pactan libremente bloques de energía en un tiempo dado, este mercado no interviene de ninguna manera en el mercado ocasional.

La figura 2.2 presenta las dos modalidades antedichas.

La inferencia del modelo de “mínimo costo” en el mercado Spot hace que este sea totalmente independiente en su funcionamiento con el mercado a plazos.

El mercado Spot utiliza el modelo de “mínimo costo” para el despacho horario de las máquinas oferentes de energía, ejecutándose esta actividad bajo ordenes determinadas por el CENACE, basadas en la máquina que produjo el “último kWh “ a menor costo.

La aproximación a costos reales de generación, se obtiene con períodos más pequeños de muestreo en los cuales se pueda evaluar la energía en transacción; en países con mercados de mayor competencia este período de tiempo tiende a ser de un minuto.

El mercado SPOT adquiere características que lo hacen más dinámico en su ejercicio al convertir el producto de transacción comercial (energía eléctrica). Dependiente del tiempo en el que se acuerde el contrato y lugar de generación y consumo del producto.

Mercado de precios

Los mercados basados en “precios” son mercados que funcionan de una manera similar al mercado basado en costos, con la diferencia de que el despacho económico se realiza en base a los “precios” declarados por los productores de energía eléctrica.

Una ventaja del mercado basados en costos con respecto a un mercado basado en precios es la transparencia de las declaraciones realizadas por productores de energía hacia el órgano de administración técnico – económico, para los cálculos respectivos. En el primer caso los costos son próximos a los reales mientras que en el otro no lo pudieran ser.

2.3.5.2 PRECIO DE LA ENERGIA EN EL MEM

Dadas las características del Mercado ocasional que es un mercado de riesgo, el costo de la energía es variable dependiendo de las características de entorno que rodeen a éste.

El costo marginal de la energía del sistema fija el precio del mercado que los compradores están dispuestos a pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores de energía eléctrica en el MEM.

Se advierten dos características fundamentales que adquieren las transacciones de energía; estas son:

- Característica de Temporalidad (El valor de la energía varía en función del tiempo)
- Característica de Espacio (El valor de la energía varía en función del lugar donde ésta es generada y donde ésta es utilizada).

Máquinas térmicas

El precio de la energía en este caso está determinado por la función conocida con el nombre de “característica de costo incremental de la energía”, que es generalmente una función cuadrática y es proporcionada por los generadores obligatoriamente al CENACE. Estas curvas sirven para calcular y determinar el despacho económico del sistema.

Máquinas hidráulicas

El precio de la energía para este tipo de máquinas en el mercado SPOT se determina en base al denominado “valor del agua”, que pone un precio al agua utilizada para la generación, la misma que depende de su presente o futura utilización.

Despacho horario en máquinas térmicas

El despacho horario en el mercado SPOT de las plantas térmicas en el Ecuador se lo realiza de la siguiente manera:

El modelo utilizado en la característica de costo incremental se la aproxima a una función lineal ec.(2-1).

$$(2-1) \quad f_i = m_i g_i + b_i$$

de tal forma que:

$$(2-2) \quad \sum g_i = \text{Demanda}$$

Entonces el despacho operativo es un problema de programación lineal.

Al realizar la derivada de esta función para determinar el despacho económico se verifica que el costo incremental de las funciones así modeladas son constantes m_i en cada máquina lo que permitirá resolver el despacho por simple inspección, permitiendo el ingreso de las unidades en orden de sus costos de operación ($m_1 < m_2 < m_3 \dots$) hasta atender la demanda deseada. El último generador que ha de ingresar en despacho horario se lo conoce como la unidad marginal que establece el precio en el mercado Spot.

Se advierte un concepto individual de “máquina marginal” o máquina que margina los costos, válida para el mercado actual.

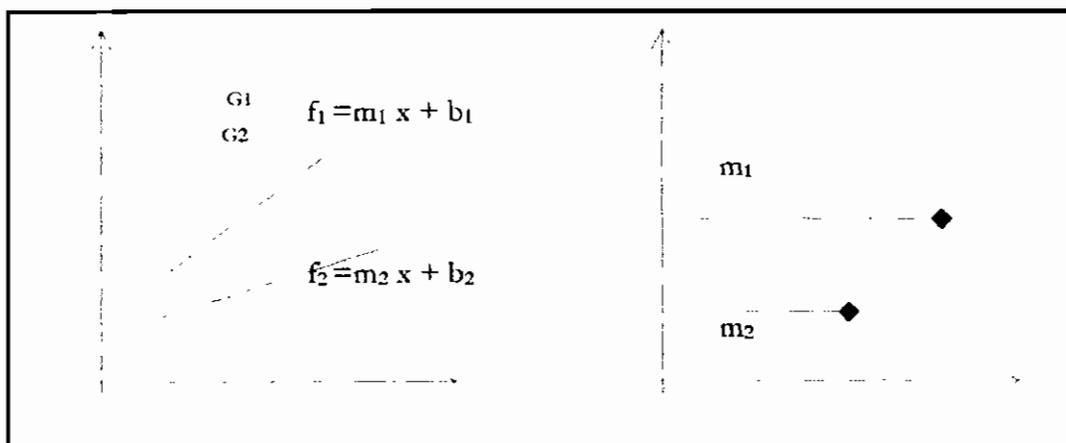


Figura No 2.3 Funciones de costo incremental y sus derivadas

De lo expuesto anteriormente el despacho horario de generación se daría de la forma mostrada en la figura 2.4.

El despacho entonces requerirá el ingreso de plantas en orden de valores a,b,c etc, (como lo determina el gráfico 2.4 la unidad marginal sería la máquina (C) con el fin de cubrir la demanda actual del sistema.

OBSERVACION.- El despacho de unidades térmicas toma una connotación especial, pues los costos operativos son desacoplados en el tiempo.

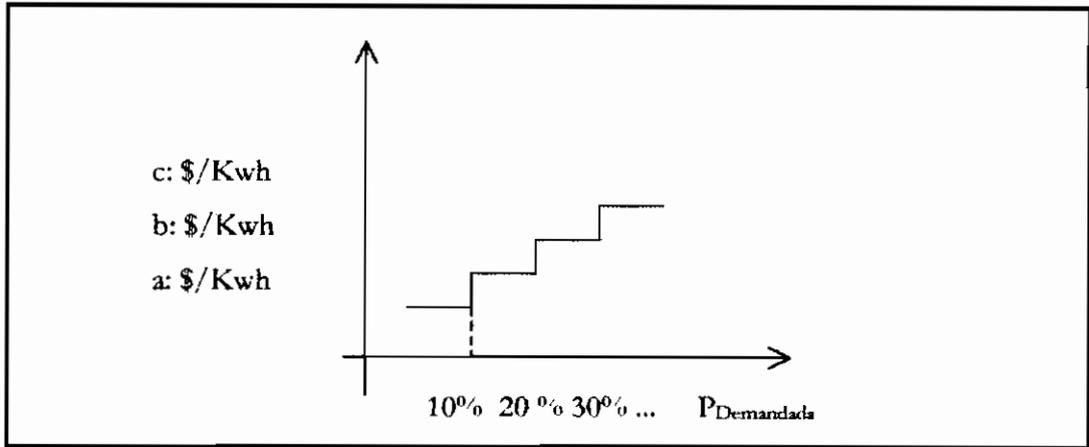


Figura No 2. 4 *Ingreso de unidades en el despacho económico.*

Despacho horario hidrotérmico

Para determinar el despacho económico hidrotérmico se ha establecido un valor para el agua en centrales hidráulicas y se considera la modalidad del costo marginal en el caso de máquinas térmicas.

Maquinas hidráulicas

En maquinas hidráulicas como se ha mencionado el “valor del agua” depende de características relacionadas con el tipo de central hidroeléctrica, pudiendo ser de:

- Pasada (no tiene embalse)
- De regulación (tiene embalse)

A su vez por la regulación que pueden efectuar éstas, se puede dividir en:

- Horaria
- Diaria

- Semanal
- Mensual
- Anual
- Multianual

Los beneficios que pueden dar tal o cual central hidroeléctrica depende de su utilización presente o futura, lo que determina el carácter de acoplamiento en el tiempo en sus costos de operación.

La solución óptima del problema hidrotérmico es establecer un equilibrio entre el beneficio presente del agua y el beneficio futuro de esta si es posible su almacenamiento, entonces el uso óptimo del agua almacenada corresponde al punto donde los costos inmediatos y los costos futuros son iguales.

Se puede mencionar en forma general que el despacho hidrotérmico se caracteriza pues en estos sistemas se introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos futuros.

Por lo tanto la operación de un sistema hidroeléctrico es acoplada en el tiempo, es decir una decisión operativa hoy afecta el costo operativo futuro.

En resumen, a diferencia de las plantas térmicas, las plantas hidroeléctricas tienen un valor indirecto, asociado a la economía de combustible de las térmicas desplazadas hoy o a futuro. El uso óptimo del agua denominado valor marginal del agua, se obtiene cuando están equilibrados los valores inmediato y futuro del agua. El pronóstico se dificulta entre más grande sea el tiempo escogido; la programación para encontrar la conveniencia de generación se la realiza por medio de programación iterativa para diferentes escenarios.

Por ejemplo el valor del agua para los meses de Abril y Mayo de 1999 en el Ecuador; fue próximo a 2 USD por Mwh, se espera que a futuro este valor en épocas de estiaje suba a 30 USD y 40 UDS por Kwh, se advierte entonces que este valor dependerá de:

- Altura del embalse
- Capacidad del embalse
- Caudal
- Disponibilidad de otras centrales, etc.

El costo menor se tiene cuando se vierte el agua por los conductos de desfogue cuando esta ha excedido el nivel máximo en la represa. Para el nivel mínimo de embalse este determinará el costo máximo que resulta a la vez ser el valor umbral de la energía por desabastecimiento.

2.3.5.3 PRECIO DE MERCADO

Para el establecimiento de un precio al cual se debe valorar la energía en mercado SPOT, se ha establecido el “precio de mercado λ ” el mismo que resulta del cálculo del despacho económico de generación ofertada en un nodo denominado Barra de Mercado. El CENACE establece dicho precio en términos horarios basándose en el método de mínimo costo. El precio de Mercado de la energía se lo denomina costo marginal instantáneo de corto plazo.

Barra de mercado

El precio de la energía se la define en una barra de referencia en la que se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra. La barra escogida como referencia se denomina barra de Mercado y la participación en las pérdidas se efectúa a través de los factores de nodo.

Precio Nodal de la Energía

Los factores de nodos son factores que penalizan el costo de transmitir una cantidad de energía por las pérdidas producidas desde el ente generador a la carga o referencialmente de una barra a otra.

En cada nodo de la red de transmisión queda definido un precio P_n calculado como el Precio de Mercado por el Factor de Nodo.

$$(2-3) \quad P_{ni} = \lambda \beta_i$$

P_{ni} : precio en el nodo i

λ = costo marginal del mercado

β_i = factor de nodo

Este es el valor al cual se liquida a un generador o consumidor por la energía recibida o entregada en el nodo i , el mismo que deberá ser mayor o menor que el de la barra referencial del mercado.

De lo mencionado anteriormente se concluye con la referencia [12] que:

- La energía de un generador exportador va perdiendo valor en la medida que se aleje de la Barra de Mercado (BM). ($\beta_i < 1$)
- A su vez, el precio de la demanda aumenta a medida que se aleja de la Barra de Mercado (BM) ($\beta_i > 1$)
- El Precio Nodal de la Referencia o Barra de Mercado es igual al Precio de Mercado ($\beta_i = 1$)
- Los factores de nodo dependen de la localización de la referencia o BM.
- El precio de Mercado cambia con el cambio de la referencia.
- El precio nodal (P_{ni}) se mantiene constante con cualquier BM;

$$(2-4) \quad P_{ni} = \lambda a \beta_{ia} = \lambda b \beta_{ib}$$

Por simple inspección los factores de nodos de una barra con respecto otra no son iguales, más su producto respectivo entre precio de mercado y factor de nodo si lo es:

$$(2-5) \quad \lambda_{BM1} \neq \lambda_{BM2}$$

$$(2-6) \quad \beta_{BM1} \neq \beta_{BM2}$$

entonces:

$$(2-7) \quad \lambda_{BM1} \cdot \beta_{BM1} = \lambda_{BM2} \cdot \beta_{BM2}$$

$$(2-8) \quad p_{nodal_{BM1}} = p_{nodal_{BM2}}$$

Por lo tanto las liquidaciones no se ven afectadas por la BM seleccionada.

Al cambiar la referencia de la barra a a la barra b, los nuevos factores nodales de cualquier nodo i se calculan como:

$$(2-9) \quad \beta_{ib} = \beta_{ia} / \beta_{ba}$$

donde:

β_{ia} factor de nodo de la barra i referente a la barra a

β_{ib} factor de nodo de la barra i referente a la barra b

β_{ba} factor de nodo de la barra b referente a la barra b

En esta nueva barra se realiza el despacho económico, obteniéndose un nuevo Precio de Mercado λ_b .

El precio nodal se mantiene constante independiente de la BM.

2.3.5.4 CARGO VARIABLE DEL TRANSPORTE (CVT)

Para el caso de 2 barras el cargo variable de transporte para llevar la energía de un nodo a un nodo b es la diferencia que tiene el precio de energía entre estos nodos, este cargo es pagado por el agente que corresponde según como se haya efectuado la transacción y el nodo escogido para la compra y venta de energía. Para hacer que esto no sea contrario a la eficiencia técnica que debe existir, el órgano regulador deberá limitar las pérdidas que se pudieran producir determinando un techo para esta e informando al transmisor sobre los mismos, en caso contrario el exceso de pérdidas debe ser asumido por el mismo transmisor.

$$(2-10) \quad CVT = \lambda_{P_A} \beta_A - \lambda_{P_B} \beta_B$$

Donde para el caso de las barras a y b ; P_a y P_b son potencias netas

Generalizando:

$$(2-11) \quad CVT = \sum \lambda \beta_i (G_i - D_i)$$

G_i potencia generada en el nodo

D_i demanda en el nodo

β_i factor de nodo

λ precio de mercado

El funcionamiento comercial del MEM como mencionado, se realiza entre agentes de negocios, estos son:

- Generadores
- Distribuidores
- Grandes consumidores
- Importación y Exportación

Dentro del marco de mercado SPOT o a Término, surgen las siguientes transacciones de compra y venta entre:

- Generador – exportador
- Generador – generador
- Generador – distribuidor
- Distribuidor – gran consumidor
- Generador – gran consumidor
- Importador – distribuidor
- Importador – gran consumidor

Por ejemplo una de las transacciones comerciales entre generador y generador tendrá lugar en el incumplimiento de generación de uno de ellos, generación que deberá ser satisfecha por el otro, esta transacción se deberá efectuar en la modalidad de mercado de riesgo o SPOT. Se pueden hacer transacciones en una modalidad mixta es decir parte en un

mercado a TERMINO y un restante en el mercado SPOT, otra forma de hacer transacciones de compra y venta es la que se realiza totalmente en el mercado SPOT.

2.3.5.5 COSTO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO A PLAZO

En la modalidad de mercados a plazos los contratos de compra-venta actualmente son acordados libremente entre generadores y distribuidores o con grandes consumidores. Este mercado establece compromisos comerciales pero no necesariamente de producción o de consumo es decir que el hecho de efectuar un contrato a plazo no garantiza al consumidor el consumo, directo de la producción energética de dicha planta con la que contrajo el compromiso, pues ésta puede no estar en el despacho horario establecido por CENACE. Los precios son pactados libremente entre los agentes a través de contratos, que serán vigilados y confirmados por la instancia respectiva.

Los contratos efectuados en este mercado son independientes de la operación en tiempo real que pueden efectuar el operador del sistema.

Realizadas las transacciones comerciales por medio de contratos se pueden dar casos de exeso o faltante de energía contratada la cual deberá ser suplida en el mercado SPOT, así:

- Un generador, en cierta hora, debe comprar energía en el MEM a costo marginal si no cubre con su generación su contrato.
- Un distribuidor, en cierta hora, puede vender su excedente en el MEM a costo marginal si su demanda es inferior a la contratada.
- Los generadores o distribuidores que no tienen contrato pueden vender o comprar en el MEM a costo marginal horario.

2.3.5.6 BALANCES DE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA.

Para cada agente se debe determinar un balance entre sus compras y ventas efectuadas, como muestra la figura 2.5.

La manera de poner precios así como efectuar pagos y cobros en el mercado a término es elegida por los agentes involucrados en la transacción. En el mercado a término el precio de la energía se basa en costos marginales de la energía y estos son fluctuantes.

El órgano que informa de la energía recibida y entregada por tal agente es el administrador que para el caso del Ecuador es el CENACE

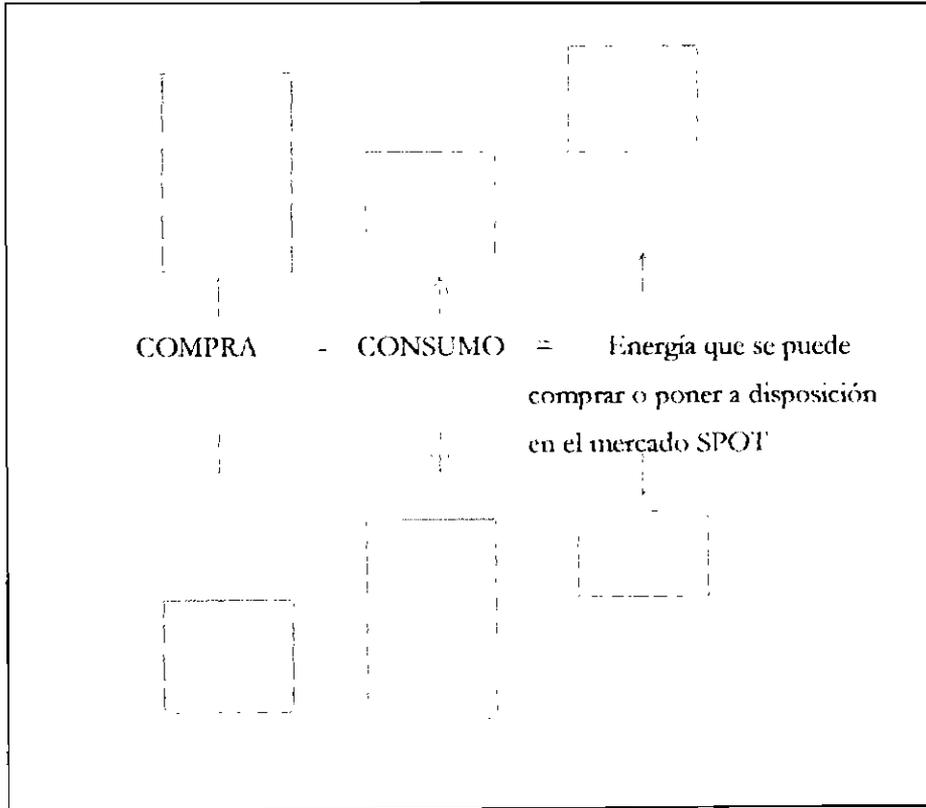


Figura No 2.5 *Balances de compra y venta de energía*

2.3.5.7 PRECIO MARGINAL REFERENCIAL DE LA ENERGIA

Este es el precio que debe pagar el consumidor final que no tiene contrato a plazo para el suministro de energía. Este es el precio que se aplica a los usuarios en su tarifa que deberán cobrar las empresas de distribución y se lo puede entender como el promedio de los costos marginales del sistema para un período y se calcularán por medios computacionales.

La temporalidad del precio de la energía se encuentra nuevamente presente en el factor de nodo estacional, el mismo que afecta al precio de referencia nodal.

2.3.5.8 PRECIOS DE LA POTENCIA

Un razonamiento básico de lo que ocurre en el mercado SPOT con la comercialización de energía hace pensar que las máquinas las cuales marginan el costo de la energía no tendrían ganancia alguna debido a que los costos marginales prácticamente representan el costo de operación variable de la planta. Para cubrir otros costos, garantizar la producción energética y participación de los generadores, se ha establecido un canon que considere la potencial prestación de servicio por parte de los generadores. En esta consideración de ítems por los cuales se debe pagar a los generadores, también se consideran restricciones operativas y limitantes físicos superables que son sancionados si no existe una mejora en estos aspectos.

Estos valores deben ser agregados al precio de la energía y al cargo variable de transporte. Con la consideración de estos rubros se busca que los ingresos por potencia firme sean estables para generadores que aportan con potencia útil independiente de su despacho, así se tiene que los rubros considerados corresponden a:

- a.- Potencia remunerable puesta a disposición
- b.- Reserva adicional de potencia
- c.- Reserva para regulación primaria
- d.- Reserva para regulación secundaria
- e.- Costos de arranque y parada para centrales térmicas de vapor

Existen otras compensaciones por restricciones operativas e inflexibilidad de unidades y energía renovables no convencionales.

La forma de liquidar los rubros desde el literal *a* hasta el literal *d* se lo realiza por medio del precio unitario de potencia determinado para la potencia remunerable. Este precio fue para el mes de abril de 1999 de \$ 49600 s/. por kw. Los otros rubros por inflexibilidades,

costos de parada e inflexibilidades toman otros criterios para su liquidación, por lo tanto el precio de la energía en un nodo esta determinado por:

- Precios de energía en el mercado SPOT
- Precio de la potencia
- Cargo variable de transporte

2.3.5.9 POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION PR

Esta potencia determina la cantidad de potencia activa que una planta generadora podrá poner a disposición para ser despachada, es una cantidad que se determina para cada año en cada central.

La Potencia Remunerable puesta a disposición corresponde al promedio aritmético de las potencias máximas horarias con que cada planta hidroeléctrica o unidad termoelectrica resulte despachada en la simulación respectiva, durante las horas de punta y de demanda media, en cada uno de los meses de la estación seca, tomando como base la estadística hidrológica de un año seco (probabilidad de excedencia de 90^o mensual) y con el que se cubra la curva de demanda proyectada.

El cálculo efectuado para determinar la potencia disponible resulta insuficiente durante uno o más meses para llenar la curva de carga, se procede a tomar el siguiente año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir la condición de cobertura de la carga. Para el caso de las unidades térmicas en la simulación se considerará su factor de disponibilidad.

El CENACE debe utilizar los consumos específicos promedios de las unidades termoelectricas y los costos vigentes de los combustibles para los respectivos cálculos.

2.3.5.10 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA.

Esta es evaluada semanalmente dependiendo de eventuales requerimientos de reserva

adicional de potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición para cumplir las condiciones de calidad de suministro.

Reserva para Regulación de Frecuencia

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia se define estacionalmente y es de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores; para el mes de abril de 1999 fue del 4^o de la demanda. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia determinado.

Se considera además una reserva adecuada para Regulación Secundaria de Frecuencia, la misma que para el mes de abril de 1999 fue de 3.2^o de la demanda [12].

Compensaciones por Restricciones Operativas

Cuando existan Restricciones Operativas que obliguen el despacho de unidades menos económicas (como es el caso de la provincia de Manabí, para mejorar la calidad del voltaje requiere de generación localizada en la misma plaza), el CENACE establecerá los mecanismos para que la generación producida por dichas unidades sea remunerada al generador a su costo variable declarado y evite las distorsiones que por este concepto puedan producirse en la fijación de los precios del mercado.

Los sobrecostos producidos serán calculados por el CENACE y cubiertos por el Agente del MEM que los provoque (en el caso de Manabí son cubiertos por el transmisor), para compensar al que entró sobre el despacho económico.

Los costos originados por inflexibilidades operativas que puedan tener las unidades de generación, que las obliguen a mantenerse en operación en períodos que no son requeridos por el sistema, no inciden en los costos económicos del MEM. Los sobrecostos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el agente propietario de la unidad inflexible. El CONELEC establecerá las Regulaciones pertinentes.

En caso de que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar unidades del tipo turbo-vapor, se reconocerán los costos de arranque y parada, en el caso de arranque, si esta unidad vuelve hacerlo pasadas las 48 h de parar sus unidades.

2.3.5.11 PRECIO REFERENCIAL DE LA POTENCIA

Los costos fijos de la central de generación marginal son considerados por medio del PRP (Precio referencia de la potencia), el cual es un cargo que se lo define como el costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en un año seco, por las condiciones de un año seco la planta generadora con mayores posibilidades de marginar el costo estaría a cargo de una turbina a gas y el precio de potencia para estas sería de aproximadamente 5\$/KW [12].

Con el costo arriba señalado se remunerará la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia;

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia.

2.3.5.12 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA

Para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo-vapor, el CENACE obtendrá, una vez concluido cada mes y para el período total del mes concluido, un valor por unidad de energía denominado Cargo Equivalente de Energía. Este cargo corresponderá a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y por los Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo – vapor, en ese período y, la correspondiente energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

2.3.5.13 COBRO POR POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION, RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA, RESERVA PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA

Una vez concluido cada mes y para el mes terminado, el CENACE establecerá el valor que se debe cobrar a cada receptor por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo-vapor en el MEM. Este monto se calculará sobre la base de la energía recibida en las horas de punta y de demanda media, en su nodo, valoradas con el Cargo Equivalente de Energía.

2.3.5.13.1 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA CEP PARA REMUNERAR LA PR

(a) Este cargo permite recaudar mensualmente el valor a pagar por la PR de cada generador. El valor a pagar a los generadores es:

$$(2-12) \quad PRP \times \sum Pri$$

(b) El CEP es el resultado de dividir el valor anterior para la energía vendida en el sistema en horas fuera de valle del mes

$$(2-13) \quad CEP = PRP \sum Pri / E_{sfr}$$

(c) Cargo de Potencia por Agente

Cada Agente i que retira energía del sistema en horas fuera de valle en términos mensuales E_{ifr} paga su contribución al pago de PR como:

$$(2-14) \quad CEP \times E_{ifr} \quad y$$

$$(2-15) \quad E_{sfr} = \sum E_{ifr}$$

(d) El valor de CEP varía mensualmente y no se lo afecta por factores de nodo.

Los literales a, c, d, serán remunerados en base a "Precio unitario de Potencia", el cual considera el "costo unitario mensual de capital y los costos fijos de operación y

mantenimiento de la unidad generadora más económica que proveerá de potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

El literal (a) es definido trimestralmente, (c) y (d) en forma estacional. El literal (b) es determinado en una licitación por requerimientos extras semanalmente y será remunerado con un valor que no puede ser mayor que el definido para los literales (a), (c), (d).

2.3.5.13.2 CARGO POR REGULACION DE FRECUENCIA

Se remunerará con el PRP a los generadores seleccionados para control de frecuencia en el valor del porcentaje óptimo de regulación determinados por el CENACE.

Los generadores tendrán la obligación de aportar un porcentaje (3-4%) de su capacidad para efecto de tener en el sistema reserva en giro. .

2.3.5.14 PROCESO DE COBRO Y DE PAGOS

Los cobros y pagos que deberán efectuar los agentes se los presenta en la tabla 2.1.

	Cobros	Pagos
GENERADORES	Energía	Energía
	Otras aplicaciones, RPF, RSI, etc.	Pago a otros generadores por generación, RPF, RSI.
	Arranque y paradas	Generación por reactivos
TRANSMISOR	Cargos variables por transporte	Energía por restricciones operativas
	Tarifas de transmisión	
DISTRIBUIDORES	Recibe	Paga
	Energía	Energía
	Uso del sistema	Potencia PR, PA y PSF
		Cargos de transporte
		Arranque y parada
	Restricciones opeatrivas	

Tabla No 2.1 Cobros y pagos en el MEM

2.4 FORMAS DE OPERACION EN LOS DISTINTOS PERIODOS EN EL ECUADOR

La realidad y evolución del sector eléctrico ecuatoriano, enfrenta un proceso cronológico de características marcadas, al igual que su operación. En los siguientes párrafos se realiza una breve descripción de las maneras y formas de operación practicadas en el S.N.I.

2.4.1 OPERACION DE UN SEP EN UN SISTEMA AISLADO

La operación de un sistema en un sistema aislado se relaciona a un conjunto de acciones tendientes a mantener la continuidad de servicio, sobre la base de las características propias de la máquina generadora y del sistema a servir.

Las acciones que se realizan en sistemas aislados por la operación deben ser tendientes a:

- Supervisar el cumplimiento de un pronóstico aproximado de carga.
- Realizar los ajustes necesarios para el buen funcionamiento de dispositivos y máquinas en la generación.
- Controlar y coordinar el buen funcionamiento del sistema generador y sistema de transmisión.

Filosofía De Operación

La filosofía de operación de un sistema aislado es centralizada en cada unidad.

Los esfuerzos apuntan al mantenimiento de continuidad de servicio dependiendo esencialmente de la disponibilidad de la máquina o máquinas generadoras, el sistema de transmisión y otros recursos.

Esta operación es gobernada totalmente por la habilidad del operador sujeto a la coordinación que realiza él con el cuarto de máquinas y lógicamente con la subestación de entrega correspondiente.

Funciones Del Operador

Las principales funciones que un operador de un sistema eléctrico debe realizar son:

- Acciones correspondientes al mantenimiento de servicio continuo de Energía Eléctrica al sistema.
- Mantenimiento y supervisión de parámetros de voltaje y frecuencia del sistema.
- Control y coordinación del funcionamiento de las máquinas generadoras y subestación correspondiente.
- Supervisión de los programas diarios a realizarse.
- Registro de datos horarios y sucesos existentes.
- Toma de decisiones para la solución de problemas presentados en la operación.

Herramientas

Las herramientas comúnmente utilizadas hasta la actualidad son:

- Tablero mímico
- Programas y registros diarios
- Tablero de control
- Visualizadores (medidores) de Corriente, voltaje, potencia, frecuencia, alarmas etc.

Manera De Operación

La operación de un sistema aislado podría verse representada en la operación que se realiza a una monomáquina.

Bajo un horario discreto se plantea un registro de consumo de potencia horario diario en la unidad generadora, estos registros son base de la potencia que debe entregar la central generadora a sus consumidores, los operadores basan el funcionamiento de éstas en los mencionado registros; la planta dependiendo de su tipo y característica de trabajo deberá

ser operada adecuadamente es así que el operador debe conocer detalladamente su funcionamiento.

El operador tiene la obligación de revisar que se cumpla el registro previsto, dar ajustes, modificaciones de éste según se requiera, ejecución de ordenes a servomecanismos de control de los diferentes elementos del generador y registro de parámetros y eventos ocurridos, para mantener voltajes, corrientes, frecuencia y otros parámetros propios de la máquina en su operación.

La supervisión la lleva por medio de visualización de indicadores y medidores de parámetros de la máquina como son:

- Voltímetros
- Frecuencímetro
- Amperímetros
- Alarmas etc.

2.4.2 OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO BAJO UN SISTEMA SUPERVISORIO [11]

Los sistemas de potencia en todos los países han sufrido una evolución dependiendo de la tecnología disponible, complejidad de los sistemas y su cobertura.

La operación que se realizaba en los distintos centros de control y centros de generación, respondía a la necesidad de mantener un equilibrio técnico y económico que garanticen el suministro de energía eléctrica en condiciones adecuadas.

La operación con el S.N.I. conformado se llevaba a cabo de la siguiente manera:

La operación del S.N.I se basaba en un sistema elemental de supervisión que tenía como únicas herramientas la información periódica de centrales y subestaciones así como de un diagrama unifilar del sistema de potencia, el cual era actualizado por medio de comunicación telefónica.

La manera de proceder la operación consistía en la determinación de un programa diario de generación que se debía elaborar en forma coordinada con las empresas eléctricas que eran parte del sistema, el programa contenía valores horarios de unidades de generación

preestablecidas que estaban en la obligación de cubrir la demanda energética, a sus subsidiarias, en base a una planificación de demanda requerida.

La actividad se realizaba con la intervención del operador quien supervisaba el cumplimiento y seguimiento del programa preestablecido en forma horaria, así como la coordinación de ajustes en el programa con el fin de cubrir la demanda eléctrica. Esta actividad por lo tediosa y repetitiva se la realizaba en intervalos de 30 y 60 minutos, que eran tiempos prudentes para los recursos disponibles de adquisición de datos basados en llamadas vía PLC (power line carrier) o mensajes de radio a las diferentes subestaciones y centrales de generación.

El número de datos que se registraban en cada ciclo sumaban alrededor de 170 mediciones, actividad que se cumplía en aproximadamente 25 minutos, razón de ser de tiempos de toma de datos para los registros que se mantenían.

De parte de los operadores de centrales y subestaciones, estaban siempre prestos a recibir los reajustes si eran necesarios y ejecutar las acciones de control según sea lo requerido para cubrir la demanda energética, esta acción como es lógico se la realizaba desde los tableros de control en cada instalación de una manera prácticamente manual.

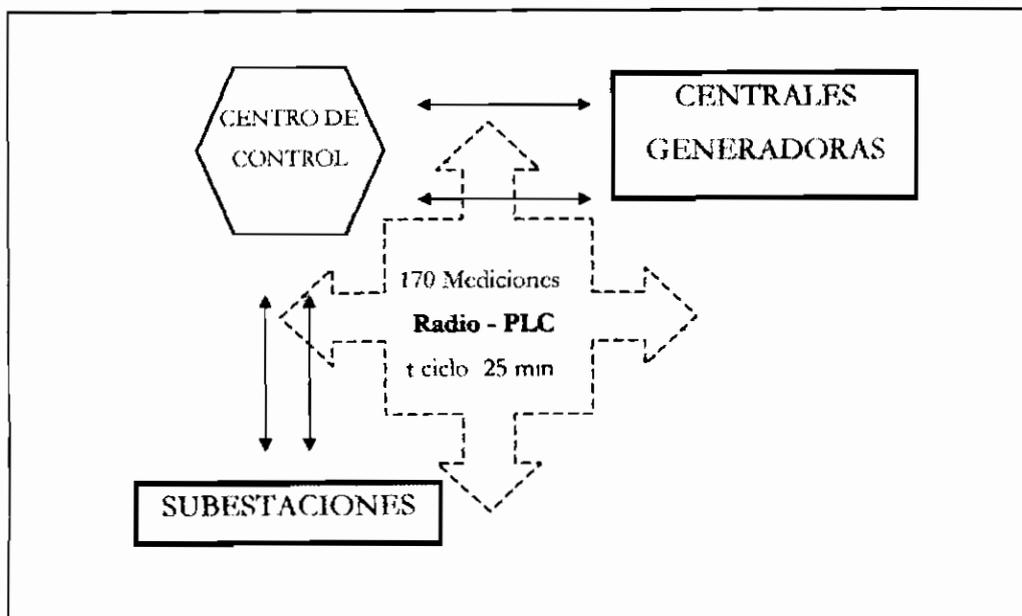


Figura No 2.6 Sistema Elemental de Supervisión para la Operación del S.N.I.

Control Carga-Frecuencia

Cómo se ha visto, una de las variables de sistema a controlar en la operación de SEP, ésta relaciona aspectos mecánicos y eléctricos que coexisten en la conversión de energía realizada en los generadores. Se conoce que la frecuencia está fuertemente relacionada con la potencia activa de tal forma que cuando el sistema exige más potencia por alguna variación la frecuencia disminuye en su valor y viceversa.

Control Primario Carga-Frecuencia.

Este es un proceso que sucede en forma automática determinando el ingreso o prohibición de entrada de combustible para las máquinas térmicas o de agua para las máquinas hidráulicas por medio de sistemas de control que funcionan detectando la velocidad del eje de la turbina y permitiendo la apertura o cierre de compuertas para el ingreso de combustible o agua que determinan aumentar o disminuir la velocidad del eje mencionado. Entonces el sistema automáticamente se adecua a nuevas condiciones de Potencia y por ende de Frecuencia por variaciones aleatorias de cargas en el sistema.

La ejecución de este control se lo lleva hasta la actualidad por los mecanismos de control primario provistos en cada uno de los reguladores de velocidad en los generadores, los tiempos de respuesta y características son correspondientes a la tecnología utilizada en su construcción.

Control Secundario Carga-Frecuencia

La planificación para la cobertura de la demanda de potencia se la realizaba previamente con la participación de las empresas generadoras; como producto se obtenía un programa diario a seguir, el pronóstico diario era manejado por los operadores del centro de despacho, los mismos que cumplían su rol con la observación y cumplimiento del programa realizado, el parámetro de control principal en éste tipo de control P-f se basaba en la frecuencia que al ser medida a través de un frecuencímetro determinaba la deficiencia o exceso de generación. Al observar diferencias en el valor del frecuencímetro el operador procedía a ordenar a las centrales y subestaciones las acciones a tomar.

A continuación se considera el caso de una deficiencia de generación, el frecuencímetro marca el descenso de su variable, esta variación era registrada por el operador, inmediatamente la contrastación de estos valores con el valor nominal y consecuentemente la revisión de los valores de potencia de aporte por cada generador y carga previstos determinaban el discernimiento y acción a tomar por parte del operador. Es evidente que los datos provenientes del registro eran estimados o actualizados con datos de por lo menos media o una hora anterior, el operador al tomar en el caso analizado la decisión de aumento de carga estaba sujeto a la disponibilidad que tenían las centrales, con todo éste procedimiento el proceso se retardaba por el tiempo utilizado en:

- Conocimiento de la variación de frecuencia
- Contrastación de valores programados
- Verificación de valores tabulados en el último ciclo
- Verificación de datos para evitar violar límites técnicos y operativos
- Revisión y confirmación de centrales generadoras disponibles
- Transmisión y recepción de acciones a realizar
- Tiempos de respuesta de gobernadores y servomecanismos de la central que cumple con la regulación

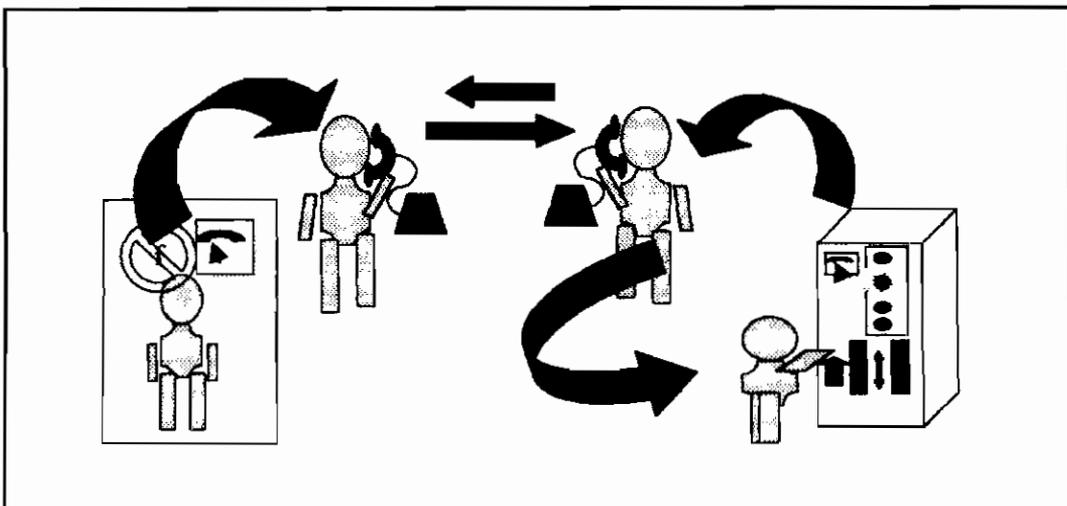


Figura No 2.7 *Proceso seguido en la Regulación Secundaria de Frecuencia.*

Como es evidente la regulación era manual e indirecta, los tiempos ocupados en la regulación y su proceso sumaban valores inadecuados para el control P-f, el procedimiento así realizado se debía efectuar cíclicamente hasta afinar la frecuencia a rangos de variación permitidos.

La posibilidad de trabajar en tiempo real, con los recursos y algoritmos especificados para el control P-f secundario evidentemente era imposible.

Se puede detallar las limitaciones del control que eran propias en la operación del S.N.I como un sistema de potencia provisto de un sistema básico de supervisión; se puede citar entonces:

- Limitados recursos que posibiliten adecuada y oportuna interpretación de parámetros operativos del sistema.
- Limitada exactitud en las lecturas de parámetros como: voltaje, potencias etc.
- Retardado tiempo de conocimiento ante contingencias y parámetros actuales de red (ejm. topología, fallas etc.)
- Evaluación continua de la operación del sistema
- Falta de señalización y alarmas ante condiciones de emergencia
- Alta probabilidad de desabastecimiento de energía y potencia eléctrica con sus respectivas consecuencias.
- Inadecuados estándares en términos de:
 - Seguridad.- Baja confiabilidad de operación, topología y reserva así como restauración inmediata del sistema
 - Calidad.- Grades tiempo de suministro de energía en condiciones inadecuadas de calidad (voltaje, frecuencia).
 - Economía.- Perjuicio económico a empresas distribuidoras, estado y usuario por desabastecimiento, perjuicios por disminución de vida útil en equipos etc.

Como es lógico pronosticar, los tiempos utilizados en el proceso de control P-f, eran exageradamente grandes.

2.4.3 OPERACION TECNICA DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO BAJO UN SISTEMA DE SUPERVISION Y CONTROL EMS

En este período la participación del CENACE es radical en la operación del S.N.I.; éste ente de control entra en funcionamiento en Agosto de 1995 como parte de la Dirección de Operación del S.N.I., proporcionando al Sistema Eléctrico Nacional el medio adecuado para la realización de una operación moderna y eficiente basada en una filosofía de control centralizada, la misma que permite tener herramientas adecuadas para las tareas a ejecutar en la operación en tiempo real.

"Este Sistema de Manejo de Energía está conformado por un sistema automático de recolección de datos y control supervisorio (SCADA) que monitorea en tiempo real alrededor de 500 mediciones analógicas y 3400 indicaciones de estado en períodos de 10 segundos, las 24 horas del día todos los días del año y un conjunto de funciones de aplicación que incluye un grupo de programas de ingeniería eléctrica altamente especializados, tales como: configurador de red, estimador de estado, flujo de potencia, pronóstico de carga, entre otros, permitiendo al operador contar con herramientas de punta para el manejo del sistema de potencia." [40].

Filosofía Operativa Del Sistema Nacional Interconectado

Como se había mencionado el objetivo fundamental de operación del S.N.I. y de las Empresas Eléctricas constitutivas del mismo, consistía en satisfacer los requerimientos del consumidor de energía eléctrica, en las mejores condiciones técnicas y obtener la máxima economía en la explotación, es decir, cumplir con las características de seguridad calidad y economía de operación.

El área de responsabilidad del S.N.I comprendía todas las instalaciones de generación (excluyendo las que pertenecen a las Empresas Eléctricas) y la red nacional de transmisión de 230 y de 138 KV; además, en la concepción inicial se esperaba tenga el CENACE una responsabilidad compartida, con los Sistema Regionales que conformaban el Sistema Eléctrico ecuatoriano.

La conformación física y la organización funcional del Sector Eléctrico Ecuatoriano exigían la definición de una estructura; jerárquica y el establecimiento de las responsabilidades en cada nivel.

Estructura Jerárquica

La teoría de control jerárquico se ocupa de los problemas asociados con la descomposición de un sistema en áreas de responsabilidad y la resultante necesidad de coordinar entre los niveles de control individuales. La estructura jerárquica de un problema de control involucra un arreglo vertical de niveles o subsistemas.

Los niveles de mayor jerarquía abarcan áreas más grandes e instalaciones más importantes en el sistema, como resultado de lo cual, las decisiones que se toman en estos niveles tienden a ser más complejas.

En primera instancia la estructura jerárquica para la coordinación operativa del Sistema Nacional Interconectado se estimó requiría de tres niveles, a los cuales se les asigna responsabilidades y grados de participación. Se concibe la jerarquía en primera instancia en tres niveles; estos son:

Primer Nivel.- Funciones dirigidas a la supervisión del S.N.I.

Segundo Nivel.- Sus funciones son dirigidas a los diferentes sistemas regionales y empresas eléctricas.

Tercer nivel.- Sus funciones son dirigidas a la calidad del servicio en voltaje a nivel de consumidor en empresas eléctricas.

Funciones Operativas

Las funciones a las que el CENACE tenía y tienen acceso corresponden a un primer nivel de jerarquía asumiendo así la responsabilidad más alta sobre los objetivos de seguridad y economía de la operación.

En lo referente a la calidad: el control de frecuencia es responsabilidad total del primer nivel de jerarquía, ya que, dada la magnitud de los recursos de generación cada vez más pequeños de las Empresas de los Sistemas Regionales, frente a la magnitud de los del S.N.I, no podrían asumir aquellas el control de potencia de intercambio a valores constantes. En este sentido el sistema trabaja operativamente hasta la actualidad como área única, esto es, que los cambios de carga serán absorbidos por el S.N.I, independientemente de en donde ellos ocurran; en esta forma, la energía fluirá libremente por las interconexiones, respetando simplemente la seguridad del sistema y buscando paralelamente la consecución

de una economía global –no regional- de la operación; en tanto que para el control de voltaje este nivel debe mantener valores comprendidos en una banda de error con respecto del valor nominal, en los nodos de entrega, bajo condiciones normales y en la medida que los niveles jerárquicos subsiguientes cumplan con sus responsabilidades relativas al control de éste parámetro, en sus ámbitos.

Medios

El CENACE está constituido por equipos principales y auxiliares, programas, comunicaciones adecuadamente acoplados para desempeñar funciones como las citadas:

- Supervisión y control de los sistemas de transmisión y generación del S.N.I.,
- Funciones de análisis de Red y operación en tiempo Real,
- Funciones de planeamiento operativo básico de reportes.
- Planeamiento operativo
- Analisis Post- Operación
- Comunicación con otros subcentros de control
- Control supervisorio
- Control de generación
- Análisis de Red

Estas funciones de aplicación conjuntamente con su sistema SCADA (sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos) conforman el Sistema de Manejo de Energía (EMS).

A continuación se hace una breve descripción de las funciones del sistema implantado.

Supervisión de Red

La supervisión de red permite disponer de toda la información y datos del S.N.I., en tiempo real

Control Supervisorio

Este control supervisorio permite al operador del centro de control la manipulación de elementos del sistema como interruptores, taps de transformación etc.

Control de Generación

Por medio de esta función el operador puede administrar eficientemente la producción de potencia (activa y reactiva) en las unidades de generación.

Análisis de Red

Esta función permite al operador de la red en el centro de control la modelación del sistema de potencia con datos recolectados entregando así al operador una información que ayudará a la toma de decisiones para la operación del sistema.

Reportes

Esta es una función que se realiza automáticamente y presenta y registra datos y estadísticas de la información recogida por este sistema.

Planeamiento Operativo

Esta función permite obtener un despliegue de recursos en forma eficiente para la mejor explotación de recursos energéticos.

Procedimiento seguido para la regulación carga-frecuencia

Regulación Primaria Carga-Frecuencia

Esta se sigue realizando por los reguladores de velocidad ubicados en los propios centros de generación y con la participación de la mayoría de centrales generadoras.

Regulación Secundaria Carga-Frecuencia

La operación carga frecuencia con un sistema moderno de control centralizado consiste en

una interfaz constante entre el operador y la máquina, al obtener por medio del sistema de supervisión los datos requeridos, el análisis que acreditaba a buen juicio del operador se ve mejorado y reforzado, lo que da lugar a una operación más eficiente y con más elementos de juicio para su ejecución.

La operación carga frecuencia se la realizaba de la siguiente manera:

Mediante una información histórica de despacho diario, se obtenía la información denominada PREFIDESPACHO, este instrumento proporcionaba una curva de carga a seguir en un día, la cual los operadores deberían seguir. En un horario normal de ocho horas diarias por operador (tres períodos al día) la información del predespacho era transferida.

Dentro de los horarios respectivos los operadores cumplían con las siguientes funciones:

- Supervisar el sistema de generación existente
- Monitorear variables correspondientes a la generación
- Determinar el ingreso y salida de unidades de generación
- Coordinar, autorizar e informar el ingreso y salida de unidades de generación a los diferentes operadores de las distintas centrales.
- Realizar regulación secundaria de carga
- Modificar los datos registrados de potencia en el predespacho

La supervisión y monitoreo de los sistemas de generación y variables correspondientes se la realiza hasta el presente por medio del sistema de supervisión y control propio del centro (Sistema SCADA).

La coordinación de entrada y salida de unidades era realizada por el operador y enviada a las diferentes unidades por medio de sistemas de comunicación de radioenlace, PLC y/o vía telefónica. Las ordenes que recibía el operador de cada planta serían necesariamente confirmadas por él, cerrando así el procedimiento que garantice el fiel cumplimiento de las disposiciones y órdenes para la adecuada operación del sistema.

La regulación secundaria se la ejecutaba en forma directa por medio de las unidades de Paute en forma indirecta y eventualmente por Agoyan y Pisayambo todas estas centrales

hidráulicas, las dos últimas con participación fortuita cuando las condiciones del sistema lo determinaban.

Para la regulación secundaria el operador realizaba un control continuo, por medio de un par de relojes el uno sincronizado con la frecuencia del sistema y el otro sincronizado a un reloj patrón (cuya señal se la obtiene por medio de comunicación satelital), éstos permiten obtener instantáneamente las desviaciones de tiempo ocurridas, lo que permite determinar en forma indirecta una deficiencia o exceso de potencia. Con ésta información, la disponibilidad de los generadores, reservas y el criterio juicioso del operador entre otras variables, se procedía entonces a tomar acciones para la regulación secundaria de las siguientes maneras:

- a) Por medio de la interfaz hombre-computador, esto consiste en dar señales o consignas para el aumento o decremento de potencia en la central pertinente.
- b) Por medio de comunicación personal entre operadores (CENACE y CENTRAL), vía radio, telefónica etc.

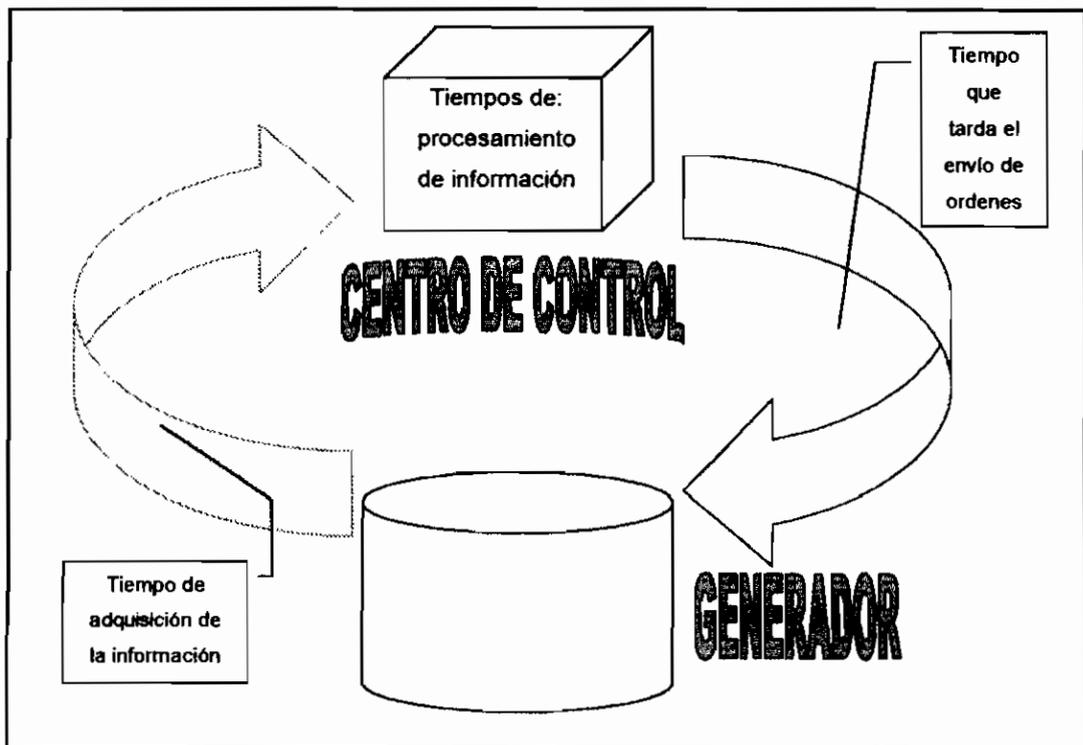


Figura No 2. 8 *Ciclos de envío de órdenes en la operación*

Como se puede notar en las figuras 2.8 y 2.9, el control secundario de frecuencia se lo realizó de una manera más eficiente en este período que en anterior; con mejoras en tiempos de envío y recepción de información, detección oportuna de desvíos de frecuencia (resolución mayor) y con mayores elementos de juicio disponibles en tiempos considerablemente pequeños.

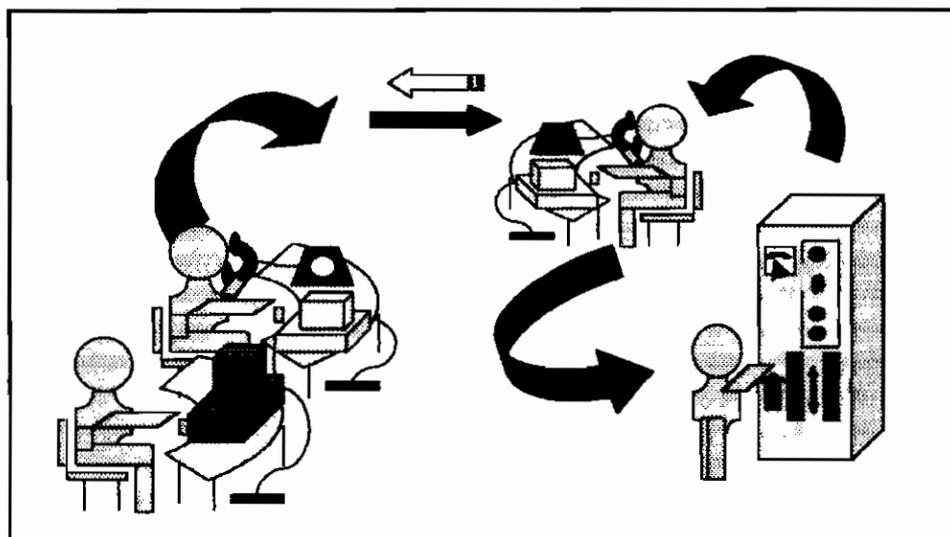


Figura No 2.9 *Operación del sistema con un control de supervisión y control*

2.4.4 OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO BAJO EL NUEVO MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO

El modelo tradicional de operación en un mercado de característica monopólicas, establece la operación con una complejidad menor a la que presenta un mercado competitivo. La complejidad y exigencia en un sistema clásico es menor que las establecidas por un conjunto mayor de condiciones de operación como lo determina un sistema de mercado competitivo, esto incide en una mayor exigencia en el cálculo de parámetros que ayuden a efectuar las tareas en forma adecuada, la operación se efectuaba con escenarios más generales determinados en forma más crítica en los períodos secos cuando la cobertura de demanda es difícil cubrir.

El escenario de competencia son los mercados eléctricos, donde de los recursos de control estarán localizados en los productores cuyo interés fundamental es la generación de energía

eléctrica y no necesariamente el control de frecuencia y el voltaje, esto implica que es necesaria una estrecha coordinación entre los participantes del mercado eléctrico a fin de preservar la seguridad y calidad en el suministro de energía.

La controlabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es dependiente de la ubicación de recursos y de la disponibilidad de las reservas, adicionalmente en sistemas como el S.N.I, es importante disponer de recursos de control de rápida respuesta para el control de fenómenos dinámicos como el de voltaje y la inestabilidad transitoria.

El mayor problema desde el punto de vista operativo con la apertura de mercados competitivos, constituye la seguridad operativa; este problema técnico requiere la evaluación mediante precios de los recursos de control que afectan a la seguridad del sistema, garantizando la disponibilidad del recurso mediante pago y la indisponibilidad mediante penalización.

Ante la complejidad operativa se requiere de nuevas tecnologías para apoyar la toma de decisiones en los centros de control, el soporte basado en la inteligencia artificial hace más eficiente y confiable la toma de decisiones.

La apertura del mercado también afecta las funciones tradicionales de los centros de control, los algoritmos clásicos de despacho de generación son reajustados de manera de incluir los precios de las ofertas de energía de los diferentes productores, incluyendo las restricciones operativas.

En este nuevo contexto es imperante disponer de funciones de aplicación que permitan la evaluación del impacto de las decisiones operativas considerando tanto el aspecto económico como la seguridad operativa.

En medida de todo lo antecedido, el centro de control de energía deberá proveerse de medios necesarios para la consecución de los fines perseguidos. En el anexo No 11 se hace un descripción generalizada de los sistemas y configuración futura que debe alcanzar el CENACE para conseguir los fines pertinentes.

La operación del S.N.I., en un mercado desregulado esta íntimamente relacionado con su concepción establecida en los diferentes reglamentos y procedimientos. El ente encargado de realizar el manejo técnico económico de la energía en bloque es el CENACE, quien administra las transacciones respectivas y en forma general realiza la operación del S.N.I. A continuación se citan los aspectos de mayor relevancia relacionados con la operación y

principalmente el control P-f, extraídos de El Reglamento y Procedimiento de Despacho y Operación del S.N.I. de las referencias [45] y [47] respectivamente.

2.4.5 PROCEDIMIENTO DE DESPACHO Y OPERACION

Estos procedimientos tienen por objeto proporcionar un referente de normas y metodologías para la aplicación de la Leyes y Reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Las normas y procedimientos descritos a continuación se basan en conceptos importantes como son:

- calidad;
- seguridad y;
- confiabilidad

Con respecto a los objetivos básicos de control, aparentemente la economía no estaría considerada, mas el funcionamiento del MEM opera bajo el principio de mínimo costo lo cual considera el objetivo mencionado.

2.4.5.1 PLANEAMIENTO OPERATIVO

“El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) con una adecuada calidad, seguridad y confiabilidad. Para ello se utilizarán programas de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad, transitorios electromagnéticos y programas específicos que se requieran de acuerdo a las necesidades.

El CENACE deberá realizar la supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía del servicio en forma constante y mediante ella se vigilará el cumplimiento de dichos objetivos.”[47].

Los estudios llegan a convertirse en el medio por el cual se establece:

- a) restricciones de confiabilidad y seguridad;

b) condiciones críticas.

Con estos estudios se determina medidas a ser tomadas frente a eventos posibles. El CENACE al ser la entidad administradora técnica y financiera del sistema debe efectuar estos estudios para justificar las acciones que el sistema debe tomar para mantener índices adecuados de los objetivos calidad, seguridad y confiabilidad del servicio, así como, su cumplimiento. Los estudios a realizarse que se menciona en la referencia [47] son:

- Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas, para asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema.
- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de tensión.
- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
- Criterios para formación de islas y arranque en negro.
- Estudios de Esquema de Alivio de Carga.

El ente que planifica y realiza todos estos estudios es el CENACE.

2.4.5.2 PARAMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD

A continuación se describen ciertos parámetros de calidad y seguridad que debe cumplir el sistema de acuerdo al estado en que se encuentre, pudiendo ser condiciones de estado estacionario, estado transitorio y estado dinámico; condiciones más críticas para la calidad y seguridad en los estados estacionario y transitorio se tiene con el voltaje; en estado dinámico se considera algunas condiciones relacionadas con la frecuencia entre otras. El

S.N.I. se debe planificar de tal forma que en la operación se garanticen los siguientes aspectos:

- *En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.*
- *Las oscilaciones de los ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán tener amortiguamiento positivo, es decir, en la simulación se chequeará que el sistema llegue a una nueva situación de equilibrio.*
- *En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Una sobrecarga en líneas del 10% debe ser eliminada en el siguiente período de generación mediante el redespacho económico del CENACE. La capacidad de la línea se determina entre el menor valor del límite térmico del conductor, capacidad de los transformadores de corriente o capacidad de corriente de las trampas de onda.*
Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.
- *El modelamiento de la demanda en las simulaciones de estabilidad dinámica y transitoria debe ser lo más cercana a la realidad, es decir con dependencia del voltaje y de la frecuencia.*
- *En aquellas barras donde se requiera estudios de estabilidad se modelará con parámetros típicos.- Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga.*
- *El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una sola contingencia. Se entiende por consecuencia grave si ante la*

salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara: Inestabilidad del S.N.I; sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos; desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10^0\%$. Para este criterio se permite la separación del sistema en islas eléctricas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas. Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, cerca a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla; el sistema debe conservar y la estabilidad. Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.

- *La supervisión de la generación (manual o automática), deberá ser constante y permanente; mediante la cual se deberá mantener el equilibrio entre la generación y la demanda conforme a las políticas operativas establecidas.*
- *El control de la frecuencia primaria del S.N.I. se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizado de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán seleccionados por el CENACE.*
- *El control de la frecuencia secundaria del S.N.I. se realizará a través del control automático de generación (AGC o CAG).*

2.4.5.3 CONFIABILIDAD

Para la evaluación de la confiabilidad del S.N.I. se hará en dos etapas:

- a) En la primera etapa se analizarán las contingencias bajo las cuales el sistema debe llegar a un nuevo punto de equilibrio.
- b) En la segunda etapa se analizarán contingencias extremas que aunque no sean muy probables pueden llevar a un colapso total o parcial del sistema.

2.4.5.3.1 CRITERIOS BASICOS DE CONFIABILIDAD

Para una operación confiable el S.N.I. debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante una contingencia en uno de los circuitos a 230 kV. El S.N.I. también debe permanecer estable ante una contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El S.N.I. debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga el S.N.I.

2.4.5.3.2 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD PARA CONDICIONES EXTREMAS

La planificación de la operación en condiciones extremas reconoce que el S.N.I. puede estar sujeto a eventos que exceden en severidad a los básicos que se consideran en la planificación y diseño. El objetivo de los análisis en condiciones extremas es obtener una indicación del desempeño del sistema en estas condiciones y proponer las medidas para evitar el colapso total del S.N.I. Las condiciones extremas que se deben analizar son las siguientes:

- Pérdida de la central de generación de mayor capacidad que esté operando en el sistema.
- Pérdida de todas las líneas de transmisión que compartan la misma servidumbre.
- Falla u operación errada de las protecciones de líneas de transmisión que por su carga puedan tener un alto impacto en la estabilidad del S.N.I.

2.4.6 OPERACION EN TIEMPO REAL

Las acciones determinadas por el CENACE, en base a la planificación de la operación del sistema eléctrico es transferida a los diferentes agentes del S.N.I., esta planificación es coordinada por esta entidad. Los recursos coordinados corresponden a la generación, transmisión e interconexiones internacionales.

La coordinación es canalizada a través de los Centros de Operación en los distribuidores y transmisor respectivamente con la coordinación de ejecución de maniobras.

Las funciones CENACE, realiza la supervisión y coordinación, pero no efectúa comandos directos al los equipos de agentes para maniobras en transmisión, distribución, generadores y otros equipos del sistema. Se hace una excepción a lo correspondiente con el Control Automático de Generación AGC o CAG en los generadores.

El CENACE como la entidad de mayor jerarquía en la operación del sistema eléctrico, en cualquier estado del sistema son:

- Controlar que se cumpla el programa de despacho y vigilar que su aplicación, en tiempo real, no viole las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas y de combustible).
- Realizar el redespacho cuando por cualquier circunstancia no se pueda cumplir el programa previsto.
- Suministrar el programa de cargas diariamente a cada generador y supervisar el programa de maniobras del Transmisor o Distribuidores para cumplir con dicho programa de despacho.
- Informar el orden de prioridad de las unidades (plantas) generadoras para subir y/o bajar la generación en casos de emergencia, que eventualmente requieran los Centros de Operación de los Distribuidores, Grandes Consumidores o del Transmisor.
- Coordinar la operación de todo el S.N.I., especialmente en aquellas maniobras que involucran diferentes Centros de Operación.
- Controlar la regulación de frecuencia del S.N.I.
- Ordenar y/o autorizar la conexión o desconexión de un Generador (Planta) al Sistema.
- Autorizar toda maniobra, ensayo o energización que se realice en el S.N.I.
- Coordinar la sincronización de subsistemas después de un colapso total o parcial.
- Adoptar medidas extremas tales como desconexión de carga y/o desconexión de generación en salvaguarda del Sistema.

- Otorgar autonomía en emergencia a Centros de Operación jerárquicamente dependientes cuando las circunstancias lo justifiquen.
- Validar y/o corregir los estudios que definan límites de operación, restricciones operativas, y criterios operativos presentados por cualquier otro Centro de Operación.
- Coordinar investigaciones conjuntas de contingencias que involucren a más de un Centro de Operación.
- Elaborar informes oficiales de las contingencias que se producen en el S.N.I., en concordancia con los informes recibidos de los respectivos Centros de Operación.
- Supervisar los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control que involucren a más de un agente del MEM, y/o al Transmisor, Distribuidores o Grandes Consumidores con un agente.
- Ordenar en forma directa a cada Centro de Operación las maniobras o consignas de operación a respetar.

El CENACE supervisa en tiempo real los voltajes en barras del Sistema de Transmisión Nacional, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas, transformadores y los intercambios internacionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades (plantas) despachadas centralmente y la frecuencia del S.N.I. Adicionalmente, coordina las acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación el S.N.I. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CENACE coordina en forma directa o a través del Transmisor o los respectivos Distribuidores o Grandes Consumidores las acciones necesarias para llevar al S.N.I. a un punto de operación seguro usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía.

2.4.6.1 FUNCIONES DEL CENTRO DE OPERACION DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Las principales obligaciones de estos centros son:

- Supervisión de voltajes, potencias reactiva y activas en barras de conexión.
- Cumplimiento de consignas operativas.
- Operación de equipos según lo determine el CENACE.
- Información al CENACE de parámetros fuera de límites operativos.
- Presentación de criterios operativos de sus propios sistemas
- Coordinación de mantenimientos programados

2.4.6.2 COORDINACION DE LA OPERACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación se determina para condiciones normales y condiciones anormales, cada una de ellas con consideraciones específicas.

La operación en condiciones normales se considera a toda acción ejecutada en forma diaria para la generación y transmisión, para mantener el voltaje, la frecuencia y carga en valores establecidos con anterioridad.

La operación en condiciones anormales se considera a las actividades efectuadas mediante eventos de interrupción del servicio de suministro de energía eléctrica, condición de servicio continuo con variables fuera de límites fijados, interrupciones no programadas por mantenimientos, revisiones en equipos, etc.

En condiciones anormales la tarea de los centros de control del agente afectado es de informar al CENACE de parámetros como voltaje, frecuencia, restricciones etc, y deben participar de las maniobras del CENACE y Centros de Control de Distribuidores y Transmisión.

2.4.6.2.1 ASPECTOS DE REGULACION DE POTENCIA-FRECUENCIA RELACIONADOS A LA OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

La coordinación en condiciones normales y la regulación P-f considera las siguientes acciones a tomar [47]:

- Variación de carga activa en generadores, de acuerdo al despacho de carga horario del CENACE; para el caso en que un subsistema opere como islas

eléctricas, la coordinación se dará por medio del centro de control del agente distribuidor o gran consumidor para adecuar la carga activa y así regular la frecuencia.

- Control de frecuencia por medio de la coordinación del CENACE, a los generadores en tiempo real.
- El control secundario de potencia actualmente es realizado manualmente en ciertas unidades del S.N.I.; la corrección que hace esta regulación será en lo posterior y con la implementación del AGC (Control Automático de Generación) realizado por éste.
- El CENACE ejecuta un análisis de cumplimiento de obligaciones en el programa de despacho así como el margen de desviación de frecuencia coordinando la participación de los generadores y solicitando si fuera necesario la incursión de otros para obtener el margen de regulación esperado.

2.4.6.3 CRITERIOS DE CALIDAD DE FRECUENCIA

A continuación se detalla los criterios de calidad de frecuencia considerados en la referencia [47]:

- Los generadores deben operar de acuerdo con el programa de generación de las unidades resultante del despacho económico horario o despacho. El CENACE ejecuta estos programas disponiendo la entrada y salida de las unidades o el movimiento de su generación.
- Todo Generador que varíe su generación de potencia activa en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará con una gradiente de carga (MW/minuto) que tenga en cuenta su incidencia sobre la frecuencia del Sistema, a fin de no provocar variaciones de la frecuencia fuera de los límites establecidos de operación normal.
- Todo Distribuidor y Gran Consumidor que conecte o desconecte carga en cumplimiento de una orden del CENACE, lo harán de forma paulatina en bloques de carga que no afecten los límites establecidos de control de frecuencia de operación normal.

- Cuando la desviación del tiempo sea mayor al límite establecido, se compensará en el tiempo que sea necesario sin transgredir los límites establecidos de la frecuencia de operación normal.

2.4.6.4 CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DE REGULACION CARGA FRECUENCIA

Aunque las regulaciones y criterios de seguridad y confiabilidad se dirigen más a lo relacionado con el voltaje del sistema, elementos del sistema de transmisión (vida útil), vida de personas, desconexiones etc, trata también lo relacionado con la regulación de frecuencia con criterios como:

- El CENACE debe mantener la reserva operativa de generación necesaria que se requiere en cada hora, para el seguimiento de las desviaciones normales entre la generación y la demanda, así como en contingencia de generación y transmisión.
- En el caso de que alguna área quedare aislada del S.N.I., el CENACE asignará la Regulación secundaria de frecuencia a una central o grupos de centrales del área respectiva.
- Para la operación confiable el S.N.I., deberá permanecer estable sin afectar la demanda de los consumidores ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 Kv.
- Entre otros parámetros utilizados en forma general para determinar rangos y valores de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, relacionados con la regulación de frecuencia se tiene los siguientes:
- La frecuencia objetivo del S.N.I. es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.
- La diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no debe exceder los 5 segundos en operación normal.
- El transmisor, los Generadores, los Distribuidores y los Grandes Usuarios, deberán periódicamente contrastar la hora de sus instalaciones, con la hora

patrón que registra el CENACE, a fin de uniformizar la ocurrencia de eventos.

2.4.6.5 CONTROL DE FRECUENCIA

El control de frecuencia como contempla la referencia [47] tiene por objeto determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar responsabilidades de los Centros de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) en este el control, especificar los criterios e instrucciones y fijar los requisitos que deben cumplir los Generadores que participen de la Regulación Primaria y/o Secundaria de Frecuencia.

Instrucciones Generales

1. La producción de energía en el Sistema Nacional Interconectado debe responder a las exigencias que hacen a la seguridad, calidad y economía de su suministro.
2. El control de generación manual o automático, deberá ser constante y permanente, mediante este control el CENACE deberá mantener el equilibrio entre la generación y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos. Para ello, diariamente debe asignar una reserva para la regulación de frecuencia manteniendo, de ser posible el nivel de calidad pretendido.
3. En la operación en tiempo real debe realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para compensar las variaciones entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.
4. La regulación primaria de la frecuencia del S.N.I. se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizada en cada unidad generadora.
5. La regulación secundaria de la frecuencia se realizará a través de las unidades generadoras habilitadas para tal fin.

El CENACE es el responsable del despacho y la administración de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las definiciones detalladas de RPF, RSF y RR se contemplan en la referencia [47] de la bibliografía citada en esta tesis:

Regulación Primaria De Frecuencia (RPF): Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar las desviaciones respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

Reserva Rodante para Regulación (RR): Margen de potencia rodando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la regulación de frecuencia y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

Reserva Primaria: Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF.

Reserva Secundaria: Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF.

Reserva Primaria Máxima de una máquina térmica o central hidroeléctrica: Porcentaje máximo de su potencia generada con el que está habilitada a participar en el despacho de reserva para RP

2.4.6.5.1 CONDICIONES DE OPERACION

Todo Generador que quiera aportar con sus máquinas a la Regulación Primaria de Frecuencia y/o Secundaria, deberá estar habilitado para hacerlo.

1. Operación en condiciones normales: La Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (60.00 Hz) salvo en circunstancias especiales en que el CENACE ordene un valor distinto. Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la Frecuencia serán de $\pm 0,2$ Hz alrededor de la Frecuencia de Referencia.

2. Operación en condiciones anormales: Durante situaciones anormales, el CENACE podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anomalía el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales.

3. Operación en Sistemas aislados: En el caso de que alguna área quedare aislada del S.N.I., el CENACE determinará la Frecuencia de Referencia para la misma y supervisará su cumplimiento a través del Centro de Operación respectivo, hasta tanto se disponga el reingreso del área al S.N.I. Por razones de seguridad del servicio eléctrico, en cada subsistema que resulte aislado se debe asignar la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva, la cual se despachará con la reserva rodante definida por el CENACE.

2.4.6.5.2 REGULACION DE FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES

a) Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se operará en forma automática y participarán en ella las unidades generadoras habilitadas para RPF del S.N.I.

Será obligación de los Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad generadora no opere, o deje de hacerlo con las condiciones del punto anterior, informando

las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual vuelve a operación de regulación normal.

La potencia de despacho real debe entenderse que está dada para la Frecuencia de referencia. El CENACE supervisará que esto se cumpla en los grupos generadores, y que se permita que la potencia generada fluctúe sólo por acción del Regulador de Velocidad.

Todo generador que varíe su generación en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará con un gradiente de carga (Mw/min.) que no tenga incidencia sobre la frecuencia del Sistema, a fin de no provocar variaciones de frecuencia fuera de los límites establecidos en operación normal.

b) Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

1. La RSF se realizará con un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, habilitadas para tal fin, que coordinará en forma centralizada el CENACE. La acción será realizada en forma automática, admitiendo sólo en el caso de una sola central la acción en forma manual hasta tanto el Generador y el grupo de unidades generadoras designados dispongan de los equipos necesarios para realizar la RSF en forma centralizada automática, y deberá responder a la tendencia de la frecuencia.

2. El CENACE podrá asignar la operación de la RSF a un Generador de acuerdo a la necesidad presentada, recursos energéticos disponibles y su lista de méritos (encontrados para la determinación de la reserva fría y rodante) basándose en valores o porcentajes planificados para el despacho y redespacho en la operación. Además se debe informar el valor de la Frecuencia de Referencia y la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica, en el instante de la asignación.

c) Control de Error de Tiempo (CET)

1. Cuando la diferencia entre las horas sincrónica y patrón alcance o supere el valor de 5 segundos, el CENACE asignará el CET dando como Frecuencia de Referencia, y en forma temporal, un valor distinto de la nominal. De la misma deberán tomar conocimiento todos los Generadores que participen en la regulación de frecuencia, con el fin de ajustar las potencias de despacho al nuevo valor de Frecuencia de Referencia.

