

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

ANDRÉS EDWIN HUAMAN MUCHICA

**PROMOCIÓN
2002-II**

**LIMA – PERÚ
2008**

**REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

DEDICATORIA:

A mis padres y a mis hermanos que durante toda mi vida me apoyaron en forma permanente e incondicional.

SUMARIO

El presente informe muestra un análisis conceptual de la problemática de la regulación de frecuencia en sistemas de potencia. Asimismo, se explica como se realiza la regulación de frecuencia en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) y las consideraciones que se debe tener para mejorar la eficiencia de la regulación primaria y secundaria en sistema nacional.

Por otro lado, tomando en consideración que en el ámbito mundial se realizan las interconexiones internacionales, para encontrar mejoras en la operación tanto técnicas y económicas, se analiza las funcionalidades y las ventajas de contar con un AGC para mantener la frecuencia de operación dentro de los márgenes permitidos y la potencia de intercambio previamente acordado entre las áreas interconectadas. Finalmente se muestra una descripción muy breve del SEIN y se analiza la posibilidad de la implementación de un AGC para el sistema eléctrico interconectado nacional SEIN.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA	3
1.1 Aspectos técnicos de la regulación de frecuencia	8
1.1.1 Regulación primaria de frecuencia	8
1.1.2 Regulación secundaria de frecuencia	10
1.1.3 Regulación terciaria de frecuencia	12
1.1.4 Características de la respuesta de la frecuencia en un SEP ante una perturbación	13
1.1.5 Reserva de regulación de frecuencia	15
1.2 Dificultades para mantener la seguridad de operación en SEP	17
CAPÍTULO II	19
LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL SEIN	19
2.1 Regulación primaria de frecuencia en el SEIN	19
2.2 Regulación secundaria de frecuencia en el SEIN	24
2.3 Requisitos para la regulación primaria y secundaria del SEIN	26
2.3.1 Requisitos para la regulación primaria de frecuencia	33
2.3.2 Requisitos para la regulación secundaria de frecuencia	33
2.4 Consideraciones técnicas generales para la regulación de frecuencia	34
2.5 Costos del sistema ante inexistencia o deficiencias en la regulación de frecuencia	36
CAPÍTULO III	40
CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA	40
3.1. AGC en un sistema interconectado	42
3.2 Clasificación de un AGC	47
3.2.1 Frecuencia constante	48
3.2.2 Intercambio constante	48
3.2.3 Frecuencia e Intercambio constante (Tie Line Bias Control)	48
3.3 Despacho económico con relación al AGC	51

3.4 Criterios de Funcionamiento del AGC	51
3.4.1 Funcionamiento del AGC en condiciones normales	51
3.4.2 Funcionamiento del AGC en condiciones de emergencia	52
3.5 Implementación de un AGC	53
3.6 Simulación con MATLAB/SIMULINK	55
3.6.1 Simulación de un AGC en sistema aislado	58
3.6.2 Simulación de un AGC en un sistema interconectado	60
CAPITULO IV	68
FACTIBILIDAD DEL AGC PARA EL SEIN	68
4.1 Descripción del SEIN	68
4.2 Características principales del SEIN	71
4.3 Requisitos para la conformación de un AGC	77
4.3.1. Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio de un AGC	79
4.3.2. Numero de unidades para participar en un AGC	81
4.3.3. Reserva total del sistema	82
4.3.4. Participación mínima en la regulación secundaria	82
4.3.5. Tiempo de retardo en la operación de un AGC	82
4.3.6. Áreas de control en caso de aislamiento	83
4.4. Requerimientos mínimos para la prestación del servicio de AGC en el SEIN	83
4.5. Unidades candidatas a prestar el servicio de AGC en el SEIN	84
4.6 Beneficios de un AGC para el SEIN	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89

ABREVIATURAS

NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
SE	: Subestación eléctrica
ENS	: Energía no suministrada
IVDF	: Integral de Variación Diaria de Frecuencia
RPF	: Regulación primaria de frecuencia
RSF	: Regulación secundaria de frecuencia
AGC	: Control de Generación Automático
LFC	: Control Carga Frecuencia (Load frequency control)
ACE	: Error de control de área

INTRODUCCIÓN

A medida que pasan los años los sistemas de potencia se van convirtiendo en sistemas más robustos, con una demanda en constante crecimiento, y con ello la necesidad de suministrar la energía con un elevado grado de confiabilidad y calidad se vuelve cada vez más complicado. Cuando se produce variaciones en la demanda se producen aceleraciones y desaceleraciones en la velocidad de rotación de los generadores. Estas aceleraciones y desaceleraciones son el producto de la variación constante de la demanda del sistema, lo que finalmente significa una variación en la frecuencia de operación, producto de los retardos en los sistemas de control de las unidades, así como también de la velocidad con que estas son capaces de asimilar el nuevo valor de referencia para su potencia.