2. La Frecuencia de Referencia no podrá diferir en más de $\pm 0,2$ Hz de la Frecuencia Nominal, para realizar el CET. En las horas pico la frecuencia de referencia deberá ser igual a 60.00 Hz en condiciones normales.
3. La hora patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la República del Ecuador.
4. Si los relojes patrones no tuvieran dispositivos automáticos para su ajuste con la hora oficial, deberán ser ajustados por cada Generador periódicamente y a una hora fija del día, de acuerdo a la precisión de los mismos.
5. El CENACE dará la señal de sincronización para la puesta en hora de los relojes sincrónicos de los Generadores cuando se lo considere conveniente, y se verificará el ajuste periódicamente.
6. Los valores de las computadoras, registradores y otros equipos, necesarios para la operación y/o el análisis de la misma, en cualquier lugar del S.N.I., deberán hallarse permanentemente ajustados con la hora patrón o la sincrónica según sea su función específica.
7. Cuando cualquier reloj sincrónico deje de funcionar por falta de tensión, se le sincronizará nuevamente con el reloj sincrónico del CENACE, o en su defecto con el reloj sincrónico del Generador que represente el mayor bloque de generación (caso de separación del S.N.I. en islas).
8. Los Generadores deberán informar al CENACE los equipos con que cuentan a la fecha de puesta en servicio del presente Manual, detallando calidad, precisión, periodicidad de ajustes, etc., como así también cuando se introduzcan modificaciones en los mismos.

2.4.6.5.3 REGULACION DE FRECUENCIA EN CONDICIONES ANORMALES

1. Variación imprevista de la demanda

i) Regulación Primaria de Frecuencia Cuando se produzca una variación de la Frecuencia fuera de la banda determinada por los límites definidos para las condiciones de operación normal, a causa de una variación imprevista de la demanda y por esto resulte una variación de potencia en las unidades generadoras que agote su Reserva Regulante Máxima,

deberá permitirse que las mismas sigan aportando a la RPF, siempre y cuando esto no implique alteraciones que le provoquen un deterioro o su desconexión.

ii) Regulación Secundaria En estas condiciones la Regulación Secundaria debe continuar operando según lo detallado para las condiciones de operación normal.

2. Desconexión de carga o generación

Las desconexiones a considerar son las que produzcan alteraciones rápidas y pronunciadas de la frecuencia.

i) Regulación Primaria Tanto para descensos como para elevaciones de frecuencia por estas causa, los Generadores deberán supervisar que, siempre que no se excedan los límites de seguridad de los equipos, se mantenga en servicio la regulación primaria de las unidades generadoras. Posteriormente ejecutarán las operaciones que indique el CENACE, tendientes a normalizar la frecuencia y recuperar los equipos al servicio.

ii) Regulación Secundaria El generador que tenga asignada la RSF la seguirá operando según las pautas propuesta para operación normal, y de acuerdo a las necesidades de la contingencia, informando su situación al CENACE, el cual coordinará la ayuda necesaria del resto del Sistema, a fin de reponer los márgenes, emitiendo órdenes específicas para cada caso en particular.

2.4.6.5.4 REGULACION DE FRECUENCIA EN ESTADOS DE EMERGENCIA

1. Separación del Sistema en Subsistemas El CENACE y los Centros de Operación de cada uno de los subsistemas que resulten aislados se responsabilizarán por el control de la frecuencia en el área respectiva, siguiendo los lineamientos descritos en este Manual y atendiendo, los últimos, a las órdenes emitidas por el CENACE a fin de efectuar la sincronización. La misma se debe realizar, dentro de lo posible, sin que exista error entre las horas sincrónicas de los distintos subsistemas. En los casos en que no se pueda realizar

la sincronización en esta condición, el área de menor demanda debe asumir la hora sincrónica de la de mayor demanda.

2. Déficit de Potencia Se reconocen como situaciones de Déficit de Potencia del Sistema, a aquellas en que se manifiesta una reducción de las reservas de potencia para cubrir la demanda. Se pueden presentar dos situaciones:

i) **Sin cortes programados** Se opera de la misma forma que en condiciones anormales.

ii) **Con cortes programados** En esta condición no se realiza despacho de RSF.

Existiendo déficit para cubrir la demanda, para los grupos en operación no se tendrán en cuenta las bandas RSF y/o RPF para determinar sus máximos operables.

En el Sistema y/o subsistemas aislados que estén en esta condición se operará de la siguiente manera:

En las máquinas declaradas con RPF efectiva, no se deberá impedir la acción de ésta, cuando por orden del CENACE deban maximizar su generación. Esto permitirá que accionen cuando la frecuencia supere el valor de consigna, bajando automáticamente su generación y coadyuvando así a mejorar la calidad al reducir la banda superior de frecuencia. El CENACE deberá habilitar el regulador secundario de frecuencia de una central o grupo de ellas en condiciones de realizar RSF, a los efectos de controlar en una primera instancia que la frecuencia no supere a la de consigna. Posteriormente, en el caso de que la central y/o centrales con regulador secundario habilitado bajen su potencia por debajo de la determinada, el CENACE decidirá la cantidad de potencia cortada que se debe restituir. El CENACE determinará la Frecuencia de Referencia de los reguladores secundarios habilitados en cada Subsistema. Además determinará la frecuencia a la cual se comienzan a ordenar los cortes.

Se indican los niveles permitidos a continuación:

- Banda de Regulación: Frecuencia de Referencia: 0,2 Hz
- Banda Máxima de Variación: Frecuencia de Referencia: 0,3 Hz

Cuando la frecuencia supere estos límites, los operadores del CENACE deberán documentar las causas. A este fin, el Transmisor, los Centros de Operación y los Generadores deberán estar en condiciones de informar al CENACE cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de frecuencia fuera de esta banda.

Para la Corrección del Desvío de Tiempo vale lo expresado para condiciones de operación normal, con las siguientes salvedades:

- Cuando por imperio de la situación crítica del Sistema, la frecuencia alcance excursiones de más de $\pm 0,3$ Hz (Banda de variación) en forma repetitiva, no se deberá efectuar corrección de la hora sincrónica, y se mantendrá la frecuencia de referencia en 60 Hz.
- No regirá en este caso el límite de la diferencia entre hora patrón y sincrónica de 5 segundos máximos, tratando de no superar los 10 segundos.
- Se corregirá la desviación cuando desaparezcan, aún transitoriamente, las causas que motivan la situación crítica.

Asuntos relacionados con la regulación P-f en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano

La regulación P- f en el nuevo marco mercantil desregulado tiene las siguientes características:

- La regulación primaria es obligación de todos los generadores, para lo cual se ha designado un porcentaje de reserva para cumplir con este objetivo que es de 3^o% para la estación seca y 4^o% para la estación lluviosa, en la época seca la participación de más generadores que en la lluviosa hace que la energía equivalente regulante aumente por lo que será más fácil proceder con la regulación de frecuencia pues participan más generadores en este caso. Al ser una obligación de todos los generadores estos deberán disponer de ese porcentaje para ayudar a mantener la calidad, seguridad del servicio eléctrico, además esta no es remunerada, mas en el caso de incumplimiento los generadores deberán pagar por este concepto a los generadores que cumplieron en reemplazo de ellos.

- Con respecto a la regulación secundaria, ésta es una función designada a ciertas máquinas que tengan las características y equipos adecuados para ejecutar esta función, en el caso del Ecuador las máquinas que tendrían estas características en la actualidad son: Paute, Pucará, de ellas Pucará ha ejecutado esta función en forma limitada en el sistema anterior debido a su capacidad, Paute en el sistema anterior y en el actual cumple con esta función por lo que se ha designado un porcentaje de potencia de reserva para el cumplimiento de este objetivo, este porcentaje es en el mes de abril y mes de mayo de 1999, se ha establecido en el 3,2^o de la demanda por concepto de potencia. Por regulación secundaria se pagó a Paute en el mes de mayo de 1999 la cantidad de S/. 12.000.000.000 [12].

Las máquinas térmicas del sistema eléctrico ecuatoriano muestran características de inflexibilidades físicas propias de las máquinas en sus procesos térmicos y de toma de carga, inflexibilidades o perspectivas debido a la tecnología que poseen por lo que su participación en la regulación secundaria no es probable hasta superar de estos impedimentos.

- El control automático de generación (CAG) es una función que se espera ingrese en los próximos meses conjuntamente con otras funciones para mejorar el sistema en general, para un buen desempeño de esta función las centrales que provean de este servicio deberán poseer el equipamiento necesario y la capacidad para ejecutarlo.

- El sistema eléctrico ecuatoriano deberá incorporar entonces el Control Automático de Generación, una posibilidad de cómo debe operar el sistema con esta función es que el CENACE con un control centralizado envíe consignas y valores de generación hacia las máquinas que participarán en la regulación secundaria.

- El índice que permite saber si los generadores están cumpliendo con un buen desempeño en la prestación de este servicio es el "Error de tiempo", no se puede considerar el error de variación de potencia en intercambios pues aún no se dan transacciones comerciales de este tipo con otras áreas.

- Cuando se den exportaciones e importaciones de energía en forma interconectada surgirán efectos que incidirán de un sistema a otro, los cuales deberán ser corregidos a estándares adecuados determinados por el CAG.

El CAG es una función la cual contribuye de acuerdo a estudios realizados [43] a mejorar la eficiencia de aspectos operativos y de mantenimiento de la siguiente manera:

- Menor envejecimiento y desgaste en los generadores (1 al 3^o de costo de repuestos).
- Menos mantenimiento en las unidades (0,5 a 1 2,5^o de los costos de operación y mantenimiento).
- Mejor regulación (0,05 al 0,5^o de consumo anual de combustible)
- Control de reserva (0,01 al 0,02^o de costos anuales de combustible).

CAPITULO 3

CONTROL CARGA FRECUENCIA

3.1 CONTROL CARGA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

En un generador el control de las variables de salida: potencia activa y frecuencia, se encuentra relacionado con el voltaje de excitación (E_f), voltaje terminal (V_t), ángulo δ que forman los dos voltajes, y la reactancia propia de la máquina sincrónica; si se mantiene constante en voltaje de excitación se tiene que, la potencia activa será función del ángulo δ . El ángulo entre los dos voltajes se relaciona con el torque mecánico pues este ángulo coincide con el que se forma entre el rotor y el campo rotativo del estator.

La operación de un sistema de potencia se la realiza de forma tal que debe cumplir con objetivos operativos deseados de calidad, seguridad y economía.

Como se ha mencionado el principal objetivo de la operación en tiempo real es “la continuidad de servicio, con calidad del mismo”, y toma relevancia debido a que en todo instante el balance de potencia debe darse para mantener el valor de frecuencia nominal, al más bajo costo.

El problema que se debe enfrentar en el momento de satisfacer una carga, es el proceso a seguir para producir dicha generación de potencia eléctrica. Para que los eventos concernientes a la generación se efectúen, intervienen en él variables mecánica y eléctricas en un proceso de conversión de energía, en este fenómeno de conversión, las variables eléctricas son mucho más rápidas que las mecánicas en lo que a respuesta se refiere, entonces esta característica se ve reflejada en variaciones de velocidad en las diferentes máquinas y por lo tanto en desviaciones de frecuencia, pues como se conoce, la frecuencia en las máquinas sincrónicas es función de la velocidad relativa entre el rotor y el estator determinada por el eje que mueve los álabes de la máquina hidráulica (turbina). El mecanismo de control de giro de la máquina hidráulica está en manos de los reguladores de velocidad, el cual tiene la misión de mantener en lo posible la frecuencia de salida al

sistema eléctrico de potencia en un valor constante, corrigiendo las desviaciones presentadas entregando el torque motriz necesario para este efecto.

La necesidad de balancear la potencia generada con la carga se puede seguir con la operación del sistema eléctrico; al encontrar el balance deseado se presenta una frecuencia estacionaria pudiendo o no ser igual a la nominal

Un parque generador dispone de una gran cantidad de unidades de diversa índole, conectados al sistema en paralelo, eso significa que presentarán características como sensibilidad, tiempos de respuestas y otras diversas como disponibilidad, etc.

La idea de mantener el balance de potencia instantánea o la igualdad entre la frecuencia nominal y la frecuencia instantánea es impráctica pero se puede hablar de una condición de control determinada como $f = f \pm \Delta f$ realizable para mantener la calidad del suministro de energía y estabilidad del sistema, como es lógico Δf es una tolerancia que caracteriza la condición del sistema en lo que tiene que ver con la frecuencia y éste debe ser en lo posible lo más pequeño. Cuando el sistema se mantiene bajo estas condiciones se encuentra operando en la región de estado normal y/o alerta, grandes desconexiones de cargas, o deshabilitación de generación sea esta por: falla, actuación de relés de frecuencia etc, producen variaciones de frecuencia grandes, peligrando la estabilidad del sistema y colocándole al sistema en estado de emergencia operativa.

En el gráfico siguiente (fig.3.1) se puede observar la distribución de potencia generada la cual responde a la curva característica de los reguladores de generación de cada unidad.

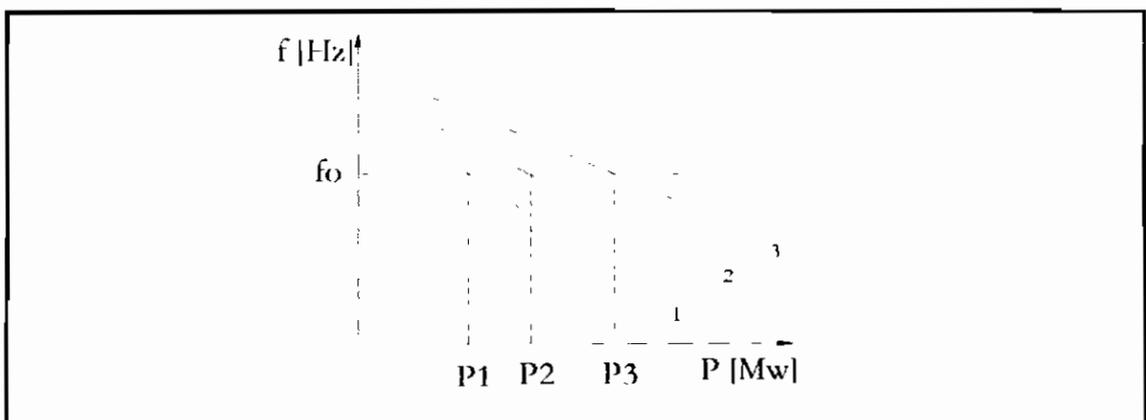


Figura No 3.1 Control P-f. [29]

Los factores que se deben tener en cuenta para la realización de un control P-f en un SEP entre otros son: Capacidad de generación, costos operativos, edad, tipo tiempos de respuesta, (características propias de los generadores), pérdidas en la transmisión debidas a la distribución de la generación disponible, reservas en giro, límites, mantenimientos, restricciones, intercambios de potencia con sistemas vecinos, etc.

3.2 REGULACION Y ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA EL CONTROL POTENCIA FRECUENCIA

3.2.1 REGULACION DE LA GENERACION

La acción reguladora de la generación está llevada a cabo por los llamados reguladores de velocidad, los cuales tienen la función de cambiar o variar la velocidad del sistema motriz de las turbinas, que a la vez es el sistema motriz del generador, este efecto se lo realiza por medio del subsistema que se encarga de permitir o impedir la entrada de agua o combustible al generador según sea el caso de controladores de velocidad de máquinas hidráulicas o máquinas térmicas respectivamente.

El proceso de regulación se efectúa en dos instancias:

- Regulación Primaria
- Regulación Secundaria.

3.2.2 REGULACION PRIMARIA

Al efectuarse cambios o fluctuaciones aleatorias de carga, el regulador de velocidad actúa automáticamente procediendo a regular estas fluctuaciones por medio de la característica propia que tiene cada regulador, la cual se relaciona estrechamente con el tipo de generador utilizado.

El proceso que sufren los reguladores de un sistema eléctrico de potencia ante una perturbación de potencia es automático y se denomina como regulación primaria la cual

tiene la finalidad de acondicionar el sistema a un nuevo estado.

El regulador de velocidad trabaja en base a su *característica P-f* que es gráficamente una línea (una aproximación lineal de su comportamiento) representada en un sistema de coordenadas cartesianas, en el que el eje de las abscisas tiene valores de potencia generada y en las coordenadas valores de frecuencia como muestra la figura 3.2, esta curva indica como procede el generador en la asimilación de una nueva condición de carga. Cada condición de carga y frecuencia estará representada por un punto en la curva P-f que expresa una relación inversamente proporcional entre estas dos variables.

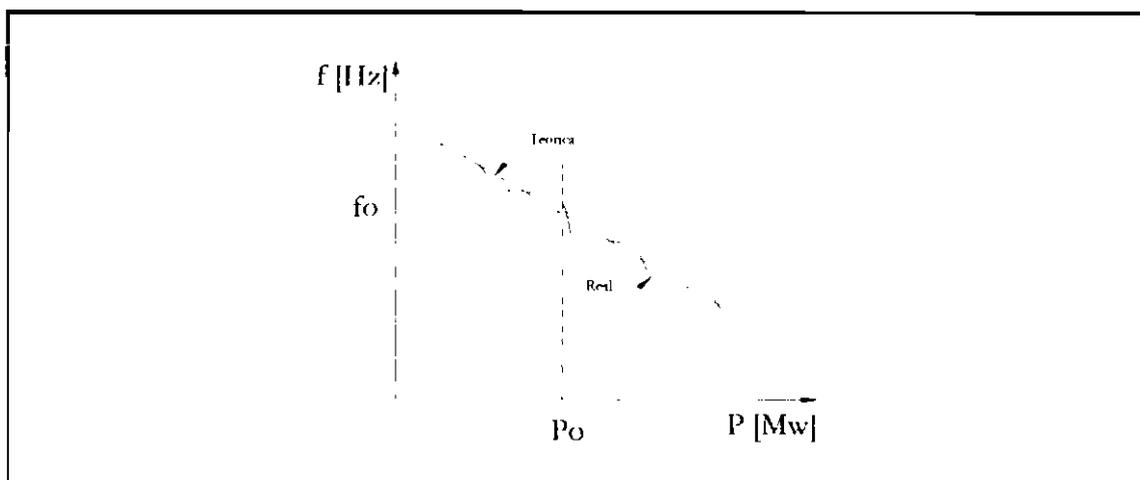


Figura No 3.2 Característica P-f. [2]

El normativo vigente para el despacho en el Ecuador define de la siguiente manera a la **Regulación Primaria De Frecuencia (RPF)** como la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar las desviaciones respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

3.2.3 REGULACION SECUNDARIA [40]

Regulación Secundaria De Frecuencia (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el

error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

3.2.4 REGULACION DE LA CARGA

En un sistema, cuando se suscita un aumento o disminución de frecuencia motivado por un aumento o disminución de carga o generación; la carga de manera natural varía inversamente al cambio producido en la frecuencia, es decir, si disminuye la frecuencia la carga muestra mayor impedancia y viceversa, a este efecto se lo conoce como amortiguamiento de la carga.

3.2.5 ESTATISMO

Se define como la reacción existente entre la variación frecuencia Δf y su correspondiente variación de potencia ΔP , esta es una característica propia de cada regulador.

$$(3-1) \quad R = \frac{-\Delta f}{\Delta P}$$

[Hz/MW] ó [pu]

La regulación de velocidad en los reguladores es una característica propia de cada regulador esta como se menciona en el numerales anteriores, se representa en gráficas de velocidad o frecuencia contra potencia de salida, las literatura técnica presenta valores típicos del estatismo entre 5 al 10 %, así:

3.2.6 ESTADISMO PERMANENTE

En la característica P-f del regulador de velocidad llamamos *estadismo permanente* a la variación de la frecuencia en relación a su valor nominal, variación causada cuando el generador parte desde potencia carga nula (cero), hasta su potencia nominal, esta puede ser expresada en porcentaje.

$$(3-2) \quad R_p(\%) = -\frac{\Delta f}{fn} \cdot 100$$

Así los valores que tiene este estadismo permanente se da con valores típicos del 2 al 6 %.[2]

3.2.7 ENERGIA REGULANTE O REGULACIÓN

Esta es denominada también como *característica natural* de generación, la *energía regulante* se la define matemáticamente como:

$$(3-3) \quad R^{-1} = -\frac{\Delta P}{\Delta f}$$

[MW/Hz]

esta definición matemática expresa la variación de potencia que sufrirá un generador en MW (megavatios) por una variación de frecuencia.

La relación así expresada y cuantificada determina valores pequeños y para su mejor manejo y entendimiento, se la expresa en relación en una fracción de la variación de frecuencia, se encuentra entonces determinada esta en (1/10 Hz) o 0.1 Hz.

3.2.8 REGULACION INCREMENTAL

La regulación incremental de estado estable, se define como “el gradiente de la

característica real en cada punto". [2]

$$(3-4) \quad R_i(\%) = \frac{-\Delta f}{\Delta P} \frac{fn}{Pn} \cdot 100$$

Cuando la regulación incremental tiene como valores $\Delta P = P_n$ y Δf es una variación en todo el rango correspondiente, $R_i = R_p$. La relación existente entre estos dos factores por lo general es:

- $R_i > R_p$. (Regulación incremental mayor que Regulación permanente)

Al ser de *total e instantánea participación de los generadores bajo un comportamiento similar* se puede encontrar la energía regulante de un sistema como la suma de todas la energías regulantes de las máquinas generadoras, de ésta forma:

Energía regulante(sis) = Σ energías regulantes (suma desde $j=1$ hasta n).

$$(3-5) \quad \frac{1}{R_{sis}} = \sum_{j=1}^n \frac{1}{R_j}$$

Cabe mencionar que esta definición (energía regulante de un sistema), similar a la de una máquina, en donde la potencia es el valor de las potencias (potencia total) de los generadores participantes es esa condición operativa, determina condiciones operativas de demanda máxima, demanda media y demanda baja.

3.2.9 NATURALEZA DE LAS VARIACIONES DE CARGA

Los elementos que constituyen un Sistema Eléctrico de Potencia, son de varia índole, de tal forma que estos pueden ser de características:

- Resistivas

- Inductivas y Capacitivas.

La característica global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases de potencia total, las cuales resultan ser pequeñas comparadas con la potencia total consumida.

La característica resistiva se presenta principalmente en cargas como hornos-de principio de funcionamiento resistivo-, calentadores, iluminación incandescente etc.

La característica inductiva se presenta generalmente en industrias como es en motores, bombas, etc.

La característica de carga en un sistema, estará relacionada con la industrialización de los mismos, el efecto total se presenta un sistema total, este presenta siempre una característica inductiva. Por principios básicos de electricidad, se conoce que una carga inductiva alimentada por una corriente sinusoidal, tiende a cambiar la impedancia a sus bornes en forma proporcional a la frecuencia a la cual trabaja, transformándose así en una carga dinámica. Si se aplica este principio básico a un sistema de potencia, la disminución de frecuencia permitirá tener un amortiguamiento o disminución en la carga.

En la mayoría de sistemas de potencia, la carga tiene un coeficiente de variación positivo con la frecuencia, así, la carga aumenta con el aumento de frecuencia, esto resulta ser una condición favorable dentro del proceso de regulación P-f, ya que la carga presenta una característica de regulación natural que amortigua la variación, y puede representarse como una curva de la variación de la carga con la frecuencia. Se puede representar gráficamente la característica de carga en un sistema, con la ayuda de un diagrama P-f (figura 3.3).

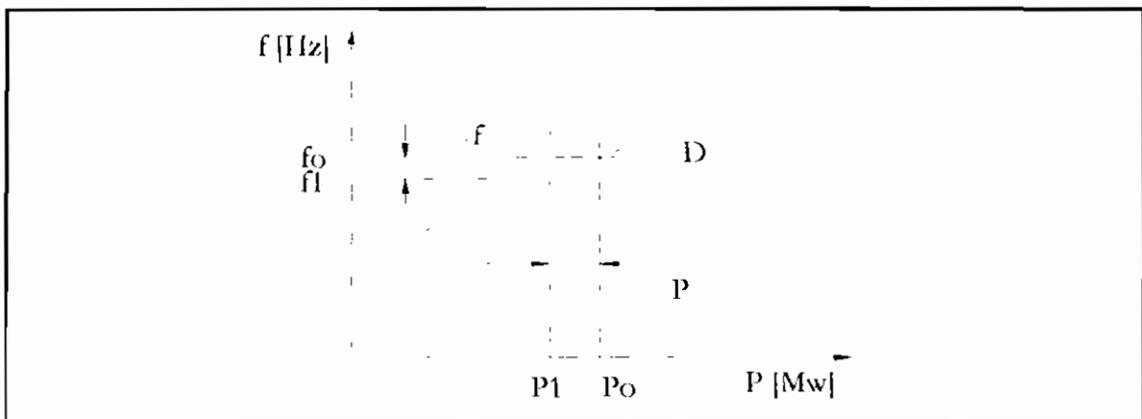


Figura No 3.3 Diagrama P-f de amortiguamiento de la carga. [1]

La relación determinada por la variación de frecuencia y potencia mencionadas, toma el nombre de *Coefficiente de amortiguamiento de carga* y matemáticamente se encuentra definido como:

$$(3-6) \quad D = \frac{\Delta P}{\Delta f}$$

Con esta consideración, la variación de frecuencia por variación de un disturbio ΔP determina un cambio de frecuencia efectivo $\Delta f'$. La carga ha sufrido una disminución de dado por:

$$(3-7) \quad \Delta P_t = D \cdot \Delta f'$$

el cambio efectivo en la carga será la resta de la potencia de aumento (ΔP), menos la variación de la carga (ΔP_t), realizando las operaciones matemáticas correspondientes, se tiene que este cambio efectivo de la potencia será:

$$(3-8) \quad \Delta P' = \Delta P - \Delta P_t = \Delta P - D \cdot \Delta f'$$

la variación de la frecuencia en el generador esta dada por:

$$(3-9) \quad \Delta f' = \Delta P' \cdot R$$

o también

$$(3-10) \quad \Delta f' = (\Delta P - D \cdot \Delta f') \cdot R$$

despejando la ecuación anterior tenemos:

$$(3-11) \quad \Delta f' = \Delta P' \cdot \frac{1}{R + D}$$

se concluye así que la característica combinada entre generación y carga R' sería entonces:

$$(3-12) \quad R' = \frac{1}{\frac{1}{R} + D}$$

Es importante el resultado obtenido, pues, este modifica a la vez la energía regulante. A esta característica obtenida se la denomina, *característica combinada*, (el signo del R' debe ser considerado con criterio adecuado,), la que se encuentra graficada y diferenciada en el gráfico siguiente:

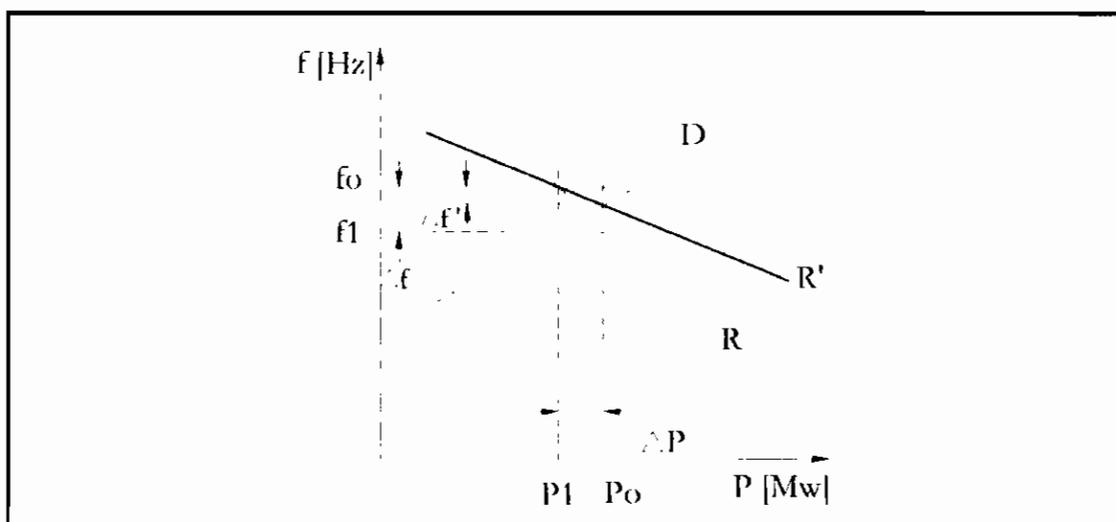


Figura No 3.4 Característica combinada

3.3 MODELOS DE SISTEMAS ASOCIADOS AL CONTROL P-f

La necesidad de estudiar el régimen transitorio en la respuesta del control P-f, hace que se planteen modelos de sistemas asociados a este control, esta forma, se pueden advertir los siguientes elementos (subsistemas):

- La generación (parte eléctrica) y la carga son representados como el sistema de potencia
- Sistema motriz (turbinas)
- Sistema de regulación (reguladores de velocidad)

Cada uno de ellos como se menciona antes, son representados en forma adecuada por medio de ecuaciones lineales, las misma que son válidas para *pequeñas variaciones respecto a la operación normal*.

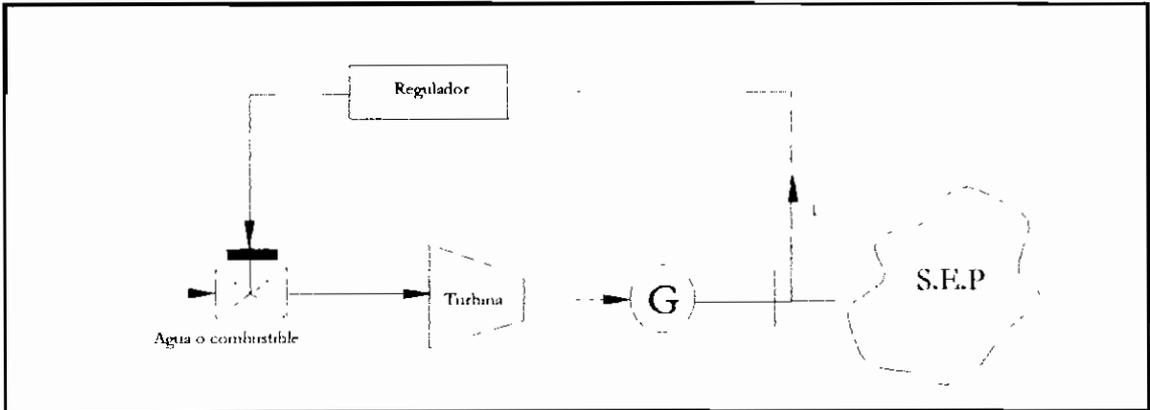


Figura No 3.5 Sistema general en el control P-f. [1]

En los gráficos de las figura 3.5 y 3.6 se representa en forma esquemática los subsistemas que intervienen en el control P-f. Es fácil entonces advertir la presencia de los bloques correspondientes mostrados en la figura 3.6.

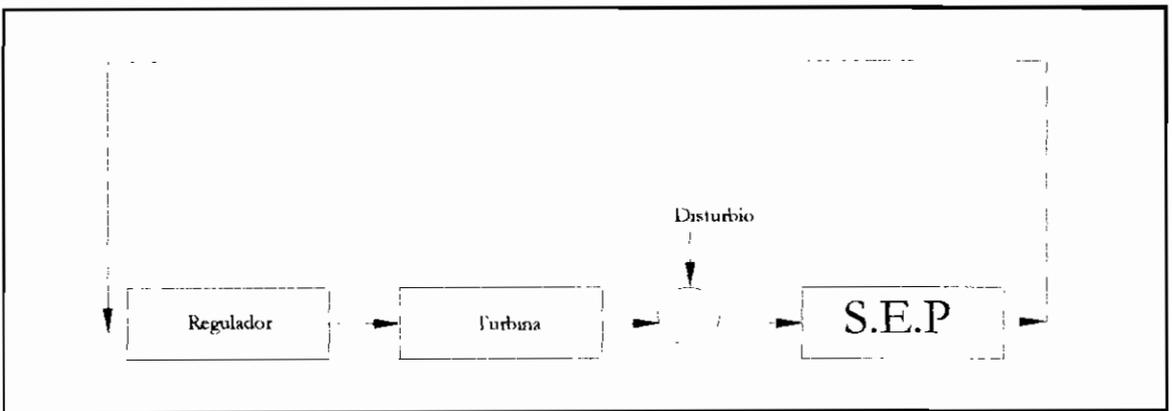


Figura No 3.6 Bloques del modelo general del control P-f. [1]

3.3.1 MODELO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

Una variación de potencia mecánica en el rotor de la máquina motriz de un generador produce una variación de potencia eléctrica en los bornes del generador, debido a la conversión de energía realizada en el interior de la máquina

Para simplificar el modelo del sistema generador, se desacoplan los canales P-f y Q-V, aprovechando del orden de magnitud en tiempos de respuesta que los caracteriza.

El sistema mecánico eléctrico del generador estará en equilibrio cuando la suma entre el torque mecánico y el torque eléctrico en el eje del generador sea igual a cero, en caso contrario se produce en el eje una diferencia de torques que determinan una aceleración o desaceleración en el eje, la misma que esta relacionada con la posición angular de éste.

El momento de inercia del eje y la aceleración angular serán las variables que determinen el comportamiento de equilibrio rotacional del eje, entonces se puede expresar éste de la siguiente forma:

$$(3 - 13) \quad \sum T_{\text{sobre el eje}} = I \cdot \alpha = T_n$$

Tal que:

T_n torque neto de aceleración

I . inercia del eje

T torque

α = aceleración angular

esta expresión tiene su equivalente en el para desarrollado por estos torques así:

$$(3 - 14) \quad \sum T \cdot \omega = I \cdot \alpha \cdot \omega = T_{\text{neto}} \cdot \omega$$

entonces

$$(3 - 15) \quad \sum P = M \cdot \alpha = P_{\text{neto}}$$

la multiplicación de la inercia por la velocidad angular da como resultado el momento angular M del eje, es de práctica común expresar esta misma ecuación en base a la constante de inercia H , definida como la relación existente entre la energía cinética almacenada a velocidad sincrónica y la capacidad de la máquina.

$$(3 - 16) \quad H = \frac{\text{energía almacenada en megajoules a velocidad sincrónica}}{\text{capacidad de la máquina en [MVA]}}$$

De forma tal que:

$$(3-17) \quad H = \frac{0.5J \cdot \omega_n^2}{S_n} = \frac{0.5 \cdot M \cdot \omega_n^2}{S_n}$$

S_n : potencia nominal

Esta constante se suele expresar comúnmente en segundos, y puede tener una interpretación física como el tiempo que tarda el rotor del generador en detenerse desde la velocidad sincrónica si este se aplica un carga constante de valor P_n y no se aplica potencia mecánica.

De las formulas anteriores se puede deducir la siguiente:

$$(3-18) \quad 2 \cdot H \cdot \frac{S_n}{\omega_n} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a$$

Donde:

P_m Potencia mecánica

P_e Potencia eléctrica

P_a Potencia de aceleración

La suma correspondiente del par mecánico y eléctrico respectivamente es el par de aceleración.

considerando ω_n como velocidad angular base y S_n como potencia nominal base, se obtiene:

$$(3-19) \quad 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a$$

en por unidad [p.u]

Es importante recalcar que la variación de velocidad angular del rotor con respecto al tiempo, es la aceleración angular del mismo y esta a su vez es la aceleración angular producida por la posición del eje respecto a un eje giratorio a velocidad constante (en este caso es la velocidad sincrónica).

Se debe guardar cuidado al referirse de la velocidad mecánica y la velocidad eléctrica o frecuencia en un generador, en ambos casos la velocidad sincrónica tomada como base será la velocidad sincrónica mecánica del eje o frecuencia nominal de la máquina.

En el dominio de la frecuencia por medio de la transformada de Laplace se tiene que para variaciones pequeñas:

$$(3-20) \quad \Delta f = \frac{\Delta P_a(S)}{2 \cdot H \cdot S} = \frac{\Delta P_m(S) - \Delta P_e(S)}{2 \cdot H \cdot S}$$

su representación en diagramas de bloque es el mostrado en el figura 3.7:

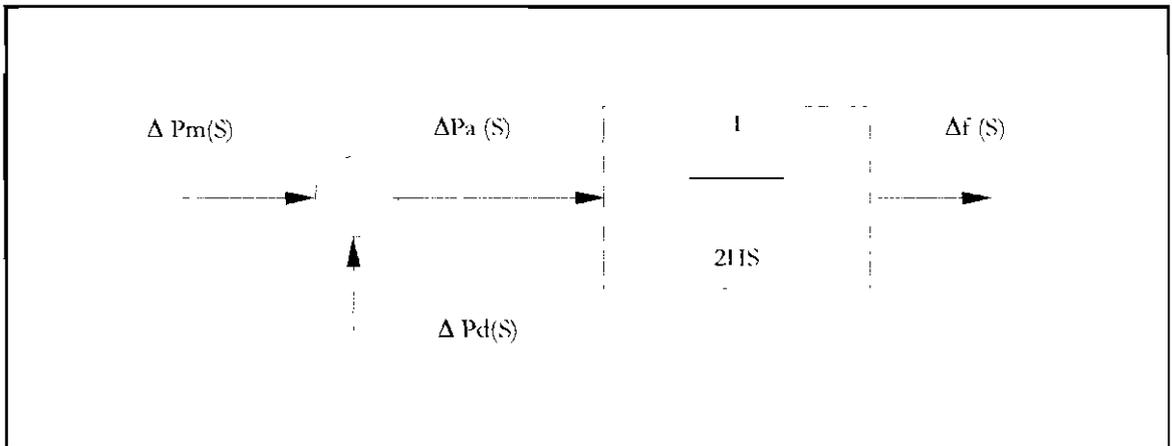


Figura No 3.7 Diagrama de bloques de la función torque-velocidad. [11]

Para un sistema de varias unidades la inercia equivalente puede ser calculada dividiendo los Mw-seg totales para la suma de MVA nominales, es decir potencia nominal total.

$$(3-21) \quad H_{equivalente} = \frac{\sum Mw}{\sum Sn}$$

La modelación de la carga en estudios de control de generación es un modelo lineal sencillo donde la dependencia de la carga con la frecuencia se la expresa como una relación normalizada:

$$(3-22) \quad D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \text{ [pu Mw/ pu Hz].}$$

de esta forma $\Delta P_c = D \cdot \Delta f$.

En el dominio del frecuencia se tiene la misma expresión:

(3 - 23) $\Delta P_c(S) = D \cdot \Delta f(S)$

la representación en diagramas de bloques es la de la figura 3.8.

Si se integrara la acción del generador eléctrico y la carga se obtiene la modelación del sistema de potencia.

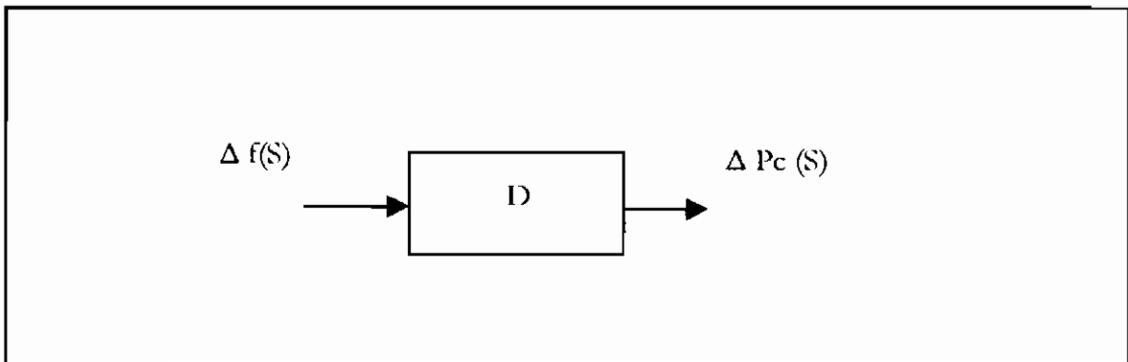


Figura No 3.8 Modelación del amortiguamiento de la carga

Una forma de representar el sistema de potencia en un diagrama de bloques es el siguiente

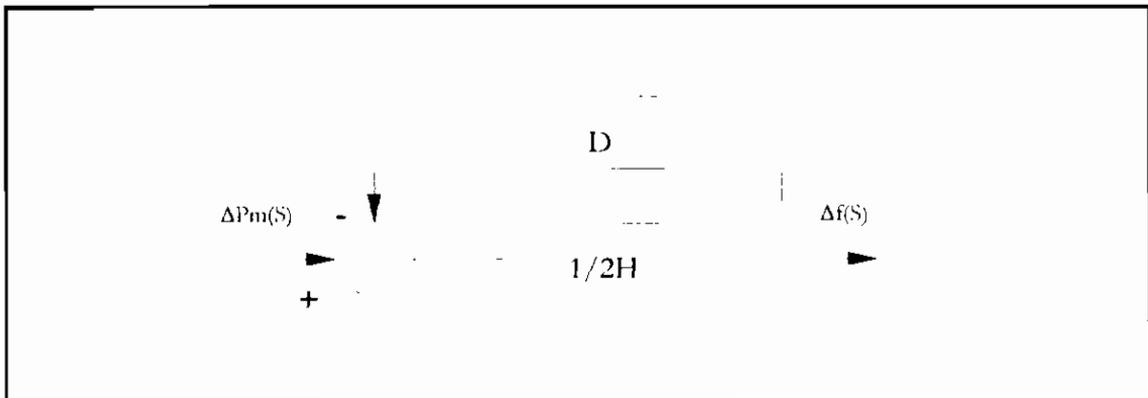


Figura No 3.9 Modelación del sistema de potencia. [11]

Cabe mencionar que la relación resultante está en el dominio de la frecuencia, relación que expresa la relación entre la variación de frecuencia y la variación de potencia de aceleración como:

$$(3 - 24) \quad \Delta f(S) = \frac{\Delta P_m(S) - \Delta P_c(S)}{MS + D}; \quad M=2H$$

Al producirse un aumento de carga, el incremento de potencia eléctrica ΔP_c es sentido inmediatamente, y no será equiparado mientras no se haya producido un incremento de energía mecánica, entonces la variación de frecuencia ocurrida es:

$$(3 - 25) \quad \Delta f(S) = \frac{-\Delta P_c(S)}{MS + D}$$

El modelo anterior se lo muestra en la figura 3.10.

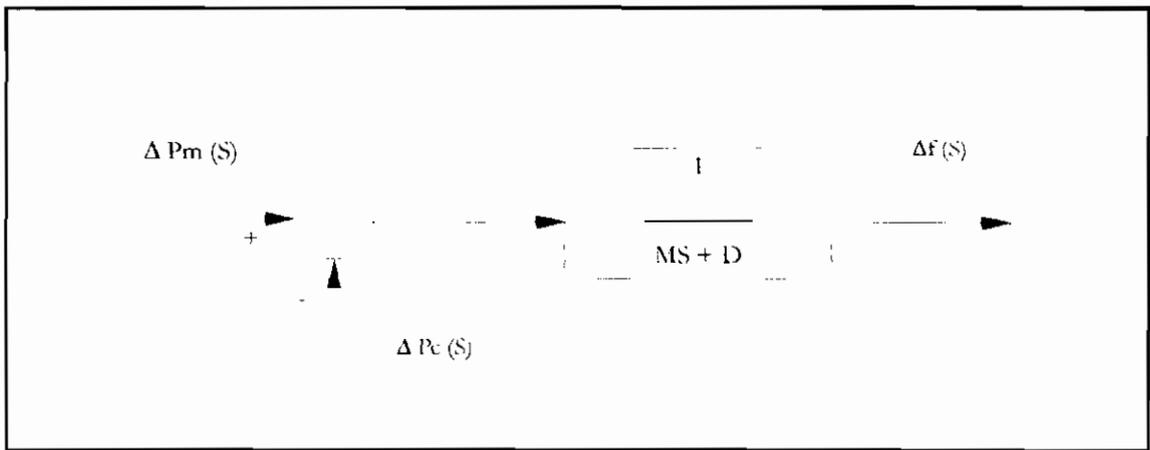


Figura No 3.10 Modelo del sistema de potencia. [2]

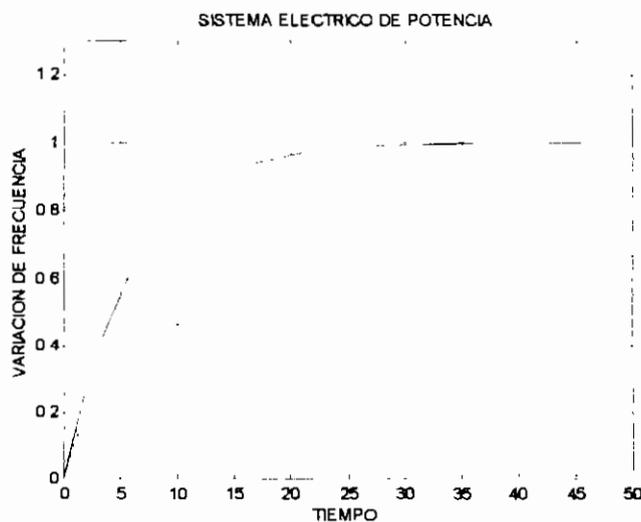


Figura No 3.11 Respuesta en el tiempo del sistema de potencia, Δf [pu] y t [s].

Las curvas mostradas en el gráfico 3.11 muestran el comportamiento en el tiempo del sistema de potencia para varios valores de M y D . Se puede notar que la variación de frecuencia es menos pronunciada para valores mayores de D .

3.3.2 MODELACION DEL SISTEMA MOTRIZ

Al ejecutar una apertura o cierre de las válvulas de entrada de las turbinas, permite básicamente que exista un efecto de variación de energía mecánica proveniente de las mismas. Se debe considerar que los cambios ocurridos en la entrada de las turbinas, están ocasionados por acciones que cumple el sistema de regulación de velocidad.

La respuesta obtenida por los cambios accionados por el sistema de regulación de velocidad ΔP_m dependerá del tipo de turbina de la central en análisis (térmica, hidráulica etc.), las mismas que por su naturaleza tienen funciones de transferencia diferentes.

3.3.2.1 TURBINAS TERMICAS A VAPOR

La descripción desarrollada en la parte introductoria establece el funcionamiento de este tipo de máquinas, es obvio entender que a mayor flujo de vapor la máquina adquiere mayor potencia y viceversa.

El siguiente gráfico (figura 3.12) resume el proceso que debe seguir el vapor en una planta térmica.

Se puede notar en la figura 3.12 la presencia de una bomba que alimenta a la caldera para la generación del vapor sobrecalentado, seguidamente este vapor es almacenado en el domo y luego canalizado para el ingreso de éste a la turbina en donde aproximadamente al expandirse el vapor se puede obtener el 30 % de su energía en forma de energía mecánica, luego de mover la turbina de alta presión es recalentado para destinarse a turbinas de media y baja presión, y este vapor es llevado al condensador para luego iniciar un nuevo ciclo.

La regulación se la ejecuta por medio del cambio de posición de la válvulas para dar paso a la expansión de vapor y la consecución de producción de energía mecánica.

El proceso de llevar el vapor desde su almacenador hasta su destino en la turbina, involucra tiempos de retardo entre el movimiento de la válvula y variaciones en el flujo de vapor. La

representación de la turbina considera esta dinámica con una constante de tiempo que representa los retrasos en la generación.

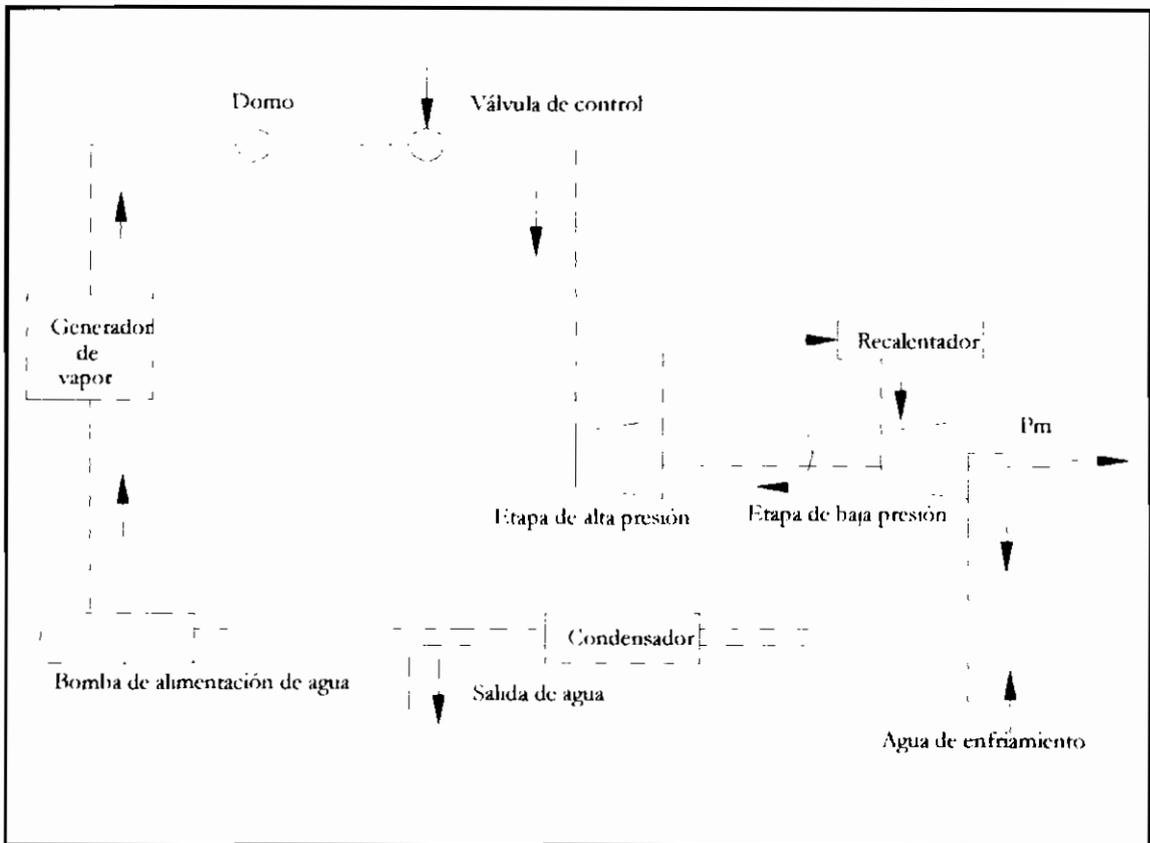


Figura No 3.12 Sistema de una máquina de generación a vapor. [11]

El nivel de detalle en la modelación de un sistema en general dependerá de los propósitos y estudios a realizarse.

3.3.2.1.1 TURBINAS TERMICAS SIN RECALENTAMIENTO

La potencia que desarrolla una turbina tiene relación directa con el flujo de vapor que en ella incide entonces:

$$(3 - 26) \quad P_m = k_m (h_i - h_o)$$

donde:

P_m ; potencia de la turbina

h_i ; entalpía de entrada

h_o ; entalpía de salida (éstas son aproximadamente constantes para pequeños cambios)

m ; es el flujo de vapor.

Si la diferencia de las entalpías es constante se deduce que m es proporcional a ΔP_m , se puede entonces establecer que un cambio en la posición de las válvulas de entrada ΔP_v determina un cambio de potencia mecánica de la turbina ΔP_m , de tal forma que la respuesta de potencia de la turbina a cambios de la posición de válvulas de entrada puede representarse por:

$$(3-27) \quad (TtS + 1) \Delta P_m(S) = \Delta P_v(S)$$

entonces:

$$(3-28) \quad \Delta P_m(S) = \frac{\Delta P_v(S)}{1 + TtS}$$

Con ésta función de transferencia se puede determinar la respuesta que tendría ésta en función del tiempo, considerando el cambio de posición de las válvulas como una función paso y diferentes Tt

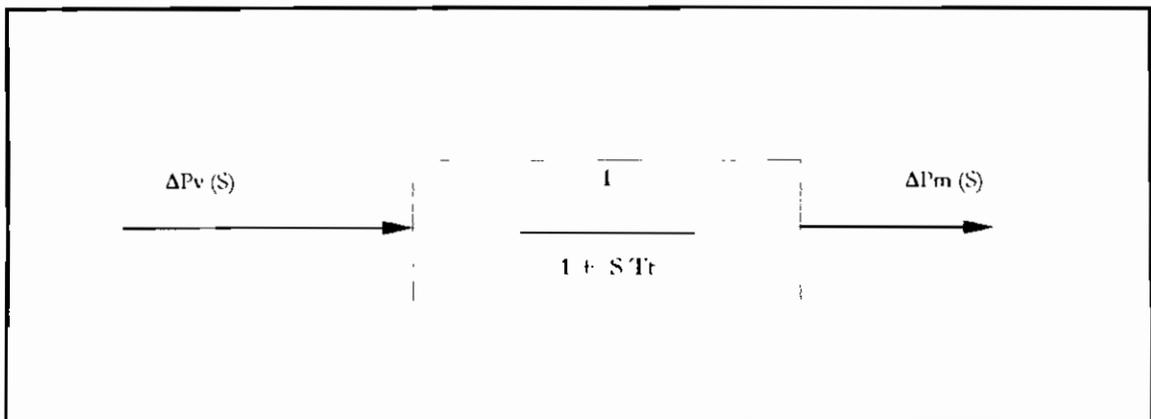


Figura No 3.13 Diagrama de bloques de una turbina a vapor sin recalentamiento

Una respuesta de flujo de vapor a un cambio de posición de válvulas es rápida de forma tal que las constantes de tiempo T_i están en valores de 0.2- 0.3 s [2] y 0.1 a 0.5 [11], éste es el tiempo que requiere cargar el vapor en el compartimiento de la turbina.

Se puede entonces determinar un diagrama de bloques de la turbina a vapor en la figura 3.13

Entonces si la turbina tiene una sola etapa se puede decir que esta es una turbina sin recalentamiento

$$(3-29) \quad \Delta P_m(t) = \Delta P_p (1 - e^{-t/T_i})$$

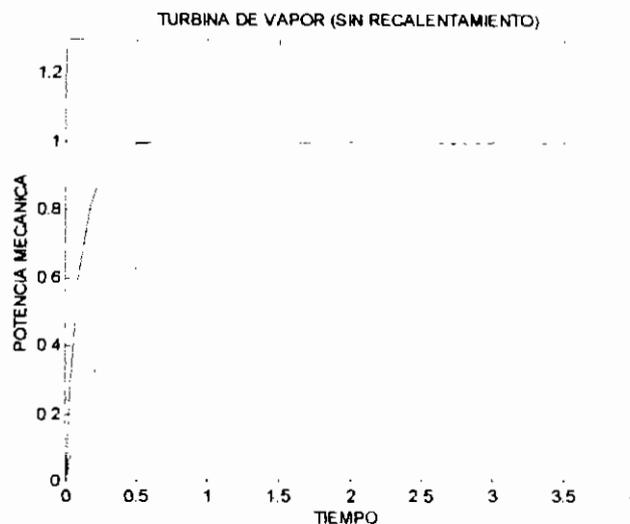


Figura No 3.14 Respuesta en el tiempo de una turbina a vapor sin recalentamiento, ΔP_m [pu] y t [s]

3.3.2.1.2 TURBINA TERMICA CON RECALENTAMIENTO

Generalizando las plantas de vapor con recalentamiento, pueden haber diversas combinaciones dependiendo de sus módulos como lo representan los modelos de plantas con recalentadores y crossover en los modelos que presenta la referencia [37].

Por lo general las turbinas a vapor tienen una etapa de recalentamiento como se muestra en la figura 3.15.

Los cambios producidos en el flujo de la turbina de alta presión son prácticamente instantáneos, el proceso que debe seguir un cambio de presión en la turbina de baja presión toma un tiempo o se introduce un tiempo de retardo debido a que éste sólo puede cambiar cuando se ha levantado la presión en el volumen del recalentador.

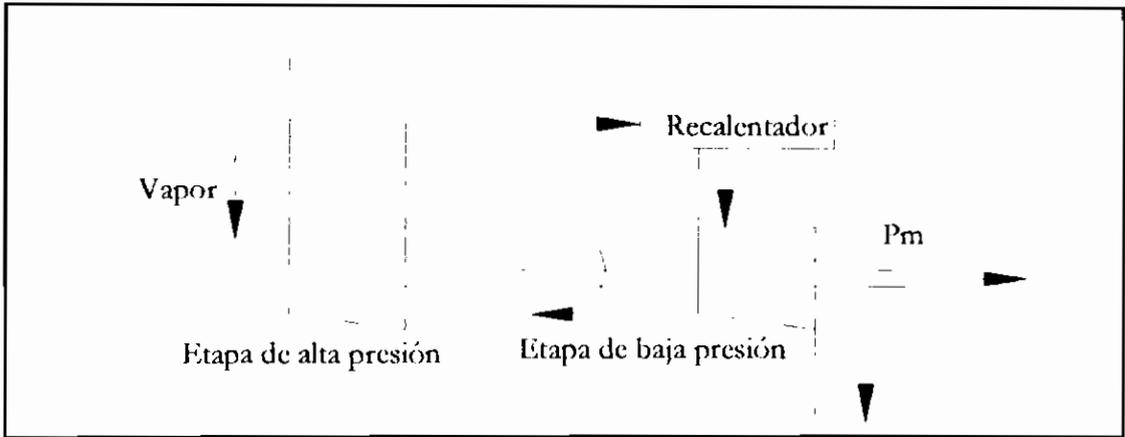


Figura No 3.15 Esquema de una turbina a vapor con recalentamiento.[2]

La potencia desarrollada por las dos etapas, es una nueva función que se la obtiene de la suma de estas funciones particulares (función de transferencia de la turbina de baja y alta presión).

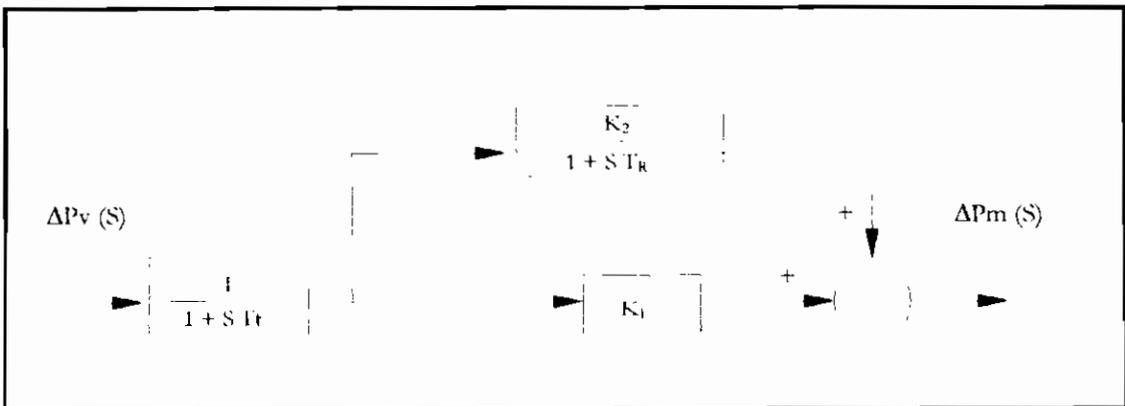


Figura No 3.16 Modelación de un sistema de generación a vapor con recalentamiento.[11]

En la figura 3.16 las constantes K_1 y K_2 representan el porcentaje o fracción de potencia desarrollada por las turbinas de alta y baja presión donde generalmente K_1 es semejante al 0.3 p.u de la potencia total.

La función de transferencia es la mostrada en la figura 3.16.

Los valores típicos de estas constantes [11] son:

$$K_1 \approx 0.3 \text{ p.u}; \quad K_2 = 1 - k_1 \text{ p.u}$$

$$T_R; 4 - 11 \text{ s [11] y } 5 - 7 \text{ s [2]}$$

Se puede representar en un diagrama (fig.3.17) de bloques la correspondiente función de transferencia de la variación de posición de válvulas y la variación de potencia mecánica producida

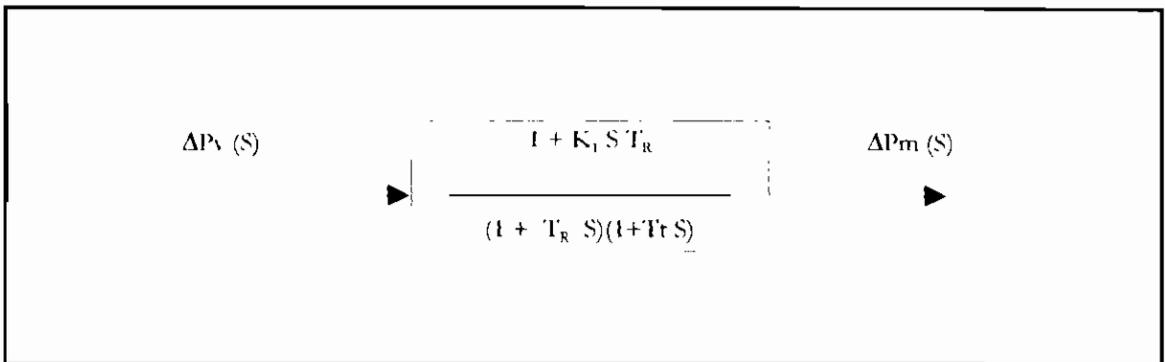


Figura No 3.17 Diagrama de bloques de una turbina a vapor con recalentamiento. [2]

$$(3 - 30) \quad \frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1 + K_1 T_R S}{(1 + T_R S)(1 + T_r S)}; \quad K_1 = 1 - K_2$$

Obtenida la relación de transferencia, se puede determinar la respuesta en el tiempo de una turbina a vapor con recalentamiento ante un cambio de la posición de la válvula de entrada para diferentes T_R (fig. 3.18).

Los modelos presentados son adecuados para un estudio de comportamiento de la turbina a vapor, mas se puede mencionar que existen otros efectos importantes en la respuesta de

la turbina, como es el comportamiento de la presión en el caldero (al existir cambios en la demanda de flujo de vapor) y efectos de sus controles.

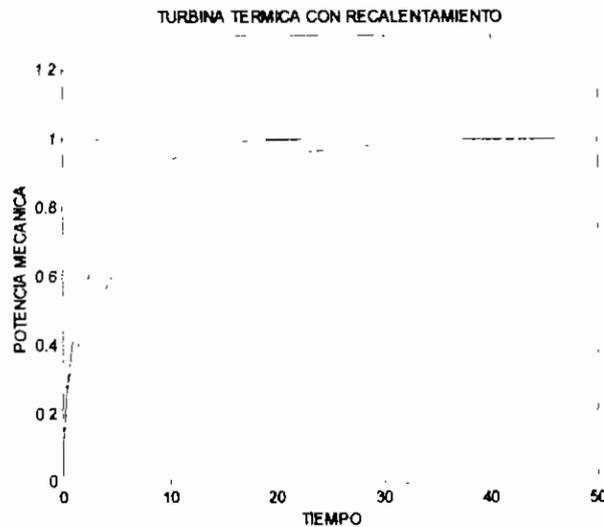


Figura No 3.18 Respuesta en tiempo de una turbina a vapor con recalentamiento, ΔP_m [pu] y t/s . [2]

3.3.2.2 TURBINAS HIDRAULICAS

Las características transitorias de hidroturbinas son determinadas por la dinámica del flujo de agua en la tubería que une la represa con la turbina. Los modelos más precisos de presión de agua y flujo en la tubería son los que tratan el fenómeno como un caso de ondas viajeras. Este no necesariamente es el usado para estudios de estabilidad aunque ni para detallar el estudio de diseños de plantas.

La inercia del agua que atraviesa la tubería a presión determina un fenómeno curioso en las turbinas hidráulicas, al abrirse una compuerta de entrada a la turbina se observa que se da un efecto inicial de disminución de altura neta la cual acelera la columna de agua, provocando así un resultado de cambio negativo de potencia de salida de la turbina. La cuantificación de éste fenómeno determina una potencia inicial de doble magnitud que su potencia final. De ésta forma la función de transferencia puede aproximarse a:

$$(3-31) \quad \frac{\Delta P_m(S)}{\Delta P_v(S)} = \frac{1 - T_w S}{1 + 0.5 \cdot T_w S}$$

donde :

P_m , potencia mecánica

P_T , Posición de las válvulas de admisión a la turbina

T_w ; Tiempo de arranque del agua, valores típicos de T_w son de 0.5 a 4 s [2].

De tal forma que el diagrama de bloques queda de la siguiente manera:

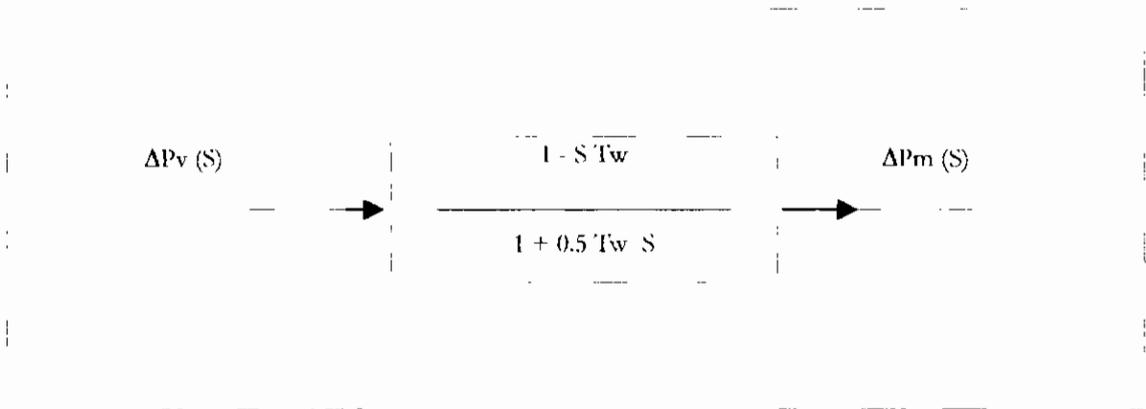


Figura No 3.19 Diagrama de bloques Turbina Hidráulica

Un detalle de la procedencia de éste modelo esta incluido en el anexo No1. Volviendo al análisis de la función de transferencia en el caso de la turbina ideal, se tiene su respuesta en el dominio del tiempo:

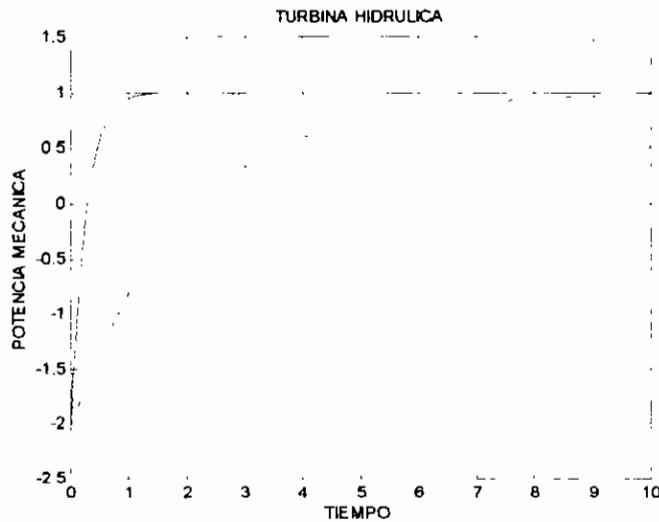


Figura No 3.20 Respuesta en el tiempo de una Turbina hidráulica $\Delta P_m [pu]$ y $t[s]$.

La respuesta en el tiempo ante una señal paso de potencia de la figura 3.19 en el dominio del tiempo es:

$$(3-32) \quad \Delta P_m = (1 - 3 e^{-(2.0/T_w)}) \cdot \Delta P_r$$

Una observación importante hace visible que el valor de T_w depende de la carga con que se halle la turbina, si por ejemplo el generador está con 30 % de carga, T_w es aproximadamente la mitad de T_w al 60 % de su carga.

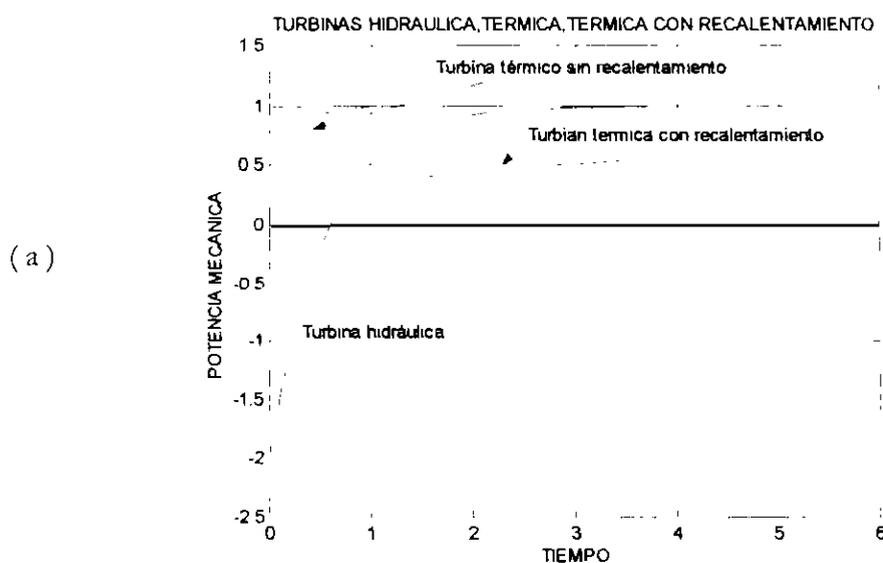
La simulación se realizó para una respuesta paso y con diferentes tiempos T_w , se puede observar que a mayor T_w , el tiempo de establecimiento es mayor.

Se debe señalar que existen fenómenos dinámicos que pueden ocurrir en las turbinas hidráulica aparte de los nombrados, estos son:

- Golpe de ariete
- Oscilaciones entre la chimenea y el reservorio, etc

En las figuras 3.21 se representa la respuesta que tienen los diferentes tipos de turbinas en su modelación para una respuesta ante una señal paso o escalón unitario, se ha simulado para valores de típicos en sus parámetros, la gráfica hace notorio dos aspectos importantes que son:

- El tiempo de respuesta más pronunciado se tiene para turbinas térmicas con recalentamiento.
- Respuesta típica de las turbinas hidráulicas al inicio.



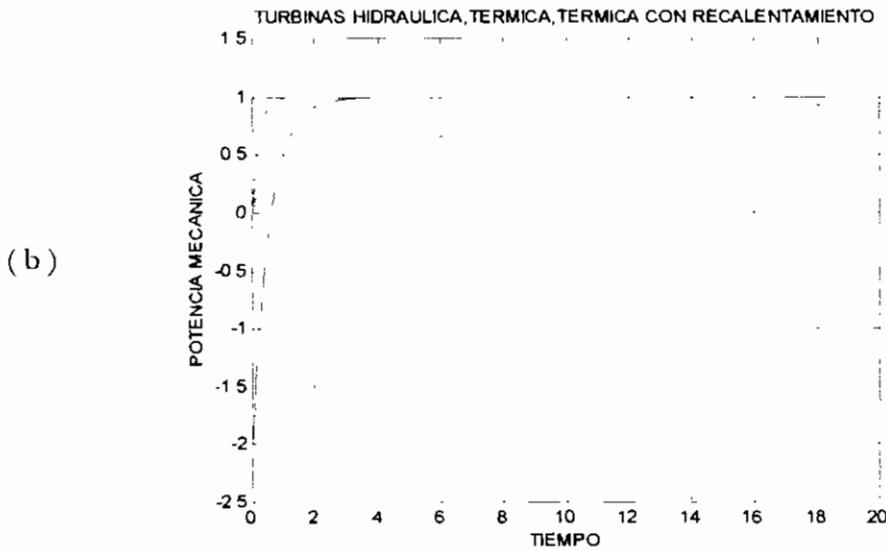


Figura No 3.21 Potencia mecánica de una varias turbinas. ΔP_m [pu] y t[s]. fig (a) y (b)

3.3.3 MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD

3.3.3.1 ASPECTOS PRELIMINARES

El fenómeno que ocurre entre la potencia de salida en un generador y la velocidad, se traduce a la participación de la parte motriz de la máquina generadora. Una variación de carga en la máquina motriz determina una modificación en el par resistente de la máquina con una relación inversa, es decir, un aumento de par resistente involucra una disminución de velocidad y viceversa.

La velocidad en una máquina motriz es una respuesta natural de aceleración y de frenado cuando disminuye o aumenta el par resistente de la máquina motriz respectivamente; el objetivo entonces es fijar que esta inestabilidad natural sea corregida por medio de un órgano que regule su comportamiento, permitiendo equilibrar el par resistente de la carga conectada y su par motriz que a la final se lo realiza por medio de la regulación entre la velocidad y la potencia de la máquina motriz del generador.

La frecuencia del generador depende ineludiblemente de la velocidad de la máquina motriz, por lo que el problema de regulación del generador se resuelve por medio de la regulación

entre la frecuencia nominal del sistema eléctrico y la generada o de salida en la máquina. En las turbinas de gas, vapor, combustión interna el regulador controla normalmente la velocidad de la máquina motriz por medio de la cantidad de combustible suministrado.

La regulación de velocidad puede clasificarse en:

- Regulación Estática
- Regulación Astática

La primera determina que para cada carga tome la máquina una velocidad dependiendo de ésta.

La regulación Astática permite que la velocidad de referencia en un generador sea independiente de la carga, es decir que esta mantenga la velocidad constante independiente de la carga que tenga que soportar la máquina.

En el dinamismo que presentan los reguladores la problemática se resuelve manteniendo la frecuencia constante, mas las cargas presentadas en un SEP son aleatorias por lo que para una mayor carga se debe presentar una variación de frecuencia proporcional a esta.

Con respecto al efecto transitorio, que ocurre cuando la máquina generadora regulada pasa de un estado estable a un nuevo estado de equilibrio por la presencia de variación de carga, se verifica que varia la velocidad y el proceso que sigue esta variación parte del ajuste dado por el regulador de velocidad a los órganos actuadores en base a su característica de regulación, esta determinará un ajuste en la apertura o cierre de las válvulas las mismas que intentarán actuar instantáneamente siendo limitadas por retardos de tiempos asociados a los elementos constituyentes del sistema de gobernación.