Los sistemas de control de las unidades de generación, tratan de mantener permanentemente un equilibrio entre el torque mecánico y el eléctrico. Sin embargo, ante la desconexión de grandes cargas, de unidades de generación, líneas de transmisión, etc., se está ante una condición anormal de operación, lo que significa muchas veces grandes variaciones en la frecuencia, pudiendo llegar a valores que ameriten la salida de otras unidades de generación, por seguridad de sus equipos, lo que finalmente puede llevar a una condición de colapso del sistema. Estas grandes variaciones de frecuencia, llevan al sistema una condición de emergencia la que podría atentar severamente con su seguridad.

Actualmente existen tres tipos de regulación de frecuencia: primaria, secundaria y terciaria, donde una adecuada utilización de estos tipos de regulación, garantizan un óptimo control de frecuencia en la operación de sistemas de potencia.

El presente informe tiene como finalidad realizar un análisis conceptual de la problemática relacionada con la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. Asimismo, se analizará la regulación de frecuencia en sus diversas etapas para el sistema eléctrico interconectado nacional SEIN; así como también la factibilidad de un control automático de la generación AGC para el sistema interconectado nacional SEIN.

A continuación se describe de manera muy resumida el contenido de los diversos capítulos.

En el capítulo I, se realizó la explicación teórica de los tipos de regulación de frecuencia en un sistema de potencia. Así como también se explica algunos aspectos para distribuir la reserva de regulación de frecuencia en un SEP.

En el capítulo II, se realizó la explicación como se realiza la regulación de frecuencia en el SEIN. Así como también se menciona algunos requisitos técnicos para participar en la regulación de frecuencia y algunas consideraciones técnicas generales para la regulación de frecuencia.

En el capítulo III, se realizó la visión general del control automático de la generación AGC para un sistema de potencia, así como su verificación para la mejora en la regulación secundaria a través de simulaciones en el Matlab/Simulink para un sistema interconectado de dos áreas.

En el capítulo IV, se realizó el análisis de la factibilidad de un control automático de la generación para el SEIN, así como sus beneficios para el sistema nacional. Finalmente se menciona las conclusiones del presente trabajo.

CAPÍTULO I

LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas de suministro de energía eléctrica tienen por objeto suministrar energía a los consumidores, debiendo cumplir básicamente requerimientos técnicos, económicos y sociales: cubrir la demanda en cantidad suficiente en tiempo y lugar, con una calidad adecuada, en forma confiable y segura, al menor costo posible y preservando los recursos primarios y el medio ambiente.

Todos estos requerimientos se encuentran relacionados entre sí y en cierto grado son dependientes y parcialmente opuestos. Por ejemplo, los requerimientos de confiabilidad y de seguridad están relacionados a través de la necesidad del mantenimiento de suficiente reserva eléctrica para complementar ambos requisitos. Sin embargo, estas exigencias se contraponen con el requerimiento de economía de operación, debido a que mantener suficiente reserva en el sistema conlleva a un incremento de los costos operativos.

Dentro de los requerimientos previamente mencionados, la seguridad es una de los aspectos más importantes en la operación de sistemas de potencia. Este requerimiento se puede plantearse básicamente a través del mantenimiento de la frecuencia y de la tensión, la supervisión de los límites de sobrecarga y/o de estabilidad, la limitación de las corrientes de cortocircuito en las barras y el cumplimiento de un criterio de seguridad ante posibles fallas, las cuales persiguen el mismo objetivo que es el de mantener y/o mejorar de la seguridad en la operación.