“ Los reguladores no pueden responder a cambios bruscos debido al grado de insensibilidad del regulador y, además la inercia propia del sistema o máquina que han de regular. Es decir, que la respuesta del regulador presenta un cierto retardo o, dicho de otra manera, una cierta *constante de tiempo*” [4].

La respuesta dinámica de los reguladores de velocidad determinan oscilaciones que representan el intento progresivo de llevar al sistema a un nuevo estado de equilibrio.

Grado de insensibilidad de un Regulador

El un regulador centrífugo la variación de posición del manguito dependerá del vencimiento de la resistencia de los mecanismos que actúan sobre la distribución, propias

del regulador. Para pasar entonces de una velocidad actual a una superior o inferior la fuerza centrífuga en la esferas actuantes, deberá ser capaz de vencer las resistencias a ésta. Al variar la velocidad de la máquina, esta deberá ser tal que permita dar un nuevo paso en el ajuste de la máquina o poner al regulador en acción, el error que se origina en este proceso se define como:

$$(3 - 33) \quad e = \frac{w_1 - w_2}{w}$$

Donde:

e ; Error de velocidad w_1 ; Velocidad superior necesaria de cambio
 w_2 ; Velocidad inferior necesaria de cambio w ; Velocidad

La insensibilidad de un dispositivo determina entonces una banda en la cual éste es insensible a cambios, ésta se denomina *Banda Muerta*, para efectos de modelación de los reguladores de velocidad.

La banda muerta se mide con la insensibilidad de del sistema de gobernación y se la expresa en porcentaje respecto a la velocidad nominal del sistema.

Aspectos sobre la modelación de reguladores de velocidad

Para efectos de estudio de modelación y debido a que el porcentaje de insensibilidad es menor al 1 % [27], no se representan estos en su modelación para sistemas grandes de potencia.

Otra consideración es la presentación de modelos reducidos, los mismos que han sido utilizados en un gran número de artículos técnicos con resultados realmente satisfactorios. Estos modelos representan el comportamiento lineal de los elementos.

Regulador de velocidad para turbinas térmicas

Los reguladores de velocidad en el sistema completo de la máquina se ubican dependiendo de la clase de máquina, de la siguiente manera:

Máquinas de vapor.- en estas se ubica de tal manera que actúa sobre las válvulas que regulan el flujo de vapor que ingresa a las turbinas.

Máquina de turbinas de gas.- En este tipo de máquinas “ la salida del regulador está acoplada a la válvula de carburante, con la carrera normalmente limitada en cada dirección según la temperatura admisible de la cámara de combustión y otros factores” [8].

Para las máquina de diesel, gasolina y otros tipos de combustibles, está ubicado el regulador en el dispositivo de admisión de carburante.

Máquinas Hidráulicas.- el regulador controla el flujo del líquido que va hacia las turbinas variando el caudal ingresado de éste, para cada caso es diferente pues depende del tipo de turbinas utilizadas; en el caso de las turbinas tipo Pelton, la regulación actúa en los inyectores; para la turbinas Francis y de Hélice en el distribuidor hidráulico y en la inclinación de álabes del rodete para turbina Kaplan.

El regulador de velocidad pertenece a una entidad o Sistema de Gobernación de Velocidad, la misma que se encuentra conformada físicamente por equipos y mecanismos sensores de las variaciones de velocidad que convierten esta variación en una posición del servo motor o dispositivo de distribución de la máquina motriz.

Para la modelación de este órgano se ubica como lo muestra la figura 3.22:

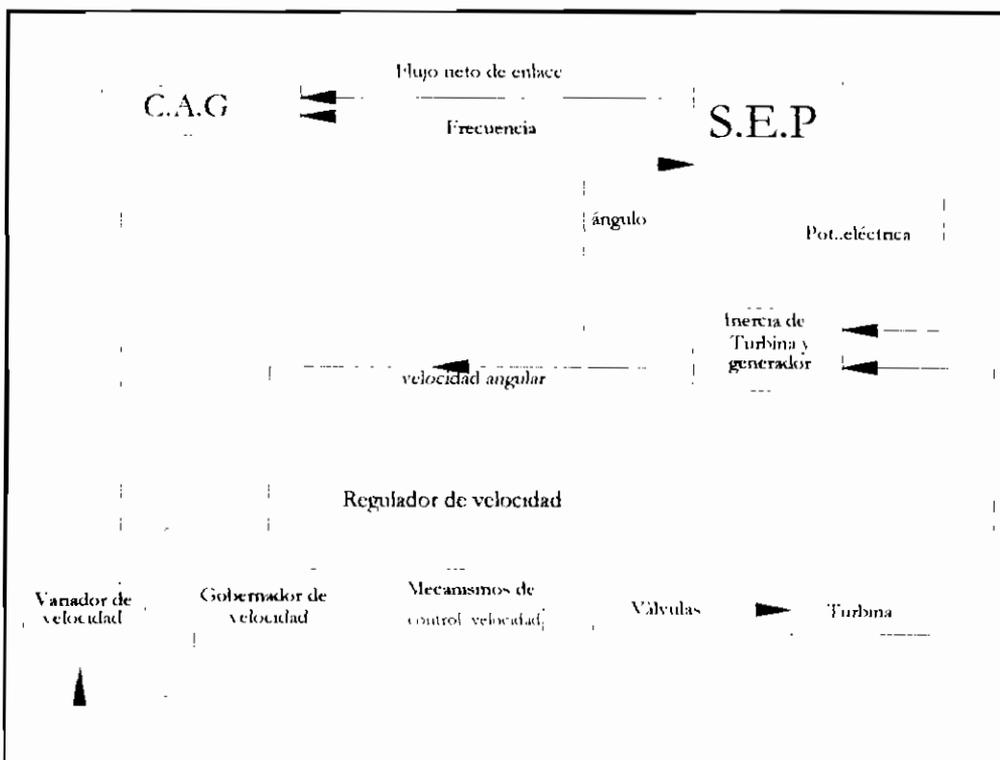


Figura No 3.22 *Sistemas participantes en el CAG. [16]*

Las partes constitutivas del Sistema de gobernación de un sistema generalizado son:

El gobernador o regulador de velocidad.

Son los elementos que realizan la función de detectar y responder a las variaciones de velocidad con una característica propia de ellos denominada Característica de Regulación.

Mecanismos de control de velocidad.

Se consideran como tales al conjunto de elementos como servomotores (eléctricos, hidráulicos), palancas, relés, dispositivos físicos de unión entre gobernadores y los elementos a su control. Para las diferentes plantas se tiene:

- Mecanismos de control de velocidad (Speed Control Mechanism) en plantas de vapor.
- Mecanismos de control de combustible para máquinas de gas.
- Para máquinas de combustión interna denominados "Speed-Governor Actuated Mechanism"
- Para máquinas hidráulicas Mecanismos de control de apertura de compuertas.

Elementos de distribución de la máquina motriz (Válvulas o compuertas controladas por el gobernador).

En forma general lo constituyen los elementos actuadores finales de una cadena de mando y son dispositivos como válvulas y otros que permitan el paso de agua, vapor, combustible etc.

Los tipos de sistema de gobernación de velocidad de turbinas son:

- Mecánico - Hidráulico
- Electro - Hidráulico

El primero es un sistema donde la señal adquirida para el control es proporcional al error que tiene su velocidad, consiste en un conjunto de elementos mecánicos que al recibir la señal de error de velocidad reaccionan produciendo consignas de estabilización

mecánicamente para finalmente amplificar la señal o consigna resultante en forma hidráulica.

En el caso de los sistemas de gobernación Eléctro-Hidráulico la señal de control se la procesa en forma eléctrica y dan como resultado consignas las cuales son amplificadas hidráulicamente para la acción final de control.

En forma general los sistema de gobernación se pueden subdividir por tipo de gobernadores en:

- Sistema de gobernación Mecánico Hidráulico y turbinas de vapor
- Sistema de gobernación Mecánico Hidráulico y turbinas hidráulica
- Sistema de gobernación Electro-Hidráulico y turbinas de vapor
- Sistema de gobernación Electro-Hidráulico y turbina hidráulica

3.3.3.2 MODELO GENERAL DEL REGULADOR DE VELOCIDAD DE UN SISTEMA A VAPOR.

La respuesta que presenta el regulador ante un cambio de señal de entrada ΔI , Permite tener una variación de apertura de las compuertas ΔP :

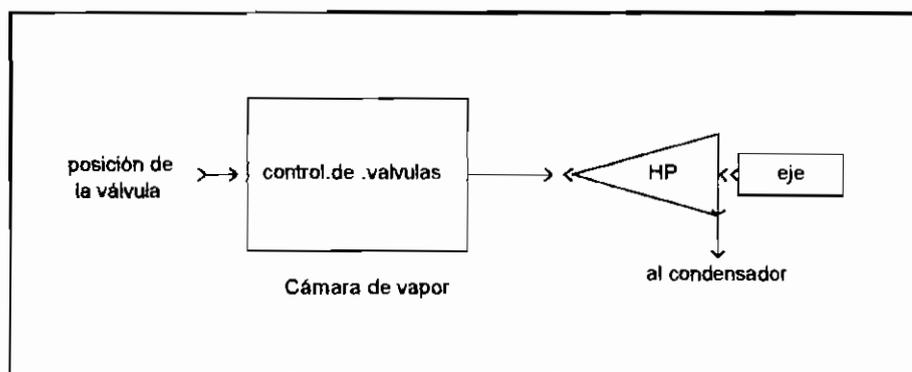


Figura No 3.23 Configuración básica de una turbina a vapor

Entre las válvulas controladoras del gobernador de velocidad y la etapa de alta presión a la cual las máquinas de una sola etapa trabajan, está presente un volumen de vapor en movimiento; el paso de éste por esta sección, introduce un retardo en el tiempo entre cambios en el flujo de vapor por las válvulas y el flujo de vapor en la etapa de la turbina de alta presión, este retardo está representado en el modelo como la constante de tiempo T_g .

Un modelo más completo introduce pérdidas ocasionadas en el tubo del caldero que al final determina una ganancia efectiva de las válvulas controladas [16].

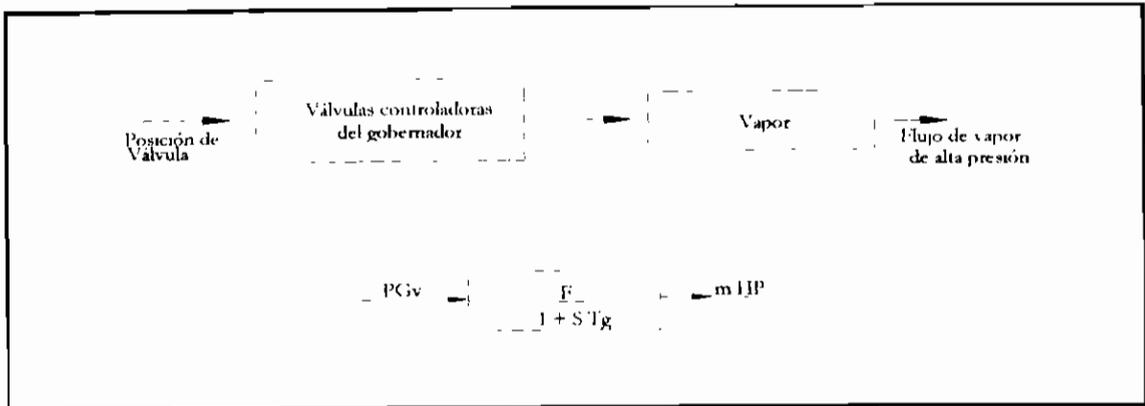


Figura No 3.24 Modelo lineal de un Regulador de velocidad para un sistema de regulación de una máquina a vapor. [37]

La relación final entonces establece que una variación en la apertura de las válvulas determinará una respuesta retardada en el tiempo acompañado con un porcentaje efectivo de ganancia en la etapa inicial y otro en la etapa de recalentamiento

$$(3 - 34) \quad \Delta P_v(S) = - \frac{F}{T_g S + 1} \cdot \frac{\Delta f(S)}{R}$$

Donde: T_g constante de tiempo del regulador, típicamente $T_g = 0.25$ s.[1]

$F = 1$ (si las pérdidas en la tubería son ignoradas); R , estatismo.

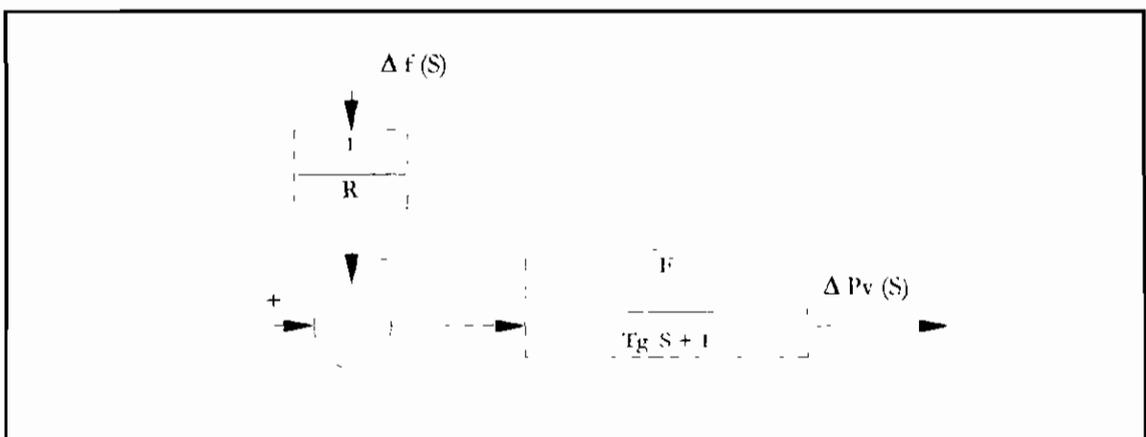


Figura No 3.25 Diagrama de bloques de un regulador de velocidad para una turbina a vapor.[37]

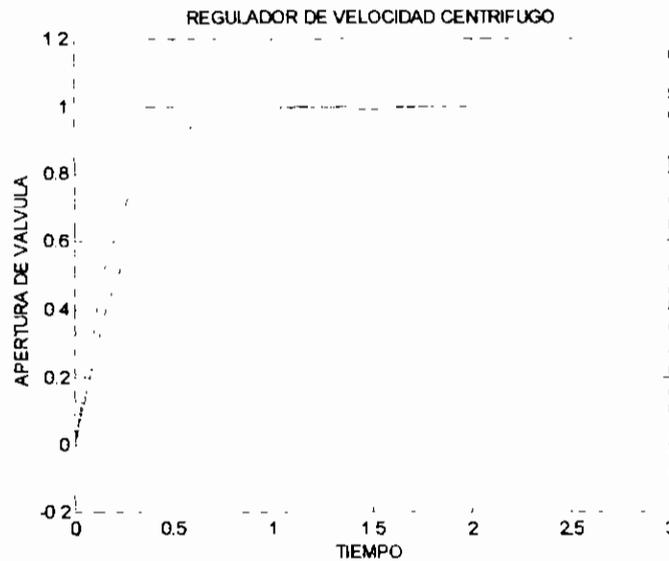


Figura No 3.26 *Respuesta en el tiempo de un regulador de velocidad para una turbina térmica, Δ Apertura [pu] y t[s].*

Con la relación obtenida ($F=1$) en el dominio de la frecuencia se puede obtener fácilmente la respuesta en el tiempo para una función paso dada en la figura 3.26:

$$(3 - 35) \quad \Delta l_v^p(t) = (e^{-t/T_g} - 1) \cdot \frac{\Delta f}{R}$$

Esta respuesta se obtuvo para valores diferentes de T_g ; a medida que esta aumenta el tiempo de establecimiento es mayor.

3.3.3.3 SISTEMA DE GOBERNACION MECANICO HIDRAULICO

Un sistema de goberación Mecánico Hidráulico está constituido de:

- Gobernador de velocidad
- Válvula piloto
- Servomotor piloto
- Válvula de distribución
- Servomotor de compuerta

El problema que deben superar los gobernadores hidráulicos radica en los efectos que tiene la inercia del agua al iniciar su movimiento en la tubería, estos efectos son contrarrestados con un lazo de realimentación transitoria logrando así un comportamiento estable.

“Cuando la posición de la compuerta cambia se desarrolla una característica de regulación transitoria para oponerse a cambios rápidos en dicha posición”[11], esta característica determina que las máquinas de generación hidráulica sean menos rápidas que las máquinas térmicas para la regulación potencia frecuencia para variaciones pequeñas de potencia.

La modelación aproximada de este sistema puede ser representada por la fig. 3.27

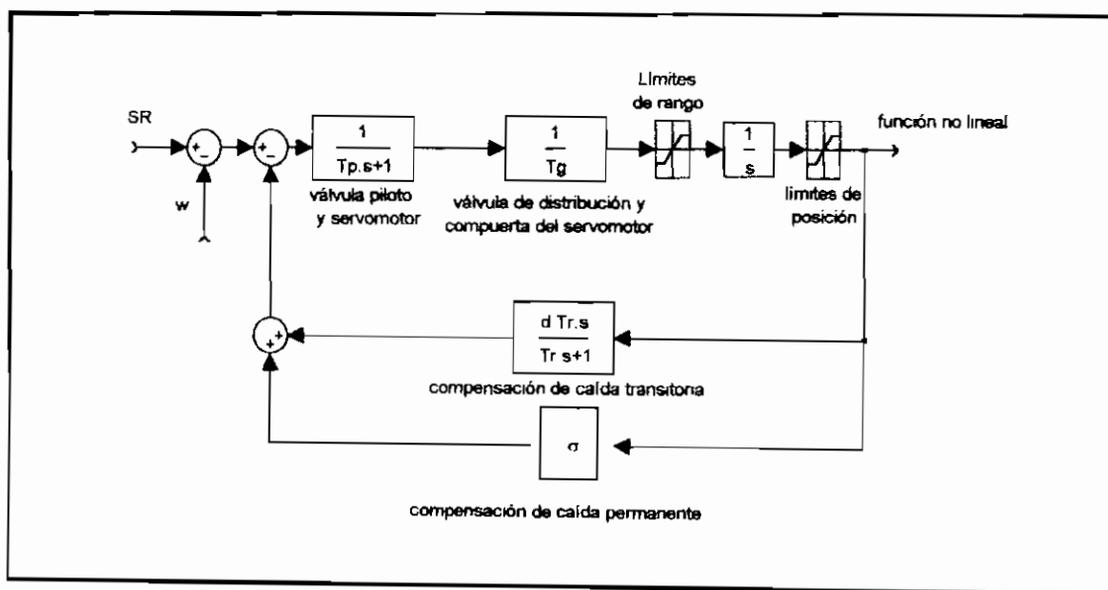


Figura No 3.27 Modelo aproximado de un regulador de velocidad mecánico- hidráulico

Los parámetros típicos para sistemas de gobernadores de velocidad para turbinas hidráulicas son:

R ; estatismo permanente;

Tr ; constante de tiempo asociada al compensación transitoria;

r ; estatismo transitorio;

Tg ; constante de tiempo de regulador;

Nota: r es el estatismo transitorio que se presenta al inicio de la acción reguladora del gobernador.

Parámetro	Valores típicos	Rango
T_r	5.0	2.5 - 25.0
T_g	0.2	0.2 - 0.4
T_p	0.04	0.03 - 0.05
r	0.3	0.2 - 1.0
R	0.05	0.03 - 1.0

Tabla No 3.1 *Parámetros típicos para reguladores de velocidad de turbinas hidráulicas.*

Del modelo presentado (fig. 3.27) se pueden hacer las siguientes observaciones:

- En la válvula de distribución y su servomotor de compuerta estas se encuentran limitadas en su posición efectiva de apertura y en la potencia correspondiente a estos límites.
- Se puede verificar dos compensaciones, en lazos de realimentación independientes y que actúan en diferentes etapas, estas compensaciones corresponden a la caída transitoria o temporal y a la caída de velocidad permanente.
- Donde $1 / T_g$ y representa la ganancia del sistema de gobernanación en lazo abierto.

En base a consideraciones como las de:

- Despreciar la constante T_p ; y
- Asumir que la posición del servomotor de compuerta y la posición efectiva de las compuertas sean iguales .

se puede obtener un modelo reducido aproximado como lo muestra la figura 3.28. Típicamente los parámetros utilizados en el modelo de la figura mencionada se obtienen aplicando las siguientes relaciones:

$T_r = 5 T_w$	$r = 2.5 T_w / 2H$	$T_i = r T_r / R$
$T_2 = T_g$		

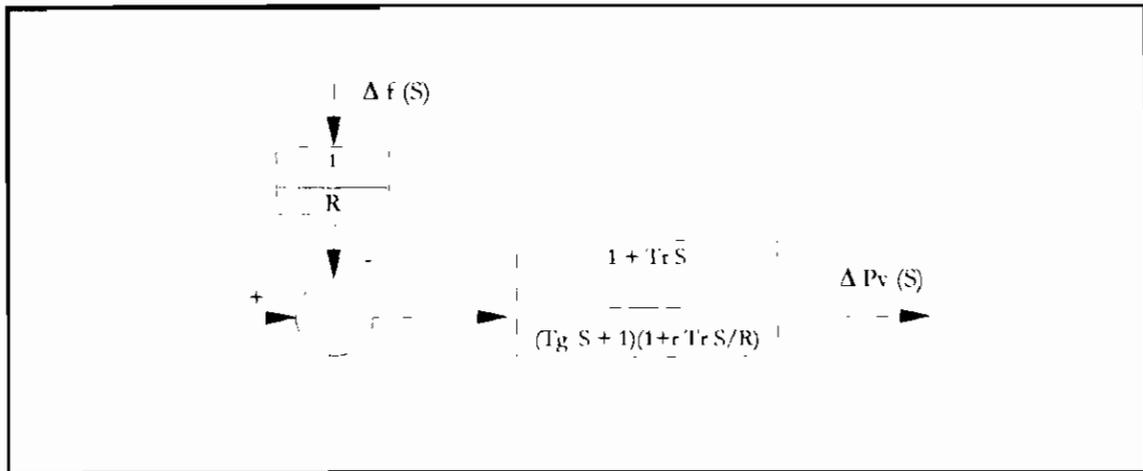


Figura No 3.28 Modelo lineal del regulador de velocidad para turbinas hidráulicas. [11]

Donde:

$$(3-36) \quad \Delta P_v(S) = -\frac{1}{1+T_g S} \cdot \frac{1+T_r S}{1+T_r \frac{r}{R} S} \cdot \frac{\Delta f(S)}{R}$$

o también:

$$(3-37) \quad \Delta P_v(S) = -\frac{1}{1+T_2 S} \cdot \frac{1+T_r S}{1+T_1 S} \cdot \frac{\Delta f(S)}{R}$$

Con la relación obtenida en el dominio de la frecuencia se puede obtener fácilmente la respuesta en el tiempo para una función paso como lo muestran la figuras 3.29 .

Se hace un par de observaciones de las figuras 3.29:

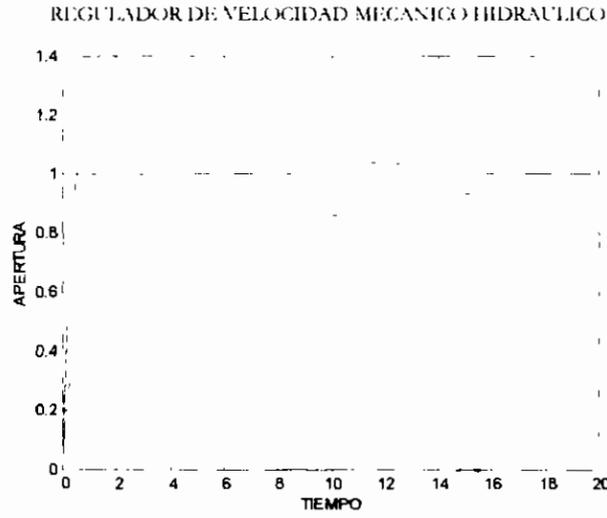
El estatismo de la máquina en el inicio de la respuesta a la función paso presenta un alto valor y este disminuye a medida que el sistema alcanza el nuevo estado estable.

En las mismas figuras se observa claras diferencias en las pendientes al iniciarse la respuesta en el regulador simulador para diferentes valores de r .

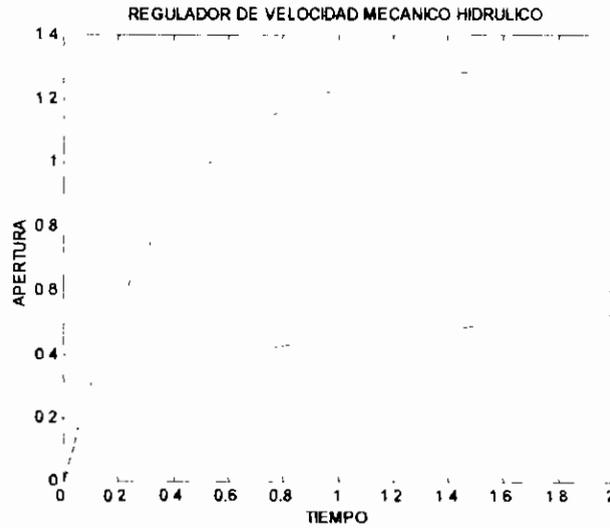
Con ciertas reglas utilizadas en sistemas lineales se obtiene que:

$$(3 - 38) \quad \Delta P_r (0) = \lim_{S \rightarrow \infty} S \Delta P_r (S) = - (1 / r) \cdot \Delta f$$

$$(3 - 39) \quad \Delta P_r (\infty) = \lim_{S \rightarrow 0} S \Delta P_r (S) = - (1 / R) \cdot \Delta f$$



Caso (a)



Caso (b)

Figura No 3.29 Respuesta en el tiempo de un regulador de velocidad para una turbina Hidráulica, Δ apertura [pu] y t[s], caso a y b.

3.3.3.4 SISTEMA DE GOBERNACION ELECTRO - HIDRAULICO

En forma general estos sistemas de gobernación consisten en sistemas electrónicos y son muchos más versátiles en su uso que los mecánico - hidráulicos; tienen un comportamiento de detección mejorado y una respuesta rápida a perturbaciones.

Un modelo simplificado puede mostrarse en la figura 3.30:

Un tipo de compensador con funciones dirigidas a mejoramiento de velocidad de respuesta y compensación en magnitud lo representa un controlador PID, con sus funciones Derivativa, Integral y Proporcional.

En forma resumida la señal obtenida de variaciones de frecuencia, entra a un conjunto de funciones las cuales representan bloques PID, para luego estas señales ser sumadas, y llevada a los servomotores auxiliares y principales que muchas veces pueden estar retroalimentados.

Los diferentes modelos de estos reguladores generalmente están resumidos en el esquema de la figura 3.30, mas estos dependerán del fabricante y características de diseño. Se trae a colación un ejemplo en el cual existe una similitud entre los modelos electro - hidráulico con bloques PID (fig.3.31) y el modelo mecánico - hidráulico (fig. 3.27).

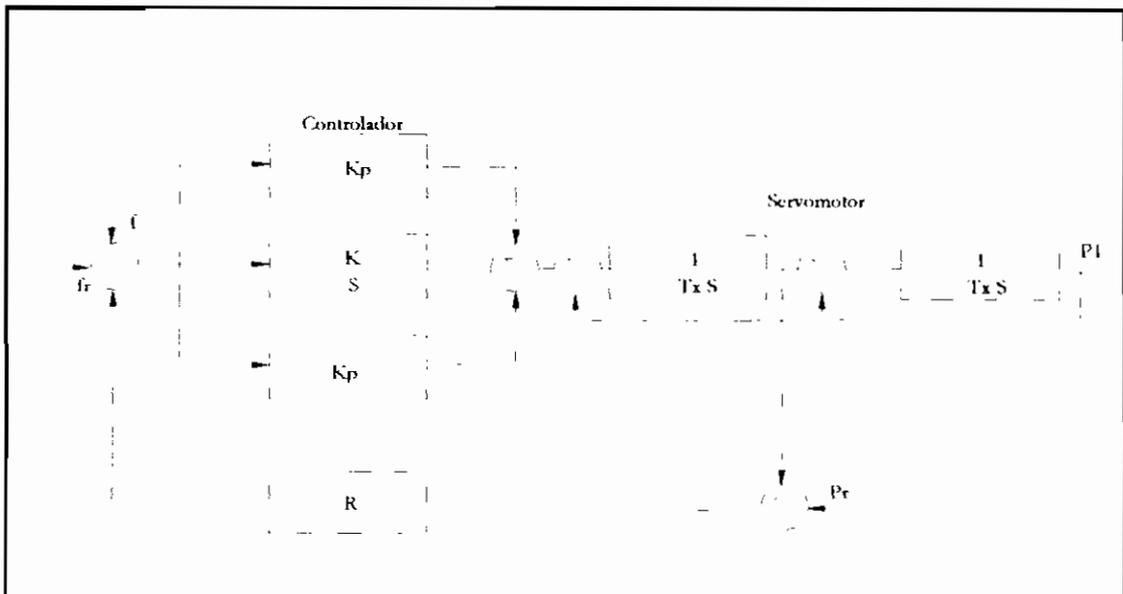


Figura No 3.30 Sistema de control PID para reguladores electro-hidráulicos. [11]

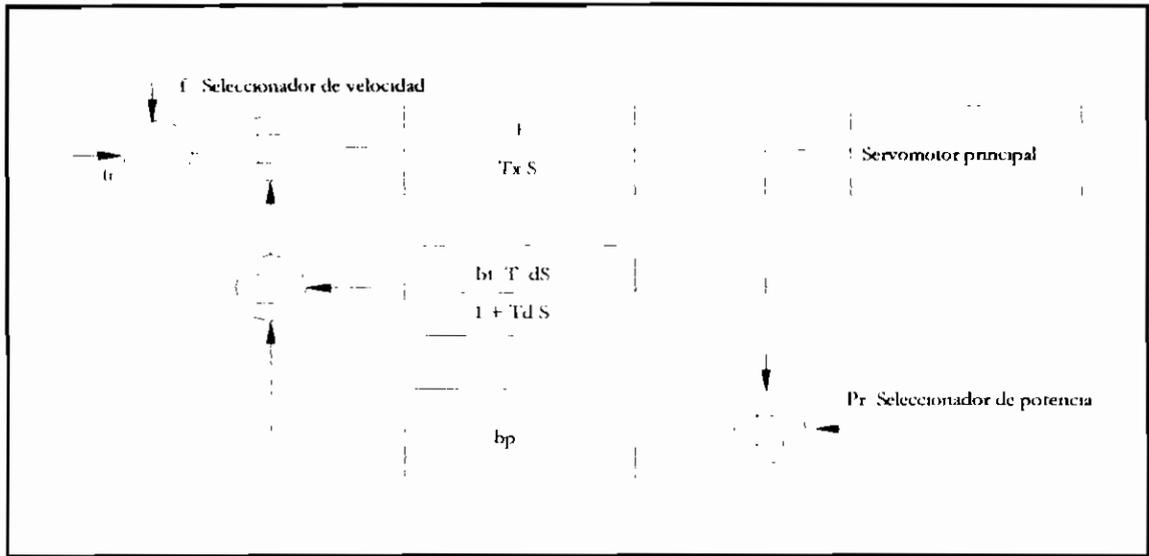


Figura No 3.31 Modelo eléctrico-hidráulico. [16]

Donde:

$$(3-40) \quad \frac{1}{T_x} = \frac{1}{T_g};$$

$$(3-41) \quad \frac{b_1 T dS}{1 + T dS} = \frac{\delta T r S}{T r S + 1};$$

$$(3-42) \quad 2\pi\Delta f = \Delta\omega;$$

$$(3-43) \quad b_p = \sigma;$$

El hecho de utilizar señales eléctricas digitales en los sistemas eléctrico-hidráulicos permite la manipulación de funciones lineales y facilidad de operaciones internas y externas del regulador. En los diferentes modelos la señal del bloque derivativo se considera despreciable pues al ser derivada la señal constante (de características lineales), esta se hace cero, la eliminación resultante es beneficiosa en “rechazos de cargas”. Para pequeñas

variaciones de carga la eliminación del bloque derivativo no es beneficiosa pues con este se puede obtener una respuesta más rápida.

3.4 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE DISTURBIOS [11].

En el análisis del comportamiento dinámico de un sistema de potencia es necesario identificar los elementos y efectos más importantes que afectan la respuesta del sistema después de un disturbio. El disturbio inicial produce estímulos en diversos elementos del sistema, lo que da lugar a intercambios de energía entre unidades generadoras y la red eléctrica. Posteriormente, los controles del sistema tratarán de mantener el equilibrio de la frecuencia y el voltaje mediante cambios en la potencia mecánica y la excitación de generadores.

3.4.1 ESTABILIDAD.-[20]

La estabilidad en la operación de un SEP es una condición entre máquinas sincrónicas en las cuales los defasamientos angulares de los rotores de estas, relativas entre si, permanecen constantes en la ausencia de perturbaciones o se hacen constantes después de un cierto intervalo de tiempo.

Los términos estabilidad o límite de estabilidad se aplican tanto para el régimen permanente como para el transitorio. El límite de estabilidad en régimen permanente se refiere al máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía gradualmente. El límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado sin pérdida de estabilidad al presentarse un perturbación brusca.

Todo el sistema esta sometido a perturbaciones en régimen transitorio, siendo el límite de estabilidad en este régimen generalmente más bajo que el límite estabilidad para el régimen permanente.

La estabilidad transitoria depende de la naturaleza y duración de las perturbaciones. Los transitorios mecánicos del rotor pueden terminar en un segundo, o pueden continuar y

tomarse más graves en los siguientes, terminando si es el caso en un colapso total o en la recuperación del sistema.

El período transitorio puede dividirse en tres intervalos de tiempo:

- 1.- El intervalo “inicial” que se extiende aproximadamente por el primer segundo después de la ocurrencia del disturbio. La dinámica del rotor en este intervalo es completamente descontrolada ya que el comportamiento de los generadores está fuera de la influencia de los controladores P-f y Q-V. El único “control” que se tiene está asociado con operaciones de desconexión.
- 2.- El intervalo “intermedio” que dura aproximadamente 5 segundos, cuando se hacen sentir los efectos de los controladores P-f y Q-V.
- 3.- El intervalo “final” que dura aproximadamente varios minutos, donde se sienten los efectos de “largo plazo”, incluyendo las constantes de tiempo térmicas de sistemas de vapor, la salidas del paralelo de los equipos de generación, desconexión de cargas, etc.

3.4.2 DISTURBIO

Un disturbio se considera a una condición del sistema que involucre cambios en el comportamiento de los parámetros de este y es generalmente una variable no controlable de un sistema, o enógena y puede tener orden aleatorio, en el caso del control P-f el disturbio representa una variación de carga en el sistema.

La respuesta de un sistema lineal a una entrada dada puede ser considerada como la superposición de respuesta a entradas típicas. Las entradas con que se modela en los estudios de control son señales escalón y rampa. Para los casos estudiados se ha considerado un entrada paso, la cual es una función que viene definida como: $p(t)$,

$$(3-44) \quad p(t) = 0 \text{ para } t < 0 \text{ y } p(t) = P_0 \text{ para } t \geq 0,$$

En el dominio de frecuencia mediante la transformada de Laplace

$$(3-45) \quad L \{ p(t) \} = P_0 / s$$

P_0 es la magnitud del paso o magnitud del disturbio.

Más generalmente la literatura técnica caracteriza a los disturbios estructurados por varios componentes, por ejemplo el referente[35]:

- a) Disturbios bastantes lentos con rampas de cambio de (0.01 a 0.3 pu/hora) sobre la carga última en varios minutos.
- b) Componentes de rápida variación sin sustanciales cambios pero con típicos espectros de frecuencia. Conocidos como "ruidos".
- c) Ocasionales cambios en forma de escalón debido a la desconexión de una unidad, perdida o conexione de un bloque grande de carga.

La referencia [25], en su establecimiento de tareas y estados como un forma de operación, propone magnitudes, frecuencia de ocurrencia y horizontes (tiempos) de disturbios

Horizonte de tiempo	Espectro de frecuencia	Magnitud
15-30 s	1 ciclo/hora- 1ciclo/minuto	1 % de la generación programada (valor horario)
30 min	2-4 ciclos/hora	4 % de la generación programada (curva de carga)

Tabla No 3.2 *Magnitudes y frecuencia de ocurrencia de disturbios*

3.4.3 RESPUESTAS DE UN SISTEMA ELECTRICO ANTE UNA PERTURBACION.

Ante la ocurrencia de un disturbio se identifican los siguientes tipos de respuestas en orden cronológico.

- Respuesta eléctrica
- Respuesta inercial
- Respuesta del gobernador de velocidad
- Respuesta de controles secundarios
- Respuesta del operador de sistema.

3.4.3.1 RESPUESTA ELECTRICA

Es la primera en presentarse ante un disturbio y es la encargada de restablecer el equilibrio de potencia a través de las contribuciones de los generadores y de los cambios en los flujos de potencia en líneas. Básicamente esta respuesta inicial elimina el desbalance de potencia global creado por el disturbio. Esto se logra a través del ajuste de los voltajes complejos en los nodos sin inercia mecánica o electromagnética. Los cambios en la potencia eléctrica de las unidades generadoras dependerá de la distancia eléctrica al punto donde ocurre el disturbio. En esta respuesta no se involucra el tiempo y no existen cambios de energía.

3.4.3.2 RESPUESTA INERCIAL

Como resultado de la respuesta eléctrica inicial, cada unidad generadora tiene un desbalance entre la potencia mecánica, que permanece constante, y la potencia eléctrica entregada al sistema. Los efectos resultantes son: desplazamientos angulares de rotores, cambios de velocidad angular y nuevas contribuciones de las unidades generadoras. La dinámica del rotor inicia el intercambio entre la energía cinética y la energía mecánica.

La respuesta inercial es muy importante en sistemas longitudinales, donde la estructura puede dar lugar a intercambios de energía creciente entre las unidades generadoras y el sistema, resultando una condición de operación inestable.

En el momento de un disturbio cada unidad generadora tiene una participación dependiente de la distancia eléctrica al punto donde ocurre la perturbación, de esta forma se tienen razones de cambio de la frecuencia diferentes.

El procedimiento normal para determinar la respuesta inercial es a través de estudios de estabilidad, donde todas las variables de interés pueden ser analizadas, especialmente: ángulos de rotores, potencia eléctrica generada, voltajes nodales y flujos de potencias en líneas.

3.4.3.3 RESPUESTA DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD.

Los cambios en los flujos de potencia producidos por la acción del gobernador de velocidad pueden ser detectados pocos segundos después de iniciado el disturbio. El

desarrollo de potencia mecánica causa una reducción en la pendiente de la frecuencia, obteniendo así la respuesta de regulación.

En este tipo de respuesta es importante evaluar el efecto combinado de las características de regulación de unidades generadoras, el amortiguamiento de la carga con la frecuencia y la estructura del sistema de potencia. En sistemas longitudinales la respuesta de una o varias islas eléctricas puede reflejarse a través de enlaces de transmisión débiles, de aquí que sea necesario realizar estudios completos para estimar el comportamiento dinámico del sistema.

El tipo de unidades generadoras, su velocidad de respuesta y las características de controles son muy importantes para definir la localización de la reserva de potencia activa. El cálculo dinámico del margen de reserva, durante varios segundos, puede obtenerse analizando la respuesta del gobernador y la turbina con modelos apropiados.

Si se asume que no existe ninguna acción de control secundario en el sistema y que se tiene un caso estable, la respuesta del gobernador de velocidad permitirá llegar a un punto de equilibrio con una frecuencia diferente de la nominal.

3.4.3.4 RESPUESTA DE CONTROLES SECUNDARIOS Y RESPUESTA DEL OPERADOR

En esta etapa el sistema cuando habiendo efectuado los tres iniciales se requiere de estabilizar al sistema a valores nominales de frecuencia y voltaje, por ejemplo en esta etapa esta el Control Automático de Generación.

Las acciones del operador del sistema permite reforzar las acciones tomadas por los controles anteriores con ajustes si lo fuere necesario o con ordenes que pueden inicializar el ciclo de todas estas respuestas.

3.4.3.5 COMPORTAMIENTO FISICO DE LA FRECUENCIA UN SISTEMA ELÉCTRICO ANTE UN DISTURBIO DE POTENCIA

El proceso que sufre un sistema eléctrico ante una disturbio empieza instantáneamente en el aparecimiento del mismo, este motiva el desequilibrio entre la potencia mecánica y la

potencia eléctrica del sistema generador, produciendo una variación de la frecuencia en el sistema.

La respuesta ante esta variación de potencia por parte del sistema de control inherente a las unidades de generación, determina que la frecuencia se establezca nuevamente en valores cercanos al nominal, dependiendo este de la magnitud del disturbio.

El proceso de control se inicia con una señal de retroalimentación a los gobernadores tomada de la red eléctrica como frecuencia y/o tomada de la velocidad en el eje del rotor; el gobernador tiene la función de producir un cambio de posición o apertura de las válvulas gobernadas por el que determinan la admisión de la *sustancia de trabajo* que permitirá la obtención de potencia mecánica en el eje del rotor y que finalmente se convertirá en energía eléctrica que compensara el desequilibrio de potencia producida por el disturbio.

Una característica típica de los gobernadores es el retardo de la señal de entrada que indica un disturbio en la muestra de frecuencia o velocidad tomada; la característica de las turbinas expresa retardos y ganancias proporcionales a la apertura de válvulas y el sistema de potencia generador-carga representa tiempos de reacción en la conversión de energía, ganancias proporcionales y amortiguamiento que produce la carga.

De la ecuación de oscilación se deduce que la velocidad de variación de frecuencia depende de la magnitud del disturbio y la constante de inercia H en forma directa e inversa respectivamente:

$$(3 - 46) \quad \frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_d}{2H}$$

En un inicio, hasta que se produzca la potencia mecánica compensadora, solo actuará la potencia de disturbio por lo que:

$$(3 - 47) \quad \frac{d\Delta f}{dt} = \frac{-\Delta P_d}{2H}$$

esta ecuación se ve afectada si se considerara el amortiguamiento, la misma que produce un efecto contrario al desbalance de carga producido en el disturbio. El comportamiento de la frecuencia en este intervalo de tiempo es independiente de los controles encargados de la potencia mecánica.

La constante de inercia H entonces, determinará la pendiente con la que reacciona la frecuencia en el proceso de estabilización.

La regulación obtenida inicialmente del control P-f se denomina “control primario de frecuencia”; esta es una regulación que se evalúa generalmente en el estado estable del sistema, mas toma relevante importancia en el período transitorio por la incursión de tiempos de retardo propios de los sistemas físicos inmersos, tales tiempos impiden la pronta recuperación y estabilización del sistema.

Existen tiempos de respuesta pequeños como los conseguidos en máquinas rápidas como las térmicas a vapor sin recalentamiento, en donde sus tiempos típicos son de décimas de segundo, mucho menores que su similar con recalentamiento o mucho más que una máquina hidráulica con características similares.

Al final del proceso la estabilización del sistema se da en valores diferentes de frecuencia cercanas a la nominal.

En máquinas similares debido a los tiempos de retardo para la producción de energía mecánica en el generador, el valor pico que alcanza la frecuencia es diferente siendo más pronunciado para mayores tiempos.

3.3 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA RESPUESTA DE FRECUENCIA EN SISTEMAS MONOMAQUINAS

3.3.1 MODELACION DE UN SISTEMA MONOMAQUINA ELEMENTAL.

Con la modelación obtenida de los distintos elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia se puede construir un modelo elemental del sistema de control carga frecuencia que considera los bloques respectivos del gobernador, turbina y sistema de potencia.

A continuación se presentan modelos monomaquinas elementales que se utilizan con mucha frecuencia para el análisis de la respuesta de frecuencia.

Se menciona además que los modelos matemáticos (modelos básicos para análisis de respuesta primaria) utilizados para la simulación para el análisis del Control Automático de Generación en el capítulo IV son también los considerados en esta sección, se muestran en las figuras (3.32, 3.33 y 3.34) y son los siguientes:

- Sistema elemental Hidráulico
- Sistema elemental Térmico con turbina de vapor sin recalentamiento
- Sistema elemental Térmico con turbina de vapor con recalentamiento

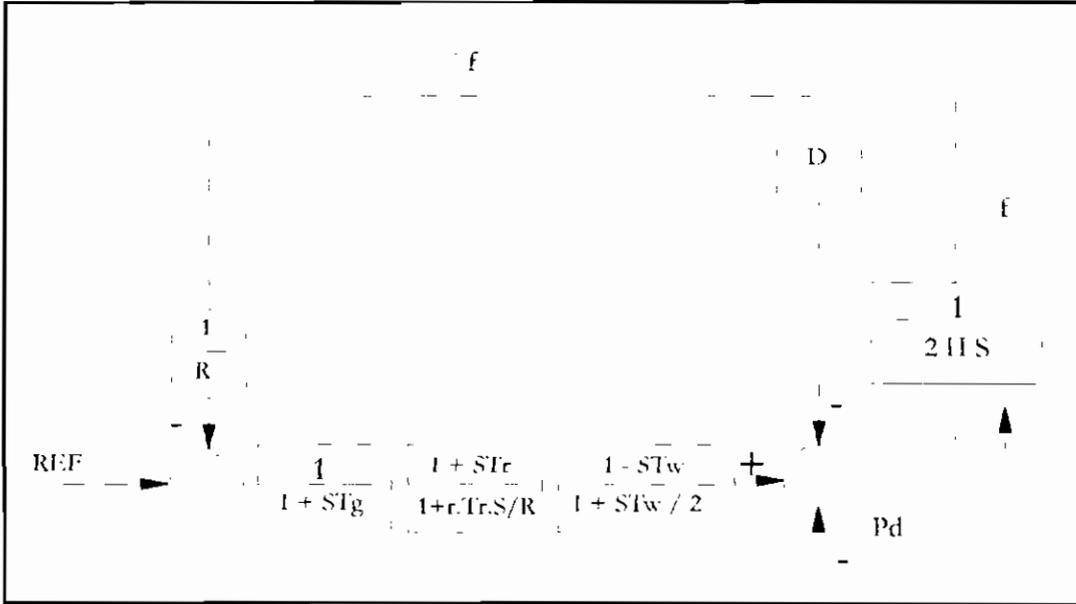


Figura No 3.32 Sistema elemental Hidráulico.[11]

b) Sistema elemental Térmico con turbinas de vapor sin recalentamiento

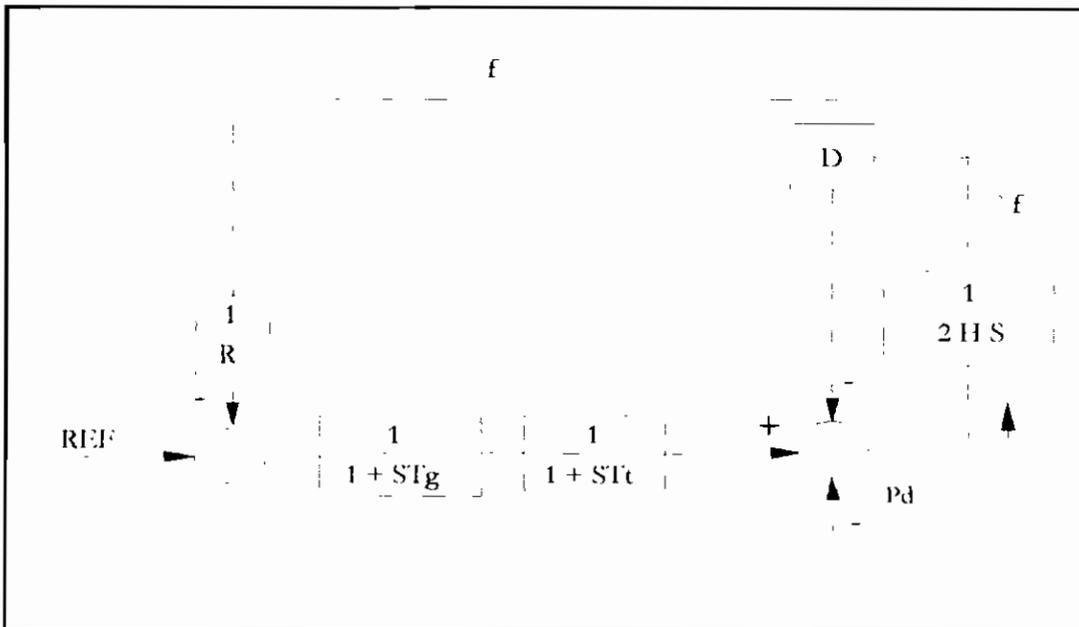


Figura No 3.33 Sistema elemental Térmico con turbina de vapor sin recalentamiento

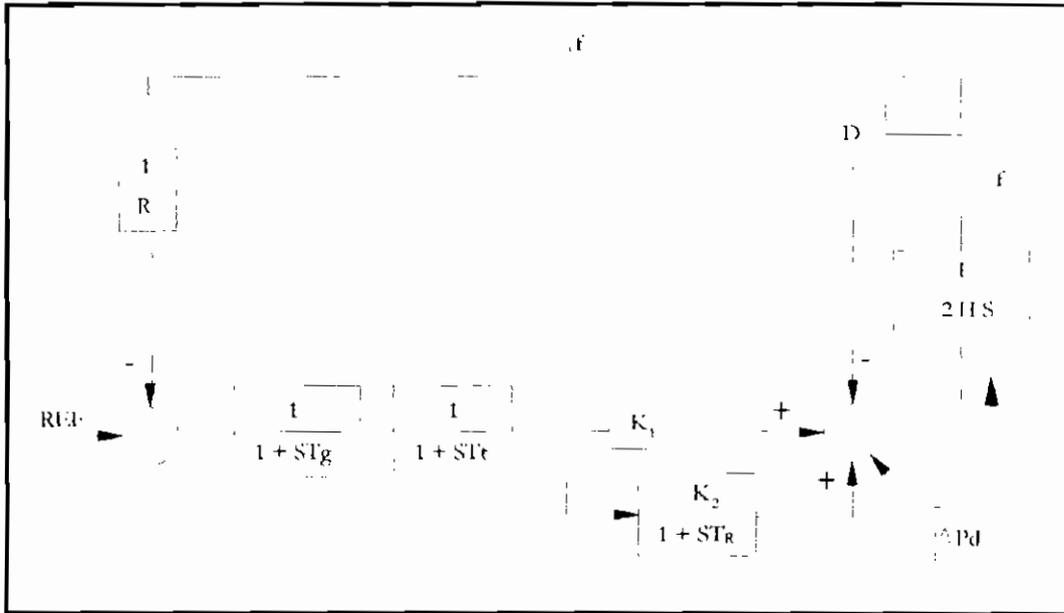


Figura No 3.34 Sistema elemental Térmico con turbina a vapor con recalentamiento

3.5.2 SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELECTRICO MONOMAQUINA

Las modelaciones realizadas, permiten obtener las respuestas en el tiempo de las diferentes variables, como son apertura de válvulas, potencia mecánica, frecuencia del sistema. El presente análisis se ha realizado para determinar el comportamiento del parámetro frecuencia de un sistema eléctrico monomáquina; para el efecto se han realizado diversas simulaciones de sistemas típicos con el programa SIMULINK de MATLAB V 5.3.

El análisis de frecuencia realizado considera la parte dinámica y estable del comportamiento de los parámetros en prueba.

3.5.2.1 EFECTO DEL ESTADISMO DE LA MAQUINA

El estatismo es una característica propia de cada máquina; su inverso se lo puede entender como la capacidad que tiene la máquina para efectuar la regulación P-f, llamada también “Característica de Regulación”, esta característica es determinante en la respuesta de estado estable del sistema y en la respuesta dinámica juega un papel importante siendo una ganancia en el sistema, cuando R disminuye de valor, existe un aumento de sensibilidad en

la respuesta transitoria de frecuencia (más oscilatoria) y una variación de frecuencia final en el sistema menor, en estado estable.

La figura 3.35 muestra el efecto que tiene el estatismo en una máquina térmica sin recalentamiento. En resumen

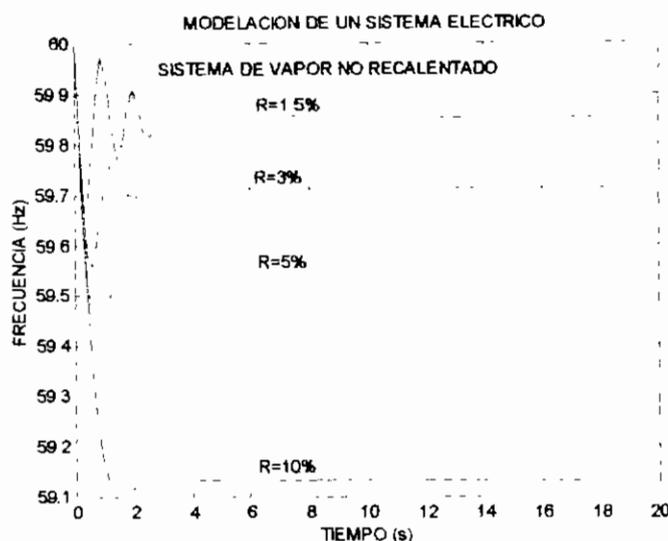


Figura No 3.35 Respuesta de frecuencia a diferente R

- El pico mínimo de frecuencia en la respuesta transitoria con respecto al disturbio es menor a mayor R; se obtienen respuestas menos oscilatorias a medida de que se aumenta el estatismo.
- Los tiempos de ocurrencia de picos mínimos son diferentes en cada caso.
- Respuesta transitoria es más estable a mayor estatismo.

3.5.2.2 EFECTO DE LAS CONSTANTES DE TIEMPO

Las constantes de tiempo inciden representativamente en la respuesta de frecuencia del sistema eléctrico pues de este parámetro depende la velocidad de respuesta de la potencia mecánica en compensación al disturbio producido.

A mayores tiempos de retardo se obtiene respuestas más oscilatorias en el período de respuesta dinámica.

A continuación en la figura 3.36 se puede observar el efecto de las constantes de tiempo.

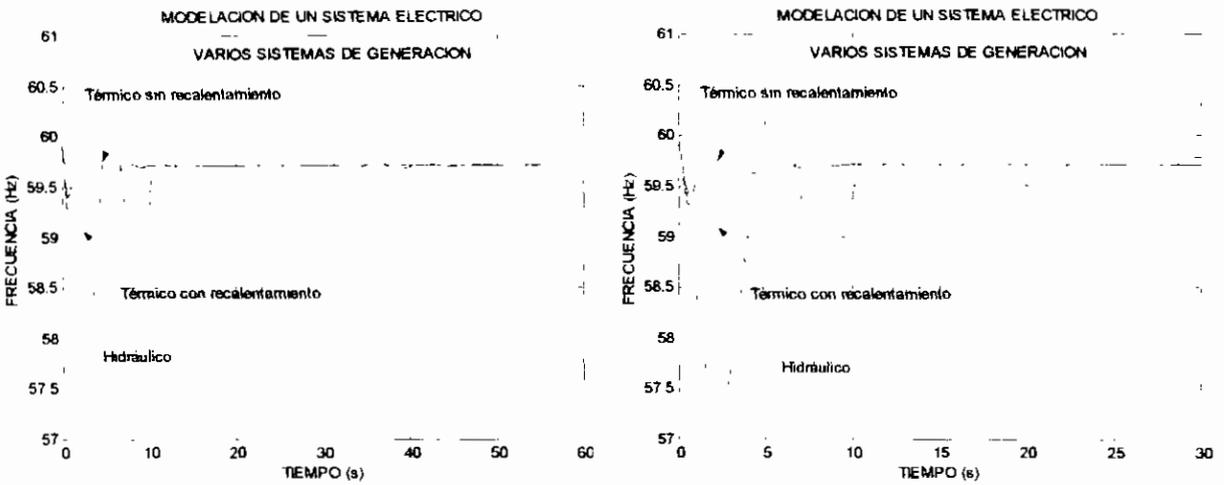


Figura No 3.36 Respuesta de frecuencia de unidades diferentes: térmica sin recalentamiento, térmica con recalentamiento e hidráulicas; R= 5 %.

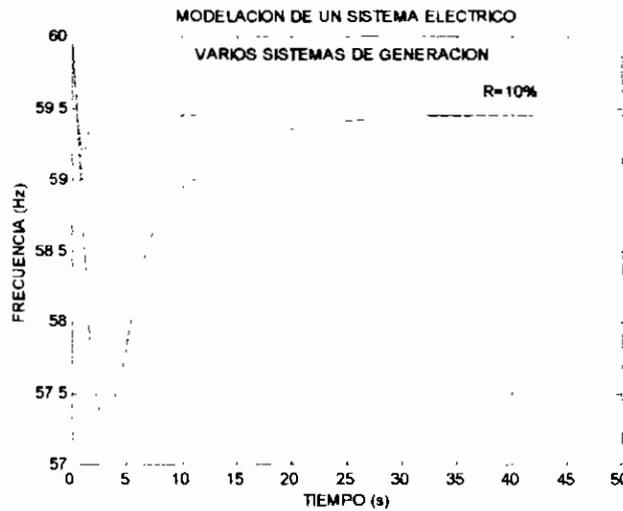


Figura No 3.37 Respuestas de frecuencias (caso anterior) con R= 10%.

Los parámetros típicos de respuesta (fig.3.36) de los componentes de la máquina térmica sin recalentamiento son los más rápidos, seguidos por los de la térmica con recalentamiento y finalmente los tiempos máquinas hidráulica.

El gráfico de la figura 3.37 representa el comportamiento de varios generadores independientemente modelados, en donde se puede verificar que aumentando la constante

R del sistema, la frecuencia se estabiliza en valores menores a los obtenidos para el caso de $R=5\%$. Siendo más rápida en estabilizarse la máquina a vapor sin recalentamiento y la más lenta la máquina hidráulica.

3.5.2.3 EFECTO DEL AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA

Este parámetro incide en la respuesta de estado estable en forma inversa a lo que incide el estatismo ante un disturbio, es decir a mayor D el disturbio determina un impacto menor en la magnitud de la frecuencia.

Aunque su efecto no es mayor este es representativo en sistemas de generación con pobres energías de regulación.

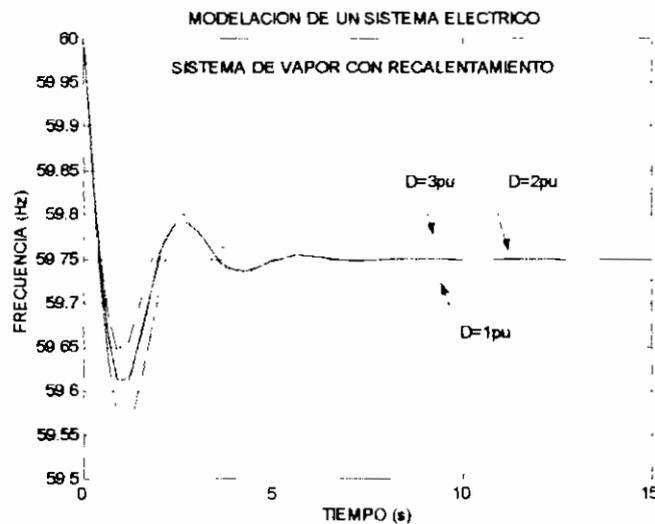


Figura No 3.38 Efecto del amortiguamiento de la carga

La gráfica (fig. 3.38) representa la simulación de una máquina térmica sin recalentamiento que sirve a una carga con diferentes características de amortiguamiento, el sistema modelado es una máquina de 100 Mw con estatismo del 10 % y una perturbación de 5 Mw.

3.5.2.4 EFECTO DE LA INERCIA DEL SISTEMA.

Un análisis teórico de las ecuaciones presentadas previamente y un análisis físico destacan lo siguiente:

- A menor H , el sistema responde con una mayor pendiente en la respuesta inicial y el sistema se hace muy sensitivo a cambios de potencia sea mecánica o eléctrica por lo que su respuesta es oscilatoria.
- A menor H , el sistema es menos oscilatorio pero la tendencia a estabilizarse demora más tiempo, y el sistema se vuelve menos sensitivo a cambios de potencia, pues vencer la inercia de este determina una mayor exigencia en la potencia involucrada para el efecto.

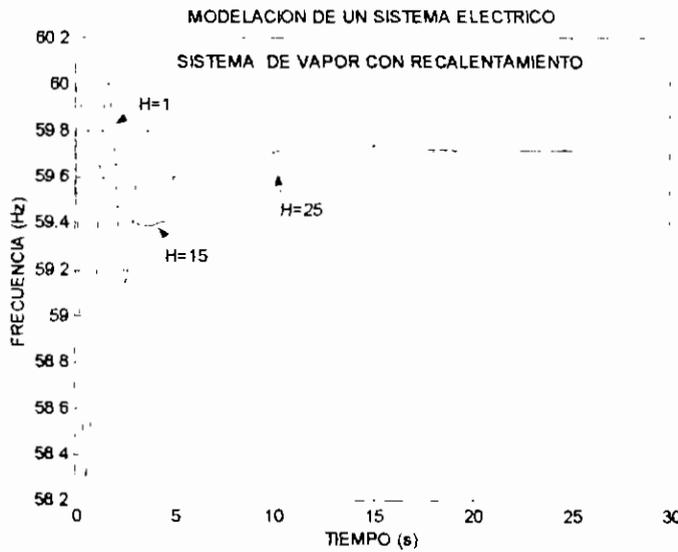


Figura No 3.39 Respuesta de frecuencia de un sistema a diferentes H .

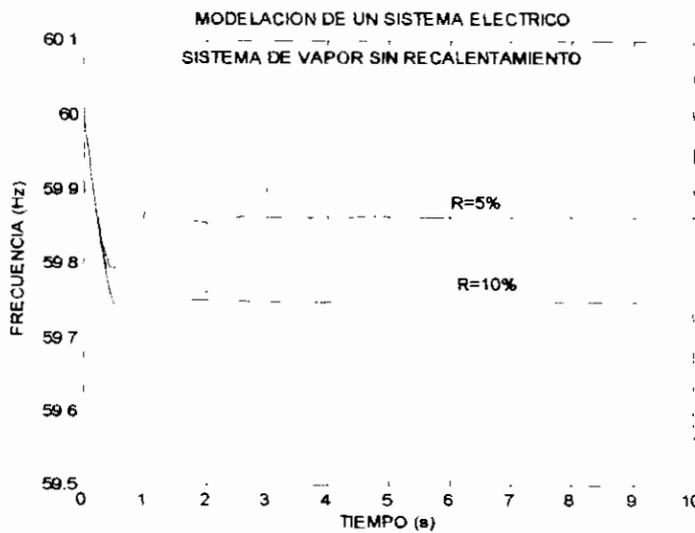


Figura No 3.40 Respuesta de frecuencia de un sistema a diferentes H y diferentes tiempos de respuestas.

En la figura 3.39 se puede observar el efecto de variar la constante de inercia H , se verifica la incidencia de este parámetro en el comportamiento inicial de la frecuencia.

La figura 3.40 representa la respuesta de la modelación de un sistema generador a vapor sin recalentamiento, en donde se puede observar la incidencia conjunta del estatismo y tiempos de respuestas, las líneas punteadas representan tiempos mayores en sus constantes.

3.6 SISTEMAS MULTIMAQUINAS

El crecimiento de sistemas de potencia por el aumento de consumo de energía ha exigido interconexiones entre sistemas locales o regionales cercanos aumentando la complejidad operativa.

Las causas que han motivado las interconexiones de sistemas entre otras son:

- Aumento de confiabilidad operativa del sistema
- Robustez del sistema para soportar disturbios
- Aumento de la calidad de la energía
- Aspectos comerciales de beneficio entre áreas

La complejidad de la estructura del sistema interconectado implica planificación y operación más elaboradas que cuando se opera sistemas aislados.

Las ventajas provistas por una operación interconectada demandan de los beneficiarios obligaciones a cumplir, las mismas que pretenden una ágil, eficiente y coordinada operación.

Los sistemas multimáquinas pueden determinar: áreas simples a las cuales un conjunto de máquinas servirá o sistemas multiáreas que son la unión de áreas simples.

3.6.1 REGULACION DE SISTEMAS MUTIMAQUINAS.

Para el entendimiento de esta regulación se debe considerar los siguientes aspectos:

- El principio básico de regulación primaria como respuesta natural, no tiene ninguna variación en esta regulación.
- La energía regulante toma un aspecto importante en esta regulación, y esta es la de hacer del sistema un sistema más robusto a la variación de frecuencia por variaciones aleatorias de demanda del sistema.
- La posibilidad de seleccionar la máquina que regulará el sistema es amplia, la misma que responderá hacia aspectos económicos y técnicos.

Sea el caso de un sistema en el cual dos máquinas son las que participan en la alimentación del sistema, las mismas que tienen características de regulación como muestra la figura siguiente:

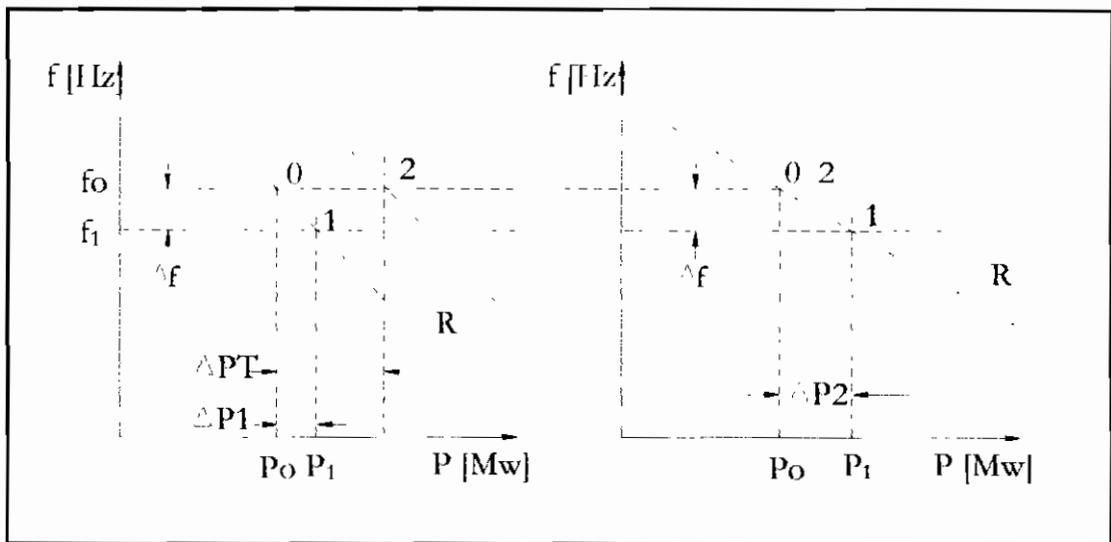


Figura No 3.41 Regulación en un sistema multimáquinas. [2]

Entre las múltiples posibilidades que presenta un variación aleatoria de carga, se ha tomado un incremento de carga ΔP_T , se destina que la máquina 1 sea la responsable de regular en forma secundaria y sea esta la que puede tomar el aumento de carga total. La máquina 2 se encuentra limitada (sea por características técnicas o económicas) para la toma de carga.

El incremento de carga ΔP_T por acción natural de respuesta de los gobernadores en las unidades es ejecutado, la respuesta del sistema en forma general es encontrar un nuevo

punto de equilibrio de carga- generación, consecuentemente la frecuencia disminuye en su valor, para ubicarse en f_1 . El aumento de carga por esta acción primaria es tomado por ambas unidades de tal forma que:

La máquina 1 toma ΔP_1 y la unidad dos ΔP_2 .

La condición de frecuencia no satisface lo programado o el valor nominal, se encuentra necesario entonces la intervención externa aplicada a los reguladores, esta se denomina como antes *regulación secundaria*. la regulación secundaria tiende a recuperar la frecuencia nominal -en el Ecuador 60 Hz-, con la suposición anterior la máquina número 1 es la que regulará el sistema, entonces la unidad 1 deberá llegar al punto 2 donde el incremento de potencia ΔP_T es igual a ΔP_1 , es evidente que la unidad 1 ha tomado toda la carga de incremento, la máquina 2 ha regresado a su punto de operación inicial siguiendo la trayectoria inicial de su regulación, mientras que la unidad 2 ha seguido un proceso como el detallado en el control secundario de una máquina.

La posibilidad de regular en forma secundaria las dos máquinas cuando sea necesario, lo podrán hacer estas máquinas (si en ambas no existe limitaciones técnica y económicas) bajo la coordinación de un ente supervisor.

La regulación P-f de un sistema se puede entender de manera sencilla con la explicación anterior; hay que hacer notar aspectos como los siguientes:

Al mencionar que una unidad regula la frecuencia, significa que es la única que ejercerá control secundario en el instante del control para llevar a la frecuencia deseada, la aseveración de unidad reguladora no implica que ésta será la única que posea control en la regulación primaria y secundaria.

En la regulación primaria participan todas las máquina en forma natural, por lo que aún teniendo límites de apertura determinados, estas deberán tener una reserva de potencia que permita la ejecución de la regulación primaria.

Es importante entender que la regulación secundaria no implica tan solo llevar al sistema a frecuencia nominal sino que más aún se puede realizar una distribución de carga en los generadores a valores deseados.

3.6.2 SISTEMA MULTIMAQUINA RED SIMPLIFICADA

La modelación de un sistema multimáquinas parte de los modelos analizados en párrafos anteriores, en donde a una máquina generadora se la descompone en sus partes constitutivas e inherentes al problema de control P-f. Este hecho es solamente válido para sistema multimáquinas de comportamiento similar, de tal forma que un modelo básico de sistema multimáquinas deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los disturbios deben ser sentidos instantaneamente por los generadores componentes del sistema.
- El comportamiento de los generadores debe ser similar en todos los generadores.

La primera condición se cumple cuando el sistema es robusto y tiene la capacidad absorber disturbios presentados en el.

La segunda condición se cumple cuando los generadores cumplen con el criterio de coherencia, criterio que junta a todos los generadores que tienen un comportamiento similar, “ dos unidades coherentes tienen la misma aceleración angular en el tiempo, de allí que su velocidad angular y los cambios de posición angular sean iguales.”, esta igualdad podría permitir ciertas tolerancias en los sistemas físicos reales. Al no existir una variación de posición angular en las máquinas, seleccionadas los intercambios de potencia entre máquinas resultan ser nulos, razón por la cual la línea de interconexión entre estos generadores no es modelada , de tal manera que la modelación de un sistema multimáquina puede ser representada por las figuras 3.42.

De la ecuación de la oscilación de frecuencia se tiene que:

$$(3 - 48) \quad \frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{\Delta P_{m1} - \Delta P_{e1}}{2H_1}$$

$$(3 - 49) \quad \frac{d\Delta f_2}{dt} = \frac{\Delta P_{m2} - \Delta P_{e2}}{2H_2}$$

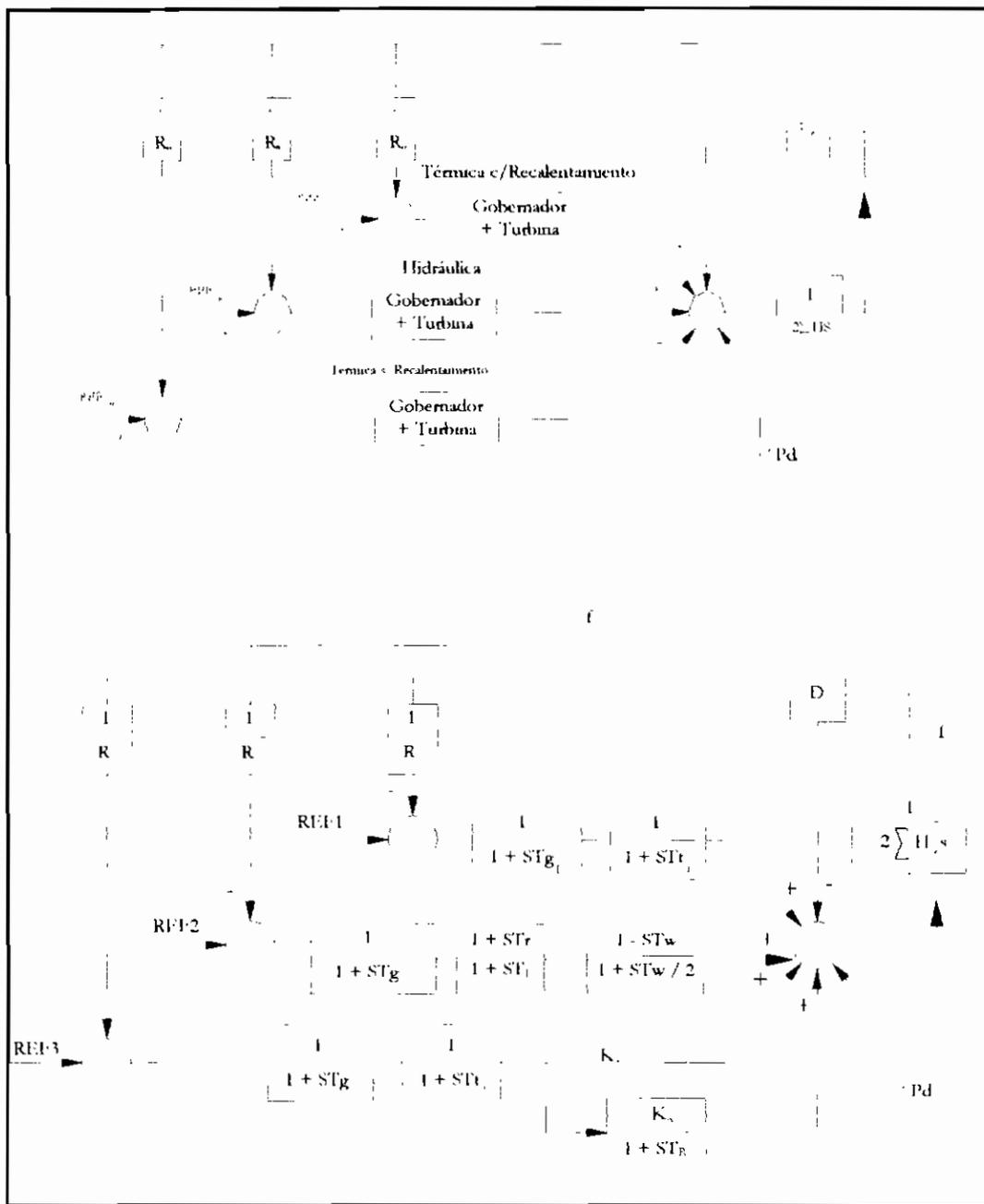


Figura No 3.42 Sistema Multimáquina, red simplificada.

para el caso de dos máquinas, se tiene que la ecuación de oscilación se cumple independientemente en las dos máquinas; para el caso de máquinas coherentes esta variación deberá ser igual, de forma tal que:

$$(3-50) \quad \frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{d\Delta f_2}{dt}$$

$$(3-51) \quad \frac{\Delta P_{m1} - \Delta P_{e1}}{2H_1} = \frac{\Delta P_{m2} - \Delta P_{e2}}{2H_2}$$

En el caso de dos máquinas la expresión de oscilación de frecuencia puede ser representada a como:

$$(3-52) \quad 2(H_1 + H_2) \frac{d\Delta f}{dt} = (P_1 + P_2) - (P_{e1} + P_{e2})$$

generalizando:

$$(3-53) \quad \{2 \sum I_{out}\} \frac{d\Delta f}{dt} = \sum \Delta P_m - \sum \Delta P_e$$

Los procesos ocurridos y analizados para el sistema monomáquina se vuelven a repetir en este tipo de generadores que pueden ser considerados como coherentes. Así la potencia mecánica en el inicio y aparición del disturbio demora en presentarse por lo que en primera instancia la potencia mecánica es nula, es decir solo aparece la potencia eléctrica de disturbio, quedando la ecuación presentada así:

$$(3-54) \quad \frac{\Delta P_{e1}}{H_1} = \frac{\Delta P_{e2}}{H_2}$$

Expresión que tiene significado importante y hacer notar que la potencia absorbida por cada máquina se encuentra influenciada principalmente por sus inercias en el momento de producirse un disturbio.

A continuación se presenta un análisis de la respuesta de frecuencia en un sistema multimáquina al cual se ha variado diferentes parámetros para encontrar su incidencia en esta.

3.6.3 SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELECTRICO MULTIMAQUINA

3.6.3.1 EFECTO DE LA VARIACION DE LA CONSTANTE DE INERCIA

En la figura 3.43 se muestra la respuesta de frecuencia de un sistema multimáquinas al que se ha variado la constante de inercia H total del sistema, para el caso participan una máquina hidráulica, una a vapor con recalentamiento y una máquina a vapor sin recalentamiento con estatismos del 5% en todas y $D=1.5$ y valores de constantes de tiempo típicas.

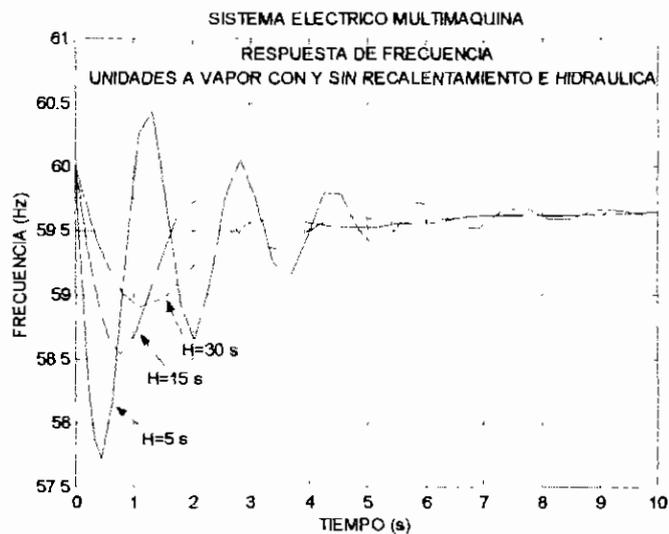


Figura No 3.43 Respuesta de frecuencia, variando la inercia del sistema

3.6.3.2 EFECTO DEL ESTATISMO

El estatismo en un sistema multimáquina mejora la regulación de energía a medida del incremento del número de máquinas participantes en la regulación.

En la figura 3.44 se presenta el impacto que tendría la frecuencia de un sistema al considerar diferentes estatismos, en el primer y segundo caso se modela un conjunto de varias máquinas con estatismos de 20%, 10 % ,5 % y 3%. Se observa una respuesta de

frecuencia menos oscilatoria y con mayor impacto en su frecuencia final para el caso de $R=20\%$ y contrariamente para el caso de $R=3\%$.

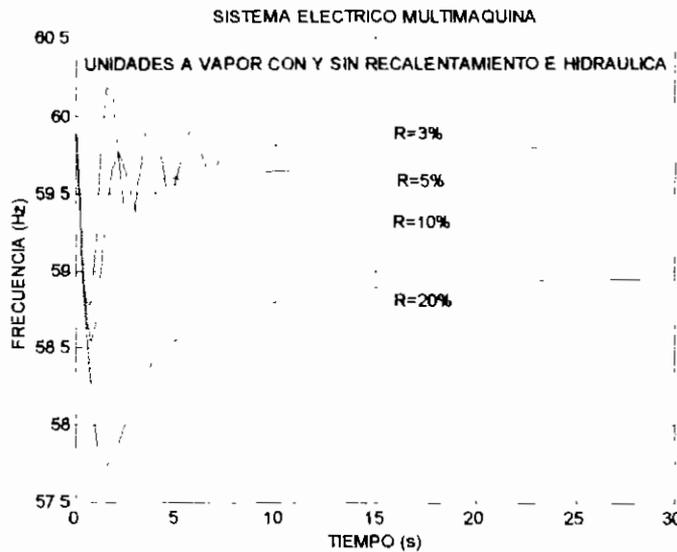


FIGURA NO 3.44 *Respuesta de frecuencia en un sistema multimáquina a diferentes R*

Las máquinas que conforman el sistema simulado son de 50,300,100 Mw de vapor sin recalentamiento, con recalentamiento e hidráulica respectivamente.

3.6.3.3 APORTES DE POTENCIA MECANICA EN UN SISTEMA MULTIMAQUINA

El apareamiento de un disturbio hace que las unidades componentes del sistema actúen con el aporte de potencia mecánica.

A continuación se presenta casos en los que se verifica el aporte de potencia mecánica necesaria para cubrir un disturbio de 50 Mw, por parte de las máquinas que conforman el sistema con $D=1.5$ pu del sistema y potencia nominal de 100 Mw en c/máquina.

En los gráficos 3.45 y 3.46, se puede observar las respuestas de potencias mecánicas (parciales y total) y de frecuencias en un sistema conformado por cuatro máquinas idénticas de vapor con recalentamiento, ante una variación de 50 Mw.

Respuesta de frecuencia (fig 3.47), para el caso de un sistema multimáquina con unidades idénticas a vapor con recalentamiento ante un disturbio de 50 Mw, $R=0.05$ pu, $D=1.5$ pu. Se ha modelado un sistema multimáquina con generadores de vapor con ciclos de recalentamiento, con constantes de tiempo típicas, pero de diversa potencia nominal

(100,50,80,70 Mw), con características de regulación de 0.05, 0.06 0.1 0.1 pu respecto a los valores nominales de cada máquina y un amortiguamiento de carga de $D=1$ pu respectivamente, se verifica en la figura 3.47 el aporte de potencia mecánica de cada máquina y el total, ante un disturbio de 50 Mw, la variación de potencia aportada depende del estatismo de cada máquina y su capacidad. El tiempo de la etapa de recalentamiento es de 5 s.

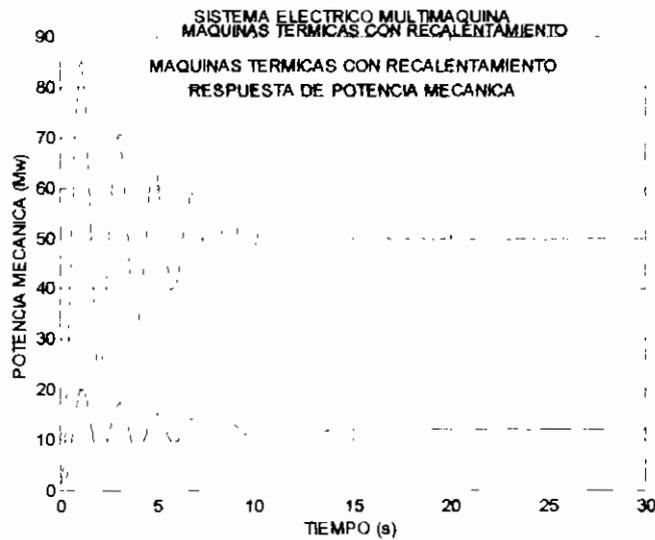


Figura No 3.45 *Respuesta de potencia mecánica individual y total de un sistema multimáquina a vapor con recalentamiento.*

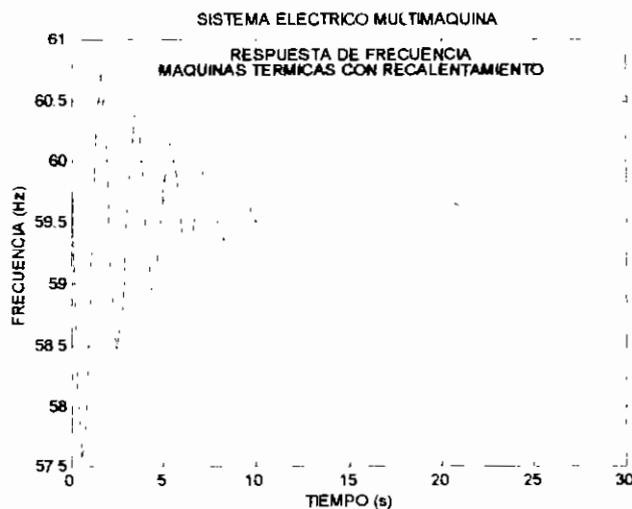


Figura No 3.46 *Respuesta de frecuencia de un sistema multimáquina (a vapor con recalentamiento).*

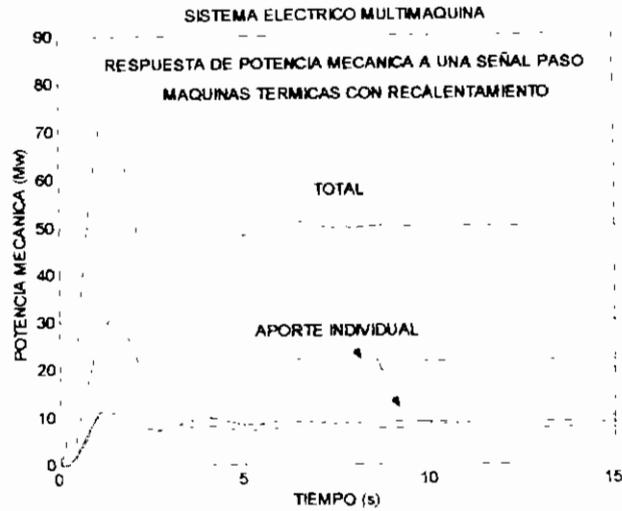


Figura No 3.47 Respuesta de potencia mecánica

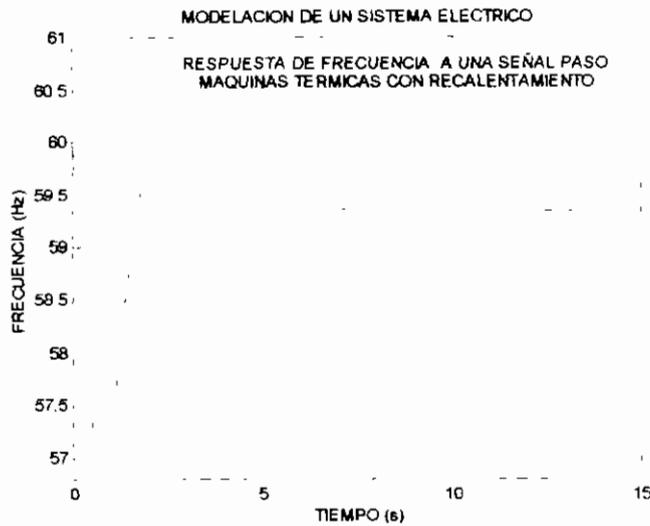


Figura No 3.48 Respuesta de frecuencia del sistema.

Este gráfico figura 3.48 presenta la variación de frecuencia para el caso mencionado antes del sistema multimáquina y disturbio de 50 Mw.

3.6.3.4 PROBLEMA DE LA RESERVA

El margen de reserva en un sistema multimáquina es de fundamental importancia, éste determina la capacidad que tiene el sistema para enfrentar un disturbio y poder así regular la frecuencia del sistema.

La disponibilidad de recursos para efectuar el cambio de potencia mecánica es necesaria, por lo que las máquinas del sistema deben estar prestas para enfrentar con su contingente estos disturbios. Otros conceptos importantes y determinantes en la reserva de potencia son la ubicación, tiempos de respuesta y capacidad de regulación de las máquinas que son parte de la reserva y prestan este servicio al sistema.

El hecho que una máquina esté lista para participar en la regulación P-f, implica que su mecanismo de regulación no esté bloqueado, por otra parte la distribución de la reserva en las distintas máquinas del sistema inciden de manera determinante, la mejor regulación de frecuencia se consigue cuando la reserva del sistema está distribuida en varias máquinas que cuando esta reserva se encuentra concentrada en una sola.

La capacidad de regulación actúa en la dinámica de la respuesta de frecuencia así como en la estabilización de esta.

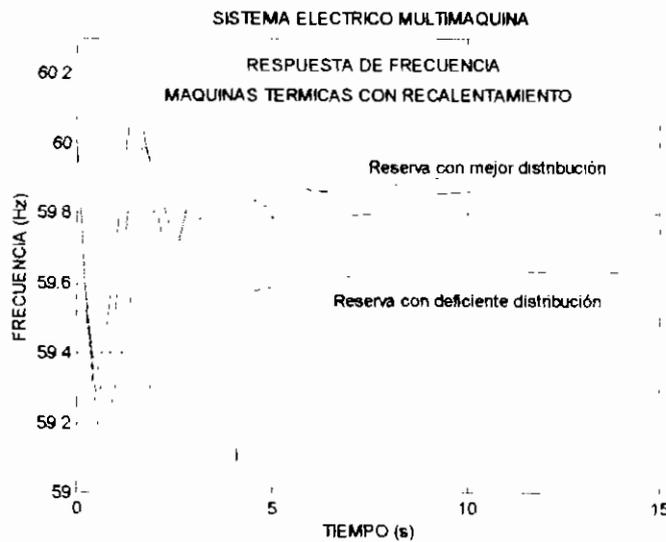


Figura No 3.49 *Respuesta de frecuencia con distinta distribución de frecuencia.*

La simulación para la obtención de las curvas figura 3.51, se realizó de tal manera de distribuir el déficit de carga entre varias unidades (mejor respuesta) y concentrarla esta en una sola.

Como se ha observado en la respuesta de frecuencia de sistemas modelados se presentan diferentes comportamientos de esta, al producirse un disturbio, es decir el comportamiento de la frecuencia es diferente para cada tipo de máquina.

Mediante las siguientes simulaciones aclaran la participación de factores como tiempos de respuestas, capacidad de regulación, etc., y su incidencia en la frecuencia como en la generación de potencia mecánica en disturbios.

En la gráfica 3.49 se representa la respuesta de frecuencia de un sistema de 4 máquinas térmicas de vapor con recalentamiento y la incidencia de la distribución de reserva de potencia en el sistema. En todos los casos la demanda es de 300 Mw y se tiene una reserva de 100 Mw, en 4 máquinas de 100 Mw cada una; para el primer caso se concentra la reserva en una sola máquina, en un segundo las dos hasta llegar al cuarto caso en el que se distribuye la reserva en las cuatro máquinas y como se observa en la gráfica 3.49, el último caso determina una mejor respuesta de frecuencia.

En el gráfico de la figura 3.50 se representa la respuesta en el tiempo de la potencia mecánica de un sistema multimáquina; para la modelación respectiva se han considerado unidades de diferente tipo, térmica de vapor con recalentamiento, térmica sin recalentamiento y una unidad hidráulica de potencias de 50,300,100 Mw respectivamente, estatismos del 6% en todas las unidades, y una perturbación de 50 Mw. Se hace notoria la rapidez de respuesta en las máquinas térmicas comparada con el aporte que hace la hidráulica. El mayor aporte de potencia mecánica lo realiza la máquina térmica de 300 Mw.

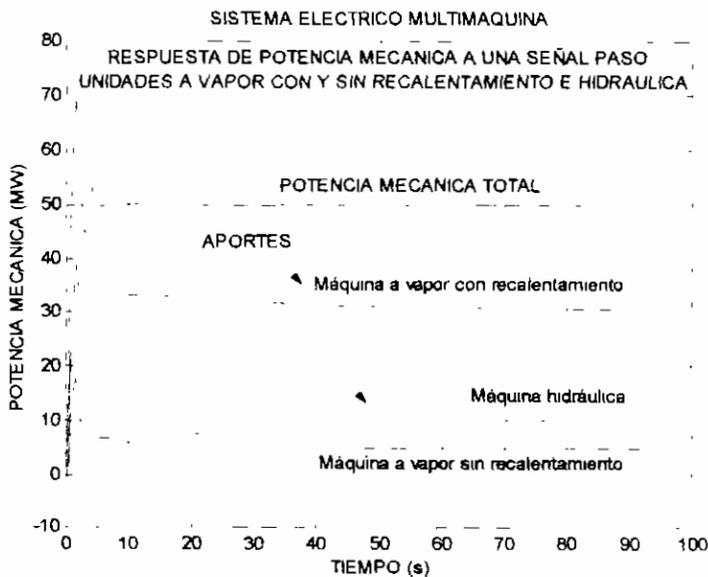


Figura No 3.50 Respuesta de potencia mecánica ante un disturbio (ejemplo)

Se aprecia en la figura 3.51 el efecto de vencimiento de inercia del agua en la tubería y la incidencia del estatusmo transitorio, típico de una máquina hidráulica.

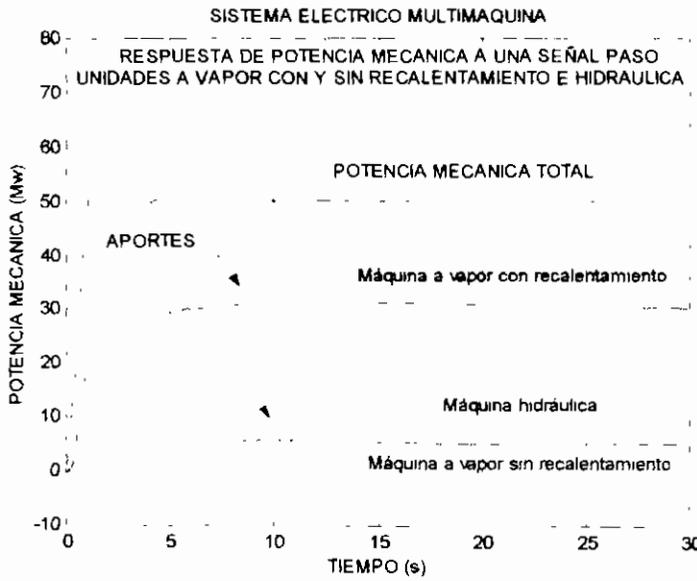


Figura No 3.51 Respuesta de frecuencia (ejemplo).

Se muestra en la figura 3.52 la respuesta de frecuencia a una señal paso para un disturbio del sistema multimáquina de ejemplo anterior.

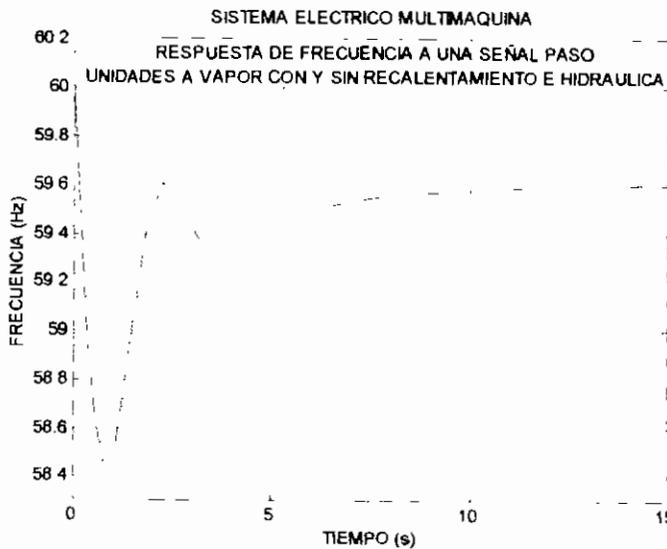


Figura No 3.52 Potencia mecánica, con aumento de R al 10%

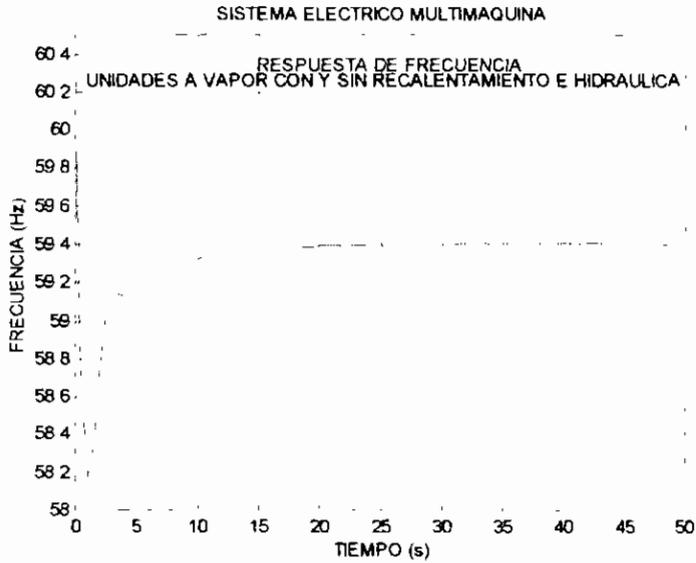


Figura No 3.53 Respuesta de frecuencia con aumento de R al 10 %

En la figura 3.53 se muestra la incidencia del estatismo en la respuesta de frecuencia cuando en el sistema se ha cambiado este parámetro del 6 al 10 %, se verifica un valor de frecuencia final menor en el nuevo estado de equilibrio; el impacto es mayor para el caso de $R=10\%$.

A continuación se obtienen respuestas de la modelación del ejemplo anterior, considerando la no linealidad de producción de generación.

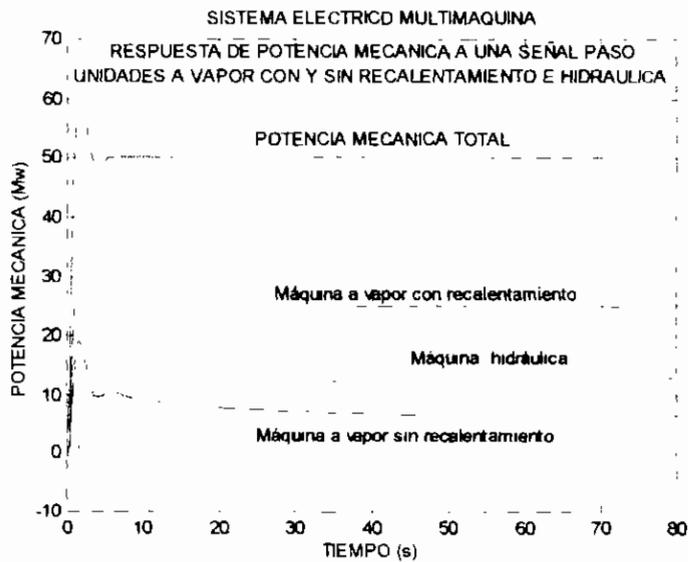


Figura No 3.54 Potencia mecánica de las unidades del sistema, con bloqueo en la máquina a vapor con recalentamiento.

En la figura 3.55 se muestra el efecto limitante de potencia mecánica en la máquina que más aporta al disturbio, dado a los 25 Mw, esta limitación representaría un bloqueo del sistema regulador.

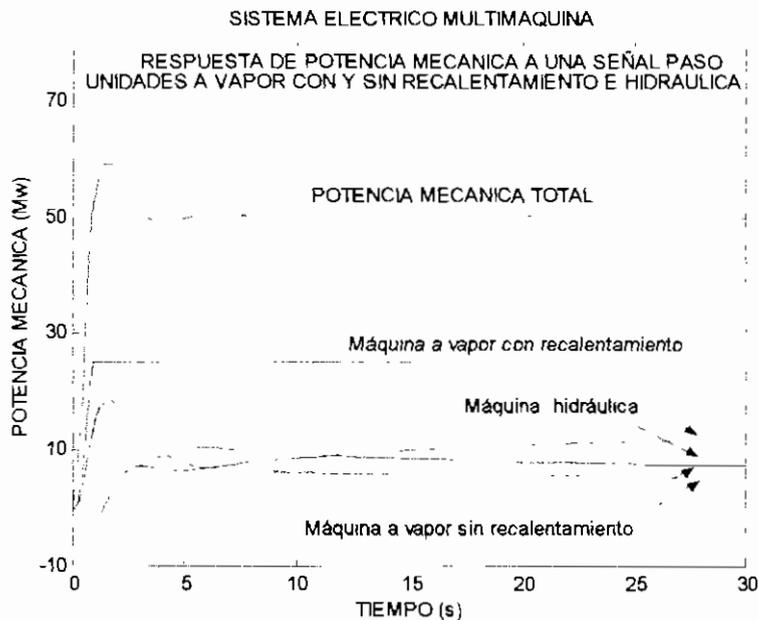


Figura No 3.55 Comparación de la potencia mecánica producida, con y sin limitación en alguna de las unidades del sistema.

El comportamiento de la potencia mecánica como se observa en la figura 3.55 está dirigido a compensar la potencia de disturbio, al verse limitado por el bloqueo en la máquina de vapor con recalentamiento a los 25 Mw, las otras máquinas compensan obligadamente esta deficiencia, este efecto se encuentra graficado con líneas continuas y es comparado con el caso que no tiene esta limitación (líneas discontinuas).

Esta es la respuesta de frecuencia que tiene el sistema tratado cuando se limita la potencia en la máquina a vapor recalentada a los 25 Mw (fig. 3.56), la señal discontinua es la respuesta sin esta limitación la misma que presenta menor impacto en la frecuencia final y es debido a que en primera instancia la regulación la efectuaban tres máquinas y no solamente las dos.

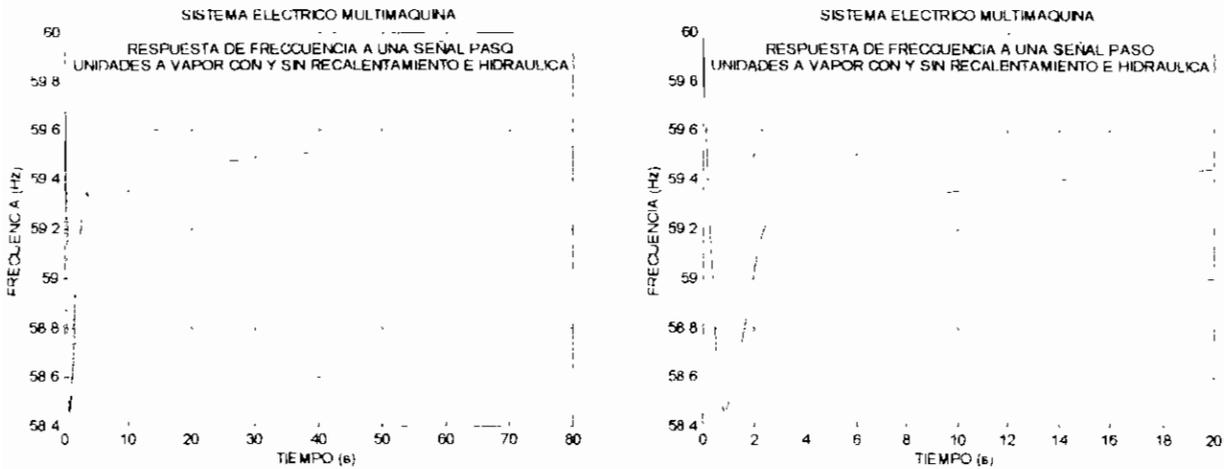


Figura No 3.56 Respuesta de frecuencia con limitación en la producción de potencia mecánica.

3.7 OPERACION DE UN SEP CON FRECUENCIAS SOSTENIDAS DIFERENTES A LA NOMINAL DEL SISTEMA [11].

La operación de un Sistema de Potencia en condiciones de frecuencias sostenidas sean estas altas o bajas, representan efectos nocivos en los elementos que constituyen el sistema y consecuentemente representan limitaciones en su operación.

Todas las incursiones de frecuencia toman el carácter de esporádicas y aleatorias; estas por ejemplo, suceden cuando grandes pérdidas de generación o fallas ocurren en el sistema determinando variaciones súbitas y bruscas de frecuencia; además enfrentando al sistema a un estado de operación emergente. Las incursiones de frecuencia por variaciones previstas y normales de carga son controladas por los sistemas primarios, secundario y/o automático de carga. Estas se caracterizan como anormales cuando son sostenidas, durante el tiempo respectivo, el sistema queda expuesto a los efectos propios de estas condiciones las cuales pueden afectar a sus elementos constitutivos.

Todo este tipo de variaciones en la frecuencia tanto las altas como las bajas en la operación del sistema, son reflejadas a sus elementos constitutivos y representan esfuerzos que estos elementos deberán absorber, *efectos que menoran su capacidad, funcionalidad y vida útil.*

En las variaciones de potencia por pérdidas o fallas en el sistema se recurre a sistemas de desconexión de carga, mas este control trae consigo cambios bruscos de frecuencia al convertir al sistema en uno menor o subdividirlo en islas separadas.

Para el caso de variaciones de frecuencia normales pero sostenidas, la incidencia influye directamente en la *capacidad de generación* de las plantas productoras de energía, determinando limitaciones en ellas y/o sus correspondientes subsistemas.

3.7.1 FRECUENCIAS PERMISIBLES EN LA OPERACION DE SISTEMAS. [11]

Del examen de elementos del sistema de potencias, generadores, cargas, sistemas de transmisión, controles etc.; es evidente que la primera limitación es en la operación a baja frecuencia sostenida (a bajo 59.5 Hz). Por debajo de esta frecuencia la operación de grandes turbinas de vapor esta limitada por “ la fatiga y esfuerzos en álabes debido a resonancias”. Si la frecuencia es sostenida abajo de 59.5 Hz, las unidades sujetas a daños por fatiga serían disparadas ya sea manual o automáticamente. Dado que la potencia generada por turbinas a vapor constituye una proporción sustancial de la generación total de muchos sistemas, y dado que se estima que la mitad de ellas tiene límites recomendados de baja frecuencia de 59.5 y 59.4 Hz, sería imprudente permitir que la frecuencia del sistema interconectado esté fuera de ese rango, durante condiciones de deficiencia de capacidad sostenida. La baja frecuencia podría causar la desconexión desde una modesta hasta una gran proporción de la generación con vapor, con el consiguiente riesgo de un colapso en el sistema.

Los rangos permitidos para la operación con sobrefrecuencias en grandes turbinas de vapor a plena carga son similares a los que se tiene para operación a baja frecuencia. En otras palabras, los sistemas pueden operar a frecuencia de 60.5 Hz sobre una base sostenida y aún a frecuencias mayores, por cortos períodos de tiempos sin daños a los equipos.

Adicionalmente, una medida para permitir frecuencias arriba de la normal se deriva del hecho que la restricción por resonancia de los álabes y fatiga de la turbina no se aplica a turbinas con carga baja, esto debido a que la cantidad de vapor admitida es pequeña y los esfuerzos resonantes desarrollados por consiguiente son bajos. Sería poco probable que se tuviera alta frecuencia durante carga alta; si la carga no fuera alta (a diferencia de condición de deficiencia de capacidad) habría margen para descargar las turbinas con límites críticos de operación a plena carga.

Dado que las ocasiones para operar con frecuencias altas están limitadas a pocas circunstancias tales como; la sincronización de sistemas aislados y la posible conexión de grandes bloques de carga, se debe considerar su impacto en forma puntual y disponer de medidas correctivas apropiadas.

Regresando a las condiciones de baja frecuencia, en algunos sistemas pueden existir eventos tales como la desactivación de sistemas de control automático de generación a 59.5 Hz, y progresivamente una acumulación más del error de tiempo a medida que la frecuencia se desvía de 60 Hz; sin embargo, el efecto de estas desventajas “no es de gran impacto” en sistemas interconectados, hay una pequeña cantidad de carga desconectable automáticamente arriba de 59.5 Hz, como bombas de algún proyecto de almacenamiento, de rebombeo y algunas cargas interrumpibles, pero la cantidad más significativa de carga desconectable automáticamente comienza en 59.2 Hz y progresivamente a frecuencias menores. Para cargas fijas, las frecuencias típicas para desconexión son 59.1, 58.9 y 58.6 Hz.

Los esquemas de desconexión de carga automática son diseñados sobre la premisa de operación aislada del área y los bloques de carga a ser desconectados son grandes, usualmente de 5 a 20% de la carga del área, para asegurar una recuperación rápida de la frecuencia. De esta manera la reducción de vida de la turbina es muy pequeña para cada evento de baja frecuencia, de esta forma la frecuencia del sistema se recupera antes de disparo de generación.

Claramente la estrategia de preservar el sistema para un déficit de capacidad sostenido deberá tender a evitar que la frecuencia baje de 59.5 Hz. Para no incursionar en esta región se deberá prever un margen contra pérdida de generación. De aquí, que el rango permisible para operación continua sea entre 60 Hz y algún límite arriba de 59.5 Hz, suficiente para disponer de un margen de contingencia.

3.7.2 CAPACIDAD DE GENERACION EN LA OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO A BAJA FRECUENCIA. [11]

La baja frecuencia es usual en la operación normal y alerta de un Sistema de Potencia, los fenómenos ocurridos en esta condición afectan directamente a la capacidad generativa de las plantas productoras de energía y esta a su vez tiene un grado de impacto diferente dependiendo de su tipo.

Se advierte mayor sensibilidad en las máquinas térmicas por el efecto de bajas frecuencias por la dependencia de sus subsistemas a ésta; las máquinas hidráulicas tendrán efectos apreciables si los subsistemas que permiten la operación normal de la máquina son

notoriamente afectados. En las *plantas hidroeléctricas* la capacidad generativa de las turbinas no es afectada notoriamente pues sus sistemas de enfriamiento y lubricación determinados por las bombas que accionan estos sistemas auxiliares no son críticamente afectados por la baja frecuencia. En este tipo y generalizando para todas las plantas generadoras, los efectos que puede producir la baja frecuencia en la conversión de energía mecánica a eléctrica es más pronunciada en la parte correspondiente al sistema eléctrico.

En *plantas térmicas* las unidades en forma general deben ser protegidas principalmente contra sobrecalentamientos, fatiga en los álabes y en voltajes de excitación.

La relación de velocidad de turbinas y capacidad generativa en *máquinas de combustión interna y turbinas de gas* determina una relación directamente proporcional, debido al sistema de aire comprimido propio de estas máquinas necesario para su funcionamiento en el de combustión, generalmente el compresor de estos auxiliares está ligado al mismo eje de la turbina, razón por la cual este cumple su función a velocidad menor que su nominal de trabajo; además el ingreso de gas o combustible pulverizado puede relacionarse con la entrada del aire comprimido. Para el caso de *turbinas* denominadas *jet* se advierte independencia entre el eje de la turbina y los compresores respectivos, mas se tiene un fenómeno que relaciona indirectamente la presión y temperatura de los gases expulsados y la velocidad de salida.

Las plantas más afectadas por la disminución de frecuencia son las máquinas de *generación térmica a vapor*; en este tipo de generación dos de sus sistemas auxiliares presentan la mayor sensibilidad a frecuencias bajas, estos son:

- Sistema de bombeo de alimentación de agua hacia la caldera
- Sistema de ventilación

La relación directa que podrían tener los motores respectivos de las bombas de agua que alimentan a la caldera con la baja frecuencia, afectarían directamente al sistema de generación si esta se presentase; esto ocurre normalmente en plantas cuyo diseño no ha considerado bandas de tolerancia en las cuales este efecto sea mínimo o cuando corregido este se alcanza un punto de limitación de capacidad propio de la caldera debido a bajas frecuencias.

La representación de la disminución de capacidad energética debido a bajas frecuencias varía de una máquina a otra aún siendo del mismo tipo por cuestiones de diseño, mas para diferentes tipos de máquinas en un sistema específico, la relación mencionada es mucho más apreciable y se la realiza mediante gráficos que consideran las ponderaciones relativas a cada tipo de generación en relación a la capacidad del sistema, para el caso críticos, de demanda máxima en donde puede ocurrir un déficit de energía por problemas de reserva de capacidad.

El resultado total de capacidad de generación compuesta en un sistema que opera a baja frecuencia se lo representa como lo descrito en el párrafo anterior. A continuación se muestra una representación gráfica (fig. 3.57) de esta característica.

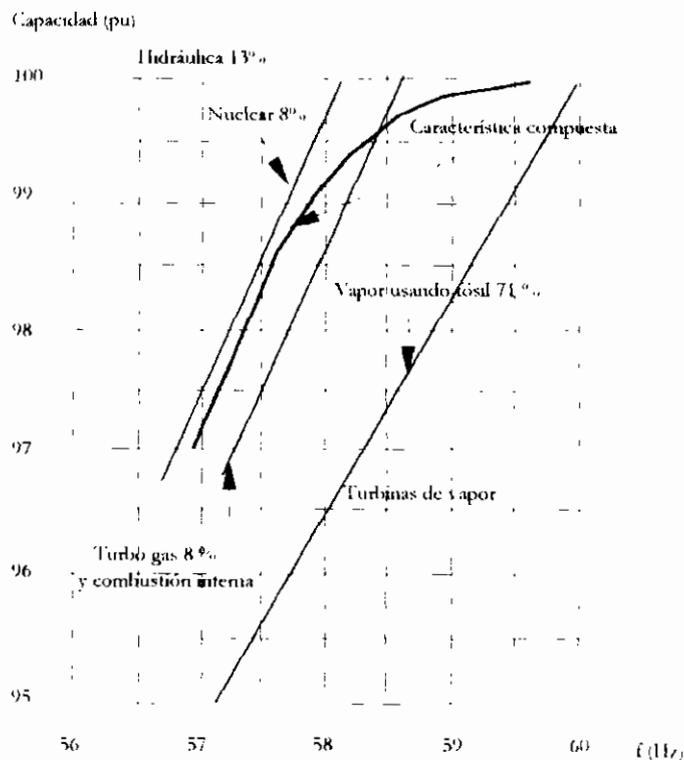


Figura No 3.57 Capacidad de generación de cada tipo y generación compuesta.[11]

Donde los porcentajes presentados en la figura 3.57 representan los porcentajes típicos de participación de unidades generadoras en un S.E.P.

3.7.3 OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO CON FRECUENCIAS MAYORES A SU NOMINAL. [11]

Se menciona en la literatura técnica que las plantas más afectadas por las incursiones de altas frecuencias son las plantas a vapor y además estas incursiones súbitas están generadas por grandes pérdidas de carga generalmente consecuencia de la acción de sistemas de alivio de carga y formaciones de islas eléctricas provocados por grandes disturbios en el sistema.

Al ocurrir un gran disturbio, entran a operar los sistemas de desconexión de carga, produciendo generalmente islas en donde la generación es mayor a la demanda propia de la isla, produciéndose frecuencias mayores a la nominal y efectos de rechazo de carga en las plantas a vapor.

Un rechazo de carga “ es un decremento grande y súbito de carga, durante el cual el interruptor del generador permanece cerrado y alimentando a una carga reducida”[11]

En forma general la función que deben cumplir los controles de una máquina, es la de mantener el equilibrio entre la potencia de entrada de la planta y la su potencia de salida; para el caso es mantener en equilibrio la potencia térmica al ingreso de la planta y la potencia eléctrica de salida. El fenómeno ocurre de la siguiente manera; al existir un rechazo de carga ocurre un desbalance de potencias; entonces los controles deben actuar inmediatamente, pero esto no ocurre en el mismo instante del evento desestabilizador, por lo que en este tiempo de retardo se produce la sobrevelocidad en la turbina que en primera instancia dependerá de la respuesta inercial propia del sistema, es decir depende de la inercia de los generadores conectados en el subsistema (isla eléctrica); esta sobrevelocidad del sistema puede ser tal que ocasionaría el disparo de unidades en el subsistema; por lo antes mencionado se necesita un control efectivo de la frecuencia para la resincronización del sistema y la calibración adecuada a posibles contingencias.

Acompañando al rechazo de carga además de los efectos causadores en los sistema de la turbina y caldera, están los efectos causados en los elementos y subsistemas de la planta como variaciones de potencia para los servicios auxiliares en las plantas etc.

La parte del sistema de plantas de vapor que se encuentra afectada por un rechazo de carga es la caldera, pues en ella se expresa la necesidad de reducción de flujo de vapor, que se lo conseguiría con la disminución de ingreso de combustible y flujo de agua que alimenta a la caldera; en cualquier caldera la reducción rápida y considerable del flujo de combustible no

es una acción fácil, debido a inercias y retardos de tiempo de un sistema físico real, el problema es progresivamente más severo para el gas, el combustible y carbón.

3.7.4 EFECTOS DE LAS ALTAS Y BAJAS FRECUENCIAS EN LA EXCITACION

La relación que tiene el voltaje terminal de un generador con bajas frecuencias sostenidas, está en que el voltaje disminuye a causa de la disminución de la frecuencia, es decir mantienen una relación directa. La disminución de frecuencia hace que la impedancia interna del generador aumente y consecuentemente la corriente de excitación disminuya; obteniendo así una conversión de energía disminuida en su capacidad.

Corriente del estator (p.u)	Tiempo permisible (s)	Voltaje de campo del rotor (p.u)	Tiempo permisible (s)
1.16	120	1.12	120
1.30	60	1.25	60
1.54	30	1.46	30
2.26	10	2.08	10

Tabla No 3.3 Capacidad térmica del generador [11]

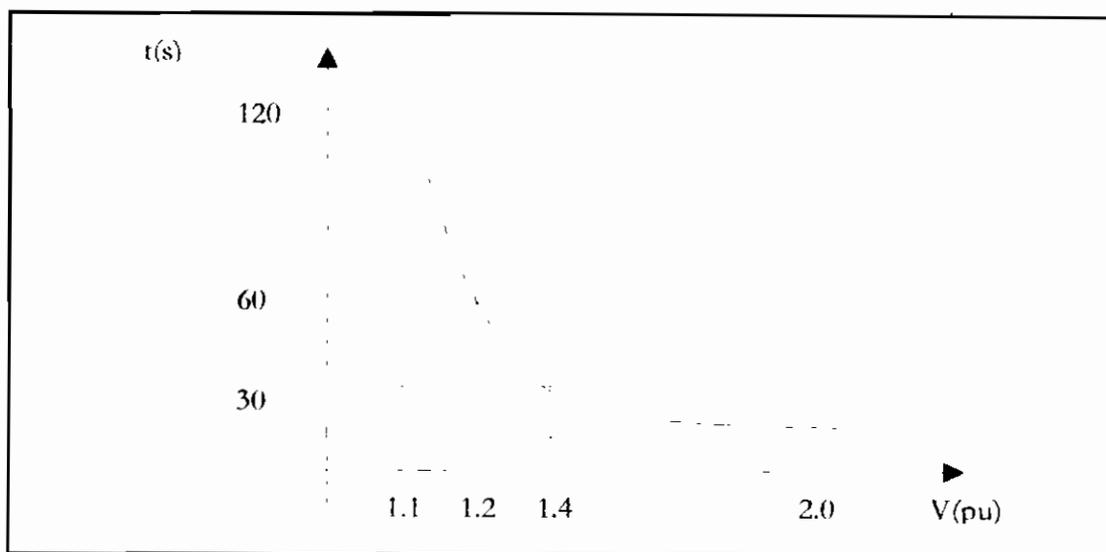


Figura No 3.58 Capacidad térmica del campo del generador. [11]

La respuesta a este efecto de reducción de voltaje terminal es asumida por el regulador de voltaje, el mismo que cumple con su función aumentándola; para el cumplimiento de este objetivo el regulador responderá aumentando la corriente de excitación, mas esta puede producir excesos en la capacidad térmica de sus devanados, valores normados para un funcionamiento adecuado; previendo el deterioro que ocurriría en los devanados para estas condiciones anómalas, se establece que se puede mantener al 125 % del voltaje nominal de campo por un máximo de 60 segundos, se presenta esto en la tabla (3.3) y en el gráfico (fig. 3.58) que representan la capacidad térmica del generador.

Para corregir y limitar la sobreexcitación como medida de protección del generador se dispone de limitadores de máxima excitación y protección por sobreexcitación.

El primero tiene la función de regresar la excitación a un valor predefinido por el regulador de voltaje en un tiempo predefinido, en cambio que la protección de sobreexcitación actúa en respaldo del limitador.

Para generadores y transformadores de potencia se suele hacer una coordinación entre los parámetros de voltaje y de frecuencia en base a curvas como las mostradas en la fig. 3.59. Ésta se denomina Curva Voltaje de línea - Frecuencia.

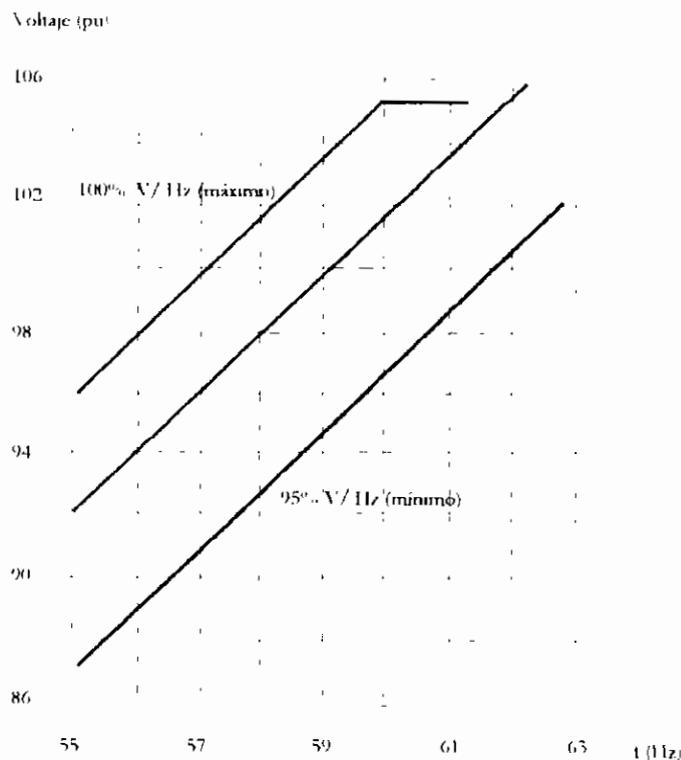


Figura No 3.59 Voltaje de línea vs frecuencia. [11]

(1%) En el caso de los generadores el regulador de voltaje debe tener un rango seleccionado de tal forma que la caída de frecuencia hasta un valor límite inferior no determine el alcance de 105% V/Hz en capacidad continua, se debe evitar el alcance de este valor por cualquier bajón de frecuencia, pues como se menciona este fenómeno es dañino cuando se mantiene en un período de tiempo considerable.

En el caso de la operación del generador con altas frecuencias el regulador de voltaje tiende a reducir el mismo evitando así a la planta a la posibilidad de alcanzar la característica de mínima excitación y perder estabilidad.

3.7.5 OPERACION DE PLANTAS DE VAPOR FUERA DE SU VALOR NOMINAL. [11]

En los párrafos anteriores se ha mencionado sobre algunos efectos de la operación de máquinas térmicas e hidráulicas fuera de valores nominales; a más de las tratadas para máquinas que tienen turbinas a vapor se mencionan otros aspectos interesantes sobre estas relacionadas a su comportamiento a frecuencias diferentes a las nominales.

El comportamiento de las turbinas de vapor por bajas frecuencias puede exponer a fatigas los álabes de la turbina; la frecuencia a la que puede ocurrir este fenómeno es diferente dependiendo de la características físicas o de diseño de turbina. *Esta fatiga así generada representa una limitación.* La vida útil y segura de un eje de turbina a plena carga tiene el carácter de disminuir acumulativamente en el tiempo cuando en éste eje se aplican frecuencias diferentes a la nominal, es decir existe un decremento de la vida útil a medida de producirse desviaciones de frecuencia sostenidas, para evaluar este efecto las casas fabricantes presentan cuadros que muestran la permisibilidad de operación de las turbinas fuera de la frecuencia nominal sea esta superior o inferior.

En los gráficos presentados en los anexos No 4 y No 5 se puede advertir la presencia de una banda de operación continua y segura en la cual la turbina del generador no sufriría desgastes diferentes a los propios de su operación normal y vida útil; en esta región como se puede observar es limitada en valores que rodean a la frecuencia nominal, para distintos casos estos pueden ser de:

59.5 a 60.5 Hz y 58.5 a 61.5 Hz para máquinas Westinghouse en donde el primer rango de límites es dado para máquinas más grandes que las consideradas en el segundo caso. Esta misma característica se puede representar en otro tipo de gráfico como el presentado por la

compañía General Electric en donde la operación segura continua esta en los límites de 59.4 a 60.6 Hz.

En las figuras (anexos 4 y 5) correspondientes a máquinas Westinghouse por ejemplo, el tiempo acumulado para operación en el rango de bajas frecuencias es limitado en 10 minutos y su valor limitante inferior (del rango) es de 57 y 56 Hz respectivamente.

El diseño de las turbinas y economías involucradas por el diseño han hecho disminuir la banda de operación segura, se advierte además que estas representaciones gráficas no son aplicables a turbinas que estén operando a cargas parciales.

Los límites recomendados para la operación en bajas frecuencias son de 59.5 y 59.4 Hz [11], aunque este limite tiende a subir para la operación en sistemas interconectados y se establece un rango de operación segura entre 59.5 a 60 Hz.

CAPITULO 4

CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION

4.1 INTRODUCCION

Se ha mencionado en los capítulos anteriores el proceso preliminar que hace el control carga – frecuencia antes de llegar a la regulación secundaria y por ende el control automático de generación. Se puede advertir que el CAG es un proceso que permite obtener respuestas más rápidas que los que tendría un control manual y sobre todo la posibilidad real de manejo de una gran cantidad de información recibida y entregada por este. El manejo de una gran cantidad de datos en tiempo real se lo puede conseguir con medios computacionales que se convierten en el órgano de discernimiento para la ejecución del control.

La complejidad que representan áreas y sistemas de control cada vez con más grandes contrataciones energéticas por cumplir y en general condiciones operativas de Sistemas Eléctricos de Potencia, requieren del CAG, herramienta con la cual se puede cumplir una operación adecuada a las exigencias actuales de operación de SEP.

4.1.1 CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION

El CAG es un sistema de control relacionado con la regulación secundaria, se usa para acompañar las variaciones de carga a través de la generación, controla la frecuencia dentro de un rango de Operación en una área específica así como los intercambios programados entre ésta y otras áreas, tratando de mantener valores prefijados.

4.1.2 OBJETIVOS

El Control Automático de Generación tiene tres principales objetivos:

1. Mantener la frecuencia del sistema en valores programados.
2. Mantener los intercambios de potencia dentro de rango y valores programados.

3. Ubicación de la generación total entre el conjunto de unidades que participan en la AGC, optimizando costos.

El primero y segundo objetivo son resueltos por medio del LIC (control de flujo de carga), en tanto que el tercer objetivo se cumple por medio de la función de Despacho Económico de Carga.

4.2 SISTEMAS INTERCONECTADOS

La complejidad de la estructura de sistemas interconectados implica una planificación y operación más elaborado de las que se adopta para sistemas aislados.

Los beneficios que se puede conseguir en una operación interconectada, se ven contrarrestados por las obligaciones de los participantes en el conjunto. La complejidad de la operación por estas restricciones exigen que cada participante cumpla con los siguientes aspectos:

- a) Cada área debe ajustar su generación a modo de atender sus propias variaciones de carga.
- b) Mantener los niveles de potencia en las interconexiones dentro de los niveles controlados.
- c) Tratar de auxiliar a las obras con dificultad, y obtener así un elevado grado de confiabilidad de la operación del sistema.

El estudio del AGC entonces, se transforma en el estudio de sistemas complejos, es decir sistemas en donde existe por lo menos un conjunto de máquinas, por ejemplo en un sistema de Área Simple (esquema del Sistema Eléctrico Ecuatoriano anterior). El estudio de sistemas más complejos, como es el caso de multáreas o sistemas interconectados traen consigo beneficios por las prestaciones de servicios mutuos pero con una mayor complejidad en la operación del sistema de potencia.

La diferencia entre los dos sistemas multimáquina (área simple y multiárea) en su modelación es la consideración de modelar o no la línea de interconexión. En el primer caso al considerar un sistema robusto y de características similares en la variación de aceleración angular y por ende la diferencia angular entre máquinas, se puede prescindir de

modelar la línea que interconecta los sistemas en cuestión; para el caso de sistemas de distintas áreas coherentes, la modelación de la línea de interconexión es necesaria por la localización y distribución de generación y carga eléctrica. La modelación de estos sistemas se la realiza por medio de equivalentes en cada sistema, es decir cada sistema será modelado con una generación y carga equivalentes en un punto y cada uno de los sistemas unidos por una línea de interconexión.

Una de las más simples modelaciones se la obtiene para un par de sistemas interconectado como se muestra en la siguiente figura 4.1

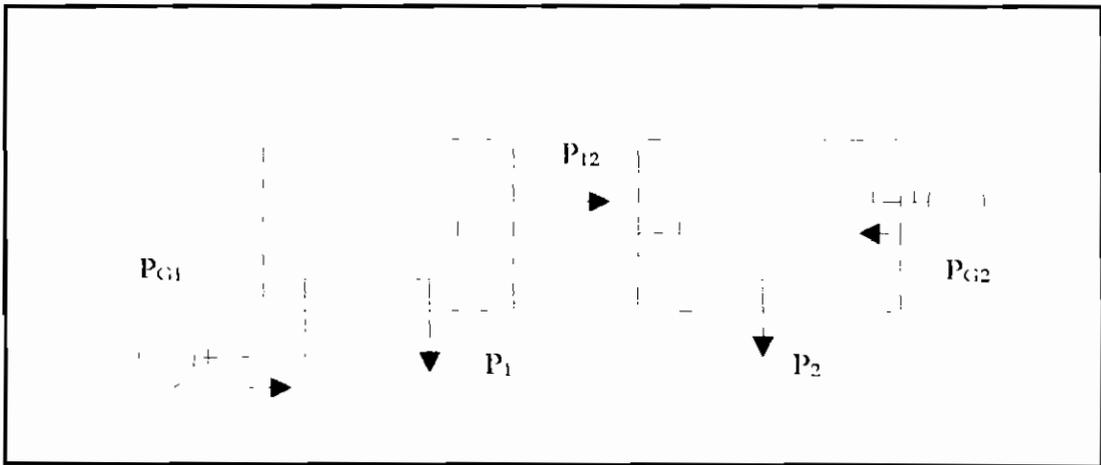


Figura No 4.1 Sistema multiárea de dos sistemas multimáquinas

Cuando se presenta una perturbación en cualquiera de las áreas, esta es sentida inmediatamente por el área en cuestión mediante la reacción del sistema equivalente en conjunto, la perturbación es sentida en el otro sistema por medio de la línea de transmisión como resultado de la variación de frecuencia sentida en el área respectiva, al existir una variación de frecuencia la diferencia angular de los sistemas equivalentes hace que por la línea de interconexión se de un flujo de potencia.

De lo mencionado, la potencia transmitida por la línea de interconexión será entregada y recibida respectivamente por los sistemas que conforman la multiárea. Entonces la representación de la perturbación se puede ubicar en las modelaciones propuestas para sistemas monomáquinas y el efecto de la interconexión puede ser visto también como una de estas perturbaciones.

4.2.1 SISTEMAS MULTIAREAS

Se analiza el caso para un sistema de dos áreas interconectadas (fig.4.2);

	Area 1	Area 2
Potencia de generación	P_{G_1}	P_{G_2}
Variación en la potencia de generación	ΔP_{G_1}	ΔP_{G_2}
Potencia de carga	P_1	P_2
Variación en la potencia de carga	ΔP_1	ΔP_2
Coefficiente de amortiguamiento de la carga	D_1	D_2
Estatismo equivalente de la generación	R_1	R_2
Potencia en la línea de transmisión	P_{12}	P_{21}
Variación en la potencia de intercambio la línea de transmisión	ΔP_{12}	ΔP_{21}

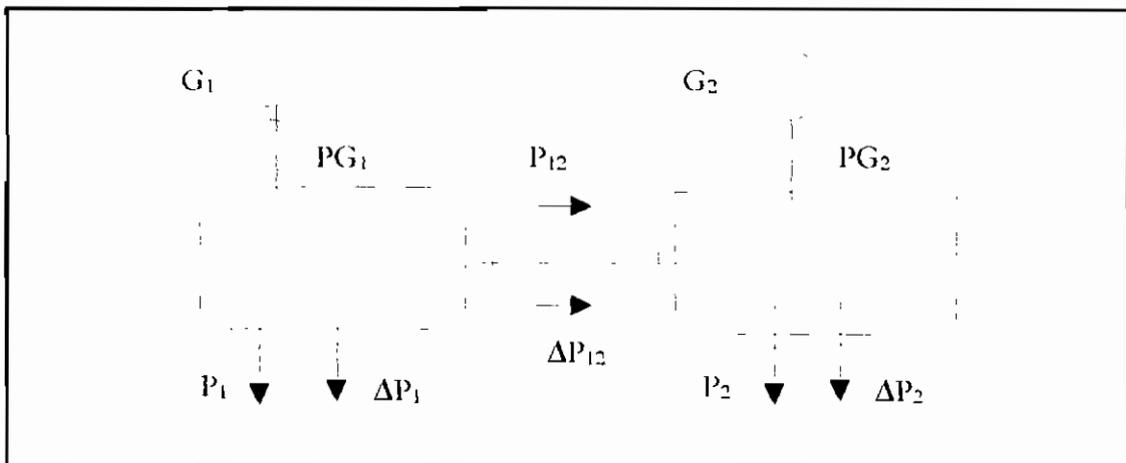


Figura No 4.2 *Áreas interconectadas*

En la ocurrencia de una variación de carga la frecuencia del sistema interconectado varía de la siguiente manera:

$$(4-1) \quad \Delta f = \frac{\Delta P_{TOTAL}}{\frac{1}{1/R_{SIST} + D_{SIST}}} = \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$$

La potencia de generación que suple tal variación en el área 1 y 2 son:

$$(4-2) \quad \Delta P_{G_1} = \frac{\Delta f}{R_1}$$

$$(4-3) \quad \Delta P_{G_2} = \frac{\Delta f}{R_2}$$

la variación de la potencia en la línea de transmisión es

$$(4-4) \quad \Delta P_{12} = \Delta P_{G_1} - (\Delta P_1 - D_1 \Delta f)$$

Esta ecuación representa que la variación de potencia en la línea de transmisión resulta de restar la variación de potencia de generación menos el cambio efectivo de carga en el área uno (1).

$$(4-5) \quad \text{Cambio efectivo de carga} = (\Delta P_1 - D_1 \Delta f)$$

representa la variación efectiva de carga en el área 1, pues considera la variación de potencia y resta a la vez su amortiguamiento inherente.

Reemplazando (4.1) y (4.2) en (4.4) se obtiene la variación de potencia en la línea de interconexión ΔP_{12} que representa la potencia transferida de el área 1 al área 2, como:

$$(4-6) \quad \Delta P_{12} = \Delta P_{G_1} - (\Delta P_1 - D_1 \Delta f)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{\Delta f}{R_1} - (\Delta P_1 - D_1 \Delta f)$$

$$\begin{aligned}
&= -\frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{R_1 \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2 \right)} - \left(\Delta P_1 - D_1 \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2 \right)} \right) \\
&= \frac{\Delta P_1 + \Delta P_2 - \Delta P_1 R_1 \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2 \right) + R_1 D_1 (\Delta P_1 + \Delta P_2)}{R_1 \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2 \right)} \\
&= \frac{\frac{\Delta P_1}{R_1} + \frac{\Delta P_2}{R_1} - \Delta P_1 \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2 \right) + D_1 (\Delta P_1 + \Delta P_2)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \\
&= \frac{\frac{\Delta P_1}{R_1} + \frac{\Delta P_2}{R_1} - \frac{\Delta P_1}{R_1} - \frac{\Delta P_1}{R_2} - \Delta P_1 D_1 - \Delta P_1 D_2 + \Delta P_1 D_1 + \Delta P_2 D_1}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \\
&= \frac{\frac{\Delta P_2}{R_1} - \frac{\Delta P_1}{R_2} - \Delta P_1 D_2 + \Delta P_2 D_1}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \\
(4-7) \quad \Delta P_{12} &= \frac{-\Delta P_1 \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) + \Delta P_2 \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}
\end{aligned}$$

Análogamente se podría hacer el mismo ejercicio para la variación de potencia de transferencia del área 2 al área 1 ΔP_{21} :

$$(4-8) \quad \Delta P_{21} = \frac{-\Delta P_2 \left(\frac{1}{R_2} + D_1 \right) + \Delta P_1 \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$$

Para sistemas interconectados el objetivo del control secundario se cumple con la repartición de carga, determinando así que las variaciones de potencia en las líneas de transmisión tiendan a cero o se mantenga en el valor programado de potencia de intercambio, esto se efectúa cuando cada área en el sistema asume sus propios cambios específicos de carga, es decir:

Cambio efectivo del área 1:

$$(4-9) \quad \Delta P_1 - D_1 \Delta f = \Delta P_{G1} - \Delta P_{12} = ECA_1$$

Cambio efectivo del área 2:

$$(4-10) \quad \Delta P_2 - D_2 \Delta f = \Delta P_{G2} - \Delta P_{21} = ECA_2$$

Este cambio efectivo se denomina "Error de Control de Área" [1]

En la modelación de un sistema de generación las muestras de variaciones de frecuencia, son integradas, obteniendo así variaciones de ángulos en la generación respectiva, $\Delta\delta_2$ por lo que el factor que transforma esta suma de variaciones es el denominado T_{12} "Coeficiente de sincronización", por lo que la expresión (4.9), quedaría como:

$$(4-11) \quad ECA_1 = \Delta P_{G1} - T_{12} (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) ; \Delta P_{G1} = \frac{1}{R_1} \Delta f$$

Análogamente

$$(4-12) \quad ECA_2 = \Delta P_{G2} - T_{21} (\Delta\delta_2 - \Delta\delta_1) ; \Delta P_{G2} = \frac{1}{R_2} \Delta f$$

Para el caso de un sistema de más de 2 áreas (fig. 4.3) se tiene que el ECA es igual a:

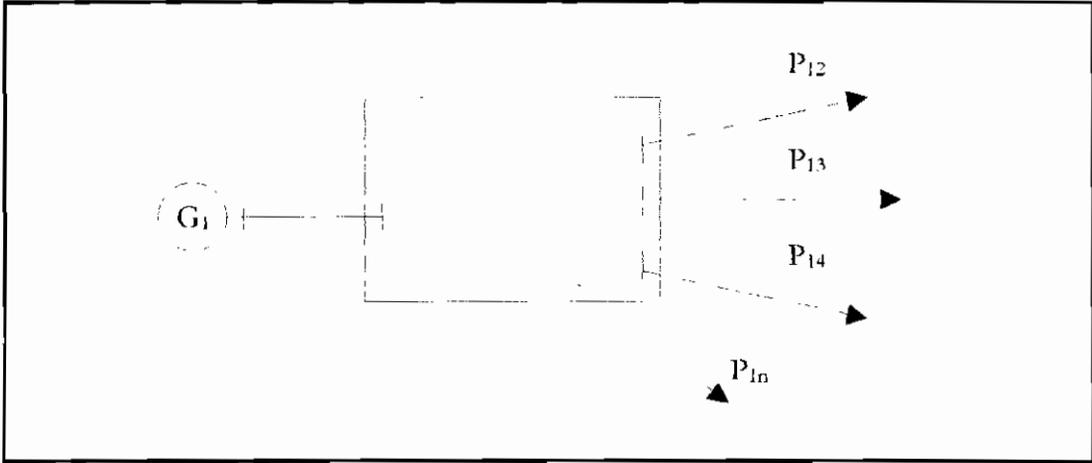


Figura No 4.3 ECA para un sistema interconectado con múltiples áreas.

$$(4-13) \quad ECA_i = \Delta P_{G_i} - \sum_j T_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad [MW \text{ o pu}]$$

$$(4-14) \quad ECA_i = \Delta P_{G_i} - \sum_{j \neq i} T_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad [MW \text{ o pu}] ; i \text{ diferente de } j$$

Coefficiente de sincronización de la línea

En el caso de dos áreas el coeficiente T_{12} de sincronización de la línea, se puede obtener cuando por una variación de potencia activa varían los ángulos δ_1 y δ_2 en magnitudes pequeñas el cambio de potencia se lo puede obtener de:

$$(4-15) \quad P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{sen} (\delta_1 - \delta_2)$$

Para una pequeña variación:

$$(4-16) \quad \Delta P_{12} = \frac{\partial P_{12}}{\partial \delta_{12}} \cdot \Delta \delta_{12} ;$$

$$(4-17) \quad \Delta\delta_{12} = (\delta_1 - \delta_2)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{\partial \left(\frac{V_1 V_2}{X_{12}} \operatorname{sen} \Delta\delta_{12} \right)}{\partial \delta_{12}} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} (\cos \Delta\delta_{12}) \Delta\delta_{12};$$

como

$$(4-18) \quad \Delta P_{12} = T_{12} \cdot \Delta\delta_{12}$$

$$(4-19) \quad T_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \cos \Delta\delta_{12}$$

$$(4-20) \quad T_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \cos (\delta_1 - \delta_2)$$

donde $(\delta_1 - \delta_2)_0$, son valores angulares para la potencia programada P_{12_0}

$$(4-21) \quad \therefore \Delta P_{12} = T_{12} \cdot \Delta\delta_{12} \text{ ó } \Delta P_{12} = T_{12} \cdot (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2)$$

Para el modelamiento de la variación angular se considera lo siguiente:

$$(4-22) \quad S \cdot \Delta\delta_i(S) = \Delta\omega_i(S);$$

como

$$(4-23) \quad \Delta\omega_i(S) = 2\pi \cdot \Delta f_i(S)$$

entonces

$$(4-24) \quad \Delta\delta_i(S) = \frac{2\pi}{S} \Delta f_i(S) \dots \text{í área en cuestión.}$$

También se puede citar la siguiente ecuación que servirá para un sistema multiárea de dos áreas:

$$(4-25) \quad P_{G1} = P_{G1_0} + ECA_1$$

$$(4-26) \quad P_{G2} = P_{G2_0} + ECA_2$$

P_{G1} y P_{G2} representan la nueva potencia de generación que deberán producir las áreas 1 y 2 para asumir su carga correspondiente y regresar a la frecuencia programada, pues $ECA_{1,2}$ será la potencia efectiva de cambio en cada área.

4.2.2 DESPACHO ECONOMICO COMO UN SUBPROBLEMA DE FLUJOS OPTIMOS

Considerando la ecuación de equilibrio de estado:

$$(4-27) \quad f(x, u, v) = 0$$

donde: **x** son variables de estado V, δ
 u variable de control,
 v variable incontrolable,

El resultado de un flujo de carga determina la condición en la que se encuentra un sistema de potencia, no obstante esta no constituye la solución óptima del mismo, esta última condición se determina con funciones de optimización, denominadas funciones objetivos.

Las funciones objetivos son:

- 1) Minimización de pérdidas.
- 2) Minimización de requerimientos de potencia reactiva.
- 3) Minimización de costos de producción.

Bajo el planteamiento de estos objetivos, aparecen necesariamente restricciones las cuales se debe cumplir como:

- Mantenimiento del voltaje con una banda de tolerancia
- Mantenimiento de los generadores dentro de los límites operativos
- Mantenimiento de niveles de carga en las líneas de transmisión y transformadores, entre otros.

Cuando se habla de despacho económico, la función del flujo de cargas es: minimizar costos de producción expresada matemáticamente como:

$$(4 - 28) \quad \min \sum_n f_i (P_{G_i})$$

donde: f_i función de costos de la máquina i
 n # de máquinas de generación
 P_{G_i} Potencia generada por la máquina i

las restricciones que adicionalmente se consideran son:

a) Estabilidad del sistema

$$(4 - 29) \quad \sum_i P_{G_i} - P_C - P_L = 0; \quad i = 1..n$$

b) Límites de operación de las máquinas generadoras.

$$(4 - 30) \quad P_{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{\max}$$

donde P_C potencia total de carga,
 P_L potencia de pérdida en la transmisión
 P_{\min} límite inferior de potencia en la máquina
 P_{\max} límite superior de generación de potencia

Los datos con los que se debe contar son las funciones de costos f_i y P_C (potencia de carga).

Entonces el resolver el problema planteado es llevar a las máquinas cuya función de costo es f_i a condiciones de potencia de generación óptimas.

4.2.3 CARACTERISTICAS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

La característica de consumo de combustible contra la generación de una unidad

generadora eléctrica se la consigue experimentalmente, midiendo el consumo de combustible por hora, para determinada generación, la medición del consumo de combustible se repite para distintos valores de generación; y se obtiene así una serie de puntos que permite trazar dicha curva que se aproxima generalmente a una función cuadrática.

El consumo de combustible se lo puede expresar en unidades de energía en un tiempo dado. A esta curva se lo suele llamar también “Curva de Consumo de Calor” y sus unidades

pueden ser: $\left[\frac{Mbtu}{h} \right]$ o $\left[\frac{Kcal}{h} \right]$

Se puede obtener la **Característica de costos combustible-generación** con el precio de combustible utilizado en cada máquina, multiplicando el consumo de combustible por el precio de este, obteniéndose así esta característica.

Las unidades usuales de esta característica pueden ser **|suces(s.)/hora | o | UDS(\$)/hora|**.

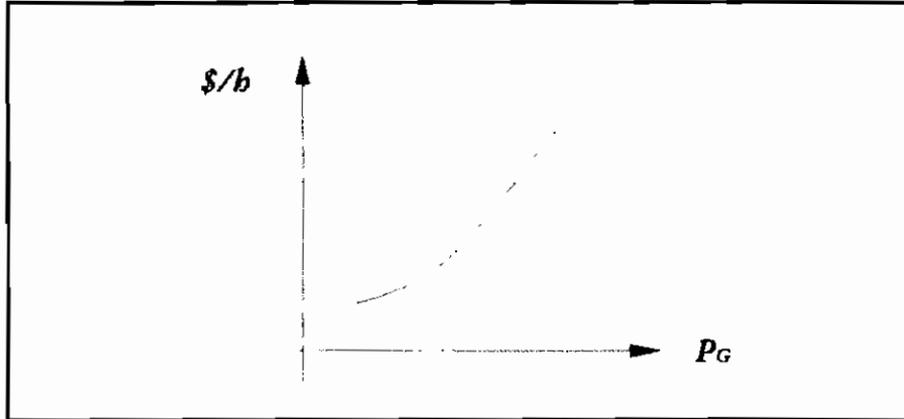


Figura No 4.4 Característica Combustible-generación; C_c vs P_G

4.2.4 CURVA DE CONSUMO ESPECIFICO

Es una curva que se obtiene de la división de la curva de “consumo de calor” para la potencia generada obteniendo así una curva que representa la relación del calor y energía producida a determinada potencia.

$$C_E = \frac{\text{Consumo - de - calor}}{\text{Potencia - producida}}$$

$$(4-31) \quad C_E = \frac{C}{P} \quad \left[\frac{\text{Kcal}}{\text{Kwh}} \right] \text{ o } \left[\frac{\text{Btu}}{\text{KWh}} \right]$$

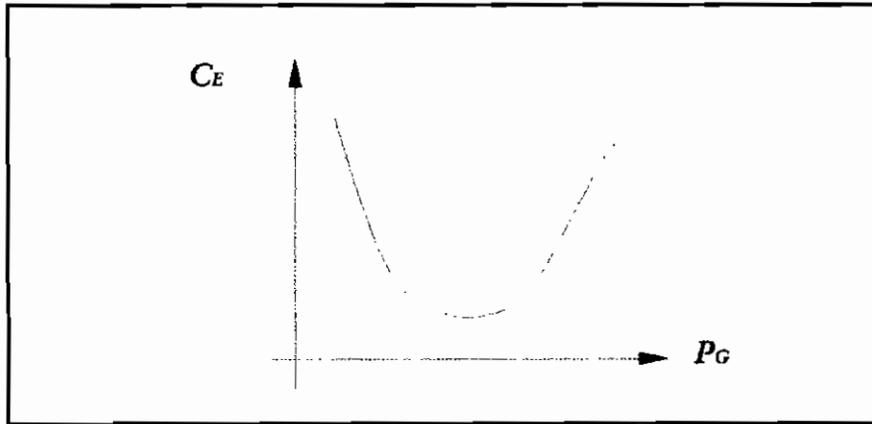


Figura No 4.5 Curva de consumo específico C_E vs P_G

El valor óptimo de eficiencia en cada máquina se da entre el 85 y 95% del valor de potencia nominal.

Los valores típicos que se puede encontrar para el óptimo eficiente son $\left(11400 - 9800 \frac{\text{Btu}}{\text{Kwh}} \right)$ siendo más eficientes las máquinas que se aproximan a $9800 \frac{\text{Btu}}{\text{KWh}}$.

Esta curva expresa la eficiencia en la conversión de energía calórica a energía eléctrica.