La seguridad de operación puede definirse como la capacidad del sistema en un instante determinado de continuar en operación frente a la salida imprevista de algunos de sus componentes (líneas, generadores, transformadores, etc.), suministrando total o parcialmente la carga demandada por los consumidores. De aquí se desprende la necesidad de disponer de suficiente reserva de generación para mantener niveles adecuados de seguridad. Esta reserva debe ser activada adecuadamente tanto en **cantidad como en rapidez** a través de la regulación de frecuencia, para mantener la desviación de la misma durante el transitorio por encima de un valor mínimo admisible. En caso contrario, las unidades de generación serán sacadas de servicio por sus

protecciones de mínima frecuencia con la finalidad de evitar daños en las turbinas y de mantener el suministro de sus servicios auxiliares. Debido a que la generación eléctrica es un proceso electromecánico, no se dispone de una controlabilidad suficientemente rápida de la potencia de reserva para enfrentar la diversidad de perturbaciones probables en el sistema.

Actualmente en el SEIN, la regulación secundaria se realiza en forma manual, por lo que para el operador del sistema, el mantener la frecuencia dentro de los estándares de calidad es una tarea importante que consume buena parte de sus esfuerzos. El hecho de mantener la frecuencia es un proceso que involucra el planeamiento de largo, mediano y corto plazo y la operación en tiempo real.

La frecuencia del sistema eléctrico debe mantenerse dentro de los niveles aceptables con la finalidad de permitir la normal operación del sistema. Las variaciones de la frecuencia se producen por desequilibrios en el balance de potencia debido principalmente a dos causas: variación de la demanda y fallas en los diferentes componentes del sistema eléctrico. En la Fig. 1.1 se muestra gráficamente que cuando existe un equilibrio entre la demanda y la generación la frecuencia de la red permanece constante. Para el caso del Perú la frecuencia de operación es de 60 Hz.

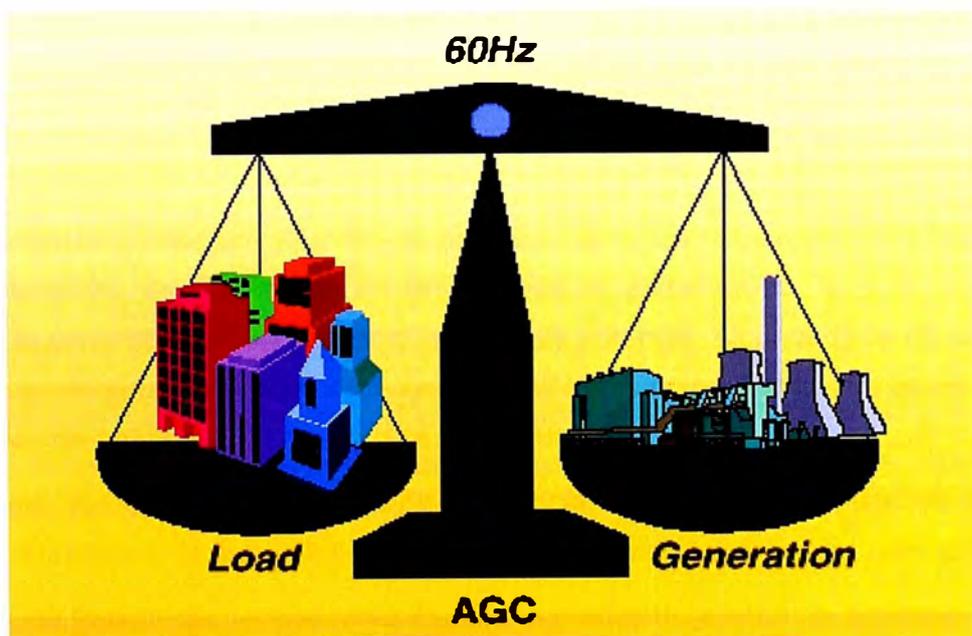


Fig. 1.1: Equilibrio entre la carga y la generación en un SEP

La importancia del mantenimiento de la frecuencia en un sistema de potencia se sustenta en las siguientes razones:

- Contribuye a lograr un funcionamiento estable de los sistemas eléctricos y facilita el control de los mismos.
- Permite un adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos. Asimismo, permite mantener constante la velocidad de rotación de motores sincrónicos y de inducción.
- En la red, cuando se producen caídas considerables de frecuencia, se generan corrientes de magnetización elevadas en los transformadores y en los motores de inducción. En el caso de los transformadores, ante una disminución de la frecuencia, la reactancia se reduce y como consecuencia se produce un incremento en la corriente, aumentando las pérdidas en el hierro con el consiguiente calentamiento del núcleo.
- El diseño de las unidades de generación se realiza para su funcionamiento a frecuencia nominal, pudiéndose presentarse ante apartamientos de la frecuencia los siguientes problemas:

En los generadores: problemas para mantener los sistemas auxiliares. Como por ejemplo problemas para mantener el nivel de tensión de salida. Este último fenómeno se produce cuando los excitadores del generador pierden velocidad con la consiguiente caída de la fuerza electromotriz generada.