4.2.5 CURVA DE EFICIENCIA

Es una curva que está determinada por la relación inversa de la curva de consumo específica donde:

$$(4-32) \quad \frac{Pa}{Cc} = \frac{1}{CE}$$

4.2.6 CARACTERISTICA DE CONSUMO INCREMENTAL

La Característica de Consumo Incremental se obtiene al derivar la ecuación algebraica que representa la característica de consumo de combustible-generación con respecto a la potencia como se expresa:

$$(4 - 33) \quad \frac{dCc}{dP}$$

dada en unidades de $\left[\frac{Btu}{Kwh} \right]$ o $\left[\frac{S./}{Kwh} \right]$ o $\left[\frac{\$}{Kwh} \right]$

Esta curva puede ser conseguida experimentalmente si no se tiene la curva de consumo incremental, considerando los cocientes de incrementos del costo de combustible por los correspondientes incrementos de generación.

Si la característica de consumo incremental se relaciona con una función de segundo grado la característica de consumo incremental se relacionara con una recta de pendiente m .

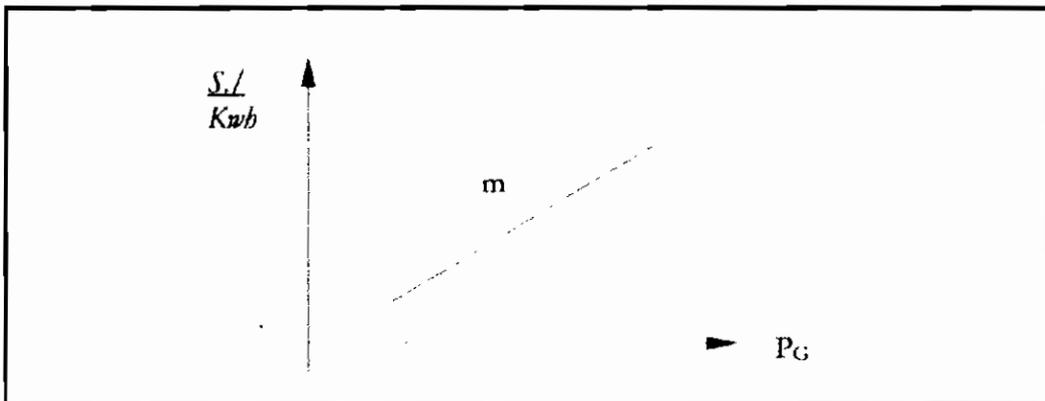


Figura No 4.6 Característica de consumo incremental

4.3 MODOS DE OPERACION DEL CAG

Los modos de operación del control automático de generación están referidos a la minimización de la variable denominada Error de Control de Área (ECA), esta minimización es posible en base de la aplicación de sus tres modos posibles de control.

4.3.1 MODO CONTROL DE FRECUENCIA CONSTANTE

El ECA se define para este modo de control como:

$$(4-34) \quad ECA = \beta(f - f_o)$$

donde:

β = factor de conversión (Mw/Hz) del error de frecuencia.

f_o = frecuencia deseada (Hz).

f = frecuencia actual de área (Hz).

Las unidades resultantes del ECA están dadas en Mw y representan un error de potencia por variación de frecuencia en una área.

En forma generalizada se adopta el valor de β como:

$$(4-35) \quad \beta = \left(\frac{1}{R_{eq}} + D_{eq} \right)$$

donde:

R_{eq} = Regulación del área en estado estable(Hz/Mw).

D_{eq} = Factor de amortiguamiento de la carga del área (Mw/Hz).

El factor β permite realizar una ponderación adecuada del error de frecuencia de área.

4.3.2 CONTROL DE INTERCAMBIO NETO CONSTANTE

Para este modo de control el ECA está definido como:

$$(4-36) \quad ECA = T - T_o$$

donde:

T_o = intercambio neto de potencia deseado con otras áreas.

T = intercambio neto de potencia actual con otras áreas.

De esta forma el ECA representa la variación de potencia que existe entre una potencia actual y una potencia deseada en el intercambio existente con otras áreas.

4.3.3 CONTROL DE INTERCAMBIO NETO Y FRECUENCIA

El ECA en estas condiciones de control es determinado por la conjunción de los modos anteriormente mencionados.

$$(4-37) \quad ECA = (T - T_o) + \beta(f - f_o)$$

Para este modo de control se ha considerado entonces la variación de potencia por variación de frecuencia y potencia de intercambio.

Mediante los siguientes gráficos se pueden observar los distintos modos de operación ante un disturbio a $t=0$

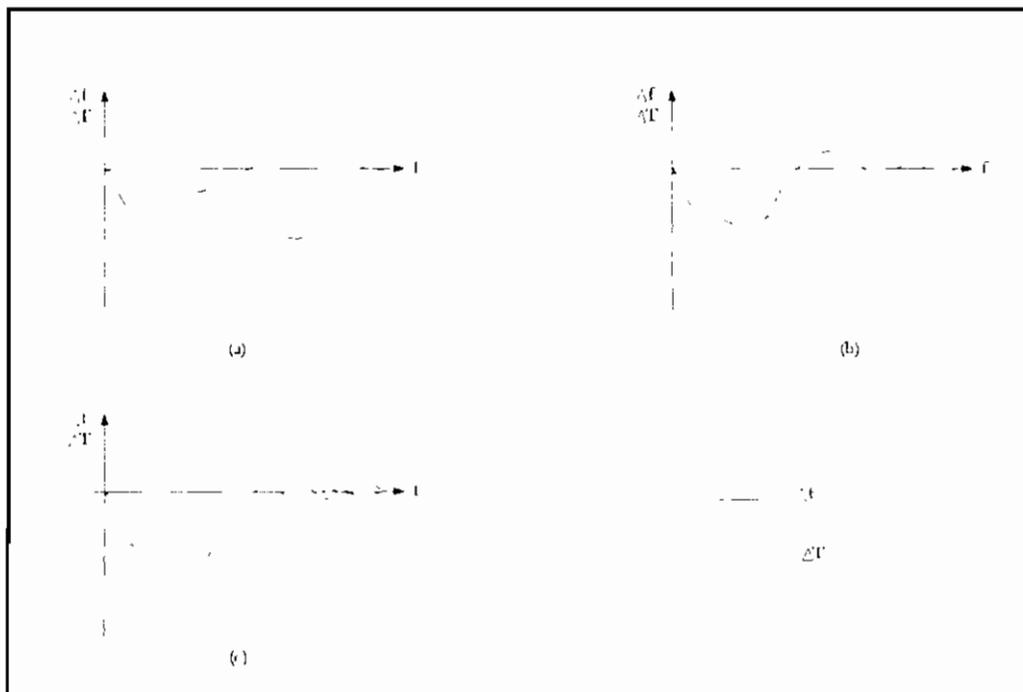


Figura No 4.7 *Modos de operación*

En el gráfico 4.7 literal (b), se puede observar como la frecuencia regresa a su valor original y la variación de potencia de intercambio ΔP llega a estabilizarse en otro valor, correspondiendo este gráfico al modo de control de frecuencia constante. En el gráfico a se puede observar lo contrario que en el gráfico anterior. En el gráfico (c) se puede observar las acciones conjuntas de frecuencia constante e intercambio neto en el modo de control que recoge los modos anteriores.

4.3.4 CRITERIOS DE DESEMPEÑO DINAMICO DEL CAG

La cuantificación del comportamiento de las diferentes variable que conlleva la buena o mala ejecución del CAG, son medidas en base a las siguientes definiciones mostradas obtenida de la referencia [33].

Frecuencia del sistema

La *frecuencia del sistema* f es la frecuencia a la que el sistema se encuentra en un instante dado.

La desviación de frecuencia Δf es el resultado de restar la frecuencia del sistema y la frecuencia patrón.

$$(4-38) \quad \Delta f = f - f_0 \quad [\text{Hz}]$$

Desviación de tiempo TD o ET error de tiempo puede ser continuamente calculado si la frecuencia del sistema es comparada al valor de frecuencia de 60 Hz.

$$(4-39) \quad ET = \frac{1}{60} \int (f - 60) dt \quad [s]$$

El error en la f puede ser detectado y corregido si ET es calculado sobre un largo período y comparado con el valor estándar para la interconexión. Un tiempo positivo (ET), indica que el tiempo del sistema esta rápido.

Contribución del control ECA(f)

La contribución de un área dada en la interconexión (para mantener la frecuencia programada) es determinada por la constante despolarización (β) seleccionada en unidades de $[\text{Mw}/0.1 \text{ Hz}]$ la cual tiene signo negativo.

$$(4-40) \quad ECA(f) = -10 \beta \Delta f \quad [Mw]$$

Estas contribuciones en términos de Intercambio Intencional Inadvertido se presenta como:

$$(4-41) \quad H(\Delta f) = \frac{1}{3600} \int 10 \beta \Delta f \cdot dt \quad [Mwh]$$

Desviación de la potencia de interconexión.

La desviación de la potencia de interconexión (ΔT), es la desviación de la potencia de intercambio desde los valores programados T_0 , es un indicativo de deficiencia en la generación dentro y fuera del área considerada, su formulación se denota :

$$(4-42) \quad ECA(T) = \Delta T = T - T_0 \quad [Mw]$$

Intercambio inadvertido

Este cambio es calculado desde medidas continuas como:

$$(4-43) \quad H = \int \Delta T dt \quad [Mwh]$$

Las pendientes y tasas de cambio indican la ocurrencia de cambios inadvertidos y pueden ser correlacionados con otras variables que determinen su causa.

Error de control de área

El error de control de área ECA es un indicativo de la habilidad de las áreas para controlar el conjunto de cargas, programas de interconexión y frecuencia del sistema.

$$(4-44) \quad ECA = \Delta T + 10 \beta \Delta f \quad [Mwh]$$

El signo de algún ECA debe ser tomado como relativo, es decir si ECA es positivo el área en cuestión requiere aumentar su generación y viceversa.

Integral de control de área (IECA)

Este es el más importante criterio para la evaluación del desempeño de control del sistema controlado.

$$(4-45) \quad IECA = \int ECA dt \quad (Mwh)$$

$$(4-46) \quad IECA = \int (\Delta T + 10\beta\Delta f) dt \quad (Mwh)$$

4.4 ESTRUCTURA DEL CAG [11]

En el siguiente análisis se toma el modo de operación que generaliza el CAG (modo de intercambio y frecuencia neta). Se realiza a continuación una explicación de las subfunciones básicas utilizadas en un CAG, estas son:

- Cálculo del error de control de área (ECA).
- Control de distribución de carga (CDC).
- Control de error de unidad (ECU).

4.4.1 SUBFUNCION DE ERROR DE CONTROL DE AREA (ECA)

Esta función tiene como objetivo cuantificar el error existente en el ECA, sea este, por variación de frecuencia o por variación de potencia, en base a las ecuaciones determinadas en los distintos modos de operación; para este caso la función estaría determinada por:

$$(4-47) \quad ECA = (T - T_o) + \beta(f - f_o)$$

4.4.2 SUBFUNCION CONTROL DE DISTRIBUCION DE CARGA

El objetivo de esta subfunción es calcular los cambios necesarios en la potencia activa para los distintos generadores participantes, y así corregir el error de control de área.

El siguiente diagrama de bloques expresa un esquema típico de esta subfunción (fig 48)

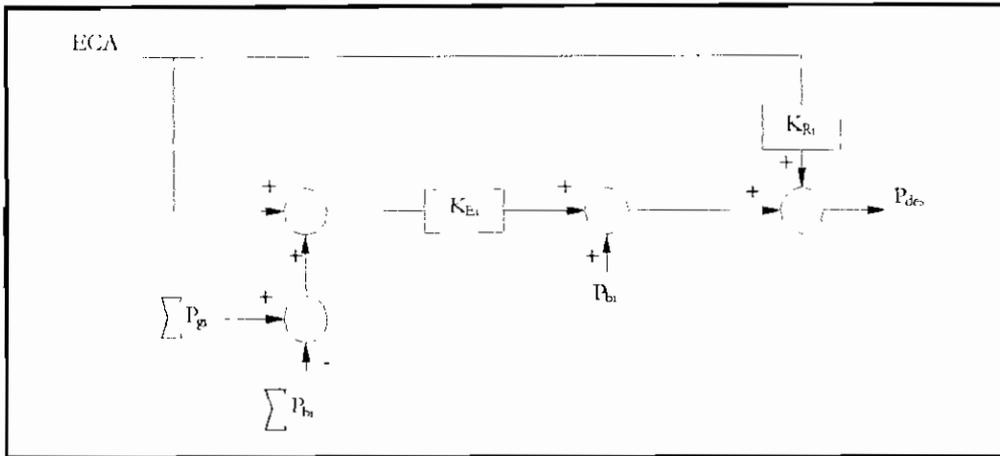


Figura No 4.8 *Lógica de distribución de carga. [33]*

En el diagrama referido, las señales de entrada a este esquema son:

P_g (Potencias generadas por las unidades participantes del área).

P_{bi} (Potencias programadas de las unidades).

ECA Error de Control de Área

K_{RI}, K_{EI} Constantes

La salida obtenida luego de esta subfunción representa la potencia deseada que determina una referencia en los controles de las unidades generadoras participantes.

En forma general se puede decir que esta función tiene un algoritmo de control proporcional; en esta etapa las trayectorias que deben seguir las potencias deseadas para la determinación de su valor en cada unidad toman en cuenta distribución por regulación y distribución por despacho económico.

4.4.3 SUBFUNCION CONTROL DE ERROR DE UNIDAD

El objetivo de esta subfunción es reducir a cero la diferencia entre la generación deseada y la generación actual que representa el error de control de unidad.

4.4.4 SISTEMAS DE CONTROL ANALOGICOS Y DIGITALES

Los sistemas de control en su evolución y consolidación de los mismos utilizaron herramientas acordes a su tecnología, es así que aparecen inicialmente sistemas de control de frecuencia basados en elementos y equipos analógicos en los que se producen y combinan cantidades eléctricas continuas, para el control del sistema.

El desarrollo y apareamiento de las computadoras digitales y su capacidad en velocidad, memoria, resolución de funciones y posibilidad de realizar control en tiempo real determinan un tipo de control automático de generación relacionado con esta técnica.

4.4.4.1 CONTROL ANALOGICO [4]

Como se ha visto, el control automático secundario de un sistema formado por varias áreas interconectadas, obtiene sus señales de entrada de la combinación del Error de Frecuencia y del Error de Potencia de Intercambio, dado por:

$$(4 - 48) \quad ECA = \Delta T + \beta \Delta f$$

Esta función cuantifica el Error de Control de Area producido en el área en cuestión. El control secundario idealmente debe reducir este error a cero; para lograr esto se puede utilizar un elemento integrador. El error de área se aplica a un integrador, cuya salida será:

$$(4 - 49) \quad \theta = \int_0^t (\Delta T + \beta \Delta f) dt = \int_0^t ECA$$

Esta señal θ es la que actúa sobre el motor del dispositivo de reajuste de los reguladores de velocidad. La posición de dicho motor es proporcional a θ , es decir que mientras θ varíe, la posición del dispositivo de reajuste también variará.

Mientras ECA tenga un valor distinto de cero, θ estará variando y sólo se llegará a un estado de equilibrio cuando ECA sea igual a cero, en cuyo caso la integral se mantendrá a un valor constante.

La integral puede descomponerse en dos términos:

$$(4 - 50) \quad \theta = \beta \int_0^t \Delta f dt + \int_0^t \Delta T dt$$

El primer término es la integral con respecto al tiempo de un incremento de frecuencia: corresponde por lo tanto a un incremento de fase, o sea del ángulo δ que forma un vector que gire a la velocidad correspondiente a la frecuencia normal y un vector que gire a la velocidad real de la máquina.

El segundo término es la integral de una potencia, equivalente a una energía.

La señal θ que sale del integrador puede interpretarse como una indicación de la potencia total que debe generar el sistema para llegar a un nuevo estado de equilibrio. Debido a que entre la generación total y el costo incremental de la potencia entregada hay una relación biunívoca, puede interpretarse la señal θ como λ :

$$(4-51) \quad \frac{1}{k} \int EC'A = \lambda$$

Esta señal λ se transmite a cada unidad generadora y partiendo de la curva que da la generación de la máquina en función del costo incremental, puede determinarse la generación que le corresponde a cada unidad.

Si se desea tomar en cuenta el efecto de las pérdidas de transmisión y se conoce el factor de penalización de cada planta, la señal que se envía a cada planta (es decir el error de área) estaría dado por:

$$(4-52) \quad \lambda' = \frac{\lambda}{F}$$

donde:

F = Factor de penalización.

En el proceso anterior se verifica la ejecución de las funciones CDC (Control de Distribución de Carga) y ECU (Error de control de unidad), las cuales controlan la distribución de carga y el control de una unidad específica en el sistema.

4.4.4.1.1 IMPLEMENTACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION ANALOGICO

4.4.4.1.1.1 CONTROL AUTOMATICO DE FRECUENCIA Y DE POTENCIA DE INTERCAMBIO SIN DESPACHO ECONOMICO DE CARGA

En la figura 4.9 se muestra un diagrama funcional de un sistema de control para la regulación de área, que tiene por objeto ajustar la generación a la demanda en el área y mantener al valor prefijado la potencia en las líneas de interconexión con otras áreas.

La ley de regulación secundaria se podría expresar de la siguiente manera:

$$(4 - 53) \quad \Delta f + \frac{\Delta T'}{\beta} = 0$$

de manera que el error de área

$$(4 - 54) \quad ECA^* = \Delta f + \frac{\Delta T'}{\beta}$$

tiene las dimensiones de una frecuencia y la integral del error de área y corresponde por lo tanto a un incremento de fase.

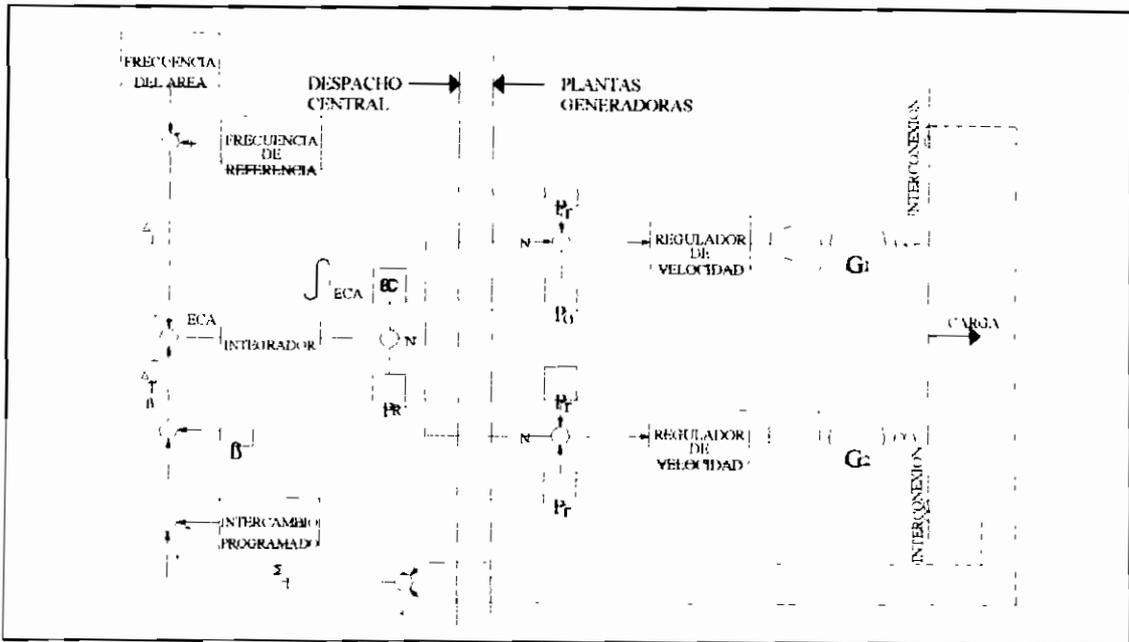


Figura No 4.9 Control Automático de Generación.[4]

El sistema de control representado en la figura 4.9, consiste en una instalación en la central de operación de un sistema, instalaciones en las plantas generadoras y sistemas de comunicaciones para conectar el equipo del despacho central al equipo de las plantas y transmitir las mediciones de la potencia transmitida por las líneas de interconexión al despacho central.

En el despacho central se elabora el error de frecuencia, que es la diferencia entre la frecuencia producida por un generador de frecuencia patrón y la frecuencia del sistema y se elabora también el error de potencia de intercambio, que es la diferencia entre la suma de las potencias de intercambio en las líneas de conexión y la potencia de intercambio programada.

El error de potencia de intercambio, dividido por la energía reguladora secundaria se suma al error de frecuencia. Esta suma constituye el error de área.

El error de área $ECA^* = \Delta f + \frac{\Delta T}{\beta}$ se aplica a la entrada de un integrador y a la salida de éste se obtiene la señal.

$$(4-55) \quad \Delta \psi = \int_0^t ECA^* dt$$

$$(4-56) \quad \Delta \psi = \int_0^t \left(\Delta f + \frac{\Delta T}{\beta} \right) dt$$

que representa una diferencia de fase.

Esta diferencia de fase $\Delta \Psi$ se multiplica por un parámetro α , llamado pendiente de la regulación y se divide por una banda de regulación P_r , obteniendo la siguiente señal:

$$(4-57) \quad N = \frac{\alpha \Delta \psi}{P_r}$$

que se llama nivel y que se transmite a las plantas generadoras, para actuar sobre los dispositivos de reajuste de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras y modificar así la potencia generada.

Se explica a continuación el significado de la pendiente de regulación y de la banda de regulación.

Se toma en cuenta el parámetro a .

La posición de los motores de los dispositivos de reajuste será proporcional a $a \cdot \Delta\psi$.

Si la señal $a \cdot \Delta\psi$ varía (lo que ocurrirá siempre que el error de área sea diferente de cero) la velocidad de los motores de los dispositivos de reajuste variará a una velocidad proporcional a:

$$(4 - 58) \quad aE'CA = a\Delta f + a \frac{\Delta T}{\beta}$$

Puede verse que una variación ΔT de la potencia de intercambio provocará una variación de la posición de los motores del dispositivo de reajuste, o sea, una variación de la potencia generada a una velocidad $\frac{a}{\beta} \Delta T$

El término $\frac{\beta}{a}$, que tiene las dimensiones de un tiempo, se expresa en segundos. Mientras mayor sea este tiempo más lentamente variará la potencia generada.

Para que el control automático secundario no actúe para corregir fluctuaciones rápidas de carga en la interconexión, sino únicamente cambios sostenidos de la potencia de intercambio, $\frac{\beta}{a}$ debe tener un valor del orden de decenas de segundos (Ecuador 20 s).

Se considera ahora el significado de la banda de regulación.

Se llama banda de regulación al valor máximo de la variación de potencia que puede realizar, bajo la acción de la regulación secundaria de, las unidades generadoras que estén en control automático. Si la potencia puede variar entre los valores P_{max} y P_{min} y se define la potencia de programa P_o igual al promedio de los dos valores anteriores, se tiene:

$$(4 - 59) \quad P_r = P_{max} - P_o$$

Se llama banda de regulación a la cantidad

$$(4-60) \quad 2P_r = P_{max} - P_{min}$$

Como se dijo antes, se transmite a cada unidad generadora, desde el despacho central, una señal de control, llamada nivel, dada por la siguiente expresión:

$$(4-61) \quad N = \frac{a\Delta\psi}{P_r}$$

En cada unidad generadora se tiene un dispositivo de control que controla la potencia generada por la unidad según la ley

$$(4-62) \quad P = P_0 + NP_r$$

donde:

P = potencia generada por unidad.

P_0 = potencia de programa de la unidad.

P_r = participación de la unidad en la regulación de la generación.

$2P_r$ =banda de regulación de la unidad.

La banda de regulación P_r de toda el área bajo control automático debe elegirse de manera que sea mayor que las variaciones de carga que puedan presentarse.

La banda P_r está relacionada con la reserva de potencia que tenga el sistema en el cual se va a realizar la regulación.

4.4.4.1.1.2 CONTROL AUTOMATICO DE FRECUENCIA Y DE POTENCIA DE INTERCAMBIO CON DESPACHO ECONOMICO DE CARGA

Las funciones de costos incrementales tienen una naturaleza basada generalmente en sus funciones lineales o cuadráticas; se realiza el análisis para funciones que no son cuadráticas, donde el despacho económico de carga se logra haciendo que todas las unidades generadoras operen al mismo costo incremental. Debe verificarse además, que la suma de la generación de las distintas unidades correspondientes a ese valor de λ sea el valor requerido para igualar la generación a la demanda y por lo tanto hacer cero el Error de Control de Área.

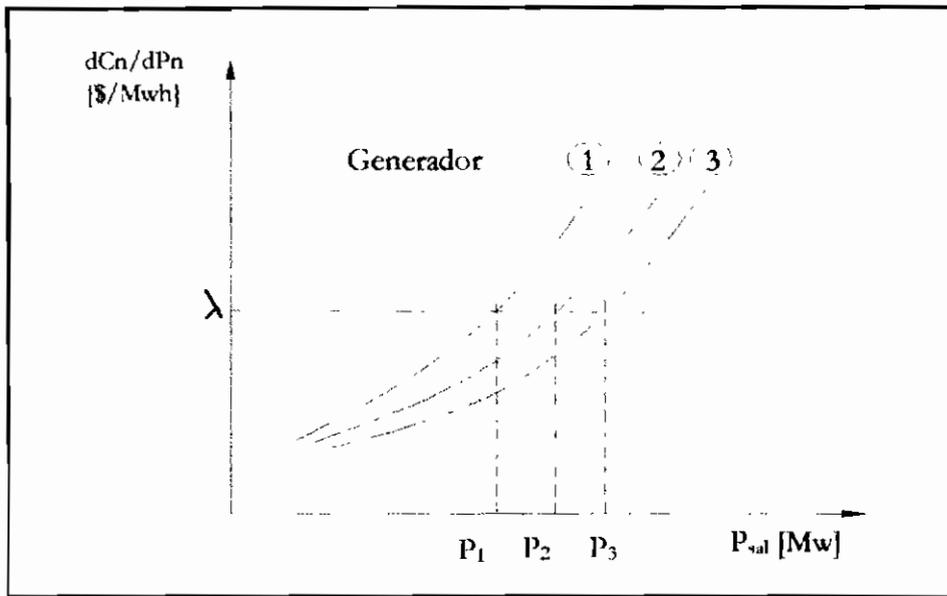


Figura No 4.10 Despacho económico de carga.

El error de potencia de intercambio se suma al error de frecuencia multiplicado por la energía reguladora secundaria β (frequency Bias). Esta suma constituye el error de área, que debe reducirse a cero mediante la acción del control automático.

A continuación se describen dos tipos de control: uno con despacho económico de carga semiautomático y otro con despacho económico de carga totalmente automatizado.

4.4.4.1.1.3 CONTROL AUTOMÁTICO DE FRECUENCIA Y DE POTENCIA DE INTERCAMBIO CON DESPACHO ECONOMICO DE CARGA SEMIAUTOMATICO

En la figura 4.11, se muestra un diagrama funcional de un sistema de control para la regulación de área, que tiene por objeto ajustar automáticamente la generación a la demanda en el área y mantener el valor prefijado de la potencia en las líneas de interconexión con otras áreas. La repartición de la generación entre las distintas unidades se hace de acuerdo con programas precalculados, tomando en cuenta tanto los factores de tipo económico como las restricciones de operación que puedan obligar, en algunos casos, a no realizar el óptimo económico.

La generación total requerida se obtiene sumando la generación existente y el error de área. El control automático debe reducir el error de área a cero, para lo cual se envían impulsos para subir o bajar la generación a las distintas unidades. Mediante una comparación de la

plantas generadoras correspondientes, para actuar sobre el dispositivo de reajuste del regulador de velocidad y aumentar o disminuir la generación.

El efecto de las pérdidas de transmisión sobre el despacho económico puede tomarse en cuenta calculando el factor de penalización de cada planta y modificando el valor de λ como se indicó anteriormente.

En los sistemas de control antes descritos, se asignan los incrementos de generación a las distintas unidades de manera que se logre al mismo tiempo reducir a cero el error de área y distribuir en la forma más económica la generación entre las distintas unidades. Sin embargo la velocidad con que ciertas unidades pueden variar su generación puede no ser suficientemente elevada para reducir a cero el error de área con suficiente rapidez o para mantener este error dentro de límites aceptables. En estos casos puede existir superpuesto al control integral descrito, un control proporcional al error de área, que hace una asignación inicial de la generación que reduzca rápidamente a cero el error de área y después redistribuye la carga de la forma más económica.

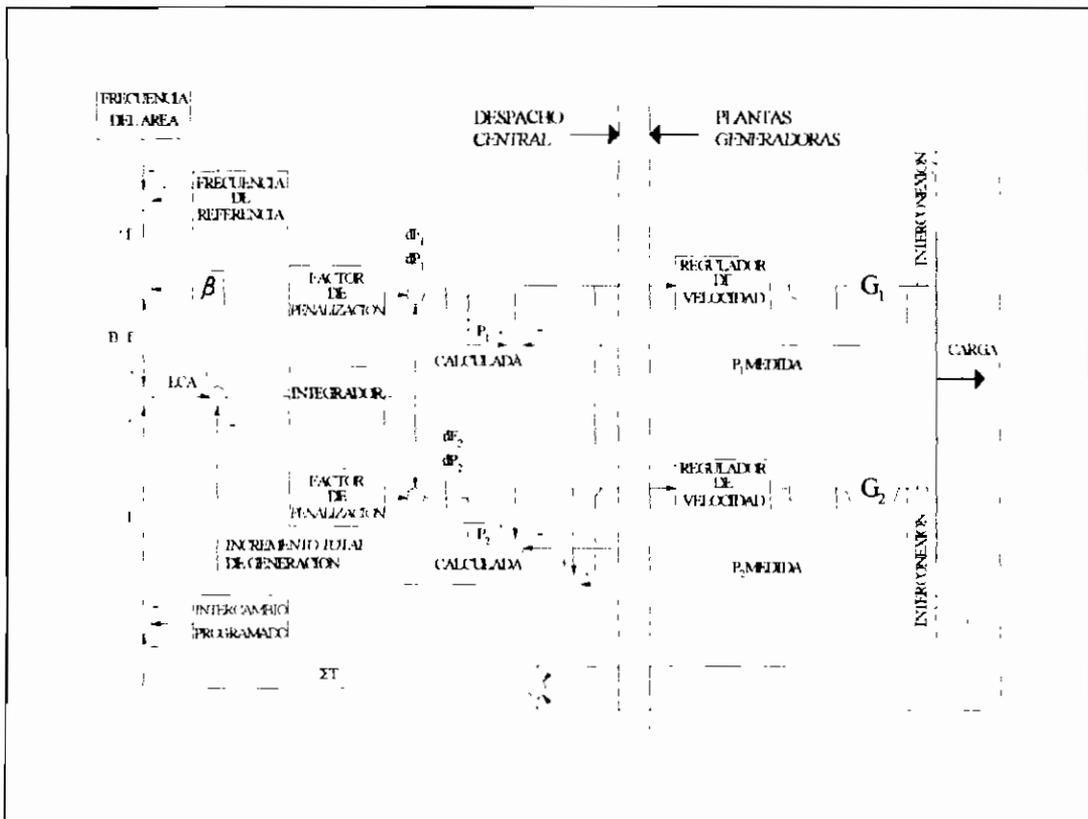


Figura No 4.12 Control Automático de Generación con despacho económico de carga automática. [4]

4.4.4.2 CONTROL DIGITAL [11, 33]

Al referirse al control digital aplicado al CAG, se busca determinar los algoritmos utilizados en un computador digital (localizado en un centro de control base) como controlador del sistema y el tratamiento de señales de este tipo para su aplicación en los distintos elementos y dispositivos del sistema CAG.

Como se había mencionado en una estructura generalizada de un CAG, las funciones: ECA, CDC y ECU, constituyen los algoritmos seguidos para conseguir un CAG.

En la figura 4.13 se muestra una estructura generalizada del CAG y de sus subfunciones constitutivas.

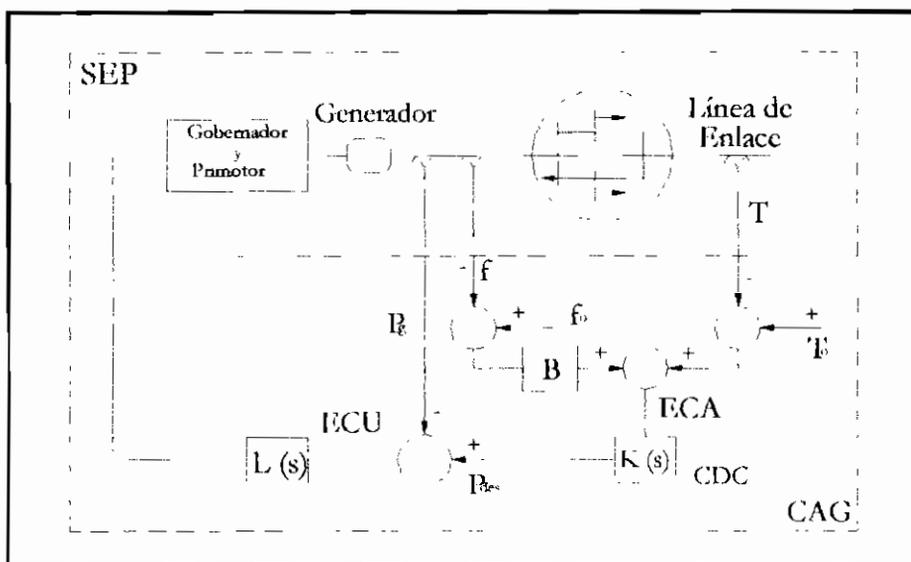


Figura No 4.13 Estructura del CAG

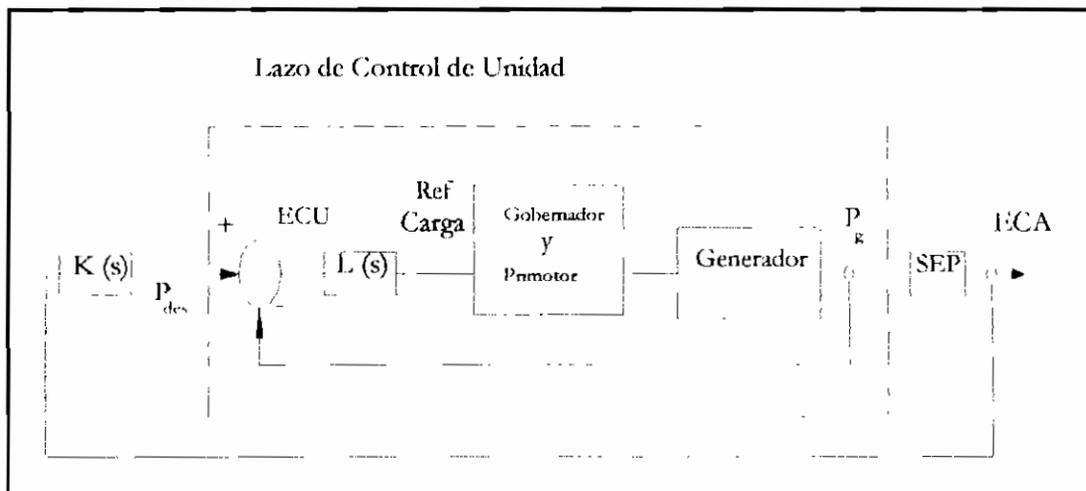


Figura No 4.14 Lazos de control del CAG

$K(s)$, representa la función que realiza el Control de Distribución de Carga (CDC).

4.4.4.2.1 IMPLEMENTACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION DIGITAL

Para la implementación de un esquema de CAG, se debe considerar las funciones básicas antes mencionadas, el objetivo general de todo el proceso que van a seguir las señales generadas en el sistema es la de incrementar o decrementar la generación de potencia activa en las máquinas, para lo que será necesario un sistema de lazo cerrado en donde las acciones de control son determinadas en *computadoras digitales* y enviadas a los distintos órganos actuadores en las centrales de generación, dada la naturaleza de las señales generadas se debe utilizar una telemetría digital y el procesamiento de datos de las mismas características, así se puede esquematizar un sistema de CAG digital.

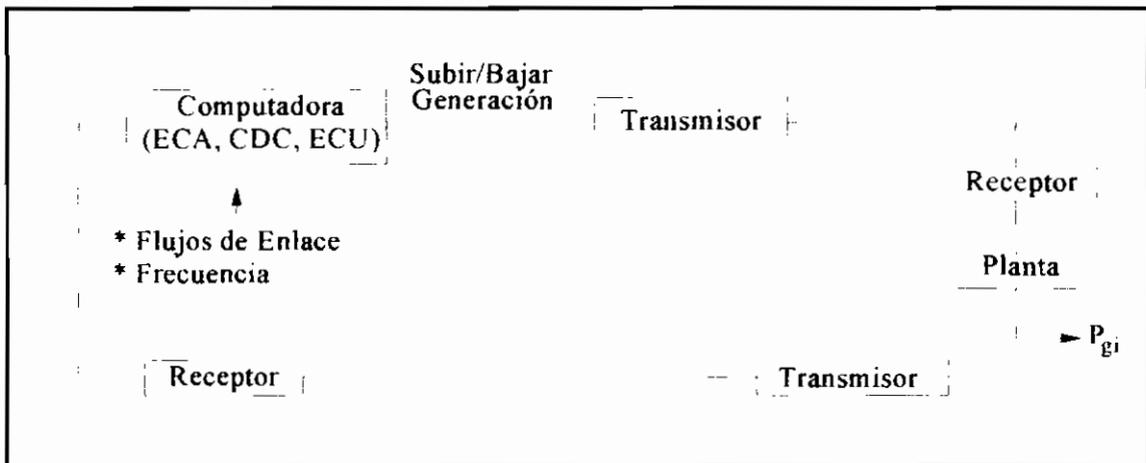


Figura No 4.15 Esquema de procesamiento de señales

En la figura 4.15 se puede observar el sistema antes mencionado con su órgano controlador, planta, retroalimentación y subsistemas que permiten la realización de comunicaciones para su ejecución.

4.4.4.2.1.1 CALCULO Y PROCESAMIENTO DEL ECA

Es de suma importancia el procesamiento del ECA debido a que de este dependerá minimizar acciones de control indeseables, eliminación de señales componentes del ECA,

así mismo el objetivo de reducir la integral ECA se convierte en una de las funciones a ejecutarse en este proceso.

A continuación se presentan tres esquemas típicos que son utilizados para el procesamiento del ECA.

En el primer esquema propuesto se puede observar un procesamiento basado en un filtrado no lineal del ECA. Primeramente se considera la suma del ECA de instantes anteriores, muestreados cada t segundos y se agrega al valor actual ECA_N , siendo ponderada dicha suma por una constante K_3 . El valor acumulado se conoce como A_N .

Si la magnitud del ECA_N rebasa un valor límite K_2 se envía el valor del ECA como señal de control. En caso contrario se pregunta si el valor acumulado A_N es menor que un valor límite K_1 . Si se cumple lo anterior, no se envía acción de control alguna, ya que el valor del A_N no es apreciable. Si es falso, se verifica si el ECA tiende a aumentar (de igual signo que la suma de valores anteriores) o a disminuir.

Sólo si tiende a aumentar se envía el ECA multiplicado por una ganancia.

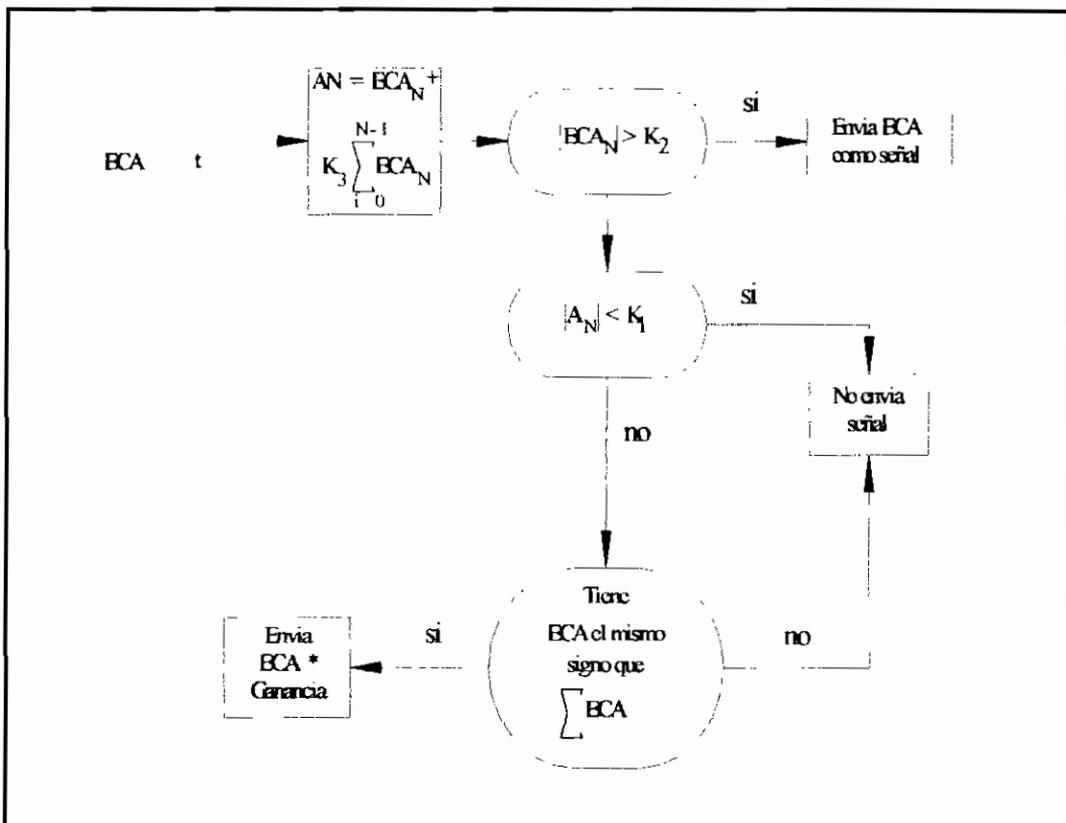


Figura No 4.16 Algoritmo de procesamiento no lineal del ECA.

Una ventaja importante de este tipo de procedimiento es que contribuye a disminuir la integral del ECA sin usar control integral y por lo tanto sin hacer más oscilatoria la respuesta del CAG. Además, añade una acción de control proporcional dentro del procesamiento del ECA. Sin embargo, requiere de la sintonización de varios parámetros (K_3 , K_2 , K_1), lo que de no hacerse en forma cuidadosa puede dificultar la implantación de este esquema de procesamiento.

En el segundo esquema se muestra otro procesamiento del ECA, el mismo que se basa en una combinación de filtrado lineal y no lineal con control integral. Como señales de entrada para el cálculo del ECA se pueden utilizar los valores muestreados de las desviaciones de la frecuencia y del flujo de potencia o bien la suma de los valores muestreados más la integral de las desviaciones, como se observa en la figura 4.16.

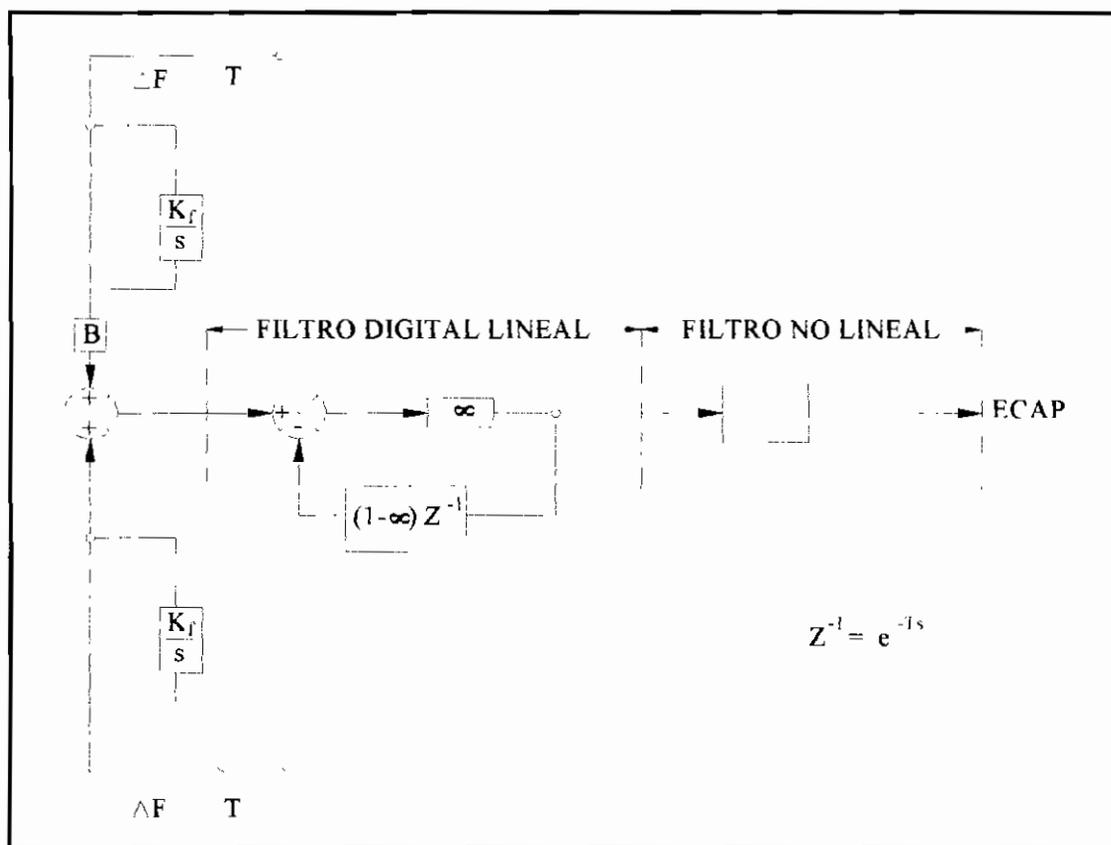


Figura No 4.17 Esquema de procesamiento del ECA

El uso de los valores integrados de Δf y ΔT proporciona una acción de control integral en el cálculo del ECA que contribuye a minimizar el error en tiempo y el intercambio

inadvertido con otras áreas. Puede agregarse al cálculo del ECA en forma automática siguiendo algún criterio de control o bien a criterio del operador del sistema.

El valor calculado del ECA se procesa a través de un filtro digital que cumple la función principal de eliminar las componentes de alta frecuencia que no puedan ser seguidas en forma efectiva por el CAG, considerando la respuesta de los primotores y sus controladores. Finalmente, el ECA pasa por un filtro no lineal, del tipo de banda muerta ajustable, que algunos autores llaman filtro de regulación cuyo objetivo es minimizar las acciones de control, nulificando al ECA cuando su magnitud es pequeña y no rebasa los límites de la banda muerta.

Analizando este esquema de procesamiento se encuentra que el principal atractivo es su simplicidad y facilidad de sintonización, ya que conociendo la respuesta de lazo cerrado del CAG es posible detectar el espectro de frecuencias que debe dejar pasar el filtro, quedando como único problema el ajuste de la banda muerta.

No obstante, el uso de una estrategia de control integral para corregir el error en tiempo y el intercambio inadvertido, combinado con el efecto de integración implícito en el filtro digital puede causar atrasos en la respuesta del control y por lo tanto oscilaciones que podrían afectar la estabilidad del sistema.

Tercer esquema

Se considera la siguiente alternativa para procesar el ECA, cuyo esquema se muestra en la figura 4.18 cuya ecuación es la siguiente:

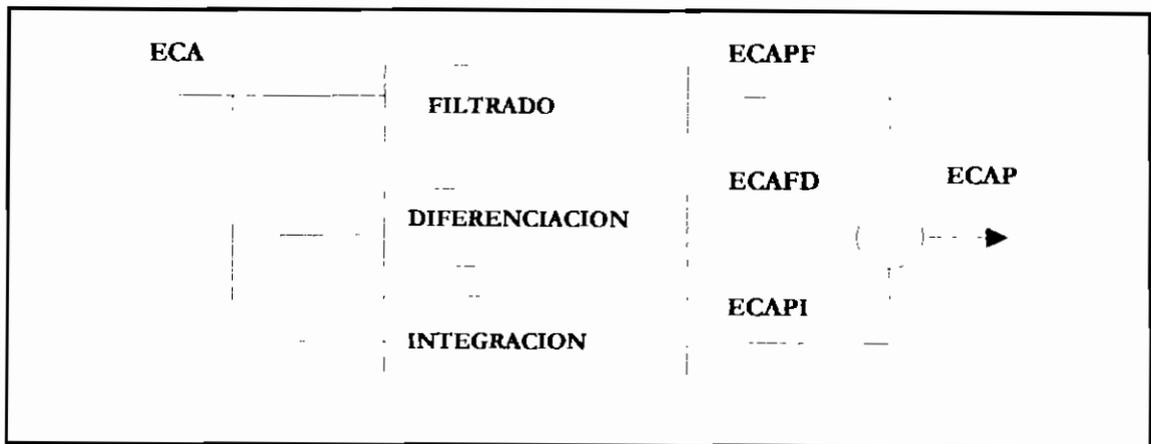


Figura No 4.18 Esquema para procesamiento del ECA

$$(4-63) \quad ECAP = ECAPF + ECAPD + ECAP I$$

donde:

ECAPF = Término de filtrado cuya función es minimizar los efectos de ruido y errores de medición.

ECAPD = Término diferencial cuya función es dar al ECA procesado una capacidad de predicción.

ECAP I = Término integral cuya función es reducir al cero el ECA.

Cada uno de los términos descritos anteriormente se representan mediante las siguientes ecuaciones:

$$(4-64) \quad ECAPF = \frac{\sum_{k=1}^{10} ECA(t-kT) \cdot CA(k)}{\sum_{k=1}^{10} CA(k)}$$

donde:

T = Período de muestreo

CA = Constantes de ponderación para cada uno de los 10 valores anteriores del ECA.

$$(4-65) \quad ECAPD = \frac{\sum_{k=1}^{n-1} [ECA(t-kT) - ECA(t-(k+1)T)] \cdot CP(k)}{\sum_{k=1}^n CP(k)}$$

donde:

n = Número de valores del ECA anteriores que se consideran, dependiendo del tiempo de muestreo.

CP = Constante de ponderación para cada predicción de ECA considerada.

$$(4-66) \quad ECAP I = (Ganancia) \cdot \left(\sum_{k=1}^m ECA(t-kT) \right)$$

donde:

$$(4-67) \quad Ganancia = \frac{\sum_{k=1}^m ECA(t-kT)}{FACTOR}$$

m = Número de valores anteriores del ECA

FACTOR = Constante para restringir el valor máximo de la ganancia.

Luego de un estudio realizado del esquema de procesamiento del ECA, se concluye que el ECAP es muy sensible al ECAP', lo que requiere de un ajuste cuidadoso de las constantes CA. El término diferencial no parece ser por el contrario muy efectivo, principalmente cuando la señal de entrada es ruidosa. El término integral ECAP' debe ser ajustado cuidadosamente en la ganancia, ya que para valores altos el sistema puede ser inestable. Además, manipulando adecuadamente la variable FACTOR se puede controlar el número de cruces por cero del ECA en el tiempo.

4.4.4.2.1.2 CONTROL DE DISTRIBUCION DE CARGA DIGITAL

Luego de que la señal ECA es procesada, se envía a la subfunción o etapa de control de distribución de carga que tiene como objetivo calcular los cambios necesarios en potencia para corregir el ECA, este proceso se consigue cuando se ha determinado la potencia deseada que se remite a los controles de cada unidad generadora, esta potencia es calculada en base a la siguiente ecuación:

$$(4-68) \quad P_{des} = P_M + \sum (P_{gi} - P_{hi}) \cdot K_{Li} + (K_{Ei} + K_{Ri}) \cdot ECA$$

donde:

P_g Potencias generadas por las unidades participantes del área.

P_h Potencias programadas de las unidades.

K_{Li} Factor de participación del generador i

K_{Ri} Factor de regulación de la unidad i

El factor K_{Ei} se obtiene de un despacho económico mediante la linealización de las curvas de costo de producción.

La sumatoria de los K_{Ei} de todas las máquinas participantes es igual a la unidad, de tal forma que el aporte de variación de potencia asignada a cada máquina corresponda a una ponderación determinada por este factor.

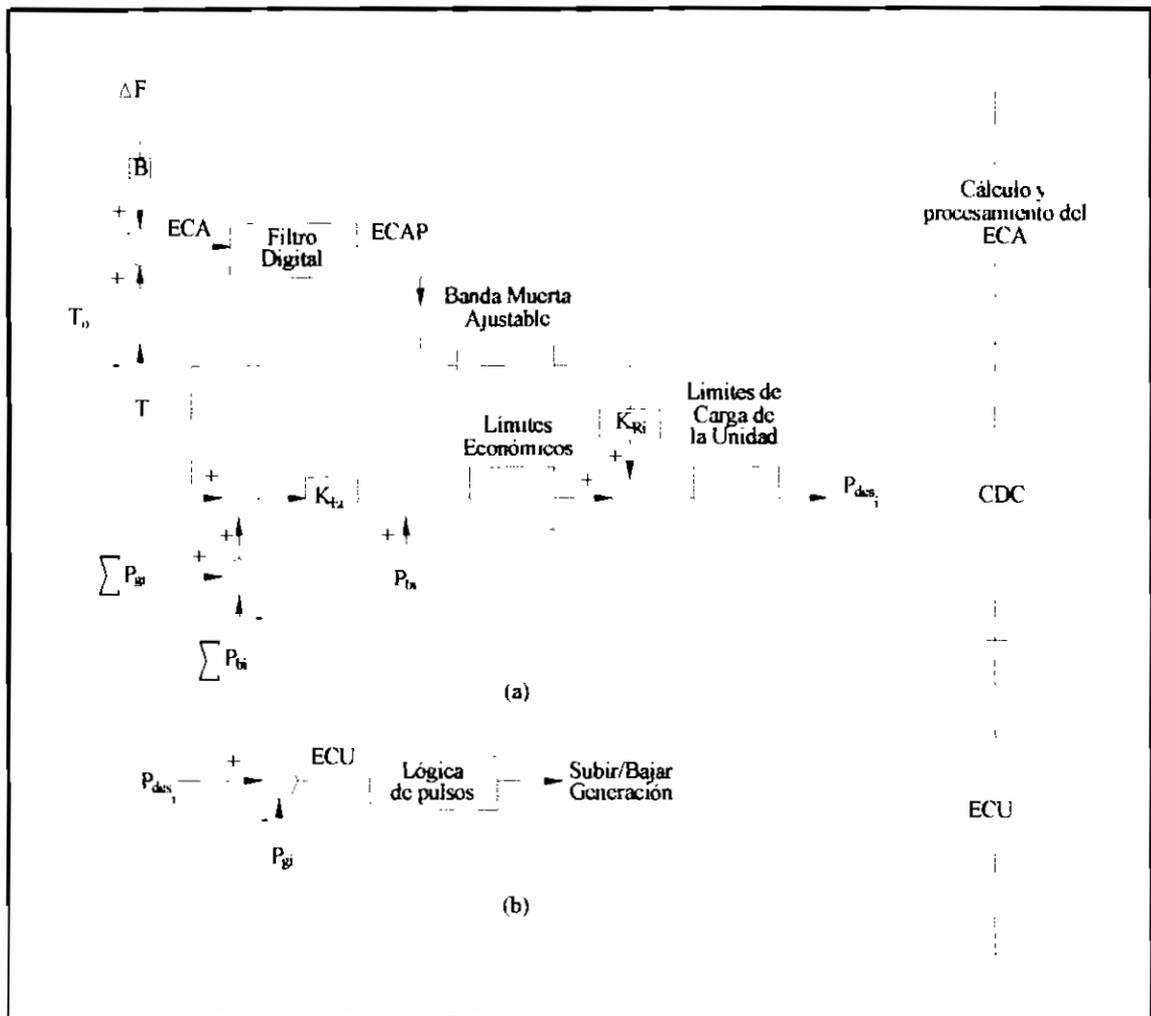


Figura No 4.19 Subfunciones del CAG digital. [33]

El factor K_{Ri} , tiene por objetivo aumentar la ganancia de la función CDC a un valor mayor que la unidad para conseguir así una corrección más rápida y eficiente del ECA, entonces estos factores incidirán de manera adecuada considerando el tipo de unidad para las cuales han sido determinadas, es decir, tendrán una mayor o menor ponderación de acuerdo a las características físicas de la unidad como son: capacidad de generación, velocidad de respuesta, tipo de generación, etc. Se puede definir valores de K_{Ri} con la finalidad de utilizarlos en diferentes rangos de valores dependiendo de la magnitud de ECA.

En un esquema sencillo como el mostrado en la figura 4.19, se puede verificar la trayectoria de la señal del ECA para producir la potencia deseada al salir de esta subfunción CDC.

La entrada procesada (filtro digital) de ECA puede pasar además a través de una banda muerta ajustable conocida como banda de asistencia o regulación y multiplicada por el

factor K_{Ri} , con esto se obtendría la regulación del ECA cuando éste exceda el rango fijado por la banda de regulación.

La señal filtrada del ECA para atravesar y considerar el despacho económico como se muestra en la figura debe ser multiplicada por una constante de participación en este K_{Ei} .

4.4.4.2.1.3 CONTROL DIGITAL DE UNIDAD

Al ser determinado ECU mediante la diferencia entre potencia descada y potencia generada de la unidad, este valor se procesa a través de lógicas de control cuyas salidas son pulsos para subir o bajar generación los cuales son enviados a cada una de las centrales mediante telemetría digital.

El tipo de pulsos utilizados pueden ser de duración fija o duración variable y a su vez pulsos cortos y largos, como es lógico su duración será proporcional al cambio de potencia solicitada, en base a la figura 4.20 se puede dar un ejemplo de la lógica de control utilizada.

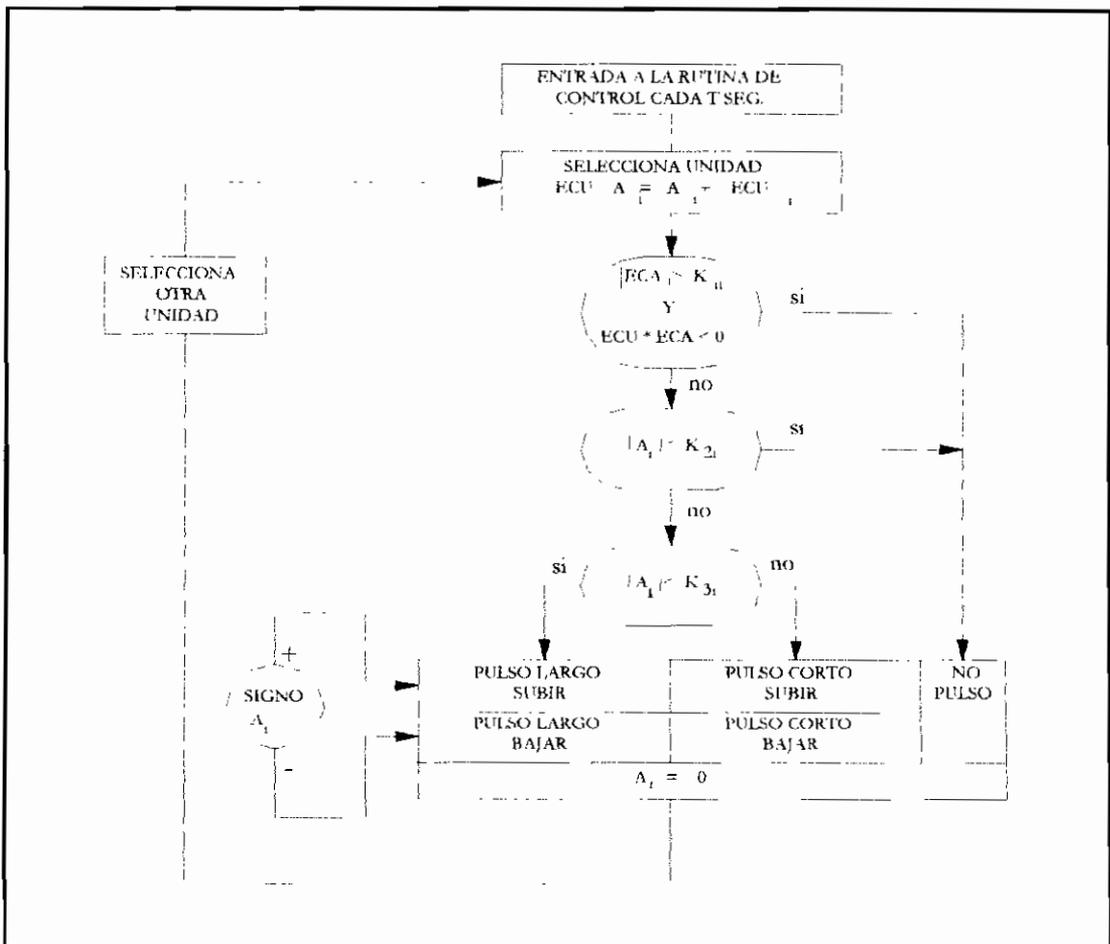


Figura No 4.20 Lógica de control de unidad. [33]

En la figura 4.20 se puede observar la integración del ECU en base a un acumulador A_i designado para cada unidad. Posteriormente se chequea que la magnitud del ECA sea mayor que la constante K_{2i} , que representa un valor límite, a su vez se verifica que el signo del ECU sea diferente al signo del ECA mediante la multiplicación de sus valores, se abren así dos alternativas: las de cumplimiento, la que determina un modo denominado permisivo y que desemboca en la no ejecución de pulsos, en caso contrario el valor acumulado A_i (valor absoluto) es comparado con una constante K_{2i} en un modo denominado comando; si es que este valor acumulado es menor que K_{2i} se envía a que no se ejecute pulso alguno.

En caso contrario se envía este valor a otra comparación (con la constante K_{3i}), la que decide si el pulso a ejecutarse es grande o corto. Como se verifica la constante K_{2i} determina un filtro para ruido por la banda muerta que su valor determina.

La identificación de ir en incremento o decremento de la generación descada está determinada por el signo del valor acumulado.

Es importante notar que para cualquier acción de control designada en este proceso se deba restablecer el error integrado A_i a un valor nulo.

Se ha mencionado dos modos de operación en esta subfunción que son: el modo comando y el modo permisivo. En el modo de comando se envía pulsos para bajar o subir generación, independientes del valor de ECA; en el modo permisivo solo se puede enviar pulsos cuando el signo de ECU es el mismo del ECA. La ventaja de estos modos de operación determinan la disminución de control en las unidades y evita que el ECA sea mayor. Para evitar el traslape entre estos dos modos de operación, se hace que el control de unidad opere en modo comando cuando el ECA sea pequeño y no exceda un límite crítico considerado en la constante K_{1i} .

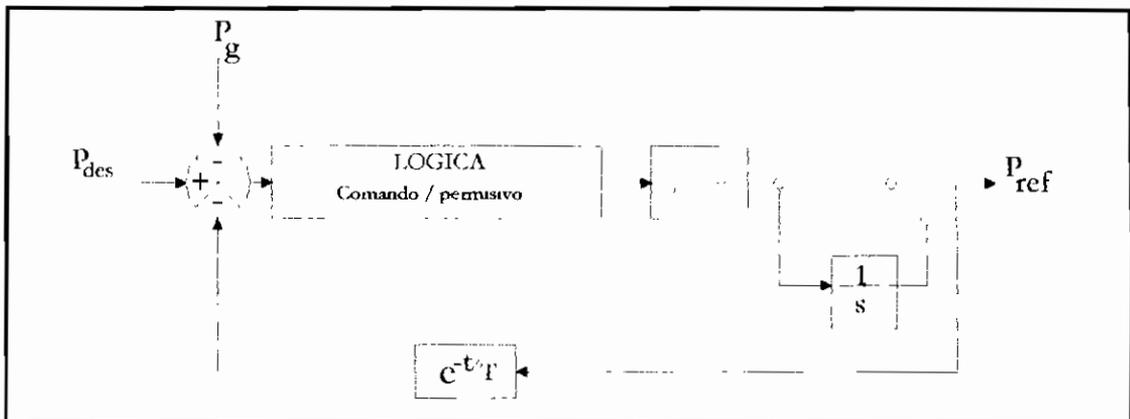


Figura No 4.21 Control modo permisivo y comando de una unidad. [11]

Cuando el control solicita un cambio de generación enviando pulsos puede darse el caso de la acumulación de éstos, si la respuesta de la planta generadora es lenta. Para evitar este problema se puede retroalimentar negativamente para que se considere en esta retroalimentación el retardo de cambio de generación.

Mediante el gráfico 4.21 se puede esquematizar la lógica para decidir el modo de operación (permisivo o comando).

Si el ECU cae dentro de la banda muerta, este es integrado hasta que alcance un valor y así ser enviado como una acción de control; si el ECU es mayor que la banda muerta, la acción de control tomada se envía en forma directa.

4.4.4.2.1.4 SUBSISTEMAS DEL CAG

En primera instancia se han mencionado las subfunciones constituyentes del Control Automático de Generación, las funciones antes mencionadas pueden determinar resumidamente los subsistemas que integran el CAG, pudiendo tener así dos subsistemas con funciones básicas dadas por:

- Control de distribución de carga (CDC)
- Control de unidad.(CU)

Las funciones del CDC abarcan el cálculo del error de área ECA, filtrado lineal del ECA, filtrado no lineal del ECA y cálculo de cambio de generación, funciones representadas en la siguiente figura 4.22.

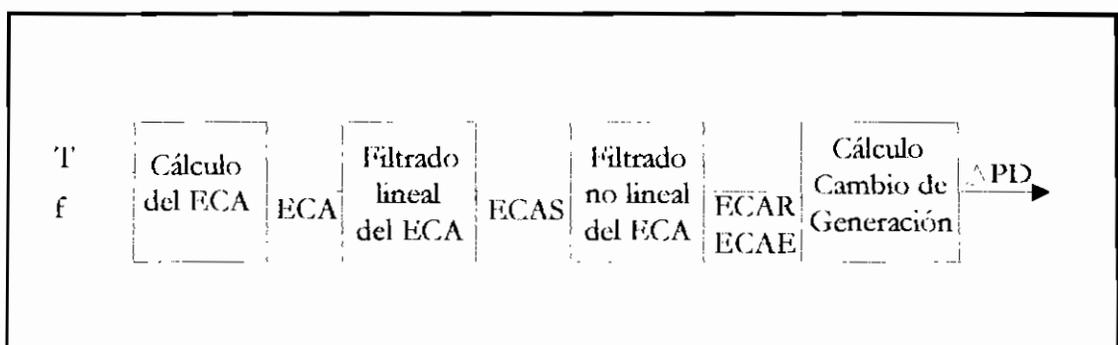


Figura No 4.22 Control de distribución de carga. [11]

El cálculo del ECA se basa en el modo de operación seleccionado para el CAC, pudiendo ser estos: control de frecuencia constante, control de intercambio neto constante, control de intercambio neto y frecuencia.

El objetivo de la función de filtrado lineal del ECA es eliminar la señal de componentes de alta frecuencia que no pueden ser seguidas en forma efectiva por el CAC debido al tiempo de respuesta de las unidades generadoras y sus controles. Una función de filtro digital puede estar dada por ejemplo por la siguiente ecuación.

$$(4 - 69) \quad ECAS(t) = \alpha ECA(t) + (1 - \alpha) ECAS(t - \tau)$$

Donde:

$ECAS(t)$ = ECA filtrado actual

$ECA(t)$ = ECA actual

$ECAS(t-\tau)$ = ECA filtrado en el muestreo anterior

α = Constante de alizamiento

τ = Intervalo de muestreo.

Cuando la constante de alizamiento tiene valores cercanos a la unidad, el valor obtenido del ECA filtrado actual se convierte en el valor del ECA actual y mientras menor sea este factor, la banda en que se encontrarán sus valores será más angosta que cuando α se acerque a la unidad.

A continuación se hace una descripción del filtrado no lineal, el cual tiene como objeto la minimización de acciones de control del CAG en las unidades, utilizando un filtro de banda muerta.

Este filtro de banda muerta puede ser representado por la figura 4.23.

En la figura 4.23 se puede encontrar dos ejes rectangulares, los mismos que expresan el ECA y las diferentes bandas respectivamente. Las bandas mencionadas anteriormente son: banda muerta, banda de regulación y banda de asistencia, corresponden a estas bandas determinados Errores de Control de Areas.

Si el error de control de área filtrado ($ECAS$) corresponde o se encuentra en la banda de 0regulación, el valor del nuevo ECA se calcula así:

$$(4-70) \quad ECAR = K_R \cdot (ECAS - BMRECA)$$

Donde:

ECAR = Error de control de área por regulación

BMRECA = Banda muerta de regulación del ECA

K_R = Ganancia de regulación

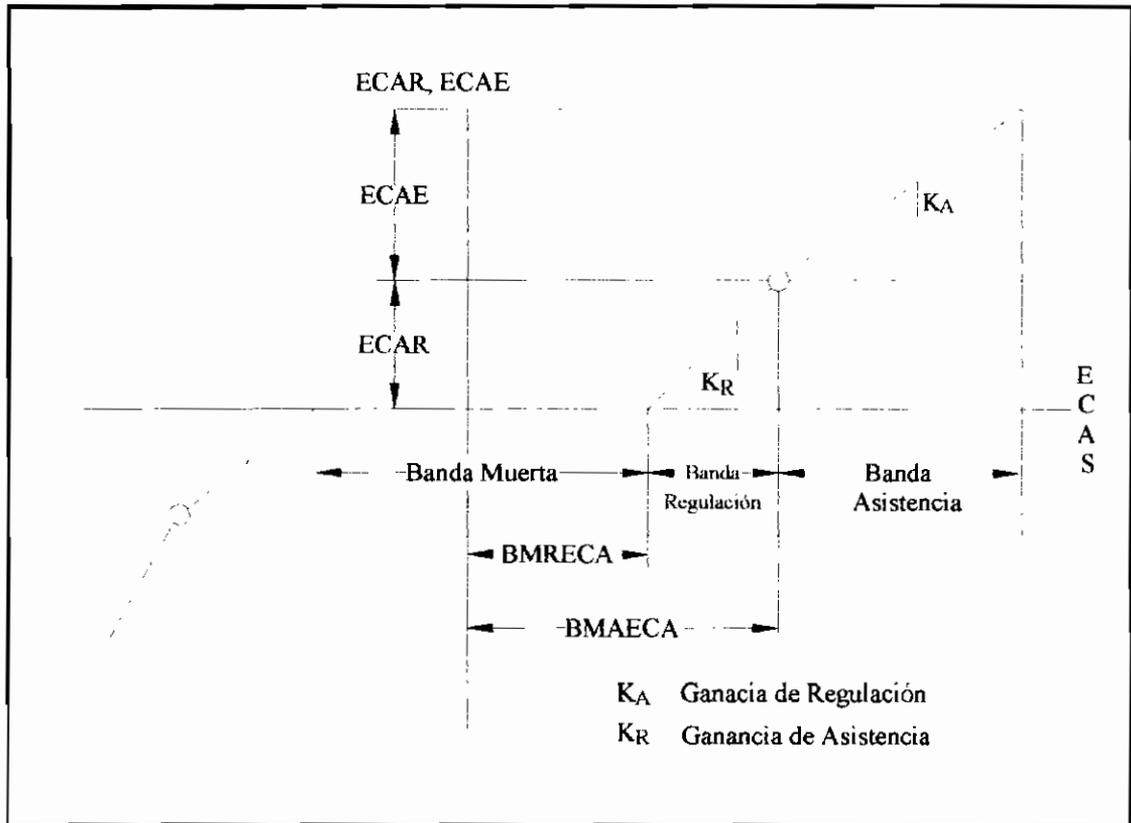


Figura No 4.23 Características de filtrado no lineal. [11]

En el caso que el ECAS, se encuentre en la banda de asistencia, su nuevo valor de ECA se debe calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$(4-71) \quad ECAE = K_A \cdot (ECAS - BMAECA)$$

Donde:

ECAE = Error de control de área en asistencia

K_A = Ganancia en asistencia

Las constantes K_R y K_A representan diferentes ganancias en su respectiva región.

Como última acción en esta función básica (CDC), está el cálculo de generación requerido por cada unidad, este tiene por objeto minimizar el ECA y se define matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$(4-72) \quad \Delta PD_i = -ECAR \cdot FRN_i - ECAE \cdot FAN_i$$

Donde:

ΔPD_i = Cambio deseado en la potencia que debe generar la unidad i .

FRN_i = Factor de regulación normalizado para la unidad i .

FAN_i = Factor de asistencia normalizado para la unidad i .

La suma de todos los FRN_i , así como el sumatorio del FAN_i de las unidades participantes es igual a la unidad:

$$(4-73) \quad (\sum FRN_i = 1, \sum FAN_i = 1) \quad i = 1, \dots, m,$$

En la operación del CAG, los factores FRN_i y FAN_i pueden ser actualizados en tiempo real. El factor FRN_i se evalúa en función del costo de producción de la unidad, si esta se encuentran en un modo de operación económico, o bien en función de la capacidad de regulación para reducir el ECA únicamente.

El factor FAN_i se evalúa según la capacidad de la unidad para reducir el ECA y se calcula independientemente del FRN_i .

4.4.4.2.1.5 CONTROL DE UNIDAD

Dentro de esta etapa, las funciones de este control son:

- a) Cálculo de error de control de la unidad (ECU).
- b) Filtrado no lineal; y,
- c) Cálculo de la referencia de generación.

El ECU de cada unidad está dado por:

$$(4-74) \quad ECU_i = \Delta PD_i$$

Donde:

i = Número de unidad bajo control.

El filtrado no lineal, se basa en los siguientes criterios: cuando el (ECU) actual no excede una banda muerta BMECU se suma al valor acumulado anterior y se compara con la banda muerta del error acumulado (BMECUA). Si se excede esta banda se envía una acción de control (cambio de referencia de generación) y la variable que contiene el error acumulado se inicializa en cero. Este criterio da una función de control de tipo integral al filtrado no lineal.

Para valores del ECU fuera de la banda del BMECU, se envía una acción de control en forma inmediata, esto da la ventaja de tener una acción de control en función de la magnitud del error que lo hace superior a un algoritmo de control puramente integral.

En la figura 4.24 se representa un diagrama de flujos en el que se puede entender el proceso antes indicado.

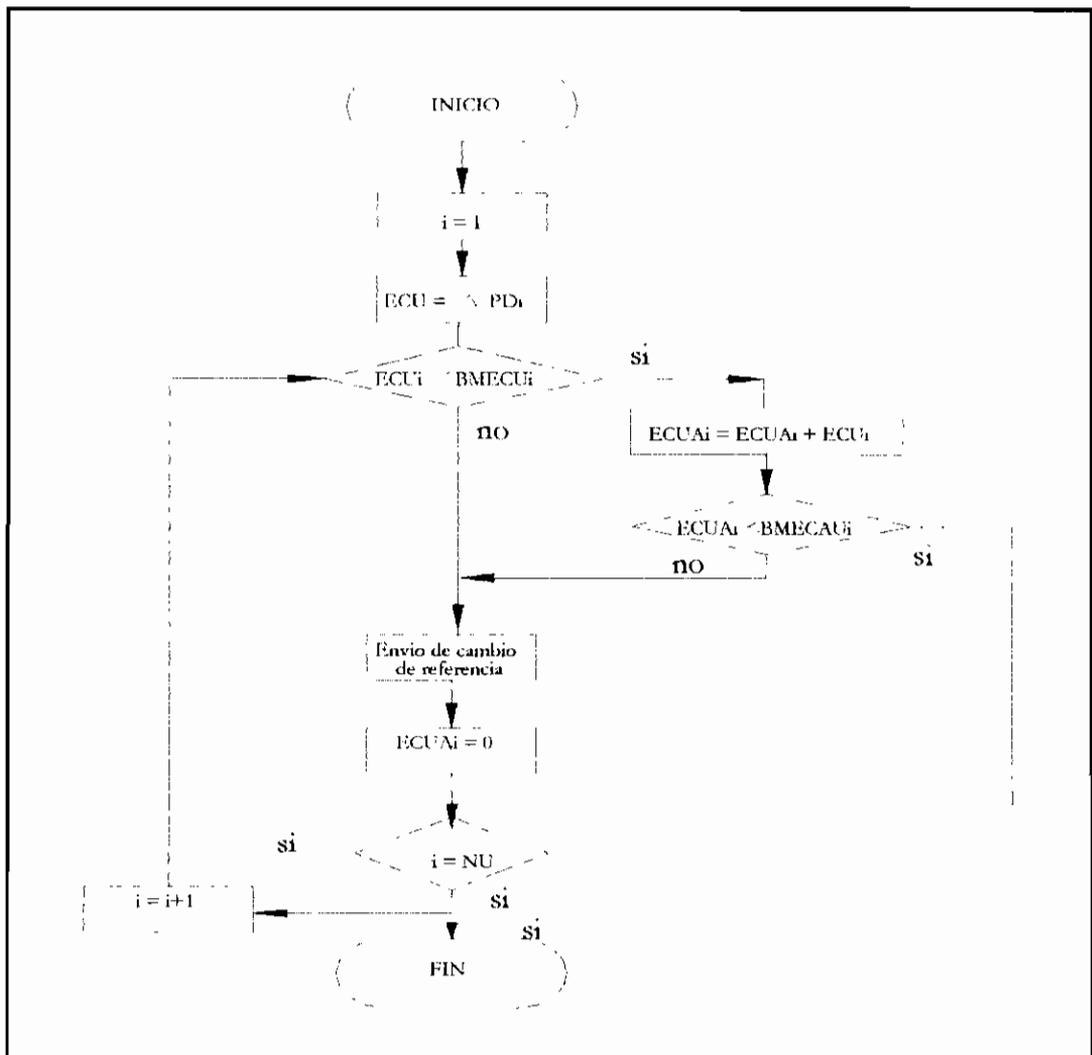


Figura No 4.24 Filtrado no lineal del ECU. [33]

Por otra parte el cálculo de la referencia de generación, se relaciona con la resultante del filtrado no lineal del ECU y determina un cambio en la generación en una unidad; esta señal dependerá del tipo de gobernador en la unidad en cuestión, así estos pueden recibir señales de pulsos de duración variable, pulsos de duración fija y un punto de referencia de generación fija.

En el caso de utilizar pulsos de duración variable, la duración puede ser calcula en base a la siguiente fórmula:

$$(4 - 75) \quad TP_i = \frac{ECU_i}{10 GC_i}$$

Donde:

TP = Tiempo de duración de pulso variable (segundos)

ECU = Error de control de unidad (Mw)

GC = Ganancia del controlador de la unidad (Mw/0.1 seg)

GC se puede definir como el cambio en la generación en Megavatios de unidad ante un pulso de una duración de decima de segundo.

Los pulsos enviados a la unidad son integrados mediante un dispositivo electrónico o un motor de pulsos con la finalidad de producir una señal tipo rampa que mueva la referencia de generación de la unidad, la misma que está definida por la ecuación:

$$(4 - 76) \quad \Delta Pref_i = 10 GC_i \Delta t$$

4.4.4.2.1.6 MUESTREO DIGITAL DEL CAG

El muestreo consiste en evaluar la señal analoga cada ciertos valores periódicos de su variable independiente (usualmente el tiempo). Ciertamente aquí se introduce un error puesto que en el proceso se pierden ciertos detalles o valores de la señal. Generalmente las muestras se toman en forma igualmente espaciada a lo largo de esta variable independiente. Una regla utilizada para determinar un muestreo adecuado que equilibre costos y bondades (limitaciones físicas en tiempos de conversión y procesamiento de las señales) es la siguiente: $f_{muestreo} > 2f_{señal}$

La violación de este límite provoca en la señal digitalizada resultante el fenómeno conocido como "Aliasing" o "frequency folding", la cual provoca que señales de alta frecuencia sean

representadas por señales digitalizadas de menor frecuencia y que al ser revertido su proceso se perdería la señal original. Para el caso del muestreo digital utilizado en el CAG, la frecuencia de este debe ser mayor que la frecuencia más alta del espectro de señales muestreadas.

En la bibliografía técnica encontrada se determina que el tiempo adecuado de muestreo necesario para ejecutar el CAG está en el orden de dos a cuatro segundos, o en forma general en el orden de las unidades de segundos. Se deben tener en cuenta ciertos problemas que se podrían presentar al tomar referentes de señales no simultáneas (cuando existe gran número de señales a supervisarse), debido a que el tiempo entre lecturas sea considerable y los cálculos efectuados con estos no tengan sentido alguno. Los errores cometidos en los sistemas de medición o telemetría deben ser disminuidos debido a que al reconstruir las señales los ruidos de alta frecuencia pueden impedir este objetivo en forma efectiva, este problema puede ser solucionado mediante la utilización de filtros analógicos antes del muestreo de la señal, eliminando así ruidos de alta frecuencia.

Para dar más confiabilidad y simultaneidad a las señales tomadas en el muestreo se puede utilizar muestreo de señales en paralelo con un bus de mayor capacidad.

4.4.4.2.1.7 ACTUADOR DE REFERENCIA DE CARGA

Las señales de pulsos obtenidas en la última etapa del control de distribución de carga (potencia deseada), llegan como información a un actuador para convertir estos pulsos en una rampa que determina el incremento o decremento de la generación, este actuador cumple con una función integral y puede ser un motor de pulsos que mueve a un reóstato o dispositivo electrónico.

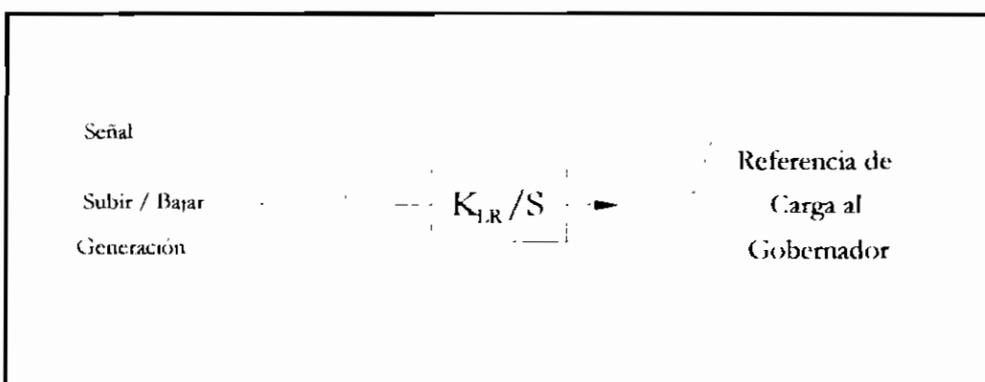


Figura No 4.25 Actuador de referencia de carga. [33]

La función de transferencia que representa a este actuador es $\frac{K_{LR}}{s}$ y su función es expresada gráficamente en la figura 4.25.

La rampa obtenida en esta etapa permitirá a su vez cambiar la velocidad de la unidad, es decir, se puede ejecutar así la regulación secundaria de frecuencia.

4.4.4.3 RESPUESTA DINAMICA DE UNIDADES GENERADORAS TERMICAS

Ante un requerimiento de potencia generada a una unidad es muy importante conocer su tipo de respuesta, la misma que varía de acuerdo a las características propias de la unidad generadora y a la estrategia de control utilizada. La figura 4.26 y 4.27 presentan diagramas esquemáticos para sistemas elementales, considerando unidades térmicas con turbina con y sin recalentamiento y el modelo linealizado correspondiente a estos.

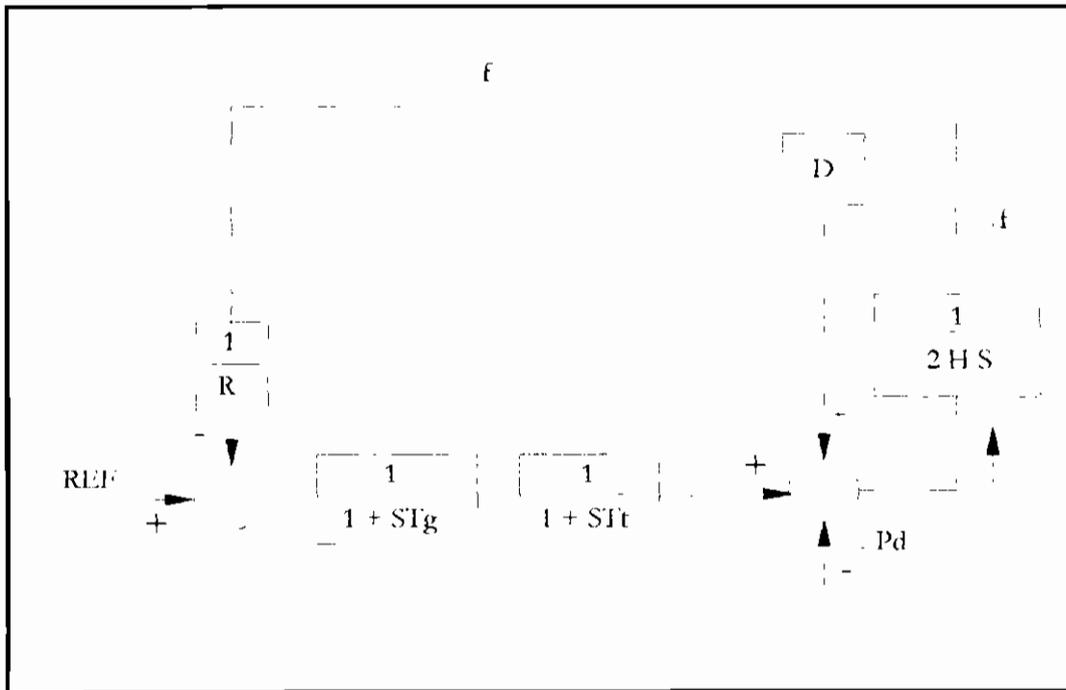


Figura No 4.26 *Sistemas monomaquina generadora a vapor sin recalentamiento.*

Considerando un cambio de carga ΔP_d en el sistema de la figura anterior, las respuestas típicas para los dos tipos de unidades térmicas antes mencionadas se presentan en la figura. Cabe indicar que la presión del vapor alimentado a la turbina se considera constante en ambos modelos, lo que equivale a no considerar la dinámica de la caldera.

Aunque en algunos estudios de control de frecuencia no se considera la dinámica de la caldera dada su lentitud de respuesta comparada con la turbina, en el CAG es importante considerarla dado que afecta al comportamiento del sistema a largo plazo.

En la figura 4.28 se presenta un diagrama esquemático y el modelo esquematizado correspondiente a una caldera tipo tambor.

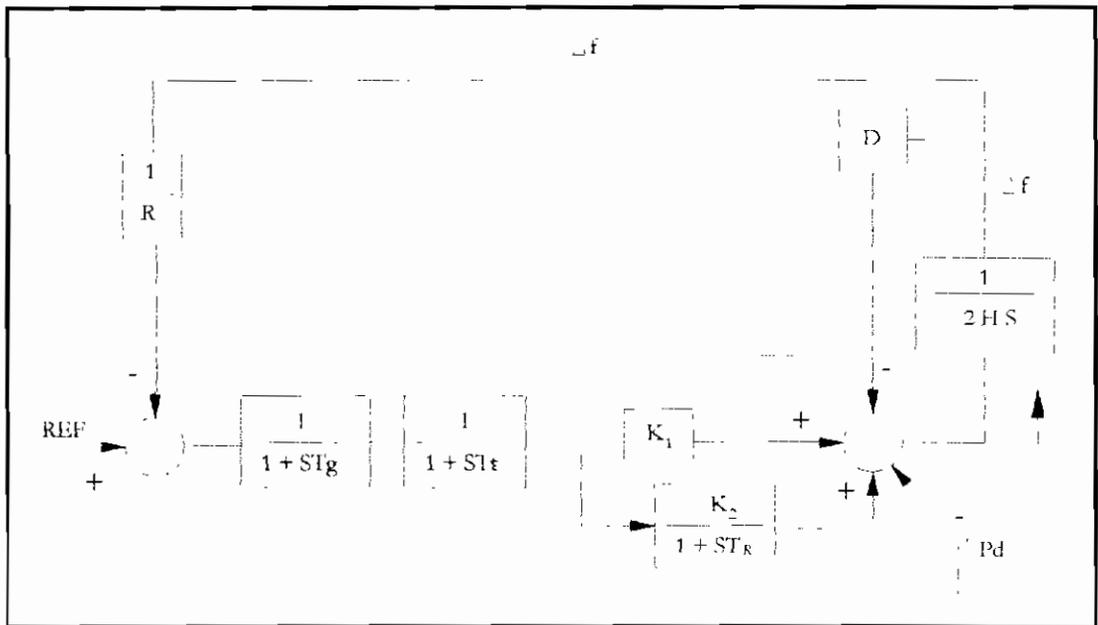


Figura No 4.27 Modelo lineal de una turbina a vapor que no considera al dinámica de la caldera

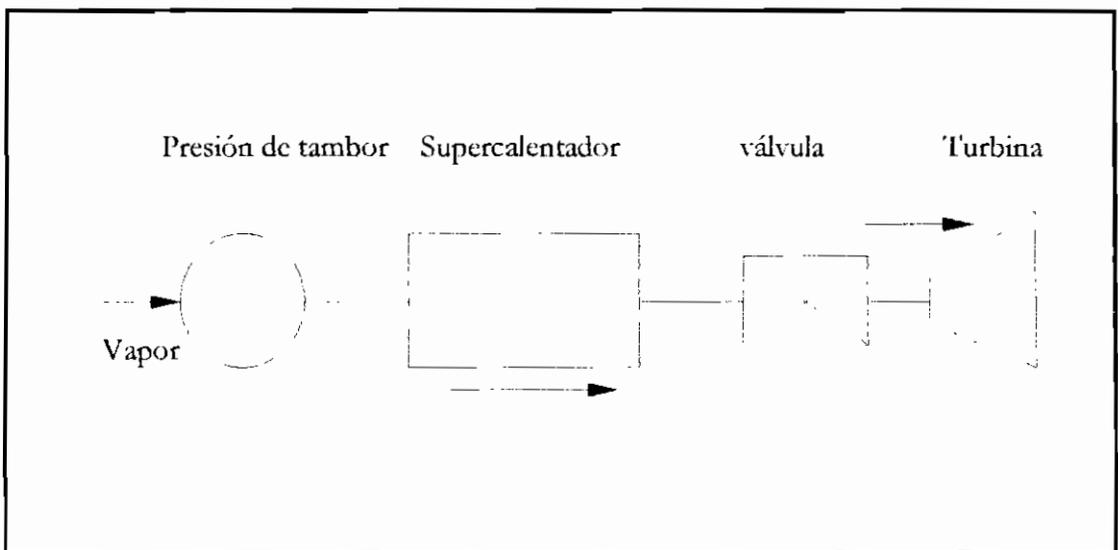


Figura No 4.28 Caldera tipo tambor. [11]

El efecto dinámico de la caldera sobre la presión y flujo de vapor que entra a la turbina ante un cambio en el flujo de vapor hacia la turbina provocado por una apertura de válvula se muestra en la figura 4.29. La caldera se considera operando a carga nominal.

La no linealidad de respuestas de presión y cambio en el flujo de vapor en las unidades de máquinas térmicas permiten observar ciertos aspectos que incidirán en la respuesta de potencia de la máquina.

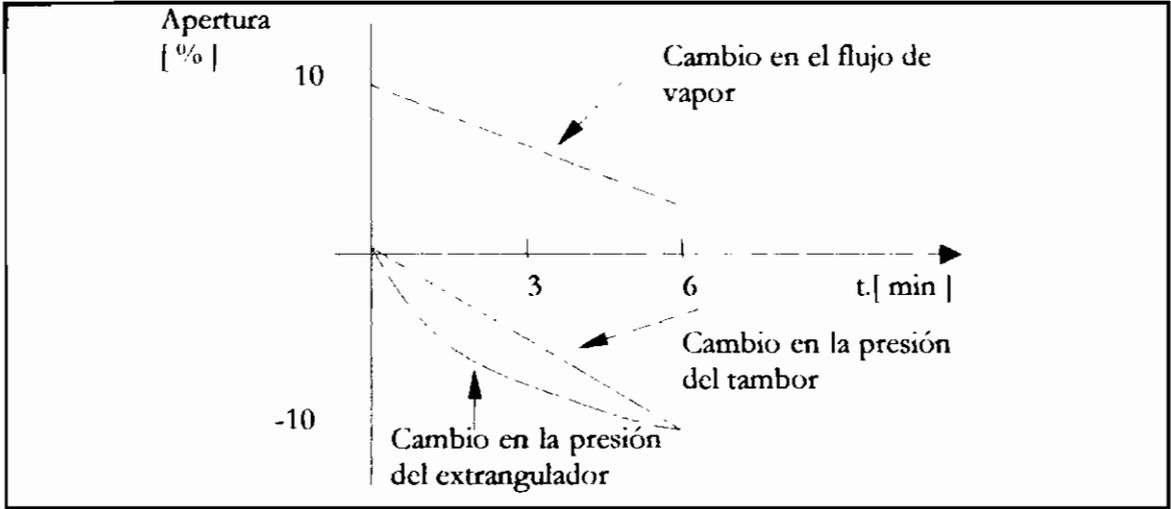


Figura No 4.29 Respuesta dinámica de la caldera para un 10 % de cambio en la válvula de la turbina. Sin cambio en la entrada a la caldera. [11]

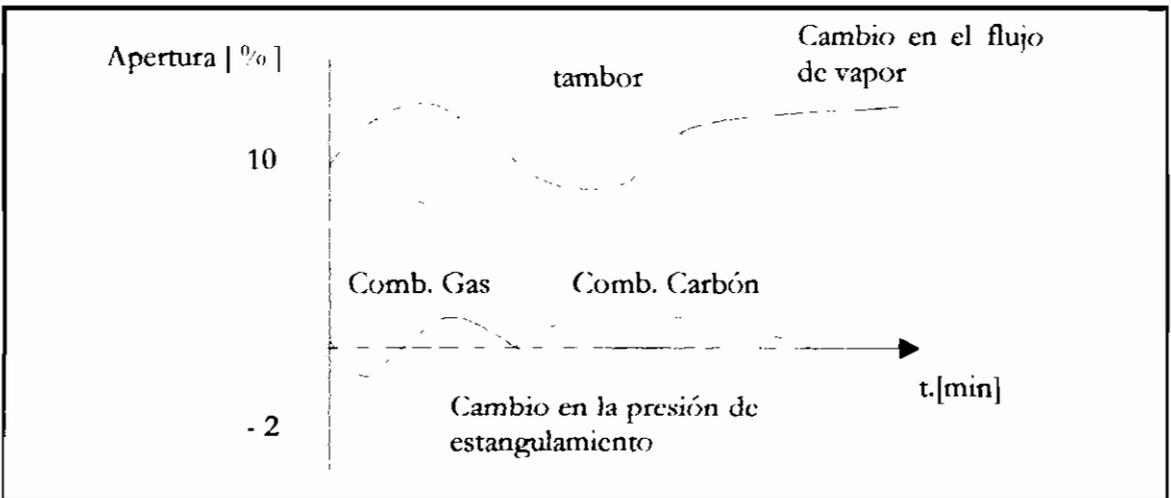


Figura No 4.30 Respuesta dinámica de la caldera para un 10 % de cambio en la válvula de la turbina. Con cambio en la entrada a la caldera. [11]

4.4.4.3.1 ESTRATEGIAS DE EJECUCION DEL CAG EN MAQUINAS TERMICAS

Para unidades térmicas se consideran las siguientes estrategias de control:

- Caldera siguiendo a la turbina; y,
- Turbina siguiendo a la caldera.

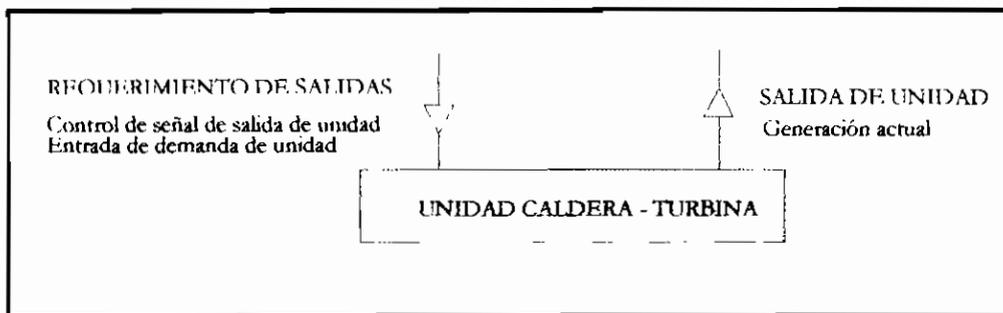


Figura No 4.31 Esquema general de requerimiento y salidas del sistema caldera turbina. [34]

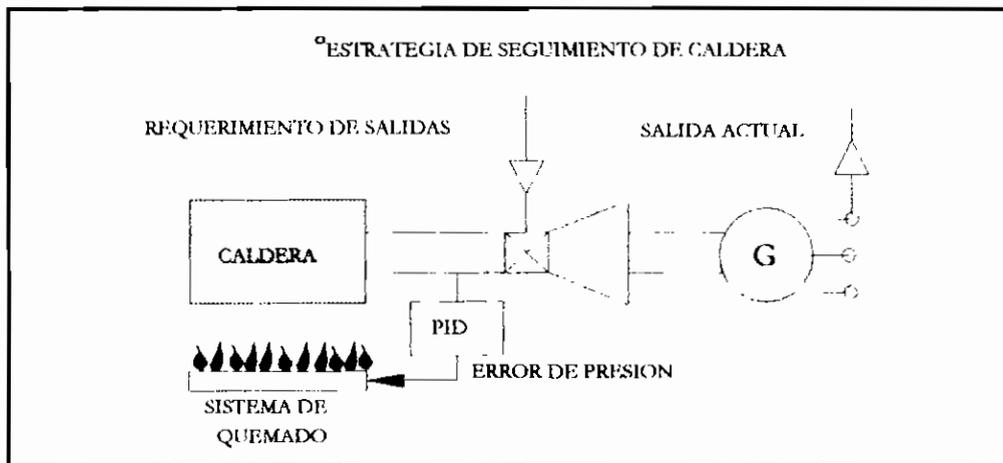


Figura No 4.32 Estrategia de Caldera siguiendo a la Turbina. [34]

En la primera técnica, los cambios de generación se inician operando las válvulas de control de la turbina mientras que los controles de la caldera responden hasta que sensan cambios en el flujo y en la presión del vapor.

En la técnica turbina siguiendo caldera, las válvulas de control de turbina regulan la presión de la caldera y los cambios de generación se inician cambiando las señales de referencia de la caldera.

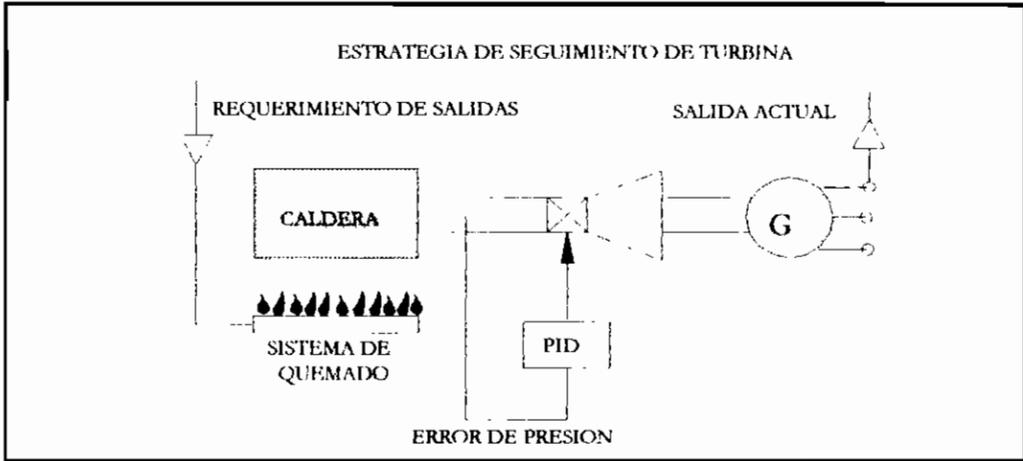


Figura No 4.33 Estrategia de Turbina siguiendo a la Caldera. [34]

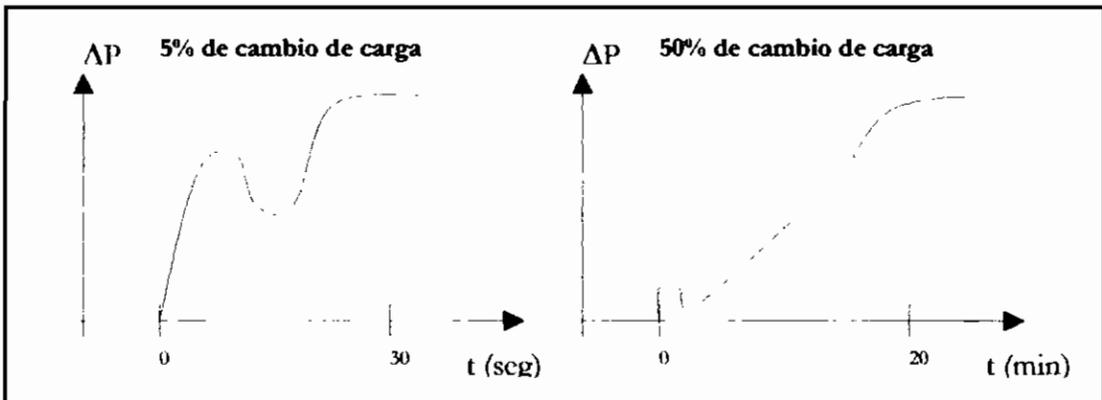


Figura No 4.34 Unidad con control (caldera siguiendo turbina). [11]

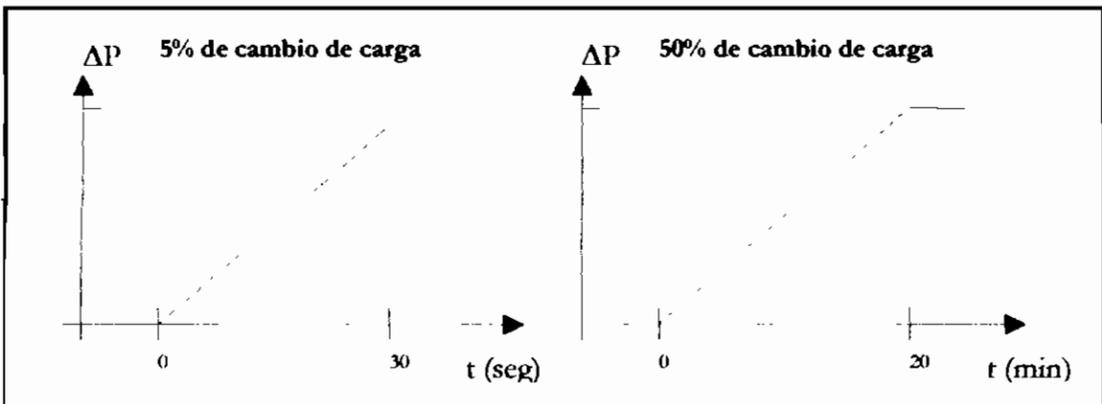


Figura No 4.35 Unidad de control (turbina siguiendo caldera). [11]

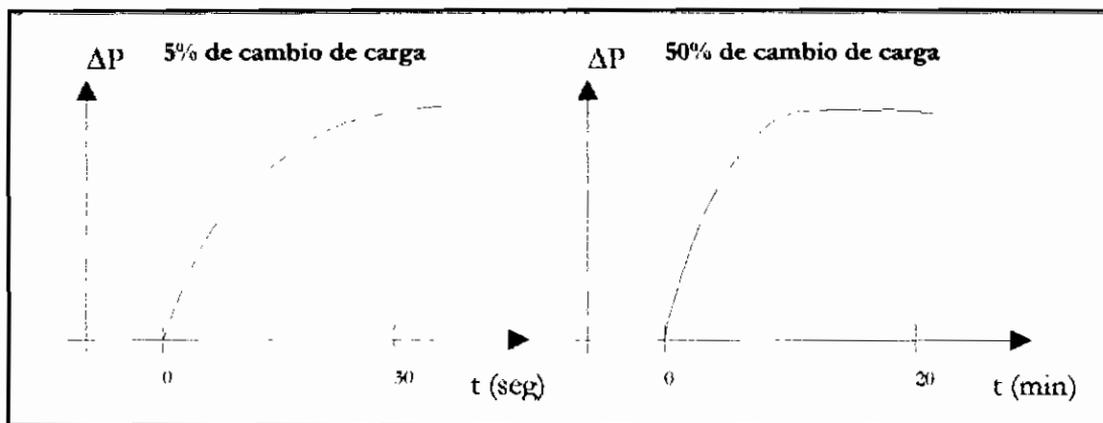


Figura No 4.36 Unidad hidráulica. [11]

En las figuras 4.34, 4.35 y 4.36 se muestra la respuesta de los 2 tipos de unidades (Unidades es térmica e hidráulica) para dos tipos de cambios de carga de diferente magnitud (5 y 50%). Como se puede observar, para un cambio pequeño (5% de capacidad nominal) la respuesta más rápida se obtiene con la unidad térmica en la que se aplica la técnica caldera siguiendo a la turbina, una respuesta medianamente rápida es la unidad hidráulica y finalmente por la unidad térmica con técnica de control turbina siguiendo a la caldera es la menos rápida (figuras 4.34 y 4.35).

Para cambios grandes de carga (50%), la unidad hidráulica es la más rápida en alcanzar el cambio de carga requerido (fig. 4.36), esto es posible en la mayoría de las unidades hidráulicas pues pueden cambiar carga a su máxima velocidad sin restricción sobre su rango de operación.

4.5 ANALISIS PARAMETRICO Y COMPORTAMIENTO DINAMICO DE UN SISTEMA DE POTENCIA CON CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION.

El análisis dinámico de variables y parámetros de un sistema de Control Automático de Generación es analizado por medio de simulaciones, para este análisis han sido constituidos sistemas de una máquina, multimáquinas (área simple) y multimáquinas (multiáreas).

La modelación aplicada a los sistemas analizados son las tradicionales y sugeridas por muchas de las referencias utilizadas a lo largo de esta tesis. El modelo utilizado ha sido implementado en la herramienta SIMULINK de MATLAB V 5.3.

En todos los desarrollos considerados se ha puesto énfasis en encontrar los efectos que producen el cambio de parámetros utilizados en un modelo básico. Los ajustes seleccionados han sido determinados bajo el método de tanteo, con el fin de conseguir mostrar la respuesta deseada mediante un conjunto de resultados que permitan entender el comportamiento de respuestas y variables importantes para el Control Automático de Generación.

4.5.1 SISTEMA MONOMAQUINA

La simulación se la realizó en base a los modelos mostrados en el anexo No 6

Los modelos indicados en el anexo No 6 corresponden a sistemas:

- monomáquina térmico a vapor sin recalentamiento
- monomáquina térmico a vapor con recalentamiento
- sistema monomáquina hidráulico

La perturbación tiene una magnitud de 4Mw incluida al sistema por medio de una función pasó, la respuesta del control secundario aparece a los 40 segundos, se ha visto prudente la consideración de este tiempo para visualizar el establecimiento (nuevo estado estable luego de que aparece la perturbación) de la respuesta primaria en el sistema.

El modelo considera la participación conjunta de la regulación secundaria y efecto del estatismo de la máquina una vez comenzado el CAG.

A continuación se presenta las respuestas de Frecuencia, Error de Control de Área (ECA), Error de tiempo, Respuesta de Potencia Mecánica etc.

Frecuencia

Los resultados correspondientes se muestran en la figura 4.37; estos determinan la respuesta más rápida para la máquina a vapor sin recalentamiento y las más lenta para la máquina generatriz hidráulica.

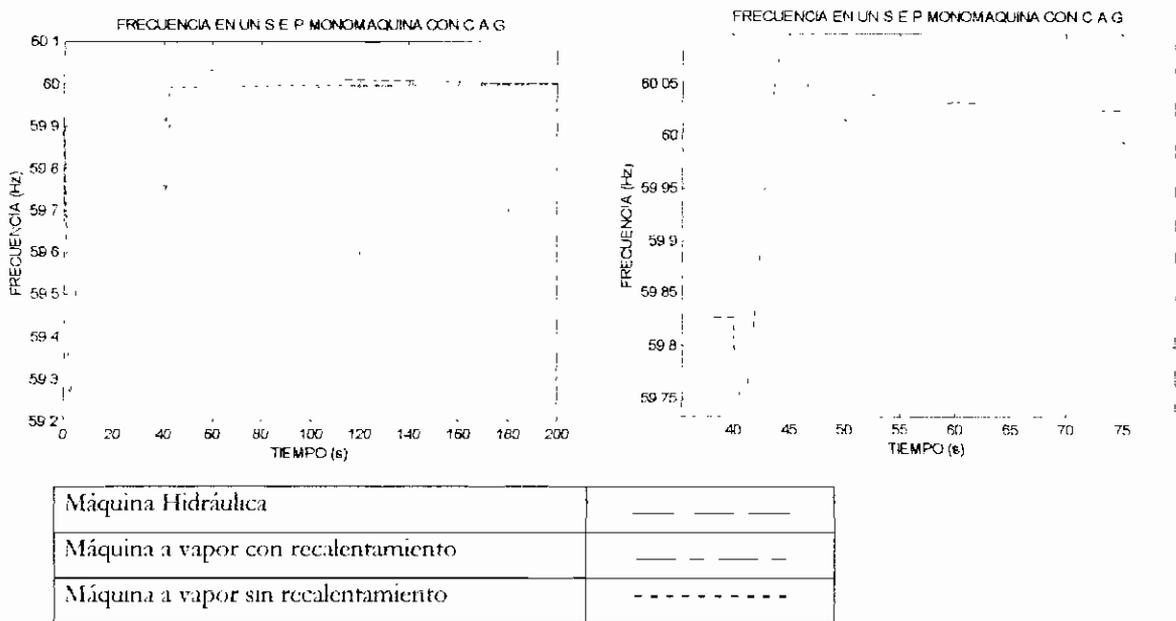


Figura No 4.37 Respuesta de frecuencia en un SIEP monomáquina con CAG

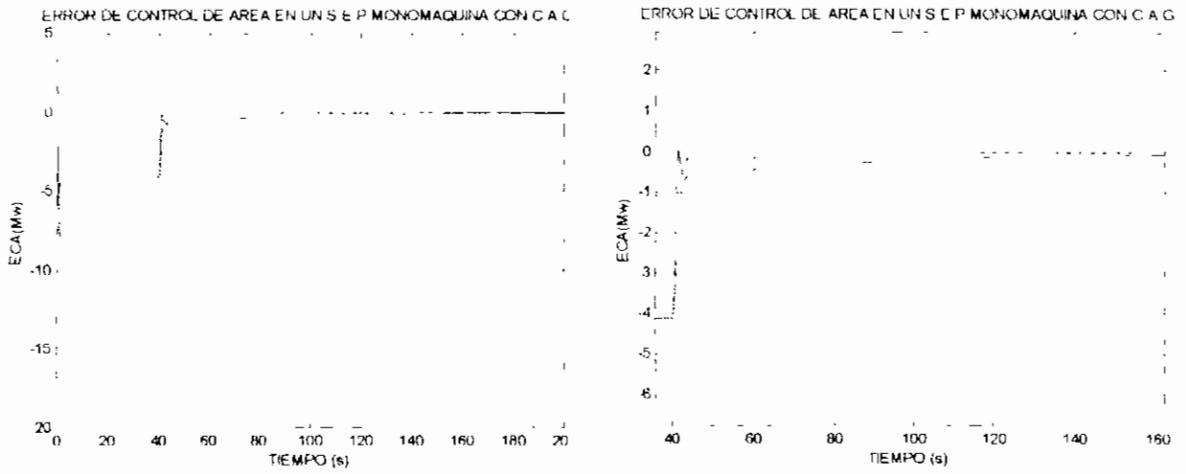
En las figuras mostradas (fig. 4.37) se verifica la respuesta peculiar que tienen las máquinas hidráulicas inicialmente, además se puede observar los sobrepulsos que en esta se generan, los mismos que se relaciona con la lentitud de respuesta que es característica de estas máquinas.

Error de Control de área (ECA).

En la figura 4.38 se presenta las señales del parámetro Error de Control de Área del sistema monomáquina tratado.

Esta señal (Error de Control de Área) tiene la misma forma que la señal obtenida para la respuesta de frecuencia en el sistema debido a que esta representa una variación de potencia que depende en forma directa de la variación de frecuencia ocurrida.

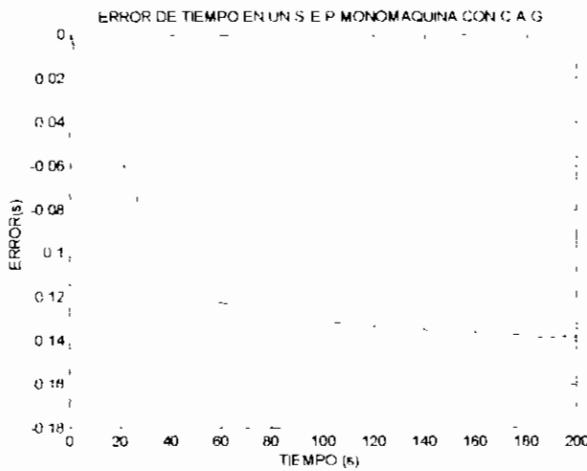
Se debe precisar que el ECA, corresponde a un sistema que opera bajo la modalidad de frecuencia constante.



Máquina Hidráulica	-----
Máquina a vapor sin recalentamiento	_____
Máquina a vapor con recalentamiento	_____

Figura No 4.38 Error de Control de Area para un SEP monomáquina

Error de Tiempo



Máquina Hidráulica	-----
Máquina a vapor sin recalentamiento	_____
Máquina a vapor con recalentamiento	_____

Figura No 4.39 Error de Tiempo para un SEP monomáquina con CAG.

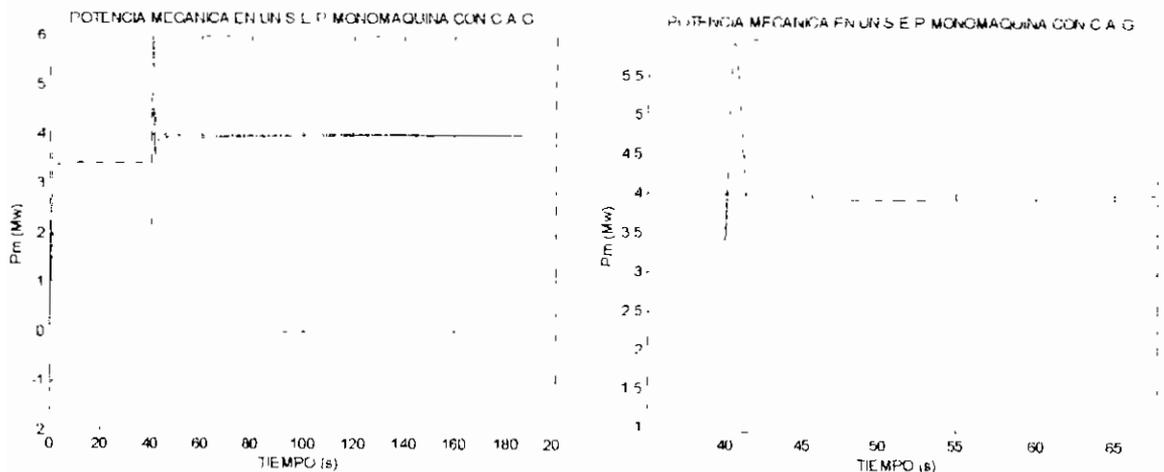
Este parámetro en el tiempo es variable y su valor depende del instante en el cual sea considerado para su corrección, se observa su tendencia de establecimiento igual en las tres máquinas a un valor cierto.

La pendiente más pronunciada o en las curvas de la figura 4.39 se obtiene durante la regulación primaria (en los primeros 40 s) disminuyendo ésta pendiente cuando ingresa el control secundario, el cual evita que este se haga mayor, restaurando la frecuencia nominal.

Una mejor respuesta en la variable Error de Tiempo se obtiene para las máquinas a vapor sin recalentamiento, seguida por su similar con recalentamiento y finalmente una respuesta con mayor impacto para el caso de la máquina hidráulica.

Potencia mecánica

Las respuestas de potencias mecánicas correspondientes a las máquinas analizadas en la figura 4.40, determinan respuesta más rápida en la máquina a vapor sin recalentamiento y la más lenta para el caso de la máquina de generación hidráulica, las mismas que son correspondientes a los tiempos de retardos producidos en sus sistemas de control.

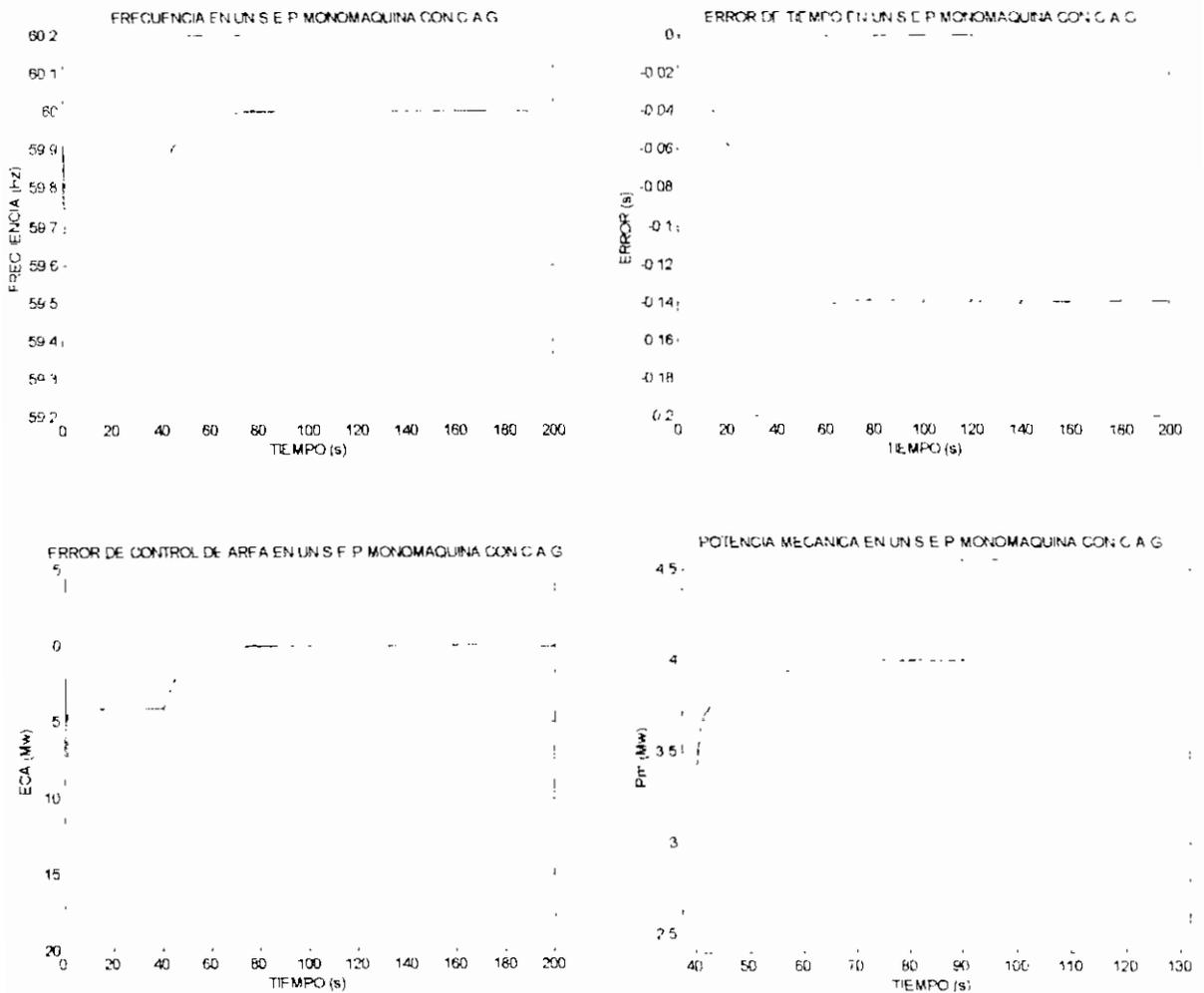


Máquina Hidráulica	-----
Máquina a vapor sin recalentamiento	—————
Máquina a vapor con recalentamiento	- - - - -

Figura No 4.40 Respuesta de Potencia Mecánica en un SEP monomáquina con C.A.G.

Participación del estatismo "R" en la respuesta secundaria de control de un SEP con CAG

A continuación (figuras 4.41) se presenta la respuestas de los diferentes parámetros analizados para un caso en el cual se ha supuesto la eliminación del estatismo al ejecutarse la regulación secundaria en un SEP monomáquina.



Máquina Hidráulica	-----
Máquina a vapor sin recalentamiento
Máquina a vapor con recalentamiento	————

Figura No 4.41 Varias respuestas de un SEP monomáquina, sin prticipación de R en la respuesta secundaria

En las figuras 4.41 se observa respuestas más suavizadas en las distintas variables.

La Frecuencia y Potencia Mecánica muestran una respuesta más lenta en el caso que no se considera R, el Error de Tiempo en este mismo caso aumenta, la estabilización de su valor final conseguido es en este caso (sin R) más rápido que en el caso en que se considera R debido a que las áreas que determinan la variable Frecuencia (valores que suman el error de tiempo) se eliminan más rápido.

Se aclara que este es un caso teórico, ya que la existencia del estatismo siempre está presente en la regulación primaria, indispensablemente recurrida por el sistema cada vez que en él se producen desequilibrios de potencia.

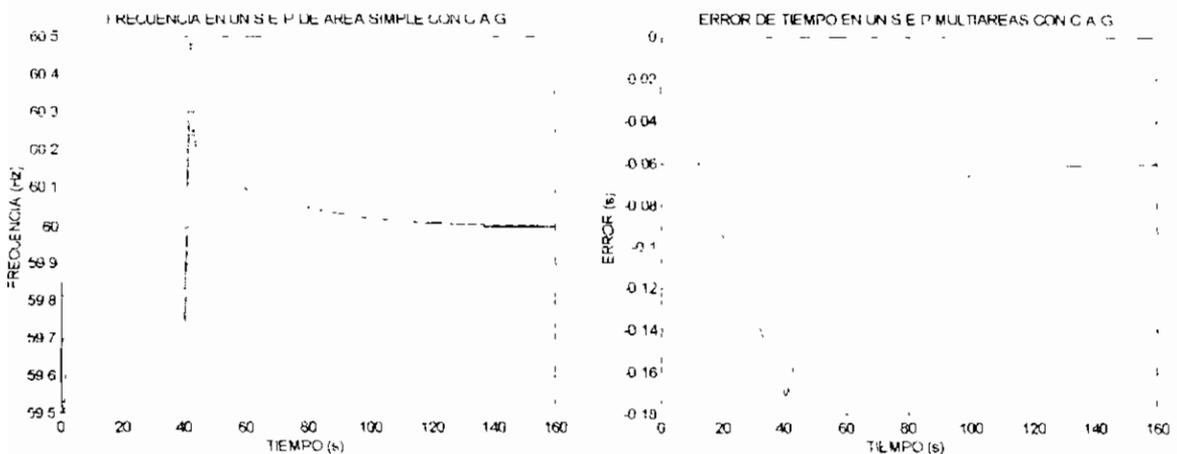
4.5.2 SISTEMA DE AREA SIMPLE

Para el análisis y simulación de un SEP en un área simple, se ha simulado en el modelos mostrados en el anexo No 7.

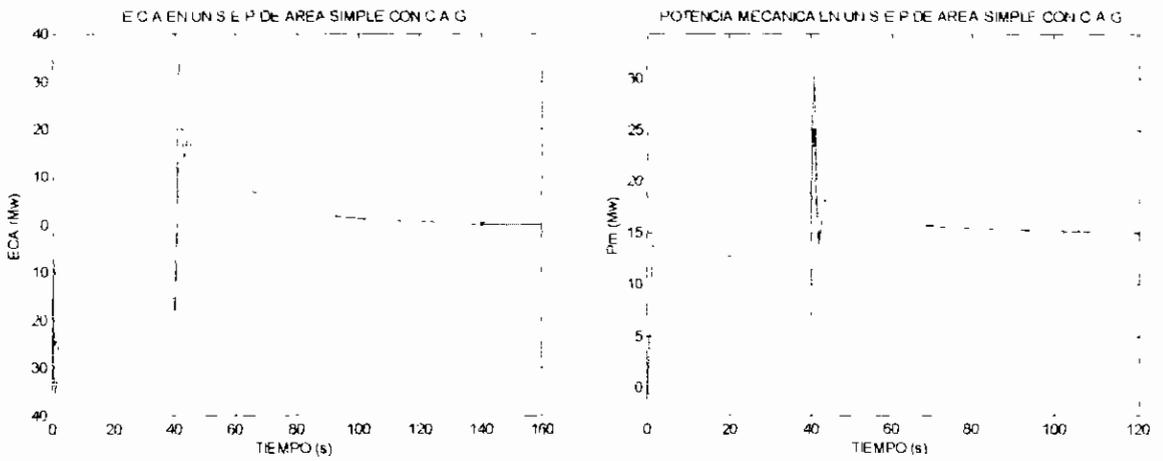
El sistema representa un sistema de área simple con tres máquinas, una hidráulica una a vapor sin recalentamiento y otra con vapor recalentado. La perturbación se presenta al inicio, su magnitud es de 15 Mw. Se aclara que este sistema trabaja en modalidad de frecuencia constante y que entonces su el BECA (I) (error de control de área debido a la potencia de interconexión) no existe.

Variación de la constante β (Bias)

En la simulación respectiva se ha realizado el cambio de la constante β (Bias) desde un valor inicial de 70 [Mw/Hz] a 50 [Mw/Hz], los resultados obtenidos son los mostrados en las figuras 4.42.



Figuras 2.42 (a)



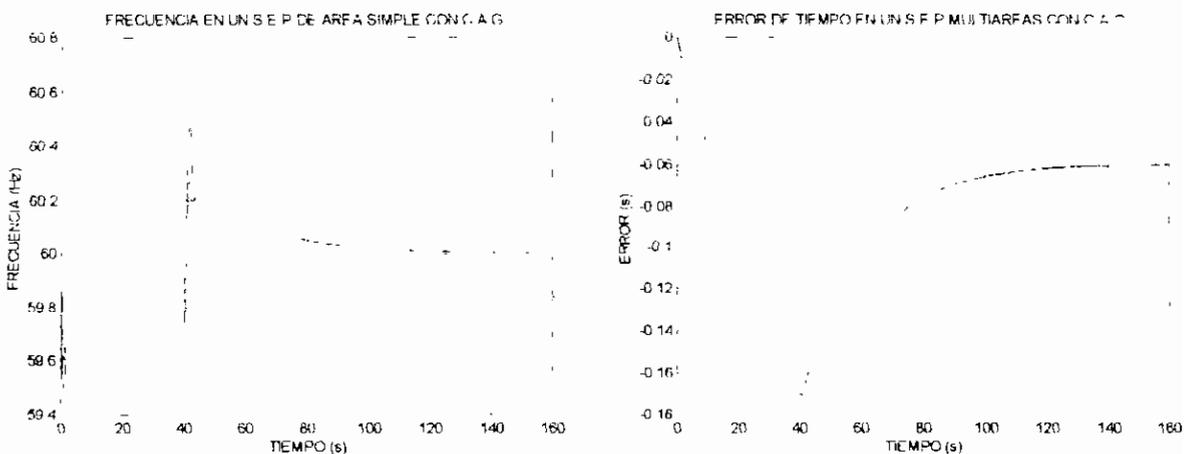
Figuras 4.42 (b)

$\beta = 70 \text{ [Mw/Hz]}$	_____
$\beta = 50 \text{ [Mw/Hz]}$	-----

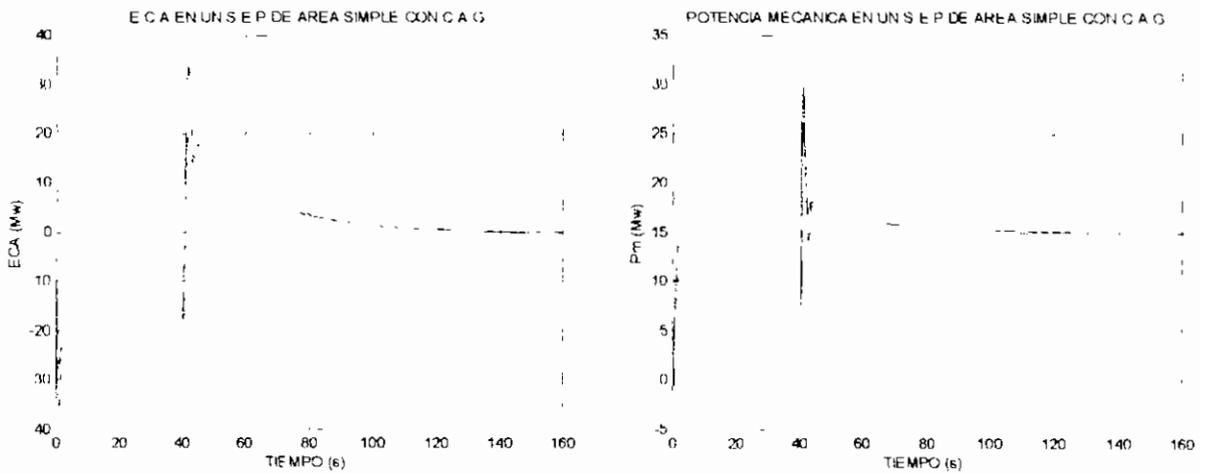
Figura No 4.42 Variación de β en un sistema de área simple.

Se puede advertir una respuesta de frecuencia con menor sobreimpulso y más atenuada en el caso de $\beta = 50 \text{ [Mw/Hz]}$, el error de tiempo para caso de $\beta = 50 \text{ [Mw/Hz]}$ aumenta debido a que la suma de áreas es menos negativa. Con respecto a la potencia mecánica para el caso $\beta = 50$, se observa una exigencia menor en el pico inicial y una repuesta con mayor atenuación.

Variación de la constante de amortiguamiento (D)



Figuras 4.43 (a)



Figuras 4.43 (b)

$D = 10 \text{ [Mw/Hz]}$	_____
$D = 20 \text{ [Mw/Hz]}$	_____

Figura No 4.43 Variación de D en un sistema de área simple.

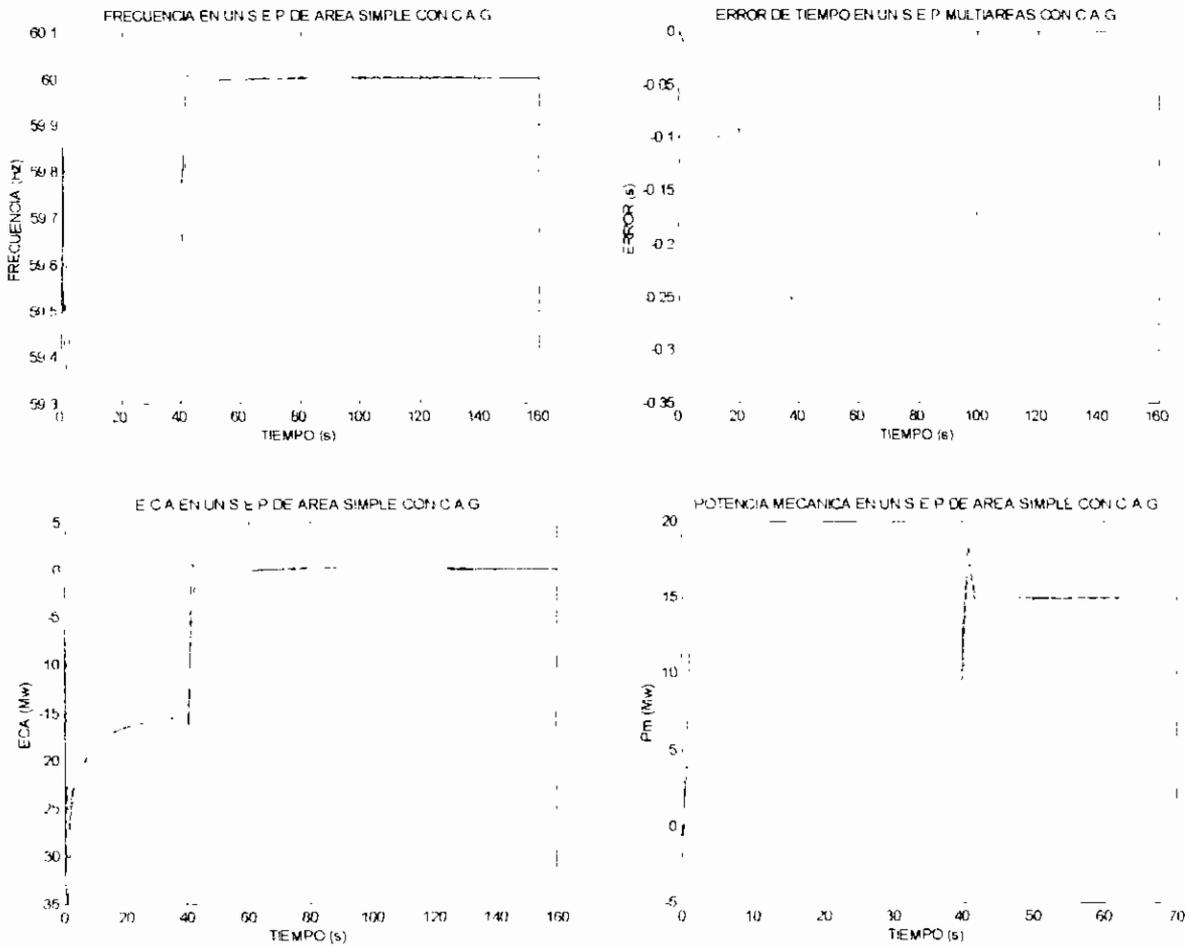
Bajo el mismo modelo inicial y con la variación del amortiguamiento de la carga de 10 a 20 [Mw/Hz], se ha obtenido las siguientes respuestas mostrada en las figuras 4.43.

La respuesta de frecuencia para el caso $D=20$ [Mw/Hz] se atenúa más y es menos oscilante, esto es debido a que la carga presenta un amortiguamiento. La respuesta presentada por el Error de Tiempo es de menor magnitud en el período de estudio para el caso $D=20$ [Mw/Hz].

La Potencia Mecánica al ser la potencia que cubrirá el desbalance presentado deberá participar con mayor producción de potencia. Esta respuesta sufre un impacto similar al caso base (línea continua), se puede advertir la presencia de una respuesta menos oscilatoria para el caso de D mayor.

Variación del estatismo (R)

Para el efecto, se ha cambiado las magnitudes del estatismo (R) de 0.05 [Hz/Mw] a 0.09 [Hz/Mw] y se ha realizado ajustes en las ganancias K_i y K_p de 0.02 a 0.007 y 0.1 a 0.005 respectivamente. Los resultados obtenidos se puede observar en las figuras 4.44.



R = 0,05 [Mw/Hz]	_____
R = 0,09 [Mw/Hz]	_____

Figura No 4.44 Variación de R, Kp, Ki en un sistema de área simple con CAG.

Como era conocido la respuesta primaria para el caso de R mayor, muestra una regulación primaria menos efectiva, estabilizándose primariamente en un valor de frecuencia menor. En la regulación secundaria se puede notar que aunque es mayor la diferencia de frecuencia a recuperar (con R mayor), esta regresa a su valor nominal en igual tiempo que para el caso de R menor.

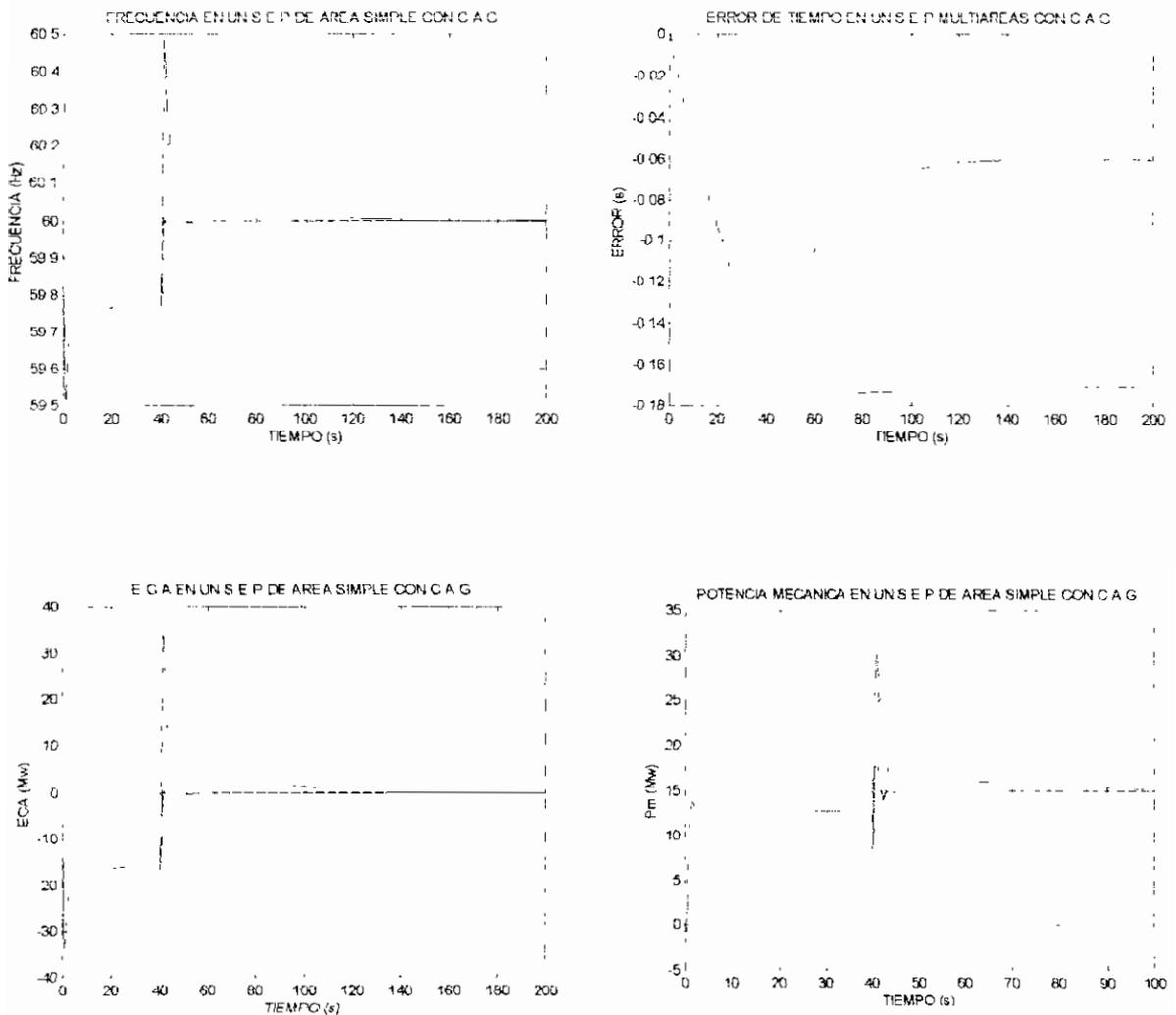
Se denota un aumento en el Error de Tiempo (caso R mayor), esto es debido a que en la regulación primaria el sistema llega a valores menores de frecuencia y se mantiene en el durante los 40 primeros segundos, la participación o aporte para mejorar el Error de Tiempo (por medio del CAG) es pequeño y empieza a partir de los 40 segundos.

Variación de las ganancia K_i y K_p del controlador P_i

El efecto que producen estas ganancias se puede observar en el caso anterior (cambio de \bar{K} , K_i , K_p), mas se ha realizado una comparación con el caso inicial (área simple con $R=0.05$ [Mw/Hz]).

Del caso inicial se ha realizado la variación correspondiente de las ganancias (\bar{K}_i y \bar{K}_p) de 0.02 a 0.007 y 0.1 a 0.005 respectivamente.

Las respuestas obtenidas para el caso son las mostradas en las figuras 4.45:



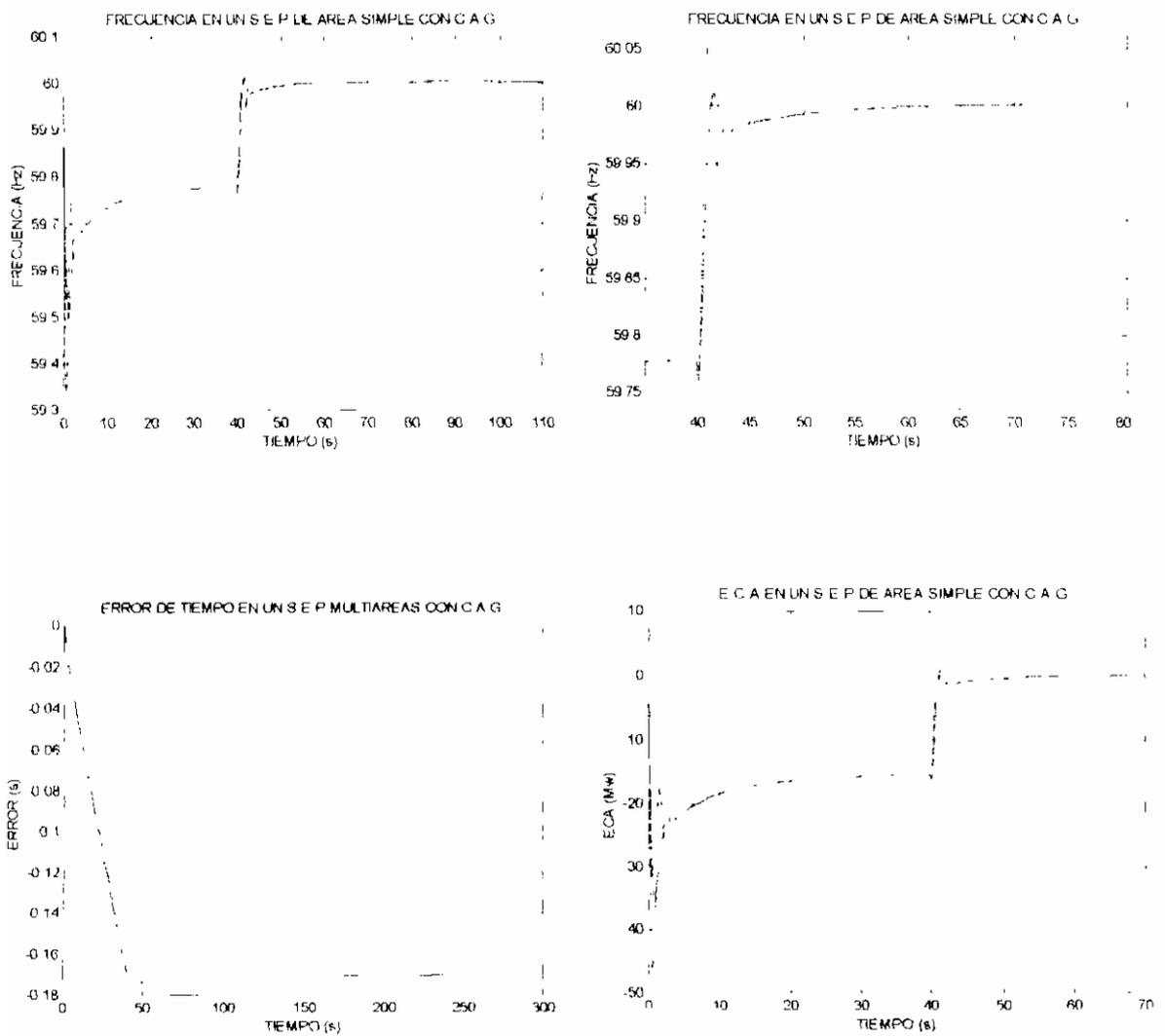
$K_i=0.02$ $K_p=0.1$	_____
$K_i=0.007$ $K_p=0.005$	_____

Figura No 4.45 Variación de K_p , K_i en un sistema de área simple con CAG

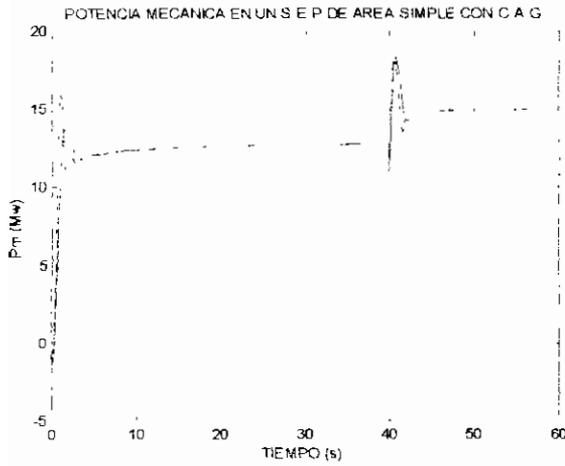
Del ejercicio realizado se puede concluir que: con este ajuste en las constantes del controlador se obtiene una respuestas más rápidas y mejoradas en el sistema, su costo se ve reflejado en el error de tiempo a compensar. La potencia mecánica por su parte muestra una exigencia menor y es menos oscilante.

Variación de la Inercia Equivalente H

Para el caso en el cual se han variado las constantes K_i y K_p a 0.007 y 0.005 en forma respectiva (caso de respuesta mejorada), se ha realizado la variación de la constante de inercia a la mitad de su valor en el caso inicial (caso base).



Figuras 4.46 (a)



Figuras 4.46 (b)

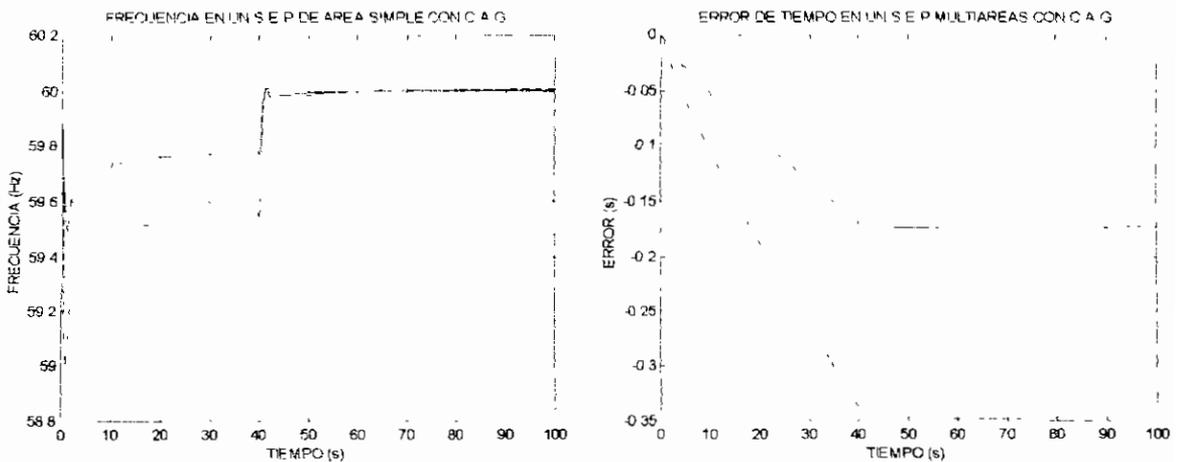
$H = 15$	_____
$H = 7.5$	_____

Figura No 4.46 Variación de H en un sistema de área simple con CAG

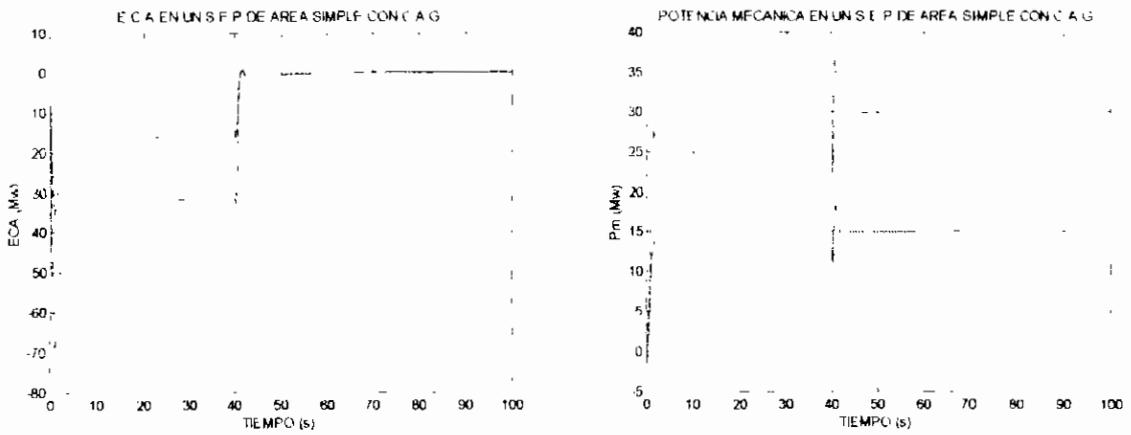
Las respuestas que se han obtenido en la figura 4.46 a menor H son más oscilantes, con mayores sobrepulsos, tiempos de establecimiento de respuestas similares y errores de tiempo iguales al final de la simulación.