En las turbinas hidráulicas: puede producirse cavitación. Este es un fenómeno indeseable que se manifiesta a través de la formación de burbujas de vapor dentro de un líquido a baja presión en zonas donde el líquido se acelera a grandes velocidades. Este fenómeno produce entre otros efectos no deseados, una erosión de magnitud considerable sobre los alabes de las turbinas.

En las turbinas térmicas: reducción de la eficiencia de los mecanismos auxiliares de las turbinas térmicas, especialmente en las bombas de alimentación, lo cual provoca una caída de la generación y una posterior pérdida de potencia. Algunos tipos de turbinas de vapor experimentan vibraciones excesivas y calentamiento en ciertas etapas del rotor con la consiguiente fatiga del metal y roturas en los álabes.

- Ante variaciones importantes de frecuencia se produce el rechazo de carga por mínima frecuencia ó de gradiente de frecuencia, afectando la continuidad del suministro.

El control de frecuencia normalmente se realiza mediante la toma de acciones sobre los generadores, ya sea local o remotamente por el operador del sistema.

Localmente los generadores mediante la energía almacenada en el campo magnético y en la inercia de las partes rotantes tratan de mantener la velocidad y por tanto la frecuencia del sistema, lo que se puede llamar regulación intrínseca. Dicha

habilidad es de respuesta inmediata pero de muy corto alcance, es decir, la reserva de energía rotante no es suficiente para mantener la frecuencia dentro de los rangos tolerables.

Una segunda instancia es el control local mediante el regulador de velocidad, el cual toma acciones mecánicas tendientes a mantener la velocidad de rotación de la máquina y por ende la frecuencia del sistema, esta regulación se denomina regulación primaria el cual depende básicamente del estatismo de la máquina. Para el reparto entre los generadores de la reserva de regulación primaria **usualmente** no se tienen en cuenta consideraciones económicas

La frecuencia finalmente alcanzada en el equilibrio no corresponde a la frecuencia objetivo del sistema, esto debido a la acción predominantemente proporcional del regulador ($\Delta P = -k\Delta f$).

Para recuperar nuevamente la frecuencia objetivo del sistema dentro de las bandas tolerables, es necesario tomar acciones adicionales a la regulación primaria. Dichas acciones se aplican sobre el regulador de velocidad (seteo) de los generadores con el objeto de que restablezcan la frecuencia objetivo del sistema. Este control puede ser manual o automático (Automatic Generation Control AGC) y por razones técnicas y de coordinación es asignado normalmente a un grupo reducido de unidades. Dicha regulación es conocida como regulación secundaria.

La regulación secundaria, además de restablecer la frecuencia objetivo del sistema dentro de las bandas de tolerancia, recupera la reserva de potencia utilizada en la regulación primaria, permitiendo que el sistema este preparado para un próximo desbalance.

Por la misma razón que es necesario recuperar con la regulación secundaria el margen utilizado de la regulación primaria, es necesario recuperar el margen utilizado de regulación secundaria, la reserva que permite recuperar dicho margen es cubierto por la reserva terciaria. El reparto de la reserva de regulación secundaria y terciaria entre los generadores admite tener en cuenta consideraciones económicas.

Como se mencionó, las acciones de control de frecuencia son tomadas normalmente sobre los reguladores de velocidad, sin embargo, existe por su parte otras respuestas y acciones sobre la demanda y sobre los mismos generadores tendientes a preservar la integridad del sistema y/o la calidad de la frecuencia, como son:

- **Respuesta autoregulante de la carga.** La carga responde a las variaciones de frecuencia normalmente de manera favorable, es decir, a medida que la frecuencia se

incrementa la carga aumenta y viceversa. Esta respuesta se origina fundamentalmente en la componente de motores eléctricos utilizados en la industria y el comercio.