Variación de la magnitud de disturbio

Sobre el caso de respuesta mejorada del estudio anterior (Variación de H) se ha incrementado la magnitud del disturbio de 15 a 30 [Mw], las respuestas obtenidas de esta modelación son mostradas a continuación en las figuras 4.47:



Figuras 4.47 (a)



Figuras 4.47 (b)

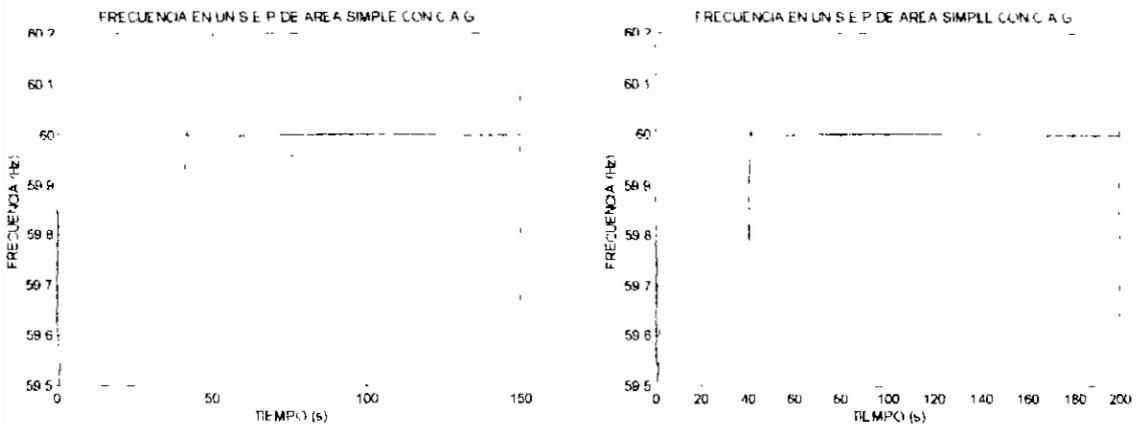
$P_{d1} = 15 \text{ [Mw]}$	_____
$P_{d1} = 30 \text{ [Mw]}$	_____

Figura No 4.47 Variación de P_d en un sistema de área simple con CAG

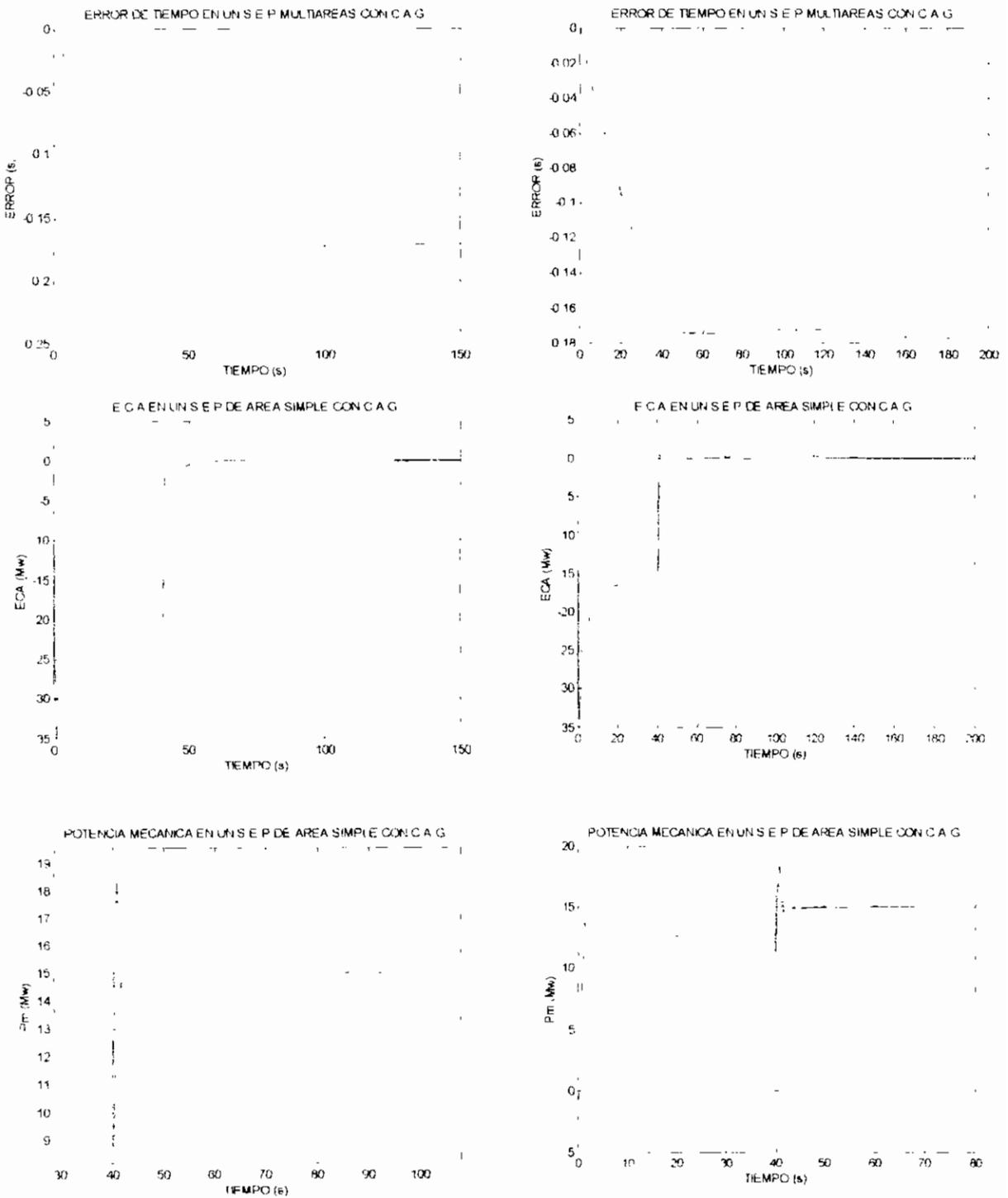
Los aspectos más relevantes son: la respuesta de frecuencia para del sistema propuesto es rápida y no presenta sobrecimpulsos pronunciados; el error de tiempo es mayor y la respuesta de potencia mecánica exigida del sistema es mayor para el caso de un mayor disturbio.

Sistemas predominantes hidráulicos y térmicos en al regulación secundaria

Sobre el sistema propuesto inicialmente con la mejora debida al ajuste de ganancias K_p y K_i , se ha permitido la participación en el CAG de una sola máquina sea esta una unidad hidráulica (izquierda del lector, figuras 4.48) o una unidad a vapor con recalentamiento(derecha del lector, figuras 4.48).



Figuras 4.48 (a)



Figuras 4.48(b)

Caso base mejorado	—
Hidráulico / Térmico	- - -

Figura No 4.48 *Sistemas predominantemente hidráulicos y térmicos en un sistema de área simple con CAG*

De las simulaciones realizadas y mostradas en las figuras 4.48 se puede determinar que existen diferencias bastas en las respuestas del sistema dependiendo del tipo de generación predominante en el sistema, se puede notar claramente en el sistema base mejorado (línea continua) es predominantemente térmico y esto es lógico debido a que el caso inicial dos de las tres unidades que componen el sistema son térmicas.

Cuando se ejecuta el control secundario con una máquina hidráulica la respuesta es mucho más lenta que en el caso en el que se regula secundariamente con maquinas térmicas, si se quiere mejorar el tiempo de respuesta en el caso hidráulico se generan sobreimpulsos mayores en las diferentes respuestas.

Para ambos casos analizados el Error de Tiempo es mayor que para el caso base y con mayor connotación es el caso de predominancia hidráulica, se puede concluir que la respuesta más rápida para los casos analizados es la conseguida por unidades térmicas.

Por medio de los gráficos se puede observar la participación de las diferentes unidades en la respuesta del sistema completo, la cual tiene picos negativos en la respuesta de frecuencia al inicio de la regulación secundaria que son generados por la máquina hidráulica y picos positivos que se relacionan con las máquinas térmicas en instantes posteriores.

4.5.3 SISTEMA MULTIMAQUINA MULTIAREA

Para el efecto se ha considerado un sistema de dos areas iguales multimaquina, compuestas cada una de ellas con una máquina hidráulica, una maquina a vapor con recalentamiento y una a vapor sin recalentamiento todas de iguales características. El desbalance es producido en el área 1 y tiene la magnitud de 9 Mw, la acción secundaria inicia su participación a los 40 segundos.

El modelo utilizado corresponde a la figura mostrada en el anexo No 8.

Frecuencia

El parámetro de frecuencia como se observa en las figuras 4.49 es oscilante, se puede observar la característica de defasaje en sus oscilaciones debido al comportamiento de recuperación de los sistemas participantes que muestran actuar uno luego de otro formando una respuesta simétrica oscilante que es determinada por la modelación de la línea de interconexión. Se advierten flujos de potencia de un área a otra obedeciendo a un flujo de transmisión por las diferencias angulares existente entre las barras que representan los dos sistemas.

Se puede verificar el aporte inicial de recuperación de frecuencia en el sistema 1 (en el que se produjo el desbalance de potencia) debido a que el desbalance inicialmente es sentido en el área o sistema que lo produjo.

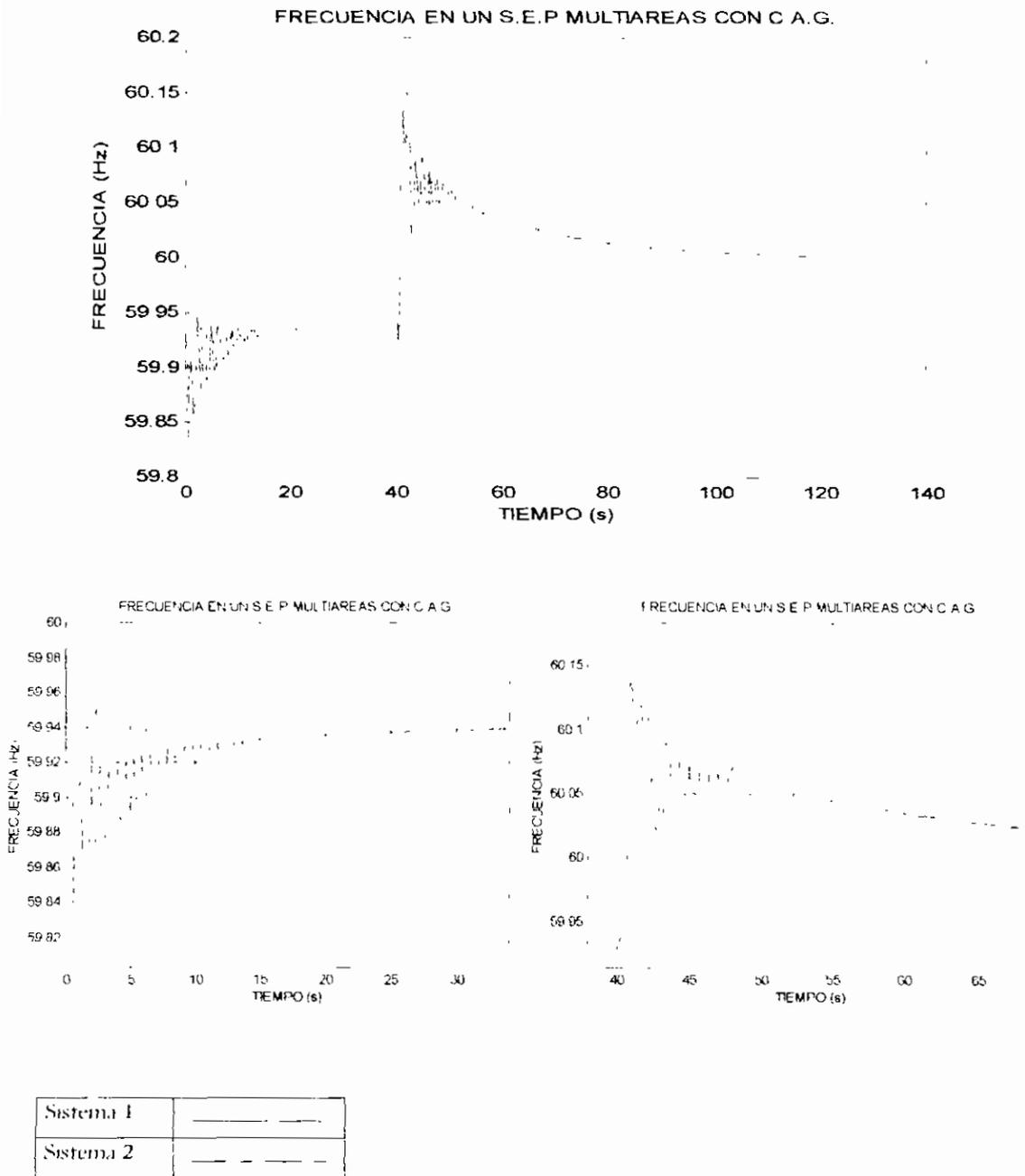


Figura No 4.49 Respuesta de frecuencia en un SEP multiárea

El proceso que ocurre en el sistema multiárea es de ajustes continuos pero tendiente a una estabilización conjunta de ambas áreas.

Error de Control de Área (ECA)

La consideración inicial para el análisis determina que el sistema del CAG trabaja en el modo de operación de *Control de intercambio neto y frecuencia*, donde este error se evalúa la potencia de intercambio y la variación de frecuencia.

Para el sistema simulado se puede observar en las figuras 4.50 que el error de área en el área 1 es mayor que en el área 2, esto responde a que la potencia de intercambio la debe compensar el área en la que se produjo el desbalance lo que se traduce en mayor aporte de potencia mecánica en esta área así como su respectiva influencia en la frecuencia.

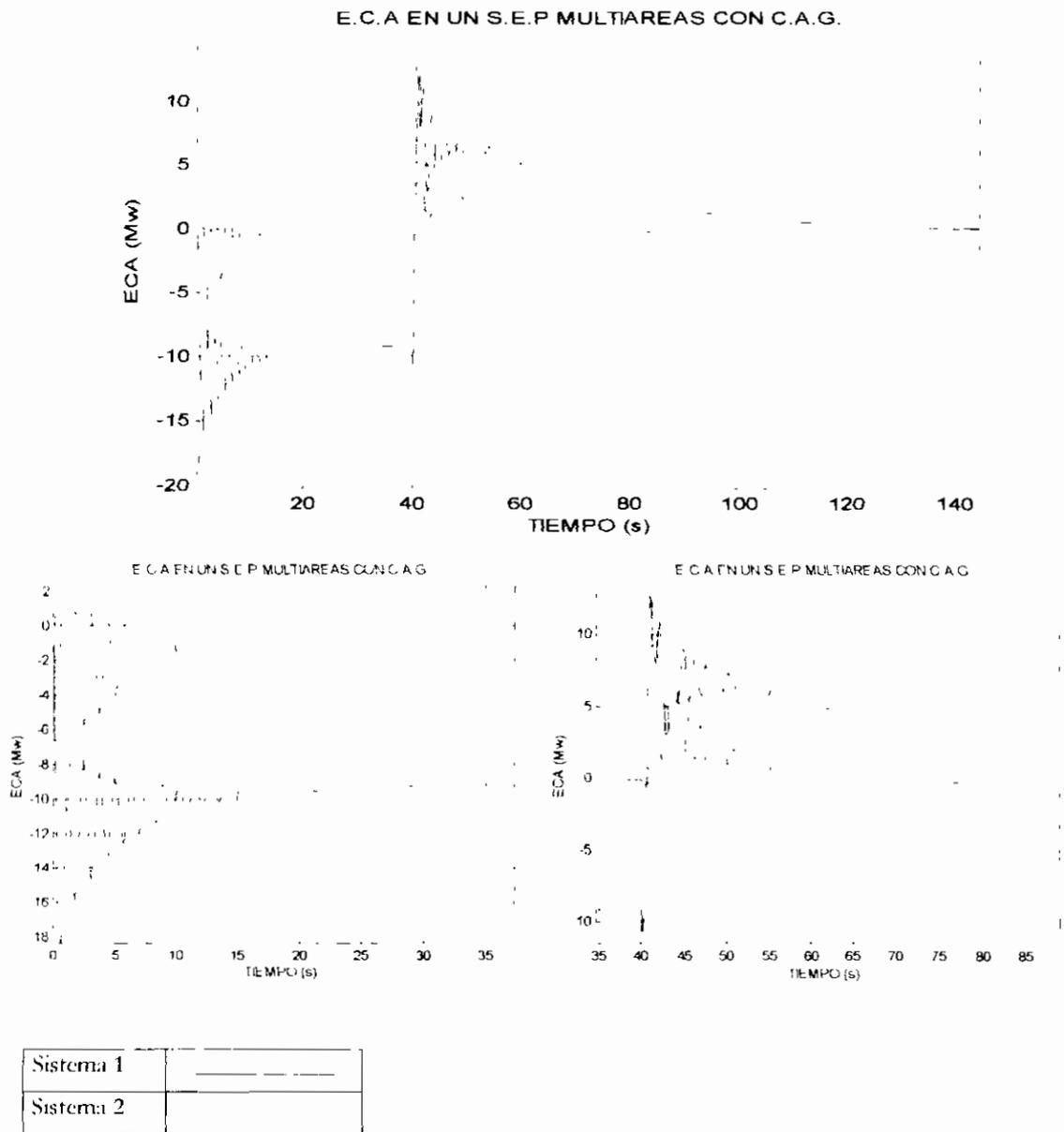


Figura No 4.50 Respuesta de ECA de un SEP multiárea

Potencia de Interconexión (P_{tie} o T)

En la figura 4.51 la potencia de interconexión presenta su comportamiento tanto en la respuesta primaria y luego a partir de los 40 segundos en la respuesta secundaria, se verifica en primera instancia luego del apareamiento del disturbio que se estabiliza con un valor en defecto respecto al programado (para el caso era $P_o=0$ Mw) gracias a la regulación primaria del sistema, la regulación secundaria provista por el CAG cumple con llevar a esta potencia P_{tie} su valor programado ($P_o = 0$) Mw cero, consiguiendo con esto que las áreas absorban sus propios disturbios.

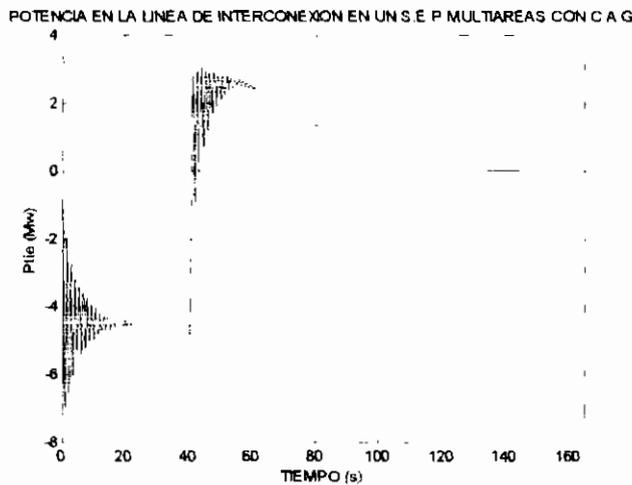
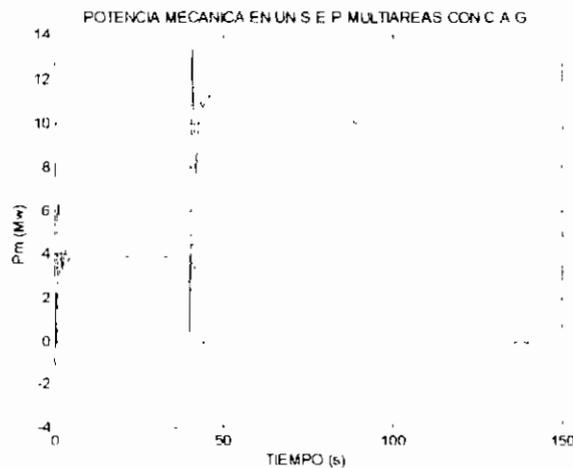


Figura No 4.51 Potencia de interconexión en un SEP multiárea con CAG

Potencia mecánica



Sistema 1	_____
Sistema 2	_____

Figura No 4.52 Potencia Mecánica en un SEP multiárea con CAG

La potencia mecánica en el área 2 (ante el disturbio producido en el área 1); es producida en medida de recuperar al sistema en general, la regulación secundaria cumple con su objetivo al hacer que los valores de potencia mecánica en cada área cumpla con hacer que el sistema en el que se produjo el desbalance absorba el mismo como se observa en la figura 4.52.

El disturbio producido en el sistema mostrado en la figura 4.52 es absorbido por las dos áreas en medida de recuperar al sistema total. Luego de la regulación primaria, en la respuesta se puede observar el aporte de potencia mecánica igual de los sistemas en cuestión (sistemas iguales), además se debe enfatizar que la producción de potencia en cada área luego de la regulación secundaria es diferente y cumple con los objetivos ya mencionados.

Error de tiempo y de Intercambio inadvertido

Se puede observar en los siguientes gráficos de la figura 4.53, el comportamiento por separado de los errores ET y $H(\Delta T)$ cuantificados para el Control Automático de Generación en cada área, estos son los concernientes al Error de Tiempo dado por la integración de la frecuencia (variación con respecto a f_0) y el Error de Intercambio Inadvertido que resulta de la integración de la Potencia de Interconexión (variación con respecto a T_0) entre las dos áreas.

El error de tiempo así como el de energía en ambas áreas son de magnitudes iguales, mas estos en el área respectiva estarán en exceso y defecto respectivamente.

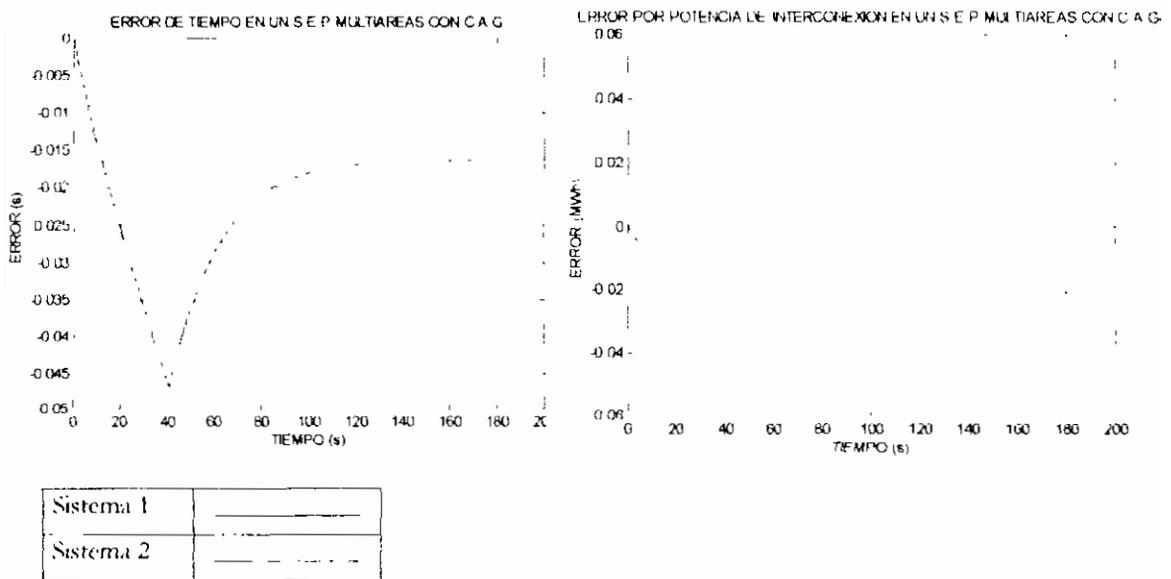


Figura No 4.53 Errores de Tiempo y de Potencia de Interconexión Inadvertida

Error de Control de Área (ECA)

Se puede observar como los errores de control de área luego de la respuesta primaria se ubican de tal manera que sus valores serán tomados en cuenta como el referente a ser enviado a cada controlador para la regulación secundaria, en el caso del área 2 sus controles reciben al iniciar la respuesta secundaria una orden de no generar potencia alguna, mas el área 1 por este mecanismo sabe que debe cubrir una potencia en desbalance.

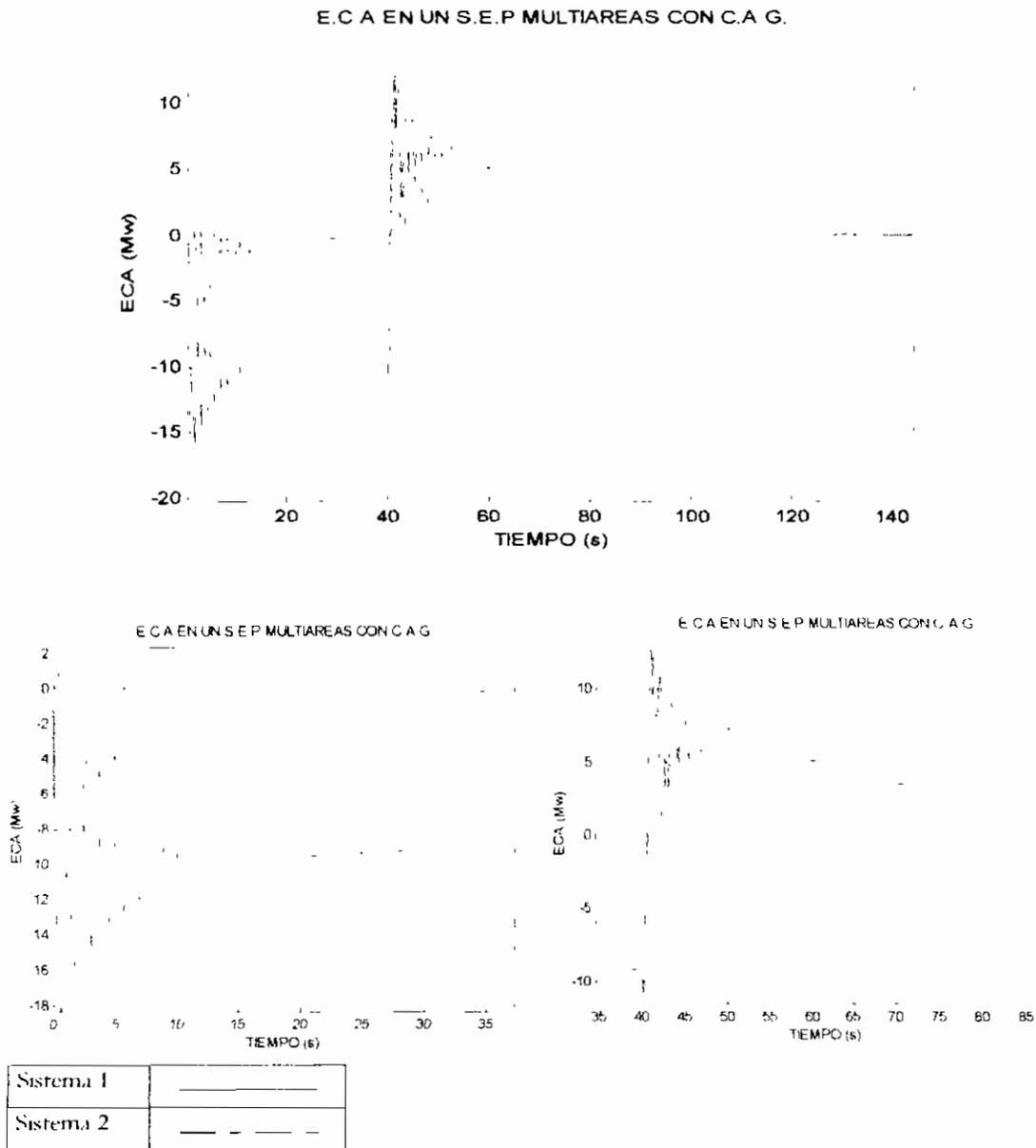


Figura No 4.54 ECA en un SEP multiárea con CAG

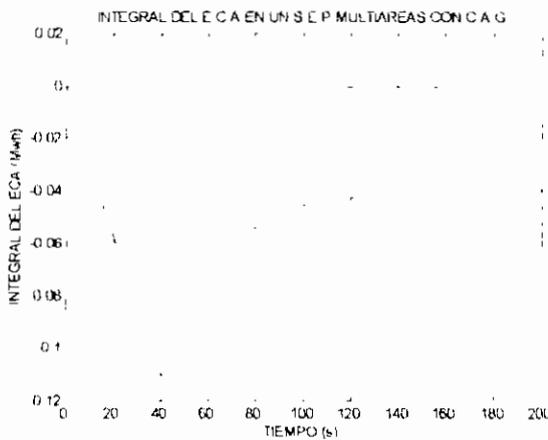
Luego de que se realiza el control secundario en esta sistema multiárea, ECA en las áreas regresa a cero indicando a los dos sistemas que se ha llegado a un balance de potencias y

eliminación del mismo. El impacto como era de esperarse es mucho mayor en el sistema causante del desbalance (fig. 4.54).

Integral del error de control de área

La cuantificación de los errores ET , $\int \Delta f$ y $\int \Delta P$ y su control se ven abocados a la utilización de errores acumulativos de estos en el tiempo expresados en una suma definida como $IECA = \int ECA(t)dt$

La magnitud del ECA expresa en forma instantánea como la suma de potencias de interconexión y la correspondiente a la variación de frecuencia ingresa al controlador, mas su integral representa los errores acumulados en el tiempo que deberán ser compensados con acciones de control dirigidas a eliminar estas.



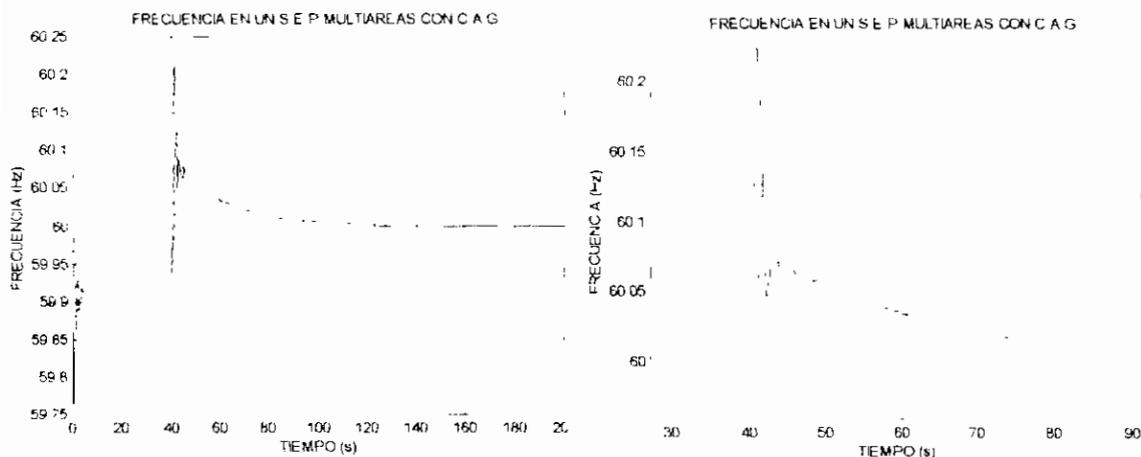
Sistema 1	_____
Sistema 2	_____

Figura No 4.55 IECA del un SEP multitáres con CAG

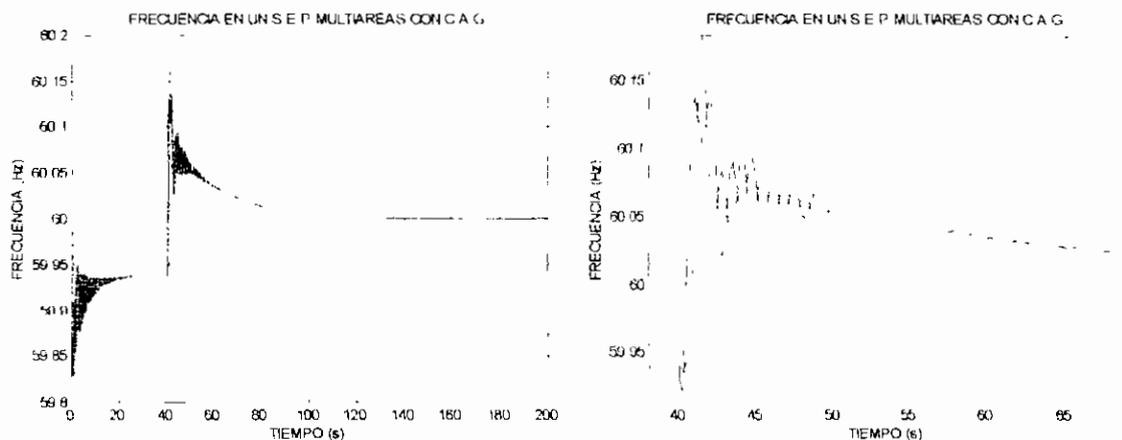
En la respuesta primaria mostrada en la figura 4.55 se puede observar como el sistema del área 2 hasta los 40 segundos (por efectos del disturbio producido en el área 1) es influenciado y aparece esta área con un error, el cual debe ser compensado por el área 1. Efectivamente luego de la regulación secundaria se puede observar como este error ha sido compensado en el área 2, el área 1 queda con un remanente que representa la energía utilizada en el proceso de llevar al sistema al nuevo estado estable.

Constante T_{12}

Esta constante se relaciona con la capacidad de flujo máximo en la línea de interconexión, se ha realizado un prueba variando este parámetro de 10 [Mw] a 20 [Mw], las respuestas correspondiente se presenta en las figuras 4.56.



(a) Constante $T_{12} = 10$ [Mw]



(b) Constante $T_{12} = 20$ [Mw]

Sistema 1	_____
Sistema 2	_____

Figura No 4.56 Incidencia de T_{12} en la respuesta de un SEP con CAG.

Se observa a menor T_{12} un mayor sobre impulso en su magnitud de frecuencia; su tiempo de estabilización es un poco menor y presenta ser una respuesta menos oscilante que en el caso original.

Para un mayor entendimiento de estos y otros factores que inciden en el CAG, son presentados en el anexo No 9.

4.6 ESQUEMA CLASICO DEL AGC [28]

El sistema clásico considera un sistema de lazo cerrado en el cual fluye constantemente información, la cual es recibida, procesada y nuevamente enviada a elementos que permiten el control de la variable frecuencia por medio de la potencia generada en las unidades productoras de energía (generadores).

El esquema general (fig. 4.57) consiste en una localización central donde un sistema de datos, como P_g (potencia generada), potencia en la línea de interconexión (P_t), y frecuencia del sistema (f) son transmitidos a esta por medios de comunicación (telemetría), para generar el denominado RACE (Error natural de control de área), recibida la señal esta es enviada, a un filtro que elimina las componentes inadecuadas y ruidos que no forman parte de las señales del RACE, seguidamente un proceso de control de error de área es generado (PACE) utilizando programas computarizados. El PACE es inicialmente localizado entre las unidades de característica de Rampa rápida para cambiar en concordancia el factor de pendiente de la respectiva unidad.

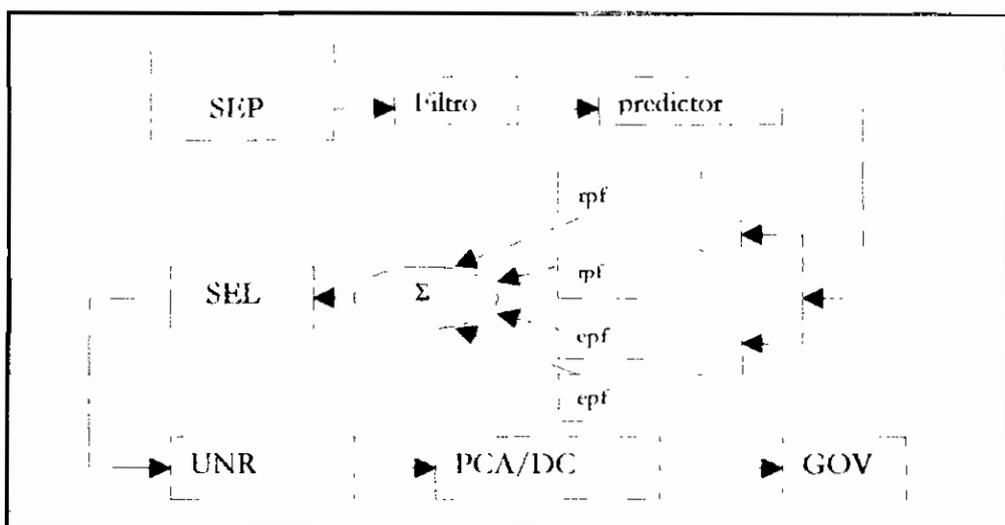


Figura No 4.57 Esquema completo del CAG

Después de la asignación de PACE se realiza entre las unidades participantes el cálculo de los factores de participación en el despacho económico denominado (epf).

El cómputo de la energía almacenada es realizada por una computadora y repartida a cada generador el cual participa y responde hacia el cambio de generación deseada. El aumento o disminución de pulsos es enviado a gobernadores análogos y digitales los mismos que utilizan códigos y algoritmos de pulsos bajo un protocolo y un sistema de conexiones para sus comunicaciones. La siguiente figura representa un esquema clásico del CAG.

La ecuación que determina el error (CE), realimenta a una unidad con CAG, puede ser es dada por:

(4 - 77)

$$CE = ACE = \left[\sum P_{ne} - P_{sch} \right] + B_1 \left[f - f_{sch} \right] + \int_0^t K_1 \cdot \left[\sum P_{ne}(t) - P_{sch}(t) \right] dt + \int_0^t K_2 \cdot \left[f(t) - f_{sch} \right] dt$$

Donde:

P_{ne} Flujo de potencia en las líneas

P_{sch} Intercambio neto horario

f frecuencia del sistema

f_{sch} Frecuencia estandar del sistema

B_1 Bias [MWs]

K_1 Bias de la interconexión

K_2 Bias del tiempo [Mw/s]

4.7 CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACION EN UN NUEVO MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA. [28]

Bajo un nuevo paradigma, la operación del CAG, es cuantificada para contratos de seguimientos de carga. Sin embargo ***la implementación de esos contratos es encontrada en los criterios de desempeño del ente normativo de los mismos, con una determinada estructura apropiada de mercado y mecanismos de operación***

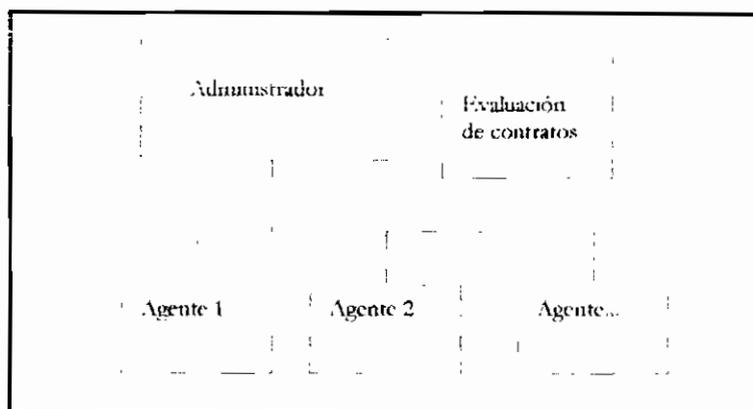


Figura No 4.58 Mercado eléctrico. [28]

En tal estructura de mercado el sistema que simulará el CAG, necesitará de toda la información de la estructura tradicional del sistema más los datos de contratos y mediciones. En vista de estas exigencias el mercado desregulado puede ser ideado como el mercado mostrado en la figura.(4.58).

El administrador de contratos independiente (similar del CENACI), vigila la implementación de contratos y usa la medición para análisis luego de presentarse el hecho. Violaciones de acuerdos de los agentes contractuales, son sujetos a penalizaciones.

En operación en tiempo real la violación de contratos se ve reflejada en altos costos de requerimientos de regulación de área.

Las empresas de distribución pueden también participar en la regulación de área, usando técnicas de manejo de demanda.

Se advierte que el crecimiento de transacciones entre áreas de contrato y niveles de demanda sobre niveles muy lejanos a los existente con una estructura tradicional de mercado, para lo cual se requerirá de extensos algoritmos para un buen desempeño del seguimiento de carga en la operación de SEP.

Cada contrato dentro y a través de fronteras de control de área deberán ser dados para el sinnúmero de contratos efectuados, en este caso las señales de el error de control consistirían de un dato de contrato y mediciones entre generadores y distribuidores en adición al tradicional ECA (Error de Control de Área).

Tal esquema podría ser representado en figura 4.59:

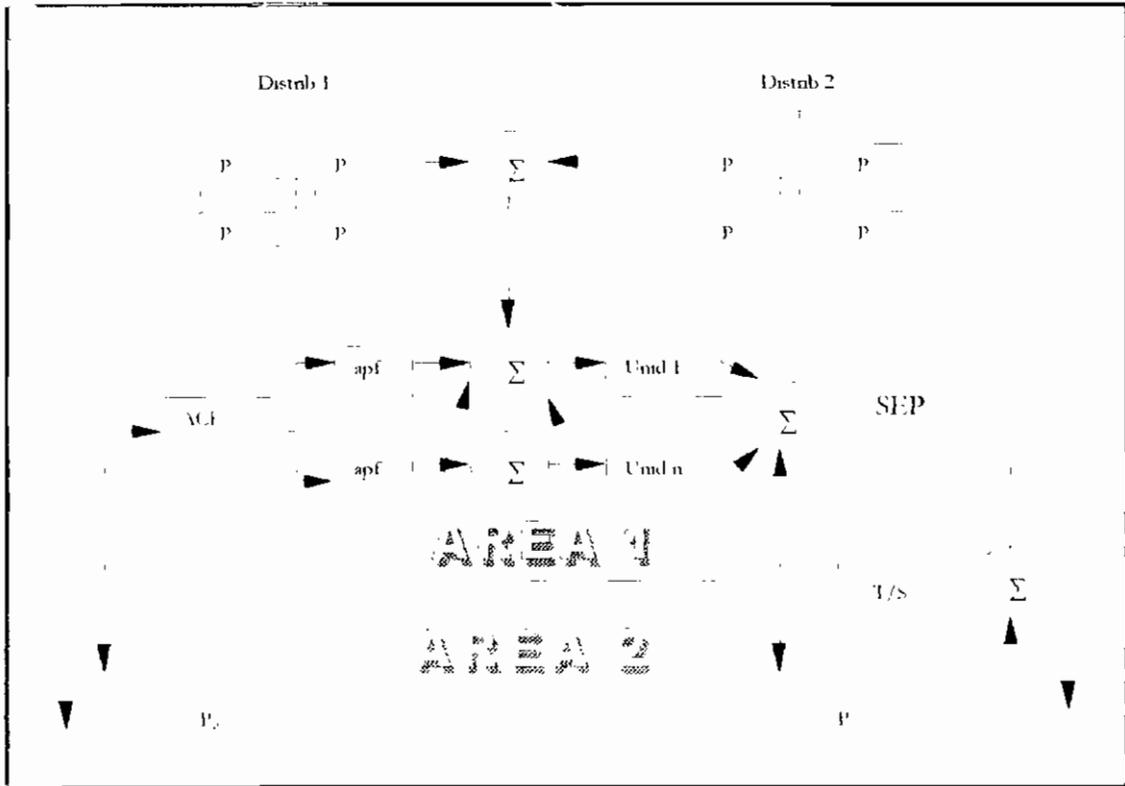


Figura No 4.59 (ACG par un sistema de dos áreas. [28])

La figura (4.59) muestra un esquema del nuevo esquema del CAG.

La modificación de error esta dada por:

$$(4-78) \quad CE_i = ACE \cdot apf_i + \sum_{i=\text{distribuidor}} [(cpf_{ij} \cdot DF_j) - GF_j]$$

Donde:

ACE expresión de la ecuación del esquema clásico

apf_i factor de participación del generador i

cp_{ji} factor de participación del generador i en la carga total siguiendo el requerimiento del distribuidor j

DL_j^i Total requerimiento de seguimiento de carga den el distribuidor j

DC_i Total generación del seguimiento de carga del generador i

Los parámetros DF_i y GF_i , no pueden ser medidos, ellos son parte de la carga total y generación de las compañías de distribución y generación respectivamente.

$$(4-79) \quad DF_i = DL_j - DC_i$$

$$(4-80) \quad GF_i = GG_j - GC_i$$

DL_j Carga neta del distribuidor j

DC_j Carga neta contratada del distribuidor j

GC_j Generación neta de la unidad i

Gci Generación neta contratada del generador i

Los parámetros Cp_{ji} son seleccionados para unir la transacción bilateral.

El parámetro ap_{ji} es determinado por la clase de generadores participantes en un contrato de regulación de área en orden de méritos.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES

A continuación se desarrolla un conjunto de conclusiones, que relacionan al CAG, con: factores que permiten y limitan su realización, resultados de simulaciones y otras consideraciones:

- El control automático de generación, es un proceso que se realiza en los centros de control de un SEP y se ejecutan en las plantas generadoras de energía eléctrica para realizar la denominada regulación secundaria; este proceso puede ser realizado en forma manual y en forma automática, ésta última forma recibe propiamente el nombre de CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION (CAG).
- El buen o mal funcionamiento del CAG, se evalúa sobre la base de una variable denominada ECA (Error de Control de Area), que resulta ser la desviación de potencia en un área, sea esta por variación de frecuencia o intercambio inadvertido de potencia en las líneas de interconexión entre una área y otra.
- Dependiendo de la necesidad del sistema o conjunto de sistemas tratados, se puede dar modalidades de ECA, la literatura técnica presenta tres de ellas que son: Modo de frecuencia neta, modo de potencia de intercambio y modo de potencia y frecuencia neta de intercambio.
- El ECA, idealmente es evaluado en todo instante de tiempo, en la realidad esto no puede ser realizando exactamente por:
 - 1) Errores de medidas, los cuales son inherentes a la respuesta de los instrumentos de medida y sus mecanismos.
 - 2) Inexactitud en la desviación de frecuencia.
 - 3) Fallos del medio para las comunicaciones respectivas
- Los problemas por factores y fenómenos físicos en el CAG, se encuentran relacionados con el sistema que permite realizar este control. Los factores más

predominantes en este sistema son: fenómenos relacionados con la rapidez de conversión de energía dependientes del tipo de planta generadora, tiempos de transporte y retardos del sistema de control y componentes constitutivos (Reguladores, turbinas, válvulas, calderas, tuberías etc.).

- Otros factores que inciden como limitantes físicos para la realización del CAG, son los relacionados con la ubicación física de las plantas generadoras, que determinan:

Ubicación de reserva

Coherencia de grupos y parques generadores

Tipo de carga

Topología y limitaciones de la red

Será de suma importancia conocer de manera cierta la ubicación de la generación, el número de plantas con reserva rodante y su ubicación para determinar la participación adecuada de las unidades disponibles, para efectuar el control automático de generación.

- Las limitaciones que se presentan en máquinas térmicas para la realización del control carga - frecuencia y por ende el CAG, se relacionan con la estabilidad térmica que presentan éstas debido a los ciclos termodinámicos que sufre su substancia de trabajo en la generación.
- Las respuestas de frecuencia de plantas generadoras hidroeléctricas, es más lenta que la obtenida en plantas de generación térmica. Entre las plantas térmicas a vapor modeladas presenta mayor rapidez en la respuesta de frecuencia la planta térmica sin ciclo de recalentamiento debido a sus constantes de tiempo.
- En las plantas térmicas (vapor, carbón, gas etc.), la respuesta dinámica de frecuencia es rápida para perturbaciones de corta magnitud, mientras que para disturbios de mayor magnitud las respuestas más rápidas presentan las máquinas hidráulicas. Para el caso de las turbinas a vapor las respuestas dependerán además de la estrategia en el sistema de control de la planta, sea ésta de seguimiento de turbina o seguimiento de caldera.

- Basándose en los gráficos presentados en las figuras 4.29 y 4.30 del Capítulo 4, los cambios en la presión de la válvula estranguladora que permite el paso de la sustancia de trabajo (vapor), es más lenta para el caso de máquinas a carbón que en el caso de gas u oleocombustible y se tiene una respuesta oscilatoria que se estabiliza para el caso de las máquinas de gas y combustible en casi la cuarta parte de lo que se obtendría con una máquina de carbón.
- Se debe tener en cuenta que en plantas de generación hidroeléctrica la apertura o interrupción de inyección de agua (que sirve para regulación de frecuencia) en la turbina determinara efectos que deben ser controlados por las válvulas de admisión y/o deflectores utilizados para el efecto (turbinas tipo Pelton) y evitar así por ejemplo el golpe de ariete sobre estas. Otro problema que se debe tomar en cuenta en plantas de generación hidroeléctrica es la cavitación producida por variaciones bruscas de presión.
- La topología de la red es un parámetro que afecta a la respuesta de frecuencia en especial en sistemas longitudinales, pues la generación producida en ayuda para cubrir las variaciones de potencia debe considerar distancias eléctricas que influyen en la transferencia de potencia de la generación a al carga.
- La filosofía de control utilizada para la operación de un SHP es de radical importancia para el desempeño del sistema de control, por ejemplo, en los años 60 se hablaba de medios que utilizaban filosofías basadas en estructuras de control localizadas en las mismas plantas que no presentan una alta eficiencia y aporte a la calidad del suministro de energía eléctrica. Por la misma década se empieza a estructurar filosofías de un control adaptivo dividiendo los problemas de control en partes para que cada parte sea trabajada en particular en una estructura jerarquizada. Aparece entonces la filosofía de control utilizada en los actuales centros de control que presentan características relevantes en eficiencia y aporte a la calidad de energía eléctrica.
- La tecnología juega un papel de suma importancia en el desarrollo e implementación de nuevas técnicas y filosofías de control. Así por ejemplo los computadores analógicos fueron suplantados por computadores digitales que presentan mejores características de velocidad, almacenamiento de información, manejo de mayor número de datos,

manejo de información en software, permitiendo con esto la operación en tiempo real de un sistema, y la posible integración de métodos, algoritmos y programas en el mismo sistema.

- Las acciones de control efectuadas por un controlador dependerán de su habilidad para dar solución a múltiples eventos y características presentadas en determinada situación y requerimiento del sistema a controlar.
- Las acciones de control utilizadas para el control secundario de frecuencia en los controladores han sido múltiples y ha dependido de la capacidad y bondades que los medios técnicos y tecnológicos pueden proveer, por ejemplo, la implementación de acciones de control PID en sistemas de gobernanación han reemplazado a las acciones puramente proporcionales ó integrales. En estos controladores PID aplicados a los reguladores de velocidad de generadores, la acción derivativa generalmente es minimizada debido a que esta es contraproducente al ocurrir rechazos de carga.
- En la calibración de los controladores de un regulador de velocidad, los valores de las constantes deben ser acordes a las limitaciones físicas del generador a controlar como son: tiempos de respuesta, velocidad de toma de carga, estabilidad de la caldera etc. Para una primera y aproximada calibración en controladores de gobernadores electrohídricos con acciones de control PID, se podría ocupar en una primera instancia los valores típicos de constantes utilizadas en el modelo electromecánico, haciendo uso del modelo equivalente mostrado en la figura 3.31 del Capítulo 3 de esta tesis.
- El sistema de comunicaciones es un factor indispensable para la realización de todas las actividades, coordinación y operación de los centros de control de sistemas de potencia. Actualmente la función de las comunicaciones no solo se limita a la relación de centros de control y centros generadores; se encuentra también involucrada en la globalización de información entre todos los agentes y empresas que constituyen el sistema eléctrico en cuestión (generadores, transmisor, distribuidores, grandes consumidores, importadores y exportadores), posibilitando una ágil y eficiente aplicación transparente de un mercado exigente y dinámico.

- La velocidad de envío y recepción de la información es un factor clave en la ejecución del CAG, los sistemas puramente supervisorios, determinan tiempos inadecuados para la toma de decisiones. En el control de frecuencia se habla de dos tiempos críticos para su cumplimiento y estos son: los destinados al control carga frecuencia LFC y al Despacho Económico de Carga DEC. Se ha comprobado que no es necesario ejecutar el programa DEC con una gran frecuencia basta con ejecuciones en tiempos comprendidos entre 10 y 15 minutos. Es práctica común realizar el DEC a intervalos de tiempo determinados o cada vez que se verifica una variación permanente y de una determinada magnitud de carga. La frecuencia de ejecución del programa de control LFC, es más elevada que la correspondiente a la ejecución del programa DEC, típicamente: LFC cada 5 segundos y DEC cada 5, 10, 15 minutos. Si se menciona períodos de segundos para la ejecución del LFC, la velocidad de transmisión debe ser considerablemente buena; de la referencia [14] se puede observar que los tiempos de barrido en el sistema ecuatoriano están en el orden de segundos, tiempo que puede permitir la ejecución adecuada del CAG si se dispone del equipamiento correspondiente.
- Los recursos humanos en la operación, representan el contingente técnico que permite llevar a cabo en forma general la operación de un sistema eléctrico; su participación, supervisión y corrección en los diferentes procedimientos y funciones de un centro de operación es importante y radical, pues evalúa su desempeño y función. El órgano discernidor humano complementa ajusta y corrige las acciones a tomarse y tomadas por los programas informáticos.
- Es de suma importancia conocer la evolución histórica de un sistema de potencia, pues basándose en ésta se puede advertir la incidencia de nuevas tecnologías, uso de técnicas, filosofía de control, medios, mejoramiento en los parámetros en la calidad de servicio, etc.
- El marco jurídico y las políticas de mercado permiten el desarrollo de los reglamentos y normativas que enmarcan una operación acorde con el modelo de mercado implementado en un área eléctrica. Los mercados tradicionales tienden a desaparecer

dando paso a algunos modelos de mercados más competitivos en los que prima el servicio al cliente. Por lo mencionado la operación del sistema eléctrico debe guardar un esquema que permita la eficiencia, seguridad y calidad de la energía eléctrica, manejada por la instancia de mayor jerarquía en la operación de SEP.

- La filosofía de control utilizada actualmente en el CENACE en conjunto con el soporte y equipamiento técnico ha permitido potenciar la utilización de nuevas funciones y herramientas para el control del sistema eléctrico de potencia ecuatoriano, una de ellas será el CAG.
- La utilización del CAG, en el nuevo marco mercantil de electricidad, es de fundamental importancia, debido a que la calidad de la frecuencia de energía eléctrica debe ponerse en estándares competitivos que permitan mantener clientes satisfechos.
- El futuro del sistema eléctrico ecuatoriano, lleva consigo grandes retos y mayor complejidad en su operación. La tendencia a crear grandes áreas es una realidad, se debe entonces poseer herramientas como el CAG el cual necesariamente será una garantía de adecuada operación por parte de las áreas que compartan esos beneficios y así asegurar el cumplimiento de pactos contractuales de interconexión.
- Respecto a las Simulaciones, la aplicación de los modelos existentes en la literatura técnica citada en la referencia bibliográfica, han permitido realizar todo el conjunto de simulaciones presentadas en los Capítulos 3, 4 y anexo No 9. Como se mencionó estas fueron realizadas en el programa SIMULINK de MATLAB V 5.3.
- Se pudo verificar el tiempo aproximado que demora la regulación primaria respuesta en las distintas unidades modeladas, este tiempo estuvo entre los 20 y 30 segundos; nuestras normas consideran 20 s, tiempo que puede ser considerado según las simulaciones realizadas como el umbral del nuevo estado estable.
- En las simulaciones realizadas se ha considerado una perturbación modelada con una señal paso que representa un disturbio de potencia en el sistema; se han tomado 40 segundos de espera antes que el CAG entre en acción, posibilitando con esto mostrar

el nuevo estado de equilibrio conseguido por el sistema después de presentarse la perturbación. En la respuesta del CAG se observa que la frecuencia del sistema tiende a reaccionar con sobreimpulsos dependientes de las ganancias K_I y K_P (integral y proporcional); en muchos de los casos ese tipo de respuesta, no podría ser efectuado por dichas unidades; estas ganancias deberán ser seleccionadas metodológicamente con el sistema que se quisiera analizar, a esto se suma las consideraciones y limitaciones físicas de tasa máxima de generación, estrategia seguida -en el caso de máquinas térmicas- en la realización del CAG.

- Las respuestas de frecuencia obtenidas con el control secundario en las simulaciones realizadas, representan la forma como el sistema respondería ante estímulos de regulación forzada para alcanzar las condiciones nominales de frecuencia en el sistema.
- Los ejemplos ilustrados en las diferentes simulaciones son totalmente teóricos, con valores típicos, mas se puede mencionar que estos modelos han servido en muchos estudios en los que se han obtenido buenos resultados.
- Los modelos aplicados para la simulación del Capítulo 4 y anexo No 9 para sistemas multimáquina se obtienen uniendo los diferentes modelos tratados en el Capítulo 3 (para la simulación de la regulación primaria) en adición de la parte correspondiente al control secundario, constituido principalmente de un control PI (Integral, Proporcional), un cambiador de velocidad y un bloque el mismo que permite realizar primero la regulación natural (primaria) para luego de un tiempo dar paso a la realización de la regulación secundaria.
- La modelación matemática de los sistemas y subsistemas integrantes del control automático de generación juegan un papel de suma importancia en el análisis del CAG; estos pueden anticipar acciones posibles de control sobre el sistema de potencia con una gran aproximación si los modelos utilizado son adecuados. Los modelos utilizados en los análisis de esta tesis para la respuesta de frecuencia han sido tomados de estudios presentados en revistas técnicas recomendadas.

- Los modelos utilizados en la simulación del control P-f y CAG , son modelos que responden a variaciones pequeñas de carga; muchos de los ejemplos presentados en los Capítulos: 3, 4 y anexo No 9, presentan disturbios de magnitudes significativas, más la forma de respuesta que presenta el sistema es muy explicativa para los fines perseguidos en esta tesis.
- En las simulaciones realizadas para el sistema multiárea se puede observar aspectos importantes como son:

Oscilación de la respuesta de frecuencia en cada uno de los dos sistemas participantes con un desfase de 180 grados una de otra. con una estabilización compartida y progresivamente amortiguada.

Incidencia del ECA (Error de Control de Área), en cada una de las áreas y lógicamente mayor en el área donde se produjo el disturbio.

Retorno a condiciones contractuales de producción de potencia, es decir se observa como cada área asume sus propios desbalances.

- En la mayoría de simulaciones realizadas se debe entender, que el parámetro de Error de Tiempo es un parámetro que se lo evalúa cada cierto tiempo por lo general 10 minutos, el Error de Tiempo presentado en las simulaciones de ésta tesis muestra la desviación que tendría la hora patrón y la hora del sistema debido a **una sola perturbación** en el tiempo mencionado. Se necesitaría -según los datos obtenidos en las simulaciones de ésta tesis (orden de 0.25 s ejemplo de la figura 4.48)- alrededor de 20 perturbaciones idénticas sin corrección y un tiempo mayor a los 10 minutos para poder alcanzar el límite permitido (5 s) por las normas de despacho actuales.
- Una línea marcada de modelación para estudios de CAG es la realizada por el señor NATHAN COHN, quien ha abocado su esfuerzo a la búsqueda de métodos de descomposición separando el error obtenido por energía inadvertida y desviaciones de tiempo, además por medio de estos métodos se puede separar áreas e incluir responsabilidades de las desviaciones correspondientes producidas por la deficiente

regulación en cada una de ellas. Estos estudios consideran ecuaciones algebraicas sencillas y modelos lineales. En uno de los estudios realizados sobre los modelos que COIIN plantea, se presentan formas de respuesta y valores de parámetros muy semejantes a los conseguidos por medio de las simulaciones realizadas en esta tesis.

ANEXO 1

MODELO GENERAL DE LA TURBINA HIDRÁULICA. [37,16]

En este modelo la constante T_w es llamada constante de tiempo de agua o tiempo de comienzo de agua. En forma general el modelo está determinado por el siguiente diagrama de bloques:

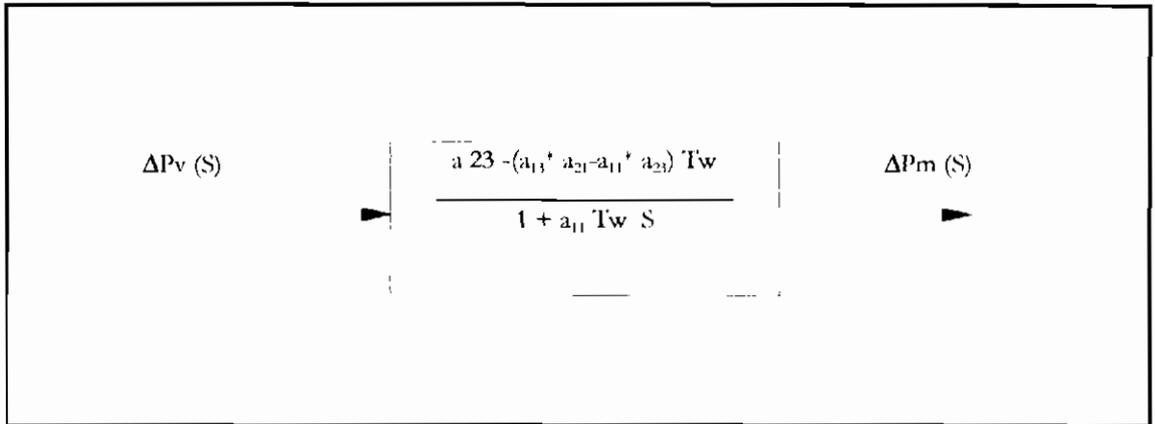


Figura No A.1 Diagrama de bloques Turbina Genérica Hidráulica

donde:

a_{11} , a_{13} , a_{21} , a_{23} : Parámetros de la hidroturbina

Para pequeña perturbaciones en condiciones de estado la turbina puede ser representada por las siguientes ecuaciones:

$$q = a_{11} h + a_{12} n + a_{13} g$$

$$m = a_{21} h + a_{22} n + a_{23} g$$

donde:

q ; desviación de flujo p.u.

h ; desviación en la cabeza

n ; desviación de velocidad

g ; desviación de la posición de la compuerta

m ; desviación de torque

Es preciso mencionar que esta modelación de turbina contiene varias aproximaciones como:

No son consideradas las resistencias hidráulicas.

Las oscilaciones en los tanques previstos para evitar el golpe de Ariete (Tanques de Oscilación).

“La variación de flujo en la turbina y torque puede ser representada por funciones lineales de altura (h), velocidad (n) y recorrido de “compuerta” (g) para pequeñas perturbaciones alrededor de una condición de equilibrio.”.

$$y, a_{11} = dq/dh$$

$$a_{12} = dq/dn$$

$$a_{13} = dq/dg$$

$$a_{21} = dm/dh$$

$$a_{22} = dm/dn$$

$$a_{23} = dm/dg$$

Para la turbina ideal:

$$a_{11} = 0.5 \quad a_{12} = 0$$

$$a_{13} = 1 \quad a_{21} = 1.5$$

$$a_{22} = -1 \quad a_{23} = 1$$

Para el calculo de la contante de tiempo se hace referencia al método que utiliza la referencia [7]. De esta forma se tiene:

La constante Tw es asociada con el tiempo de aceleración para el agua en la tubería de alta presión que une el nivel de la boca de la toma al lugar donde está la turbina.

La ecuación básica para la constante de tiempo es:

$$T_w = L * V / (HT * g)$$

donde:

L; es la longitud de la tubería de alta presión

V; es la velocidad del agua en pies/ s.

HT; es la altura desde la cabeza del la tubería

g; aceleración de la gravedad en pies/s².

De la fórmula que permite determinar la potencia eléctrica en Kw.

$$P = V HT A e / 11.8$$

donde

v; velocidad en pies/s

A; es el área promedio de en pies²

e; es el producto de la eficiencia de la turbina y la eficiencia del generador

Uniendo las fórmulas anteriores se tiene que:

$$T_w = 11.8 P L / H T^2 A c g$$

entonces $T_w = 0.366 P L / H T^2 A e$

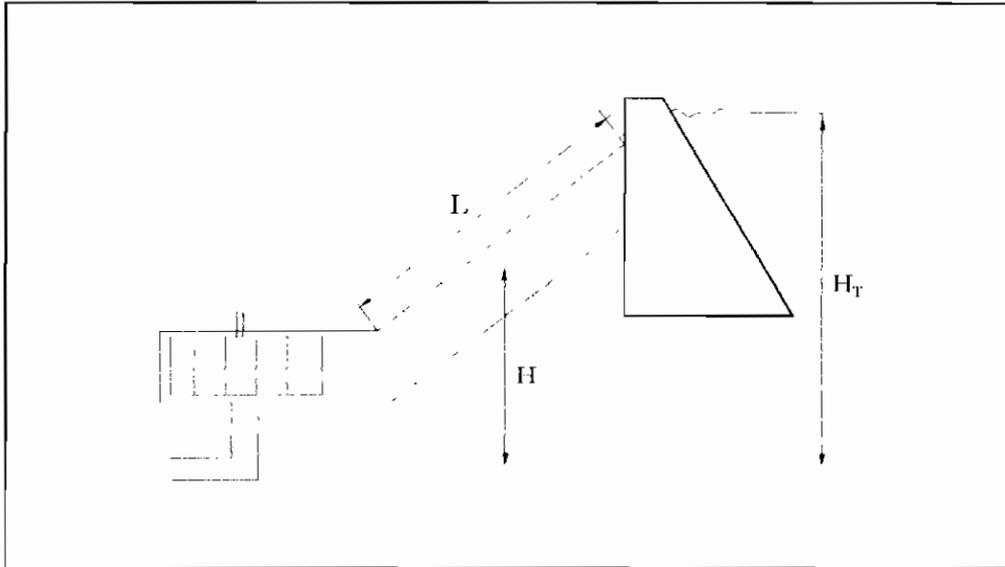


Figura No A.2 Tubería de alta presión[37]

ANEXO 2

MODELACION DE TURBINAS TERMICAS. [37]

La modelación de turbinas térmicas se la realiza por medio de la unión de bloques pertenecientes a etapas en las cuales el vapor produce energía mecánica en turbinas de alta baja y media presión, las constantes involucradas en esta modelación se refieren a proporciones de ganancias en cada etapa constantes la cuales se encuentran tabuladas en la referencia [37], se recalca en estos modelos la presencia de recalentadores y “cossover”, considerando en esta modelación. Esta misma referencia plantea un modelo generalizado que prácticamente resume cualquier tipo de arreglo de bloques y etapas en la turbina a vapor.

Los retardos producidos en los movimientos del flujo de vapor en las diferentes etapas de un sistema de vapor, sean estos por movimiento de válvulas y cambio de vapor, tuberías de entrada al cilindro de la turbina y/o tuberías para ciclo de realimentación, recalentadores etc, ingresan retardos, los mismos que pueden ser representados esquemáticamente en las figuras que se muestran a continuación, se incluye además la modelación lineal de un sistema con etapa de recalentamiento y etapa de recuperación.

Un modelo generalizado de planta generadoras térmicas a vapor consiste en un conjunto de lazos que representan las diferentes etapas de recalentamiento y recuperación de la máquina con sus respectivas ganancias

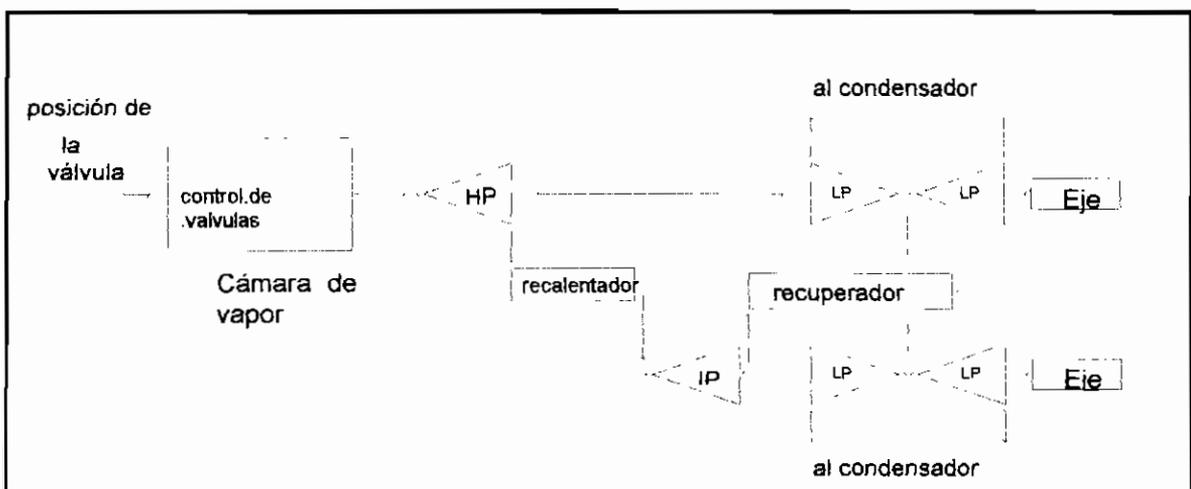


Figura No A.3 Esquema de un sistema térmico con varias etapas.

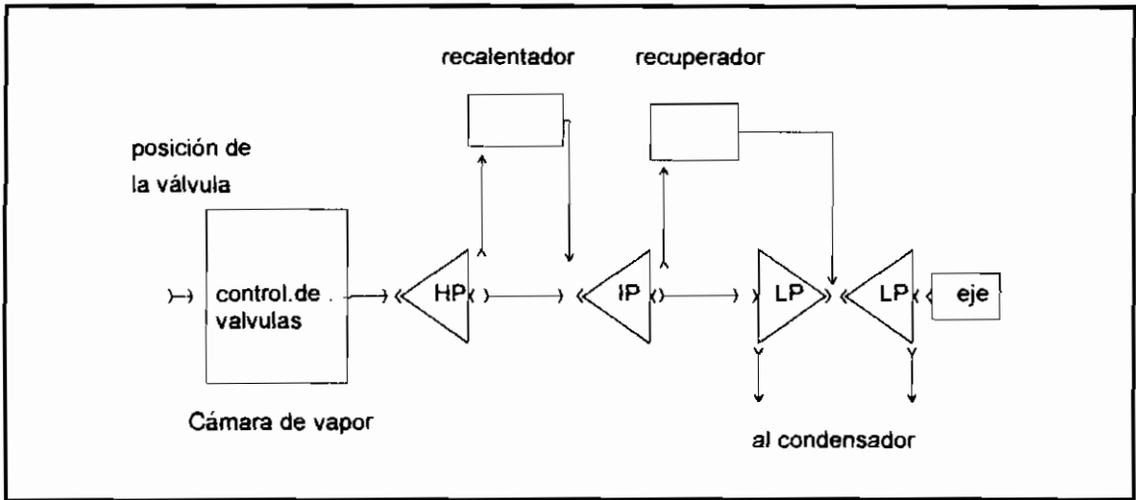


Figura No A.4 Esquema de un sistema térmico con varias etapas.

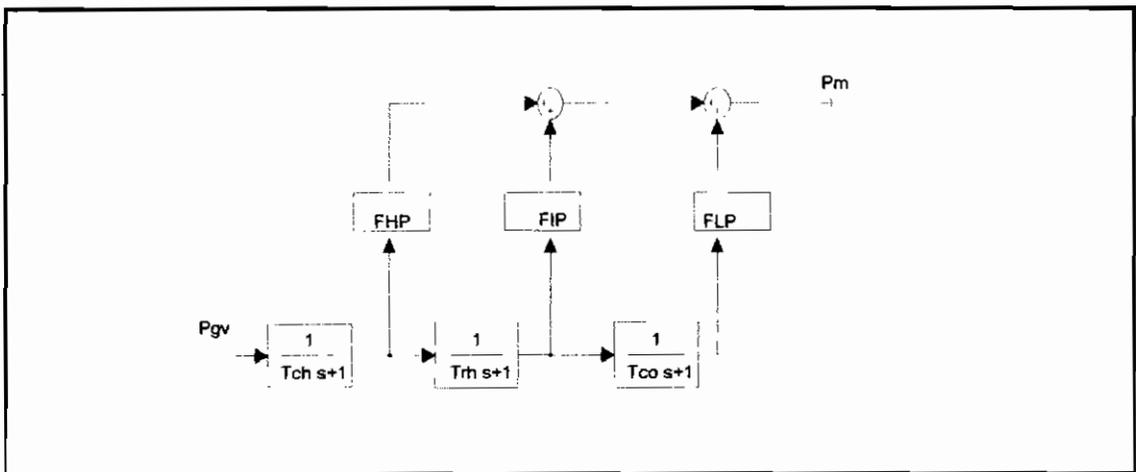


Figura No A.5 Modelo lineal aproximado de una turbina a vapor con recalentamiento y recuperador

ANEXO 3

CRITERIOS DE CONTROL EN CONDICIONES DE DEFICIT DE CAPACIDAD. [11]

El margen de capacidad requerido para afrontar la contingencia más probable, sin incursionar al nivel de 59.5 Hz, viene a ser el factor principal que determine el límite de operación a baja frecuencia sostenida. La incursión referida aquí no es el pico transitorio, sino el decaimiento a un valor sostenido. Bajo condiciones de déficit de capacidad cuando la reserva está agotada, una caída de frecuencia provocada por una pérdida de generación sería seguida por una pequeña recuperación por la acción de algunos gobernadores. Si se desea evitar el riesgo de una interrupción en la interconexión, cuando la frecuencia incursione al nivel de 59.5 Hz, un bloque de carga fija debe ser desconectado, cualquier técnica de reducción de carga menos drástica, tal como: la desconexión de carga que puede ser interrumpida, reducción de voltajes, control remoto de cargas y si el tiempo lo permite, peticiones de reducción de consumo por radio y televisión, debe ser empleada antes que se alcance el nivel de frecuencia estipulado para desconectar cargas fijas.