- **Inercia del sistema.** Indica el grado de robustez del sistema, dependiendo de la cantidad de generadores que están sincronizados al sistema, la demanda del sistema. Si se analizará la caída de la frecuencia para una misma perturbación en horas de mínima y máxima demanda, la frecuencia mínima para la hora de máxima demanda será mayor que el de mínima demanda, ello básicamente por que existe una mayor cantidad de máquinas en el sistema, una mayor demanda y una mayor generación en las unidades lo que favorece a mantener un elevado margen de estabilidad. Sistema. La respuesta autoregulante de la carga, acompañado con la inercia del sistema definen la frecuencia mínima en un SEP ante la ocurrencia de una perturbación. En la Fig. 1.2 se muestra la actuación de la respuesta autoregulante de la carga durante la ocurrencia de una perturbación.

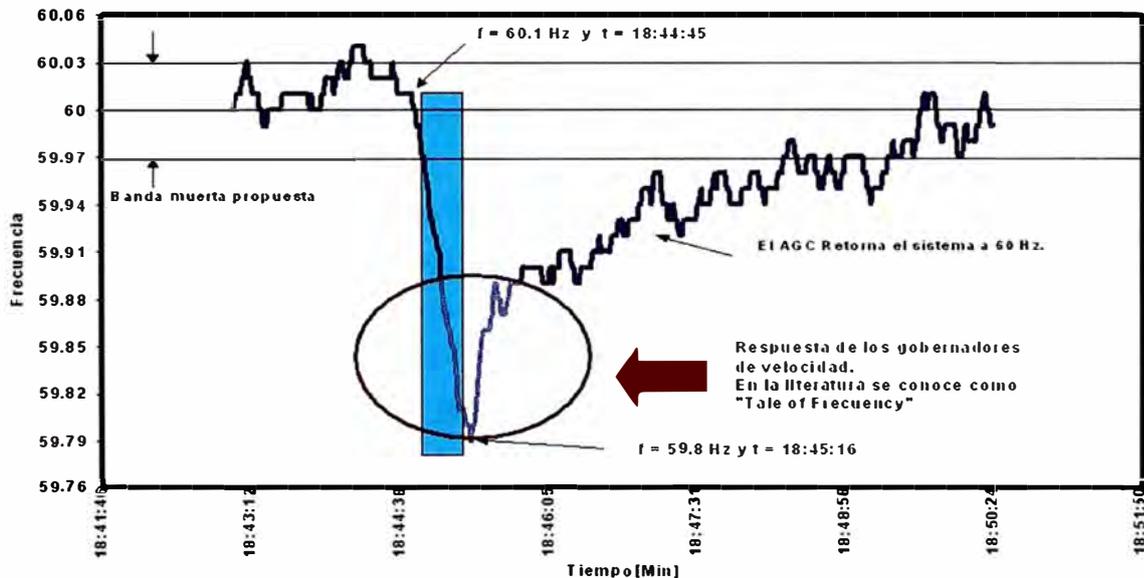


Fig. 1.2: Respuesta autoregulante de la carga

- **Rechazo de carga/generación.** Cuando se presentan eventos de gran magnitud no es posible que con los tiempos de respuesta de la reserva destinada a la regulación de frecuencia se preserve el sistema y se mantenga la frecuencia. En estos casos medidas de emergencia son utilizadas, como son el rechazo de carga por mínima frecuencia y la desconexión de generadores por sub o sobrefrecuencia.
- **Rechazo de carga por derivada de frecuencia.** Cuando el evento es de gran magnitud, que originan un rápido cambio de la frecuencia, se puede instalar esquemas

que detectan dicha velocidad de cambio de la frecuencia (df/dt), dando como resultado la desconexión de magnitudes significativas de la demanda.

1.1 Aspectos técnicos de la regulación de frecuencia

La frecuencia del sistema eléctrico se encuentra estrechamente relacionada con el balance de potencia activa. Un cambio en el balance de potencia activa se refleja en todo el sistema a través de un cambio en la frecuencia. Los dispositivos que informan a los generadores sobre los cambios producidos en la frecuencia y que comandan cambios en la generación son conocidos como sistemas de control para la regulación de frecuencia.

1.1.1 Regulación primaria de frecuencia

La regulación primaria es la respuesta automática de los generadores a través de los reguladores de velocidad (gobernador), para compensar cambios en la velocidad (frecuencia) cuando su desviación supera una cierta banda. Para que la regulación primaria preste su función adecuadamente, se debe cumplir dos condiciones básicas: que los reguladores de velocidad operen en forma libre en el modo control de velocidad y que los generadores posean reserva para asumir temporalmente cambios en la potencia entregada al sistema.