En la figura No A6, se muestra la características de un sistema interconectado relacionadas con la selección de un margen de contingencia por baja frecuencia. En esta figura la carga de referencia (100 %) es la máxima que puede ser sostenida mientras se mantenga un complemento normal de reserva. El complemento normal de reserva sostenido de reserva se toma como el 5 % de la carga de referencia así; la capacidad total del sistema es el 105 % respecto a la carga de referencia, pero a esa carga, no se tiene reserva.

Aunque la reserva para sistemas eléctricos individuales o áreas de control son frecuentemente especificadas en función de la contingencia sencilla más crítica para el problema en cuestión es conveniente que se relacione a la carga del sistema. “reservas del 5 al 7 %” de la carga pico del sistema, han sido mencionadas como representativas en la guía de la operación del WSCC. De estas reservas el valor más pequeño es tomado como el más apropiado para un estudio de déficit de capacidad. Posteriormente se verá cómo la cantidad de reserva considerada no afecta las conclusiones que se presentan. La distribución de la reserva entre unidades que respondan al control automático de generación, al control del gobernador solamente, y unidades sin reserva rodante afectarán el comportamiento de la

frecuencia del sistema durante el consumo de la reserva. Estas influencia se ilustran en la figura No A.6.

La trayectoria A representa el límite superior de las posibles trayectorias “ se considera que toda la reserva estuviera bajo el control automático de generación ya sea simultáneo o consecutivamente, hasta que fuera completamente consumida”. Si el crecimiento de carga fuera uniformemente distribuido en el sistema, de tal forma que no fuera advertido ningún cambio en los flujos de potencias entre las área de control, entonces no tendría lugar la acción de polarización de frecuencia en el control automático de generación. Después que la reserva está agotada, cualquier aumento en la carga del sistema causará una caída de frecuencia esencialmente de acuerdo a la relación entre frecuencia y carga del sistema. En el declive de la pendiente también se tendrá una pequeña disminución en la capacidad de generación debida a la pérdida de capacidad de turbinas de gas, pero este efecto en el sistema compuesto sería muy pequeño. Las condiciones de operación en este grupo tienen baja probabilidad de ocurrencia, sin embargo la trayectoria A es útil para indicar el límite superior del comportamiento de la frecuencia durante un déficit de capacidad.

La trayectoria C ilustra el comportamiento de la frecuencia cuando el sistema se sobrecarga. Considerando que la reserva en cada área de control fue distribuida entre diez unidades generadoras, las mínimas permitidas por algunas guías de operación, se supone que la distribución de la carga entre ellas está en proporción a los rangos de las unidades. La reserva se maneja solamente por la acción de los gobernadores, bajo esta condición, con una regulación de velocidad del gobernador del 5% provocaría una disminución de la frecuencia del sistema a 59.7 Hz, para la cual la reserva se agotaría completamente.

Las condiciones para esta trayectoria son también algo improbables, pero este grupo de condiciones representa un límite más cercano a las trayectorias reales de frecuencias.

Entre los límites superior e inferior representados por las trayectorias A y C representativamente se muestra la trayectoria B que representa una condición más probable, en la cual la reserva está uniformemente distribuida entre un mayor número de unidades generadoras en cada área de control. Aún un control automático de generación en operación, la no uniformidad en la distribución de la carga en el sistema causara una disminución en la frecuencia cuando la carga se incrementara a causa de la acción de polarización con la frecuencia.

La pendiente inicial de la trayectoria B es menor que una polarización de 1% por dHz, reflejando que solamente parte del déficit de capacidad es externo al área de control

Después de la suspensión del control automático, el consumo de la reserva rodante sería manual o por acción de gobernadores. Debido a que en esta trayectoria las máquinas se cargan completamente en diferentes puntos, no se tienen discontinuidades agudas de frecuencias.

La característica común entre las trayectorias A, B y C es que, a pesar del amplio rango de la reserva, las tres trayectorias llegan al mismo punto 59.7 Hz, en el cual toda la reserva está completamente agotada.

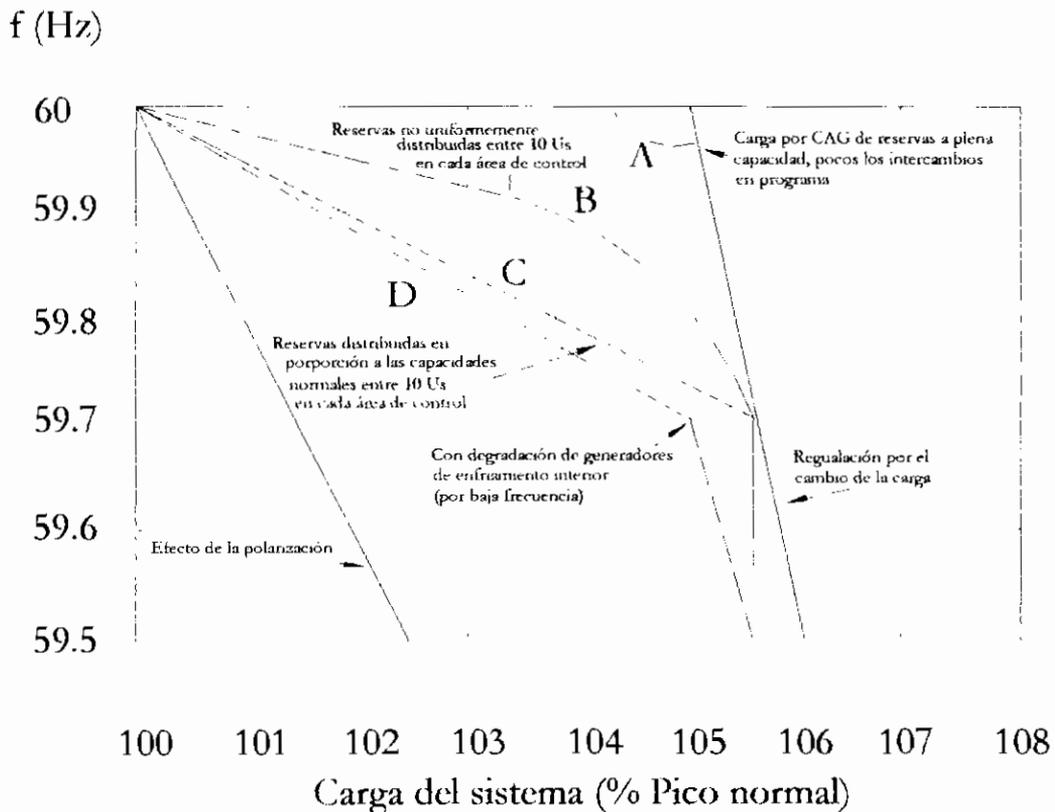


Figura No A.6 Deficiencia de generación vs frecuencia del sistema.

En el rango entre 60.0 y 59.7 Hz, la respuesta de la frecuencia, por un aumento de carga, es dominada por el gobernador o alguna otra acción de control, que puede ser manual o automática.

El trazo de la trayectoria C se considera adecuado porque toma en cuenta la reducción en capacidad de los generadores cuando operan a baja frecuencia sostenida. Sin embargo, esta baja en capacidad “no debe ser considerada en el rango de operación transitoria”.

Abajo de 59.7 Hz el comportamiento de la frecuencia del sistema, por un aumento de carga, “ depende de la relación natural carga - frecuencia”. Además la cantidad de carga adicional necesaria para bajar la frecuencia de 59.7 a 59.5 Hz es del orden del 0.46% de la carga predominante. Esto toma en cuenta el efecto promedio de la diversas sensibilidades de la carga con la frecuencia en todo el sistema interconectado, también habría una pérdida pequeña de capacidad de generación por efecto de las turbinas de gas y maquinas de combustión interna, cuando la frecuencia declina, ascendiendo a 0.01% de la capacidad de una interconexión por 0.1 Hz.

Después de que toda la reserva ha sido agotada un incremento de carga producirá una caída de frecuencia de 0.2 Hz. En un sistema interconectado cuya carga pico es de 333,300 Mw, esta dentro del rango de una contingencia sencilla.

Para la condición de un déficit de capacidad uniformemente distribuido sobre una gran interconexión, una frecuencia de 59.7 Hz, representaría el límite inferior razonable de baja frecuencia. A esta frecuencia la reserva se agota completamente, teniéndose un buen margen de contingencia para la interconexión del sistema. Dado que al bajar la frecuencia la carga se reduce, el margen obtenido también se reduce. Sin embargo, el margen indicado de 1470 Mw es suficiente para soportar la pérdida de una unidad de 1300Mw.

Para interconexiones más pequeñas, la unidad generadora mayor usualmente representa una razón mayor respecto a la carga pico que en las interconexiones grandes. Por lo tanto, se requiere un límite mayor de baja frecuencia sostenida para poder soportar la pérdida de la unidad mayor, sin permitir que la frecuencia del sistema se establezca abajo de 59.7 Hz; en tales circunstancias el margen de contingencia incluye la acción de los gobernadores sobre algo de la reserva, así como el amortiguamiento de la carga por baja frecuencia. En la Fig. No A.6 no se muestra la acción transitoria de los gobernadores solamente el nivel de estado estable se refleja, Para una estimación del margen de contingencia, la trayectoria B da un valor mas conservador que la trayectoria C.

ANEXO 4

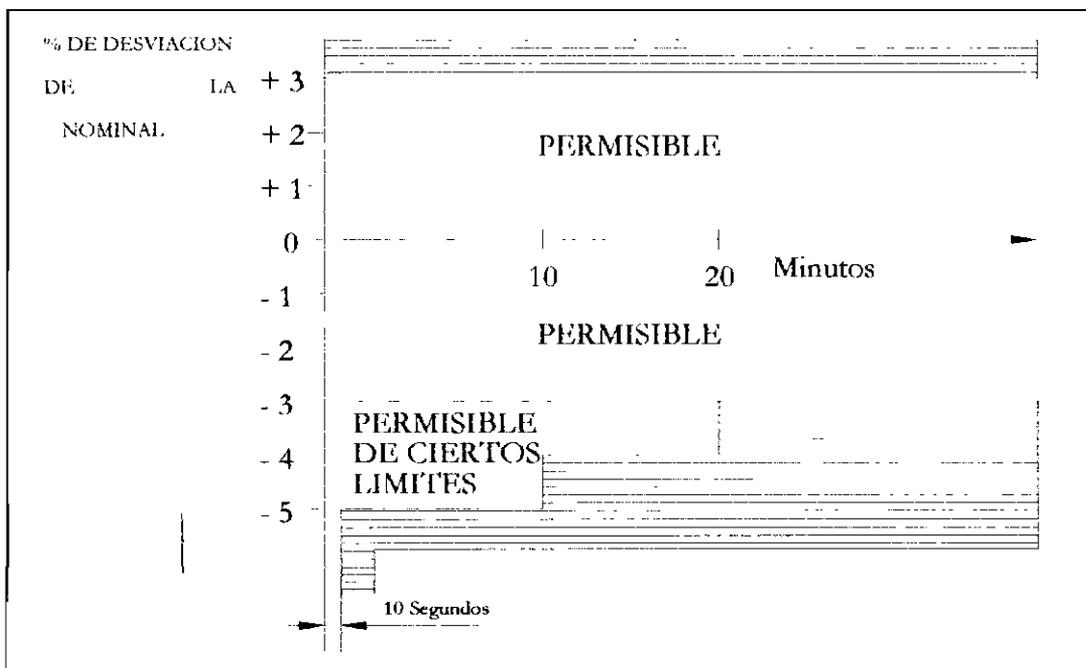
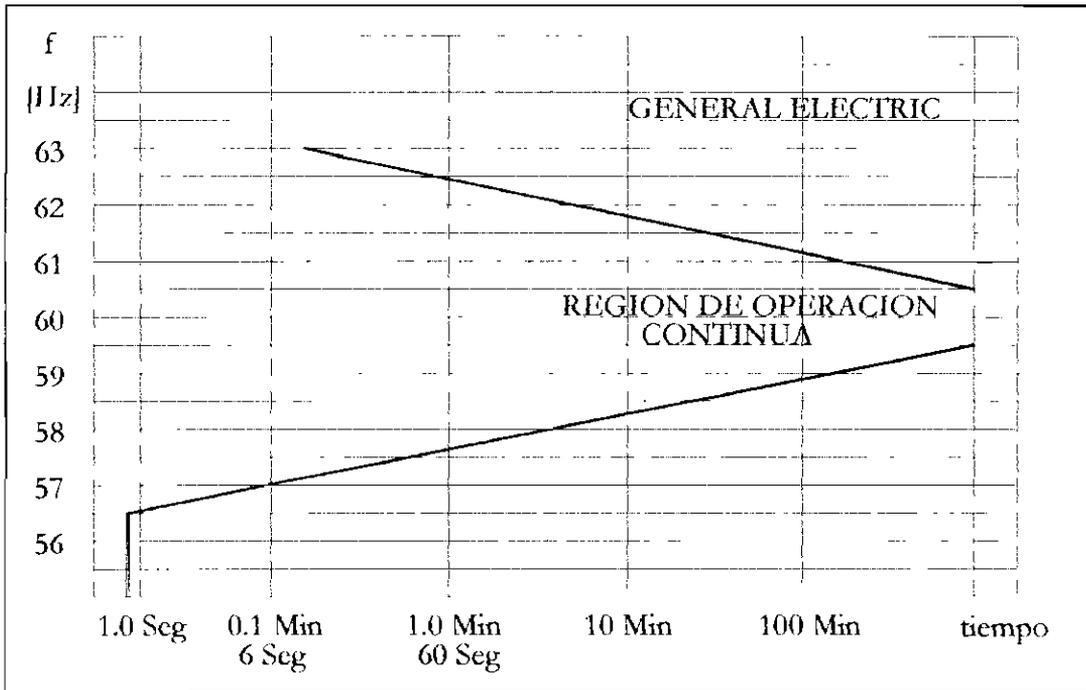


Figura No A.7 Límites en turbinas de vapor para la operación fuera de la frecuencia nominal.

ANEXO 5

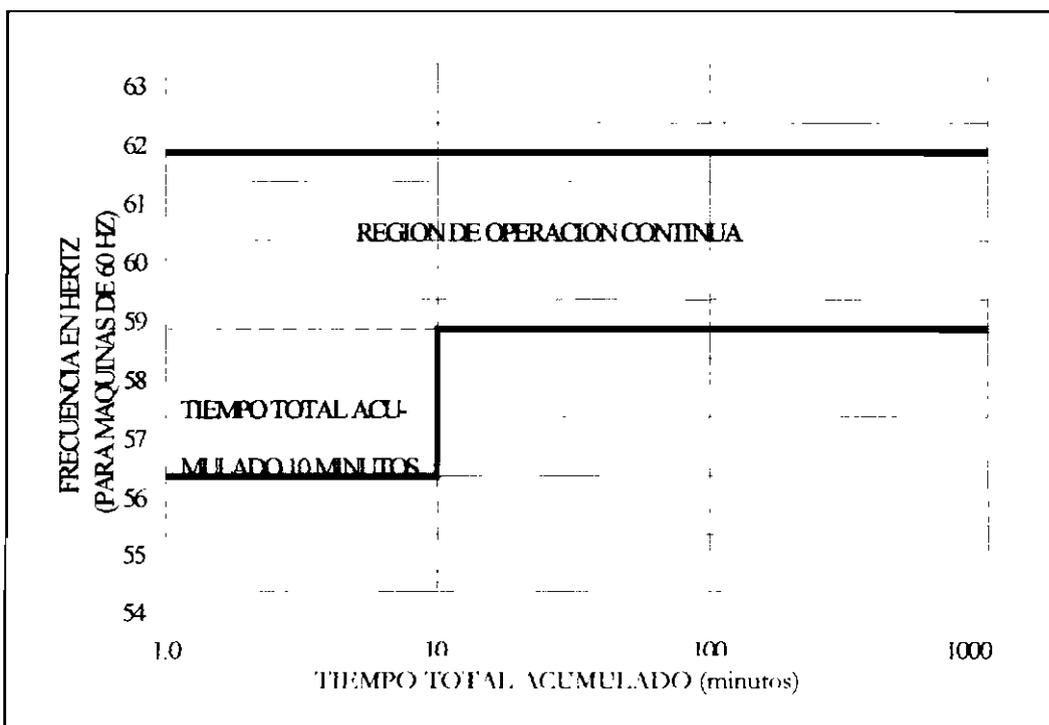
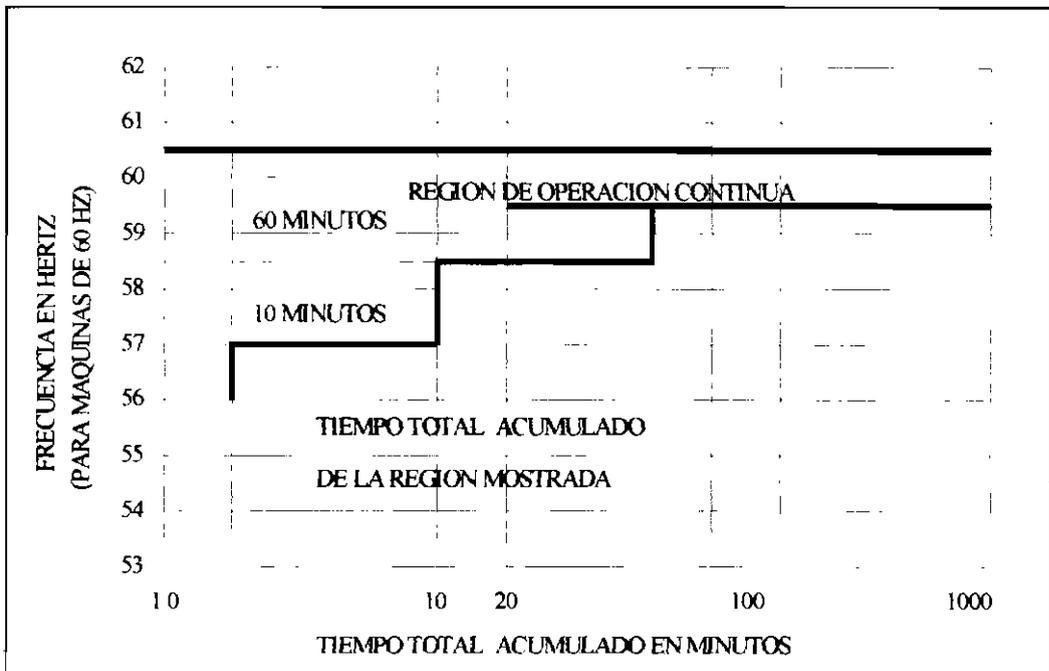


Figura No A.8 Rango recomendado para la operación de turbinas de vapor.

ANEXO 6-1

MAQUINA TERMICA A VAPOR SIN RECALENTAMIENTO

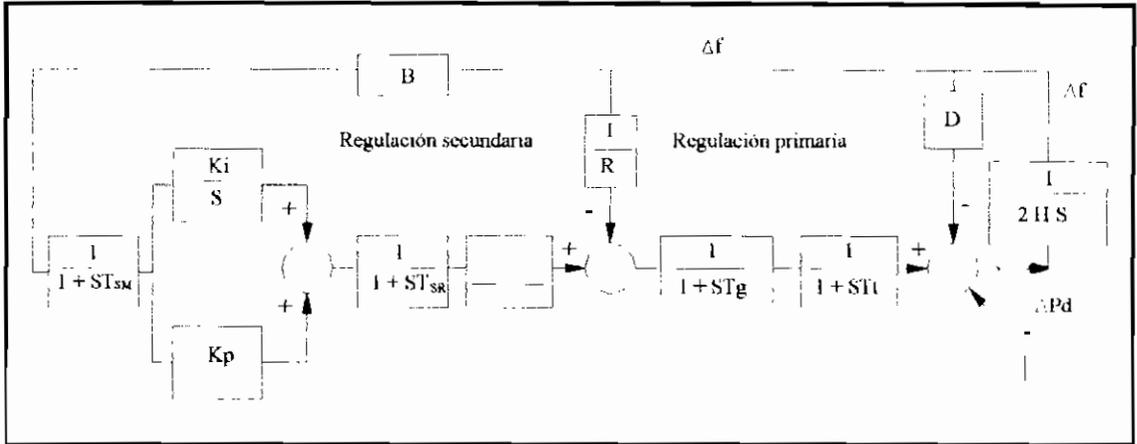


Figura No A.11 Modelo de máquina térmica a vapor sin recalentamiento para análisis de CAG.

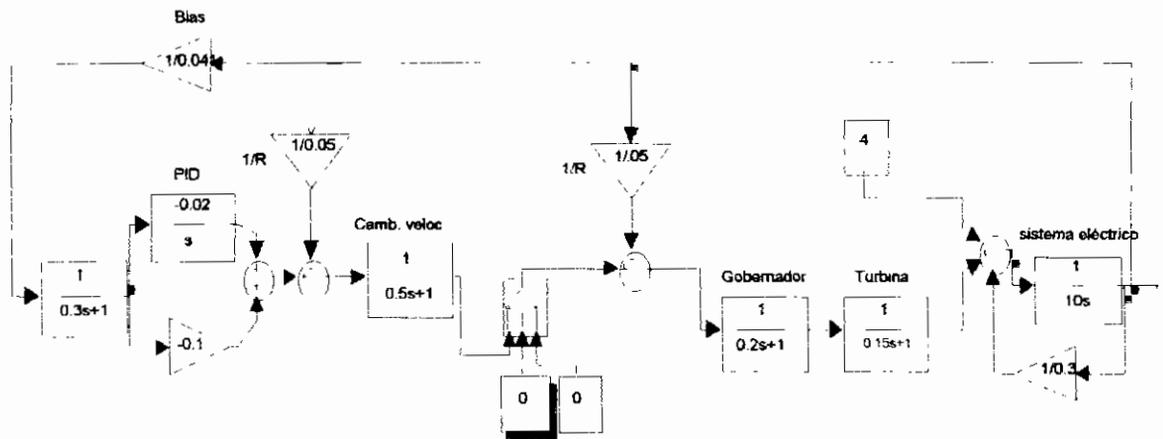


Figura No A.12 Modelo de máquina térmica a vapor sin recalentamiento para análisis de CAG. (Implementación en SIMULINK de MATLAB V 5.3)

ANEXO 6-2

MAQUINA TERMICA A VAPOR CON RECALENTAMIENTO

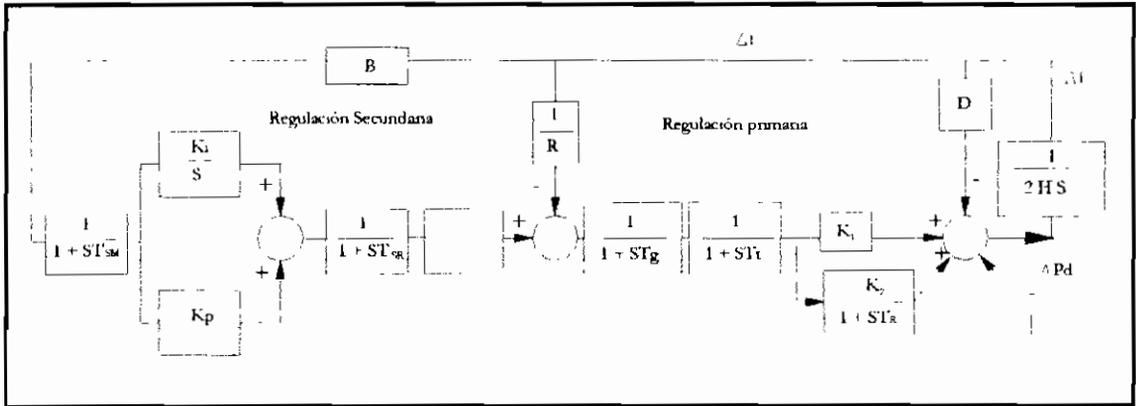


Figura No A.13 Modelo de máquina térmica a vapor con recalentamiento para análisis de CAG.

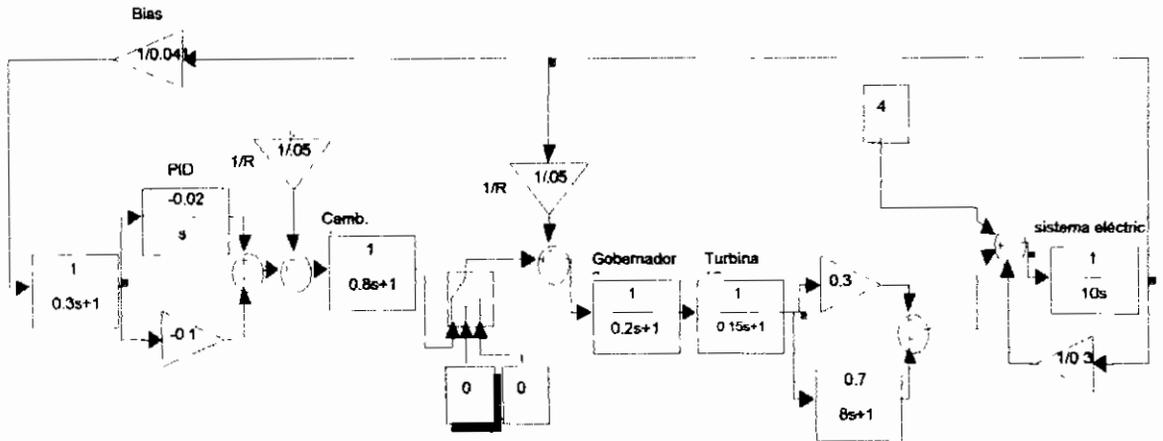


Figura No A.14 Modelo de máquina térmica a vapor con recalentamiento para análisis de CAG. (Implementación en SIMULINK de MATLAB V 5.3)

ANEXO 6-3

Constante	[unidades]	Tipo de Máquina		
		Hidráulica	Vapor sin recal	Vapor con recal
T_w	[s]	1.5		
T_g	[s]	0.1	0.15	0.15
T_{SR}	[s]	0.3	0.5	0.8
r	[Hz/Mw]	0.25		
R	[Hz/Mw]	0.05	0.05	0.05
K_p		0.1	0.1	0.1
K_i		0.02	0.02	0.02
T_{SM}	[s]	0.3	0.3	0.3
T_t	[s]		0.2	0.2
T_R	[s]			8
K_1				0.3
K_2				0.7
β	[Mw/Hz]	23.8	23.8	23.8
D	[Hz/Mw]	3.3	3.3	3.3
H	[s]	5	5	5
P_d	[Mw]	4	4	4

Tabla No A.1 Valores de parámetros utilizados en los modelos para el análisis del CAG, en un sistema monomáquina.

ANEXO 7

MODELO PARA ANALISIS DEL CAG, EN UN SISTEMA DE AREA SIMPLE

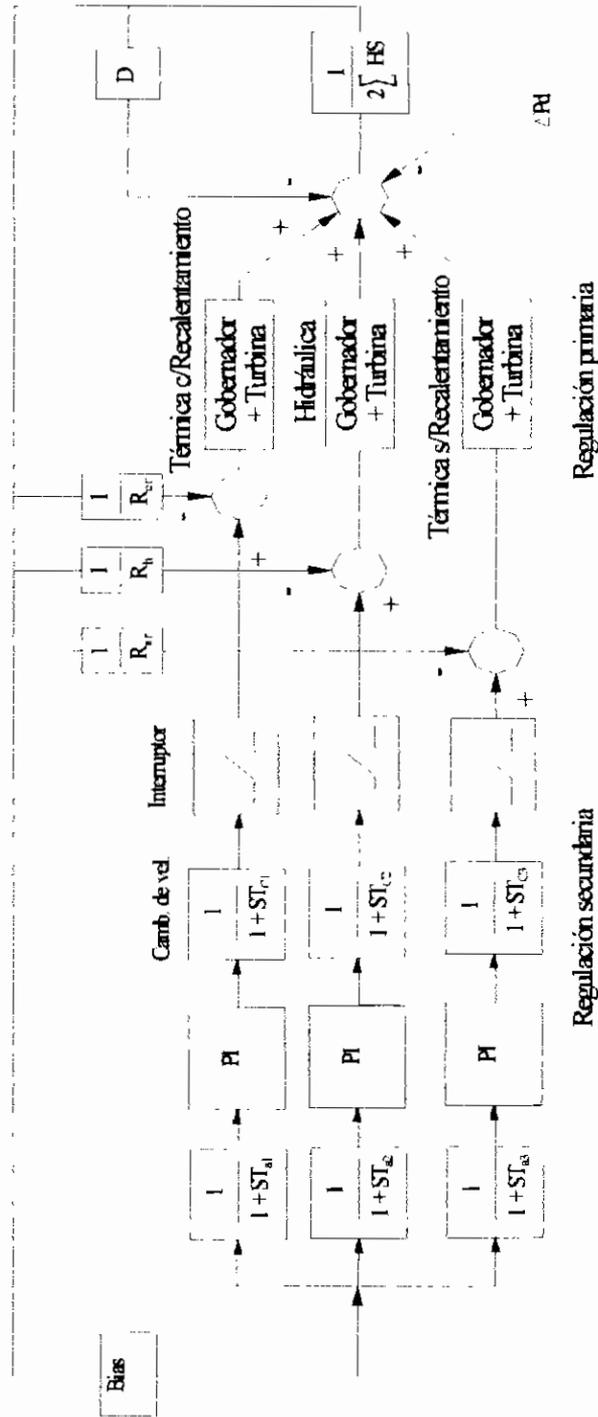


Figura No A.15 Modelo de un sistema de área simple para análisis del CAG.

ANEXO 7-1

Constante	[unidades]	Tipo de Máquina		
		Hidráulica	Vapor sin recal	Vapor con recal
T_w	[s]	1.5		
T_g	[s]	0.1	0.15	0.15
T_{SR}	[s]	0.3	0.5	0.8
r	[Hz/Mw]	0.25		
R	[Hz/Mw]	0.05	0.05	0.05
K_p		0.1	0.1	0.1
K_i		0.02	0.02	0.02
T_{SM}	[s]	0.3	0.3	0.3
T_t	[s]		0.2	0.2
T_R	[s]			8
K_1				0.3
K_2				0.7
β	[Mw/Hz]	70		
D	[Hz/Mw]	10		
H	[s]	7.5		
P_d	[Mw]	15		

Tabla No A.2 Valores de parámetros utilizados en los modelos para el análisis del CAG, en un sistema de área simple.

ANEXO 8

MODELO MULTIAREA MULTIMAQUINA PARA ANALISIS DEL CAG.

SISTEMAS MULTIMAQUINA MULTIAREA CON MAQUINAS, HIDRAULICAS Y TERMICAS A VAPOR (SISTEMAS CON RECALENTAMIENTO Y SIN RECALENTAMIENTO)

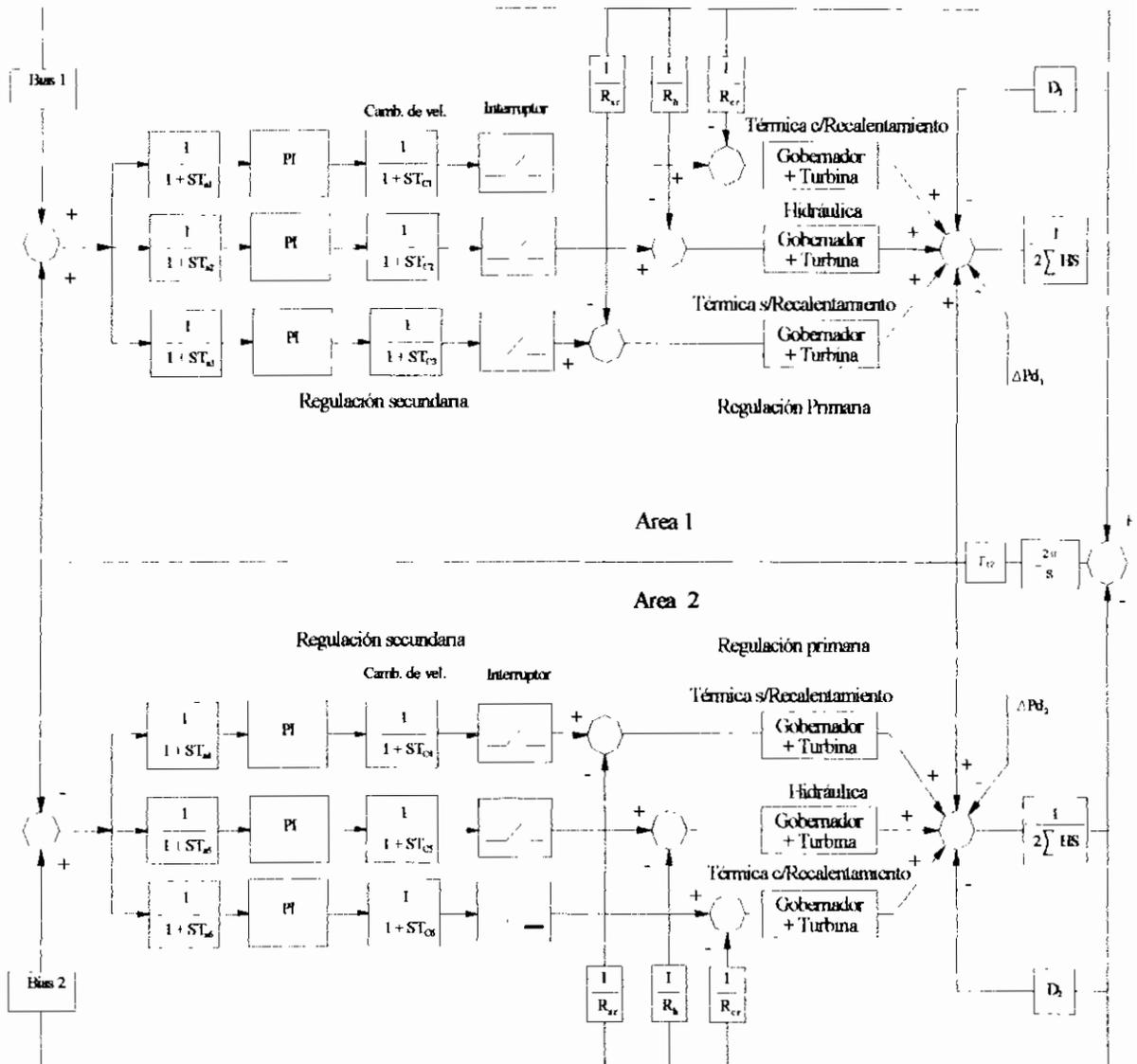


Figura No A.16 Modelo de un sistema multiárea(2 áreas) multimáquina para análisis de CAG.

ANEXO 8-1

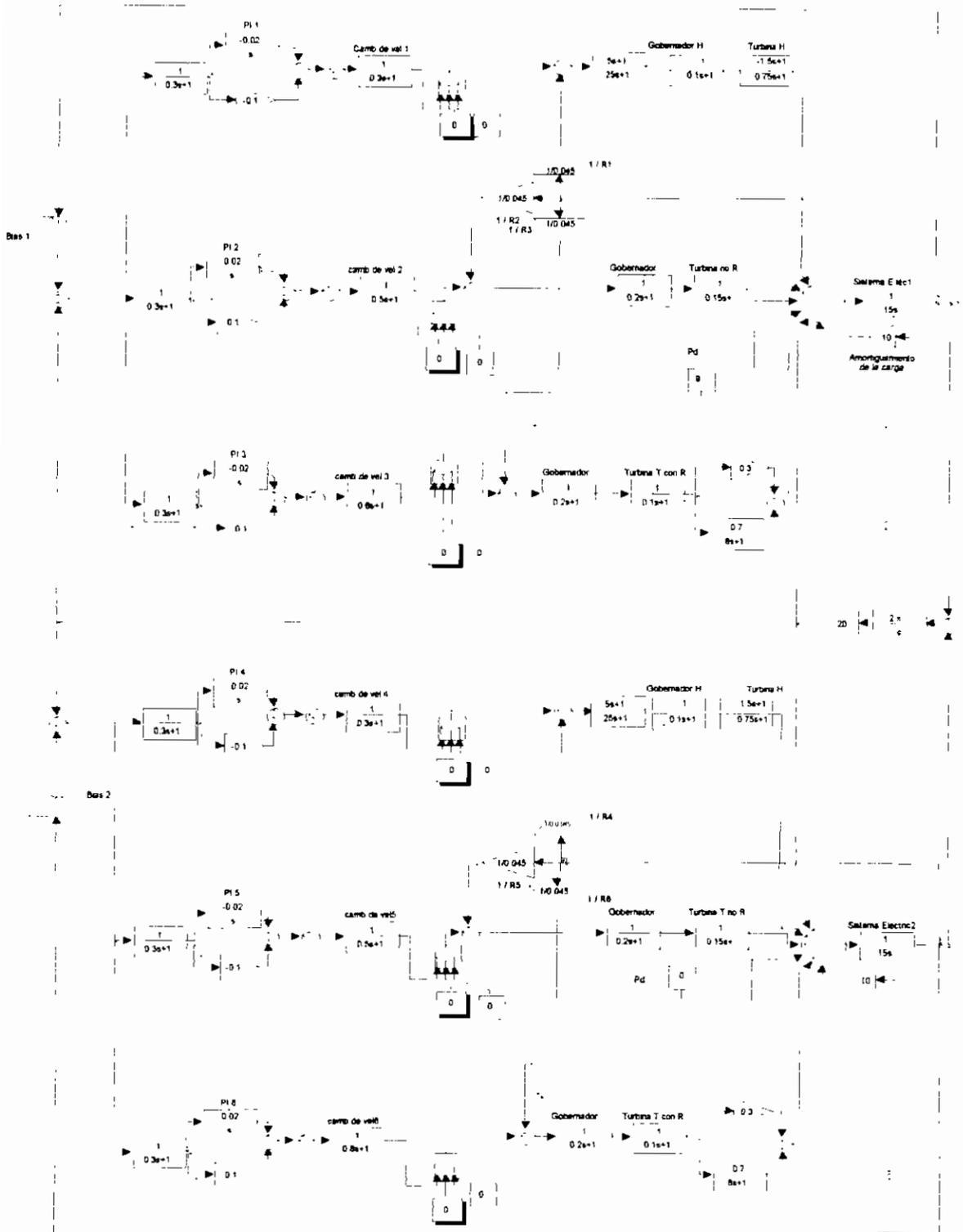


Figura No A.17 Modelo de un sistema multiárea(2 áreas) multimáquina para análisis de CAG. (Implementación en SIMULINK de MATLAB V 5.3)

ANEXO 8-2

Constante	[unidades]	Tipo de Máquina					
		Hidráulica		Vapor sin recal		Vapor con recal	
		Area 1	Area 2	Area 1	Area 2	Area 1	Area 2
T_w	[s]	1.5	1.5				
T_g	[s]	0.1	0.1	0.15	0.15	0.1	0.1
T_{SR}	[s]	0.3	0.3	0.5	0.5	0.8	0.8
r	[Hz/Mw]	0.25	0.25				
R	[Hz/Mw]	0.018	0.036	0.018	0.036	0.018	0.036
K_p		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
K_i		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
T_{SM}	[s]	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
T_t	[s]			0.2	0.2	0.2	0.2
T_R	[s]					8	8
K₁						0.3	0.7
K₂						0.3	0.7
D	[Hz/Mw]	10	10				
H	[s]	7.5	7.5				
β	[Mw/Hz]	76.6	76.6				
T_{I2}	[Mw]	20					
Pd	[Mw]	9	0.0				

Tabla No A.3 Valores de parámetros utilizados en los modelos para el análisis del CAG, en un sistema multiárea (2 áreas) multimáquina.

ANEXO 9

CASOS VARIOS EN LA SIMULACION DE SISTEMA CON CAG (CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION).

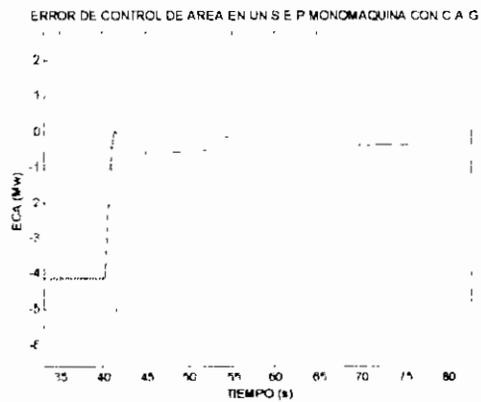
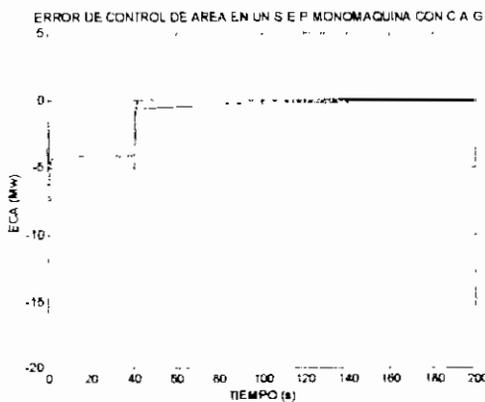
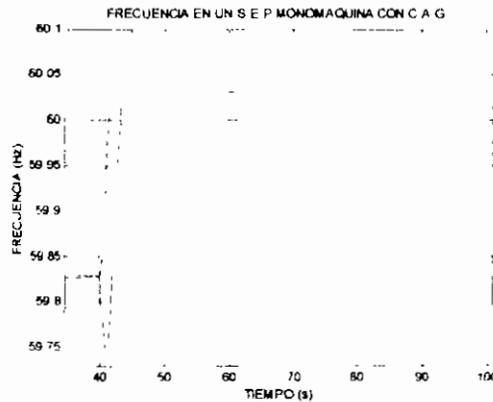
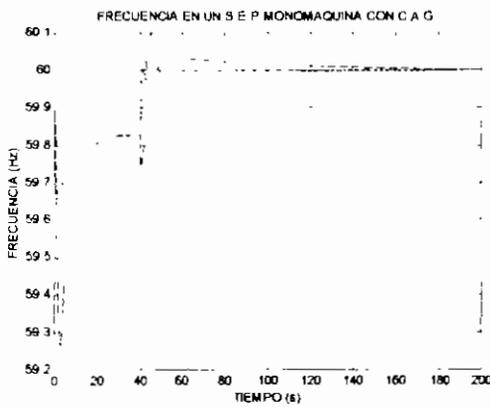
A continuación se realiza un conjunto de simulaciones que aclarara las fenómenos que resultan de los cambios producidos en los diferentes parámetros en los modelos lineales utilizados en el análisis del CAG.

SISTEMAS MONOMAQUINAS

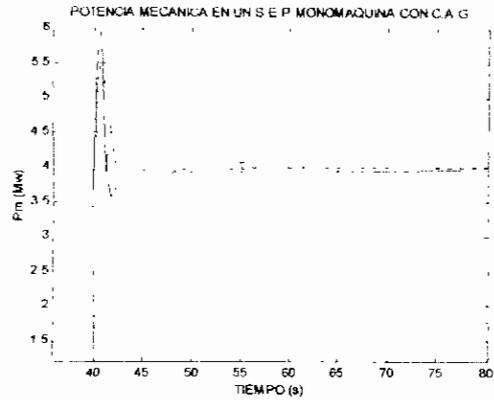
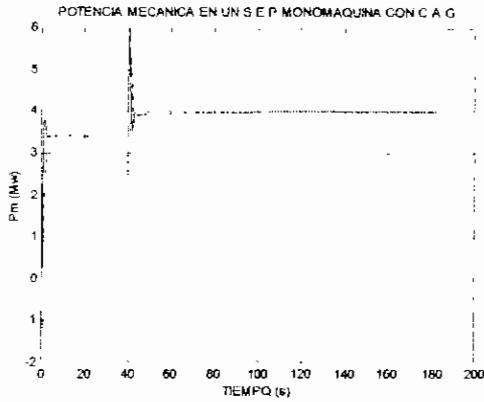
Primer caso

Caso base: Anexo 6

Cambio: Sobre el sistema base se ha aditado una realimentación de Δf en el cambiador de velocidad al sistema térmico con recalentamiento.



Máquina Hidráulica	_____
Máquina a vapor con recalentamiento	_____
Máquina a vapor sin recalentamiento	_____



Máquina Hidráulica	_____
Máquina a vapor con recalentamiento	_____
Máquina a vapor sin recalentamiento	_____

Comentario:

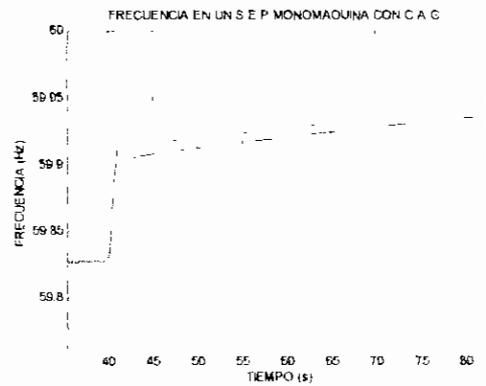
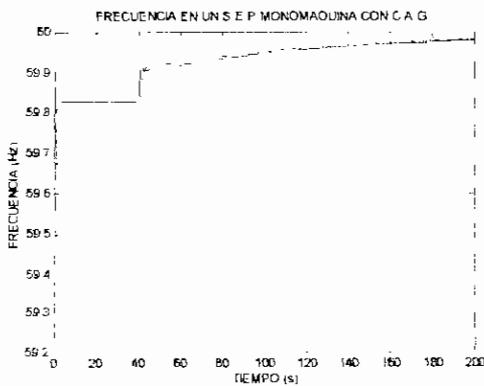
Con los cambios realizados se puede notar el aumento de velocidad de repuesta en el sistema térmico con recalentamiento (doblemente realimentado), con respecto al obtenido en el caso base.

Al comparar la repuesta de la maquina térmica con recalentamiento y realimentación respectiva, se nota un aumento en el pico inicial de sobreimpulso, el sistema se vuelve más oscilatorio y aunque su respuesta inicial es más rápida su estado estable lo consigue tiempo después del sistema similar que no tiene realimentación.

Segundo Caso

Caso base: Anexo 6

Cambio: Ki de 0.02 a 0.01 y Kp de 0.1 a 0.05

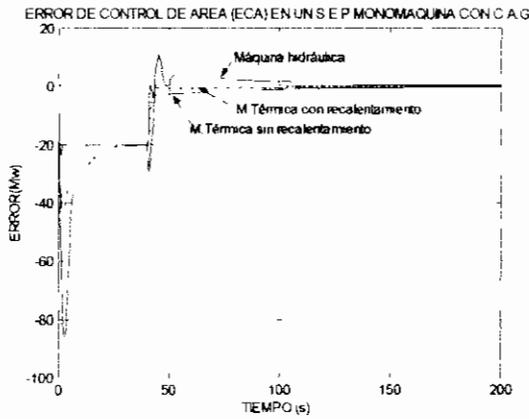
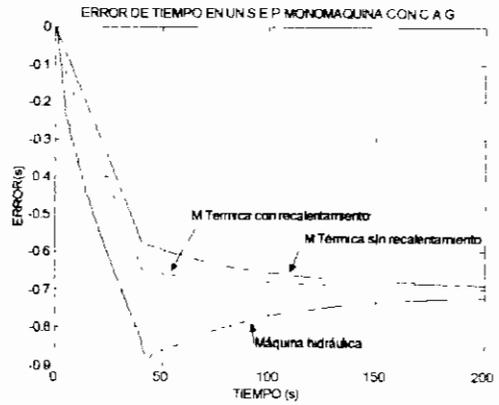
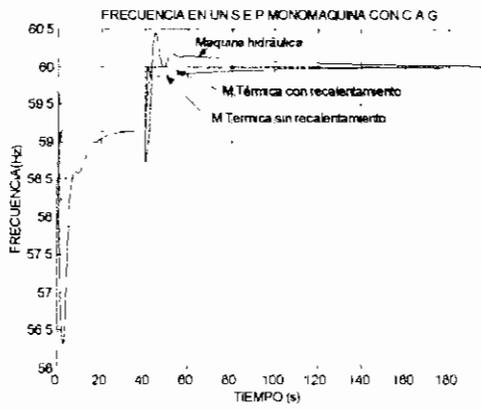


Máquina Hidráulica	_____
Máquina a vapor con recalentamiento	_____
Máquina a vapor sin recalentamiento	_____

Cuarto Caso

Caso base: Anexo 6

Cambio: Pd de 4 a 20 [Mw]

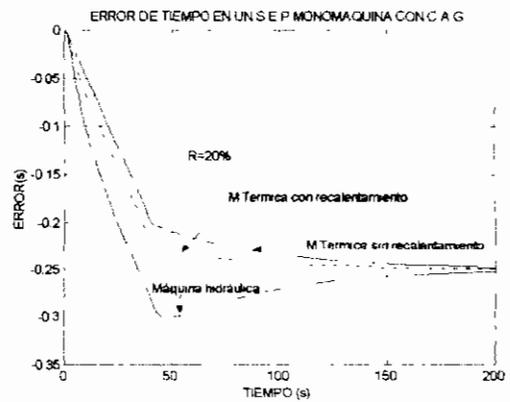
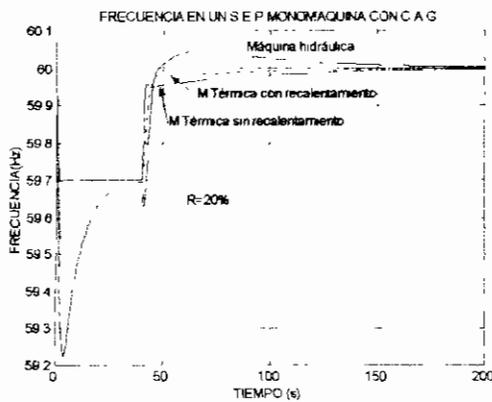


Comentario: Se puede observar un aumento significativo del Error de Tiempo.

Quinto Caso

Caso base: Anexo 6

Cambio: R de 0.05 a 0.2 [Hz/Mw]



Comentario: Se puede notar una respuesta de frecuencia menos oscilatoria y un mayor Error de tiempo.

ANEXO 10

CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACION EN UN SISTEMA DE DOS AREAS SIMILARES (Sistemas Térmicos con Recalentamiento)

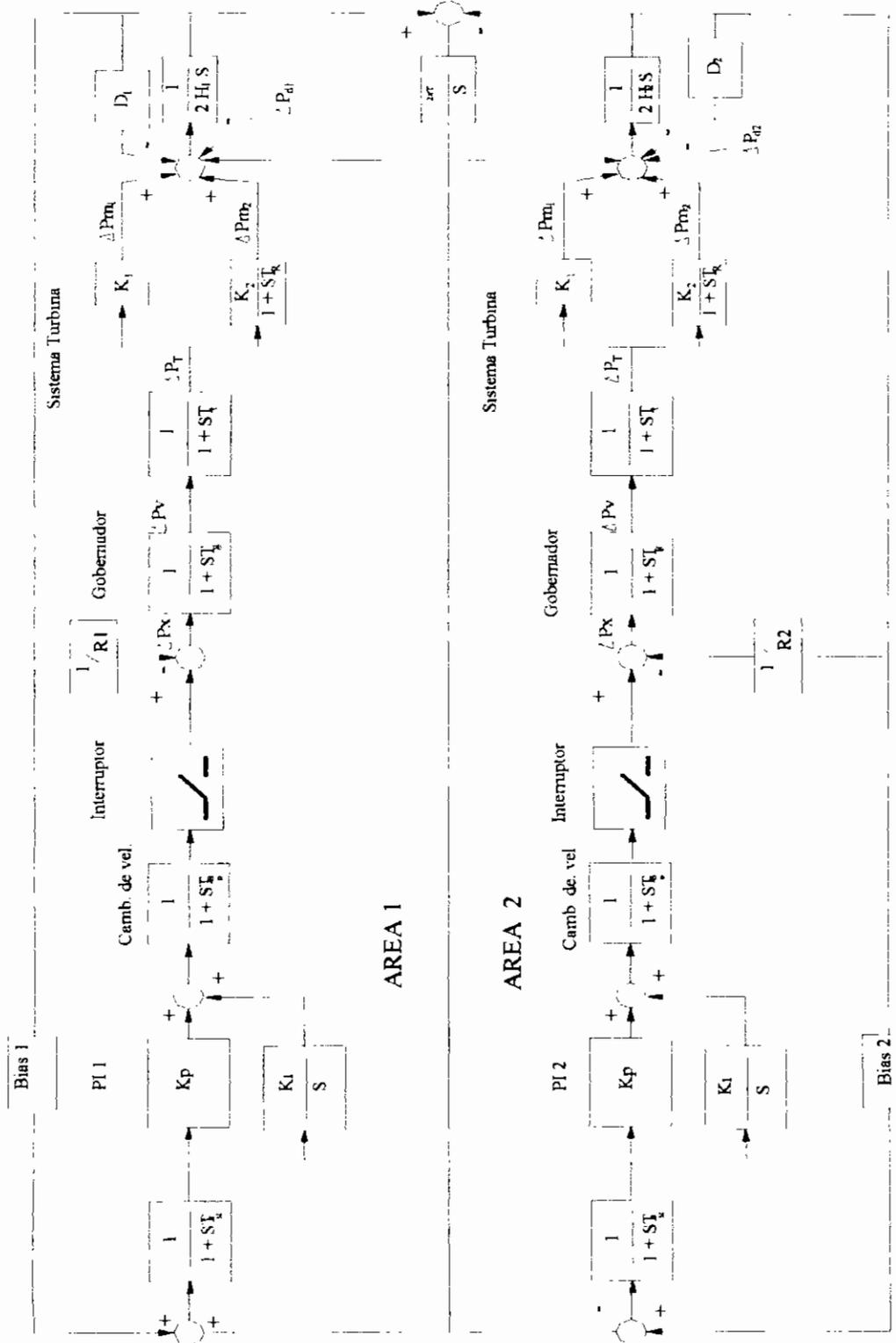


Figura No A.18 Modelo de un sistema de 2 áreas, para análisis de CAG.

ANEXO 10-1

Constante	[unidades]	Sistemas a Vapor con Recalentamiento	
		Area 1	Area 2
T_g	[s]	0.2	0.2
T_{SR}	[s]	0.8	0.8
R	[Hz/Mw]	0.015	0.015
K_p		0.02	0.02
K_i		0.1	0.1
T_{SM}	[s]	0.3	0.3
T_t	[s]	0.1	0.1
T_R	[s]	8	8
K_1		0.3	0.3
K_2		0.7	0.7
D_1	[Hz/Mw]	10	10
D_2	[Hz/Mw]	10	10
H_1	[s]	7.5	7.5
H_2	[s]	7.5	7.5
β_1	[Mw/Hz]	77	77
β_2	[Mw/Hz]	77	77
T_{12}	[Mw]	20	20
P_d	[Mw]	9	9

Tabla No A.4 Valores de parámetros utilizados en los modelos para el análisis del CAG, en un sistema multiárea (2 áreas), sistemas térmicos.

ANEXO 11

SISTEMAS TÉCNICOS DEL CENACE

Los sistemas técnicos los cuales constituyen CENACE son:

- Sistema de operación de tiempo real
- Sistema circuito transaccional económico
- Sistema de medición comercial
- Sistema de información agentes del MEM

Estos sistemas tienen la misión de efectuar la administración Técnica-Financiera del MEM con transparencia y equidad.

La liquidación de transacciones entre los agentes del MEM se relacionan con los Sistemas de medición comercial y Sistema circuito transaccional económico.

La coordinación de la operación técnica del SIN está relacionada íntimamente con el Sistema de operación de tiempo real.

PROYECTO DE COMPLEMENTACION DEL CENACE.

La necesidad de mejora de la actividad administrativa del CENACE exige la complementación de nuevas funciones en base a la referencia [12], se tiene como objetivo:

“Desarrollar e implantar nuevas funciones operativas y comerciales para la administración del mercado eléctrico mayorista”

alcance:

- Definición de base de datos centralizada
- Requerimientos de modelos y metodologías para planeamiento, análisis de seguridad, despacho económico, control automático de generación, registro y liquidación de transacciones técnico-económicas
- Ajuste y desarrollo del software de aplicación requerido
- Instalación de hardware y software en sitio
- Pruebas

- Entrenamiento

Su plazo de ejecución es de 24 meses con respecto a Mayo de 1999 y un presupuesto de USD 3 millones[12].

SISTEMAS EN LA CONFIGURACION FUTURA DEL CENACE

Los procesos a ejecutarse por este ente administrador determinan que éste se conforme de nuevos sistemas proveyendo en cada uno de estos los medios que permitirán alcanzar los objetivos que esta corporación tiene definido como son la calidad, eficiencia y transparencia en la operación técnica y financiera del mismo; los sistemas necesarios para el cumplimiento de lo mencionado, se pueden observar en la figura A.15:

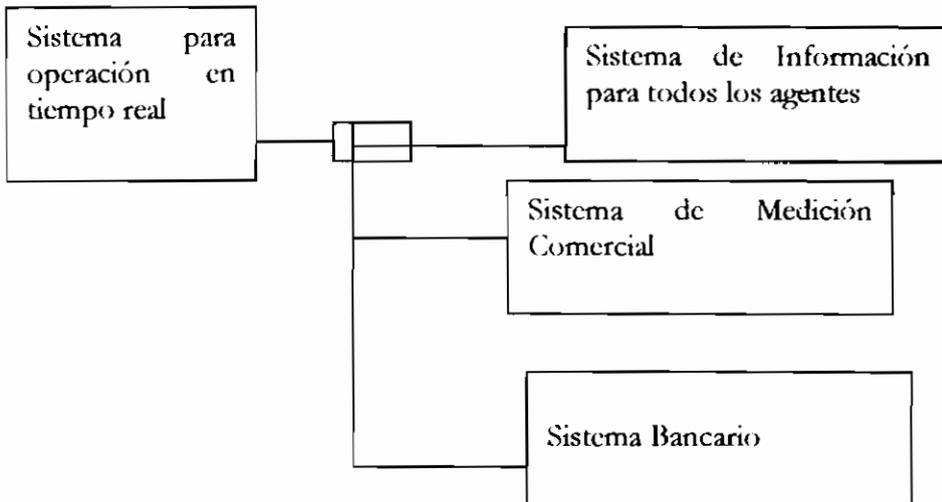


Figura No A.19 Configuración futura del CENACE. [12]

El sistema para operación en tiempo real, esta conformado por todos y cada uno de los elementos como: Sistema SCADA (Control, supervisión y adquisición de datos); funciones y programas de aplicación EMS (Sistema Manejador de Energía) , UTRs, (unidades terminales remotas, etc).

EL sistema EMS actual del CENACE tiene las siguientes características:

- EL sistema utiliza para el control, la supervisión y adquisición de datos un sistema (SCADA)

- Se supervisa 28 subestaciones y centrales del SNI
- Para la adquisición de datos se tienen 24 UTRs (Unidades Terminales Remotas)
- Se prevé futuros enlaces con centros de control (elcom-90)
- El volumen de datos manejados es actualmente: 3000 indicaciones, 500 mediciones analógicas, 217 contadores de energía
- Se tiene un sistema redundante de comunicaciones el mismo que permite tener una disponibilidad 99.9%
- El sistema tiene siete estaciones de trabajo: 3 en la sala de control, 2 en la sala de mantenimiento y desarrollo, 1 para la comercialización y 1 para la empresa de transmisión

Los programas que se utilizan en tiempo real son:

- Estimador de Estado (Basado en mínimos cuadrados ponderados)
- Flujo de potencia del operador (Basado en Newton Raphson, desacoplado rápido),
- Pronóstico de demanda horaria

El sistema de medición comercial, está conformado por los elementos que permitan realizar la medición de consumo y producción de energía eléctrica desde los diferentes nodos hasta el CENACE.

Actualmente el sistema de medición se lo realiza con algunos inconvenientes basados en la adquisición de datos, compatibilidad de medidores etc, el nuevo sistema de medición comercial deberá poseer bondades para hacer de esta más versátil y funcional.

El objetivo del sistema comercial es el de “ Dotar al MEM de la herramienta para cuantificar con la mayor exactitud posible los flujos energéticos para valorizar las transacciones económicas de los agentes del MEM. es la balanza de alta precisión del mercado y como tal su función es medir el producto que se vende, compra, transporta: energía eléctrica”

La información obtenida mediante el SMEC permite realizar:

- Partes diarios de producción de generadores

- Partes semanales de los intercambios de energía que a través del transmisor se realiza entre los distribuidores, grandes usuarios y generadores

El sistema de información para los clientes, para el cumplimiento de la transparencia, objetivo fundamental del CENACE, la información provista de esta corporación a cada uno de los agentes debe ser veraz, pronta y accesible por lo que se deberá proveer de medios que permitan esta, en la actualidad se esta ejecutando el intercambio de información vía INTERNET.

La necesidad actual de transferencia de información es imperante para conocer la actividad dinámica del sistema, esta información ayuda al intercambio de información entre el CENACE y los agentes. El objetivo de la red es: “ Implantar una red destinada al intercambio electrónico de información entre el CENACE y los agentes del MEM, brindando servicios de transferencia de documentos y archivos, correo electrónico y acceso a la información del mercado a los agentes del MEM”.

La red de información del MEM sera operada y administrada por el cenace para que los agentes puedan ingresar a esta.

Los servicios a proveer son:

- Correo electrónico interempresario
- Informe diario de situacion, precios horarios del mercado spot
- Informe semanal de operacion del SNI
- Sistema de consulta “on line” de bases de datos por los agentes

A futuro los agentes dispondrían de los modelos de planeacion y despacho utilizados por el CENACE, que se realiza entre los distribuidores, grandes usuarios y generadores.

CIRCUITO TRANSACCIONAL ECONOMICO

El circuito transaccional económico permite tener al conjunto de aplicaciones integradas con el objeto de cumplir con la administración del MEM.

La realización de este circuito permite obtener una administración general y particular del MEM en lo técnico y financiero; la ejecución de éste se lo da por medio de la ejecución particular de las siguientes actividades mencionadas y graficadas en la figura 1.15:

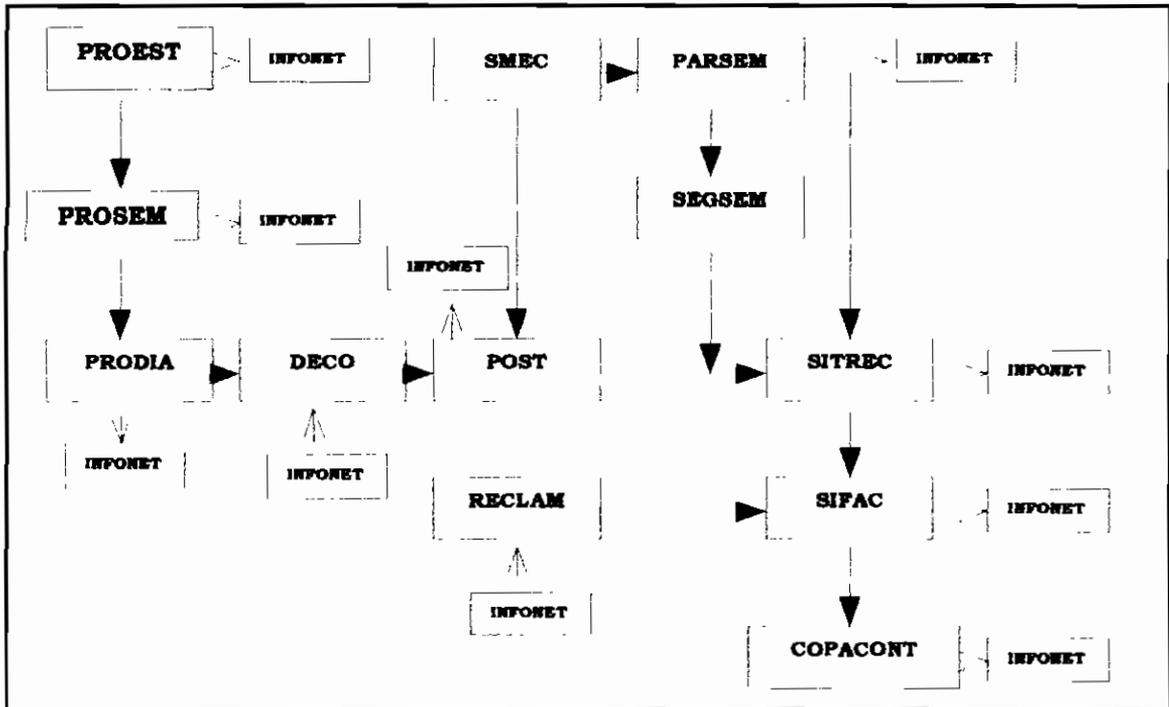


Figura No A.20 *Circuito transaccional del Económico*

- Programación estacional (proest)
- Programación semanal (prosem)
- Programación diaria (prodia)
- Despacho y control de la operación (deco)
- Control post-operativo (post)
- Sistema de medición comercial (smec)
- Parte semanal de demandas (parsem)
- Sistema de transacciones económicas (sitrec)
- Sistema de facturación (sifac)
- Administración de reclamos (reclam)
- Cobranzas y pagos del MEM/ contabilidad (copacont)

En forma general este circuito comienza con aspectos que ameritan períodos largos en su horizontes de planificación , seguido por períodos menores y cierra este circuito con

aspectos relativos a liquidaciones, facturación y servicio de reclamos, cumpliendo así un ciclo completo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ARGUELLO Gabriel, **Análisis De Sistemas Eléctricos De Potencia**, EPN, Quito Ecuador, Diciembre 1980.
- [2] ARGUELLO Gabriel, **Control Automático De Generación, Aplicación Al SIN-Una Introducción**, INECEL, CNCE, Junio de 1980.
- [3] ELGERD, **Electrical Energy System Theory: An Introduction**, McGraw Hill, 1971.
- [4] VIQUEIRA Jacinto, **Redes Eléctricas**, Vol 3, Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A, México, 1985.
- [5] CORPORACION DE ESTUDIOS Y PUBLICACIONES, **Ley De Régimen Del Sector Eléctrico (Reglamento)**, Quito Ecuador, Septiembre 1998.
- [6] ABB (Asea Brown Boveri), **ABB Network Control, E.S.P.I.D.E.R. E.M.S.**, INECEL 1054,1201.
- [7] LUCA Carlos, **Plantas Eléctricas, Teoría Y Proyectos**, Representaciones del Servicios de Ingeniería, 8va Edición, México, 1969.
- [8] enciclopedia CEAV de la electricidad, **Máquinas Motrices Generadores De Energía Eléctrica**, ediciones CEAV, Barcelona España, Cuarta Edición 1980.
- [9] GRAINGER John, STEAFSON Jr, **Análisis De Sistemas De Potencia**, Mc Graw Hill, México, 1996.
- [10] HERNANDEZ José, **Mecánica De Fluidos Y Máquinas Hidráulicas**, Universidad Nacional a Distancia (España), Editorial Grefsol S.A, Madrid, 1976.
- [11] ABONYTES Florencio, **Control De Frecuencia En Sistemas Eléctricos De Potencia**, Departamento de Investigación y Desarrollo, Centro Nacional de Control de Energía, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., 1990.
- [12] CEN, **Seminario "El Nuevo Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Ecuatoriano"**, Junio 1999.
- [13] CEN, **Conferencia "Formas Útiles de la Energía"**, Septiembre 1998.
- [14] PAREDES Alberto, **Manual De Instalaciones, Pruebas Y Mantenimiento De Las UTRs Del Sistema Nacional Interconectado**, Tesis de grado EPN, Marzo 1996.
- [15] JATIVA Jesús, GOMEZ Julio, **Justificación Técnico Económica Del Proyecto Centro De Control De Generación De Paute**, JIEE, Vol. 14, 1993.
- [16] REINOSO Vinicio, **Sistemas De Regulación De Velocidad De Turbinas Modelos Y Análisis**, EPN, Tesis de Grado, Mayo 1982.
- [17] RUEDA Gorky, **Modelación del Turbo Generador de la Central Hidroeléctrica Paute y Análisis de la Calibración del Control de la Excitación en su Estabilidad Dinámica**, JIEE, Vol. 7, Mayo 1980.
- [18] ABB, **Soluciones Innovadoras Para Mejorar La Calidad De La Energía Eléctrica**, ABB REVIEW, Marzo 1998.
- [19] NAVARRETE Rafael, CHAVEZ Edwin, **Calidad De La Energía Eléctrica En Los Sistemas de Distribución e Ineficiencia En La Operación De Los Usuarios**, XII Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, Petroproduccion-Distrito Amazonico, Abril 1994.

- [20] GARRIDO Luis, **Políticas De Operación Del SIN En Regímenes Estacionarios Y Transitorios Para El Año 1995**, EPN Tesis de grado, 1995.
- [21] NATHAN Cohn, **Decomposition Of Time Deviation And Anadverten Interchange On interconnected Systems, Part i; Identification, Separation And Measurement Of Components**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, May 1982.
- [22] NATHAN Cohn, **Decomposition Of Time Deviation And Inadverten Interchange On Interconnected Systems. Part II; Utilization Of Componentes For Performance Evaluation And Corrective Control**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, May 1982.
- [23] SHAIRODI E.B., A. MORCHED, **Dimanic Behaviour Of AGC Systems Including The effects Nonlinearities**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol,PAS-104, N 12, December 1985.
- [24] FENTON Jr, **Survey of Cyclin load Capabilities Of fossil – Steam Generating Units**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, June 1982.
- [25] P. KAMBALE, H. MUKAI, J. SPARE, J.ZABORSZKY, FELLOW, **A Reevaluation Of The Normal Operating State Control (AGC) Of The Power System Using Computer Control And System Theory Part II. Tracking The Dispatch Targets With Unit Control**. IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol, PAS-102, N 6, June 1983.
- [26] NOVOA Fabián, **Control Carga-Frecuencia**, IEEE, Vol. 6 1985.
- [27] VANSLYCK Louis, NASSER Jalceci, KELLEY Robert, **A Comprehensive Shakedown Of An Automatic Generation Control Process**, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 4 No 2 May 1989.
- [28] JAYAN Kumar, KAH-Hoe Ng, SHIEBLE Gerald, **AGC.Simulator For Price-Based Operation Part I: A Model**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol. 12 No 2 May 1997.
- [29] BAUMAN H, METCALFC, NOEST J, CAROLUS J, **Design And Operation Of System Wide Automatic Load-Frequency Control**, AIEE, Octubre 1954.
- [30] ROOS W, **Error AdaptiveControl Computer for Interconnected Power System**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-85, No 7 July 1966.
- [31] FINK Listen, KWATNY Harry, McDONALD John, **Economic Dispatch Of Generation Via Valve-Point Loading**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-88, No 6 June 1969.
- [32] IEEE, **IEEE Standard Definitions Of Terms For Automatic Generation Control On Electric Power Systems**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-89, No 6 July/August 1970.
- [33] ROOS Charles, GREEN Thomas, **Dynamic Performance Evaluation Of A Computer Controlled Electric Power System**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, 1972.
- [34] IEEE Working Group On Power Plant Response To Load Change, **Mw Response Of Fossil Fueled Steam Units, Power System**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, PAS 92 Mar/April 1973.
- [35] De MELLO F, MILLS R, B'RELLS, **Automatic Generation Control Part I-Process Modeling**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, PAS, Mar/April 1973.
- [36] De MELLO F, MILLS R, B'RELLS, **Automatic Generation Control Part II-Digital Control Techniques**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, PAS, Mar/ April 1973.

-
- [37] IEEE Committee Report, **Dynamic Models For Steam And Hidro Turbines In Power System Studies**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, PAS 92, Nov/Dec 1973.
- [38] NANDA J, KAUL B, **Automatic Generation Control Of An Interconnected Power System**, PROC IEE, Vol. 125, No 5 May 1978.
- [39] AFOUAD A.A. KWON S.H, **Effect Of Coordinated Correction Of Tie-Line Bias Control In Interconnected Power System Operation**, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, Vol. PAS 101, May 1982.
- [40] <http://www.cenace.org.ec>
- [41] LEON José, SILVA Juan, **Desarrollo E Implementación De Un Sistema De Adquisición De Datos Con Visual Basic Utilizando Protocolo Modbus RTU**, EPN, Tesis de Grado, 1999.
- [42] MEDINA Jose, **Sistema De Adquisición Y Manejo De La Información Para La Operación Del Sistema Nacional Interconectado**, JIIE, Vol 14, 1995.
- [43] MOLINA Max, **Operación Del Sistema Eléctrico Modelo Tradicional Y Mercados Competitivos**, CIEEPI. Quito 1999.
- [44] ARGUELLO Gabriel, **El Mercado Eléctrico Mayorista**, Revista Opinión CIEEPI Quito 1999.
- [45] GONZALEZ, **Reglamento De Despacho Y Operación Del Sistema Nacional Interconectado**, Feb/99
- [46] INECEL, **El Plan Nacional De Electrificación (Resumen)**, Diciembre 1974
- [47] GONZALEZ, **Procedimiento De Despacho Y Operación**, Quito 1999
- [48] CANTOS Tania, **El Sistema De Precios De La Energía Eléctrica En El Contexto Del Proyecto De Reestructuración Del Sector Eléctrico Del Ecuador**, EPN, Tesis de grado, Quito 1996.
- [49] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, **Energía En Desarrollo INECEL 25 ANOS**, Quito Ecuador mayo 1987.