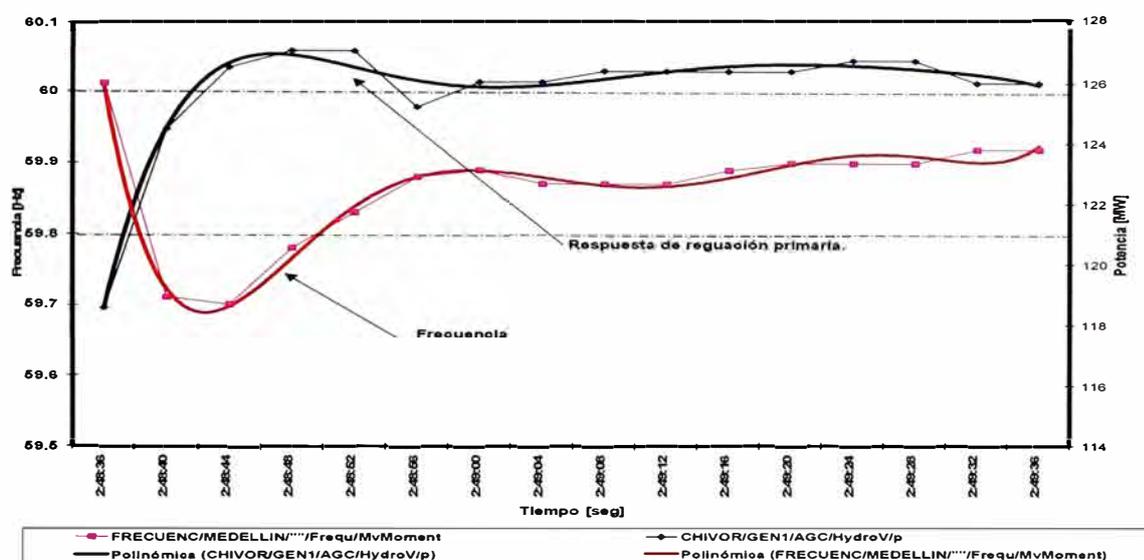
Su función principal es la de modificar automáticamente la generación en forma rápida, absorbiendo los desbalances de potencia activa provocados por perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia.

Este nivel de regulación presenta las siguientes características:

- Es una acción de control que se lleva a cabo a nivel de la unidad de generación. Debe ser una acción de control rápida tendiente a restituir el balance de potencia y recuperar la frecuencia en un corto tiempo. Es normal considerar que la respuesta para regulación primaria deba estar disponible en los siguientes 5-10 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 20-30 segundos.
- Comprende la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad. Estos sistemas controlan la velocidad de rotación en el eje del generador actuando sobre las válvulas de admisión de vapor de la turbina o de combustible en las centrales térmicas y sobre los distribuidores de agua en las centrales hidráulicas.
- Utiliza reserva rotante de segundos para restablecer el balance de potencia. En algunos sistemas se recomienda utilizar el 5 % de la capacidad de generación para las unidades térmicas y un 10 % para las centrales hidráulicas. Estos porcentajes a ser asignados a las unidades de generación serán verificados previamente en pruebas de campo.

- Las unidades asignadas para la RPF deben ser capaces de tomar y liberar carga rápidamente. Debido a esto, las unidades aptas deben satisfacer requerimientos técnicos exigentes y disponer de una habilitación especial.
- Es un control proporcional, el cual deja un error de estado estacionario en la frecuencia. Esto permite asegurar la distribución de la variación de carga entre las distintas unidades que participan en la regulación primaria de frecuencia.

En la Fig. 1.3, se muestra la respuesta de una máquina habilitada para la RPF ante la ocurrencia de una perturbación.



El cumplimiento de la regulación primaria se valora normalmente ante eventos, verificando la respuesta coherente de la generación contra la evolución de la frecuencia del sistema. Adicionalmente, mediante pruebas periódicas se verifica que el estatismo y la banda muerta estén dentro de los rangos exigidos. Asimismo, es necesario mencionar que la acción de la regulación primaria de frecuencia influye decididamente sobre la estabilidad transitoria del sistema eléctrico y por consiguiente sobre la seguridad dinámica del mismo. Esto demuestra la importancia de este tipo de control en la operación del sistema de potencia. En la Fig. 1.4 se muestra la actuación de la reserva primaria sobre la frecuencia de un sistema de potencia luego de ocurrida una perturbación.

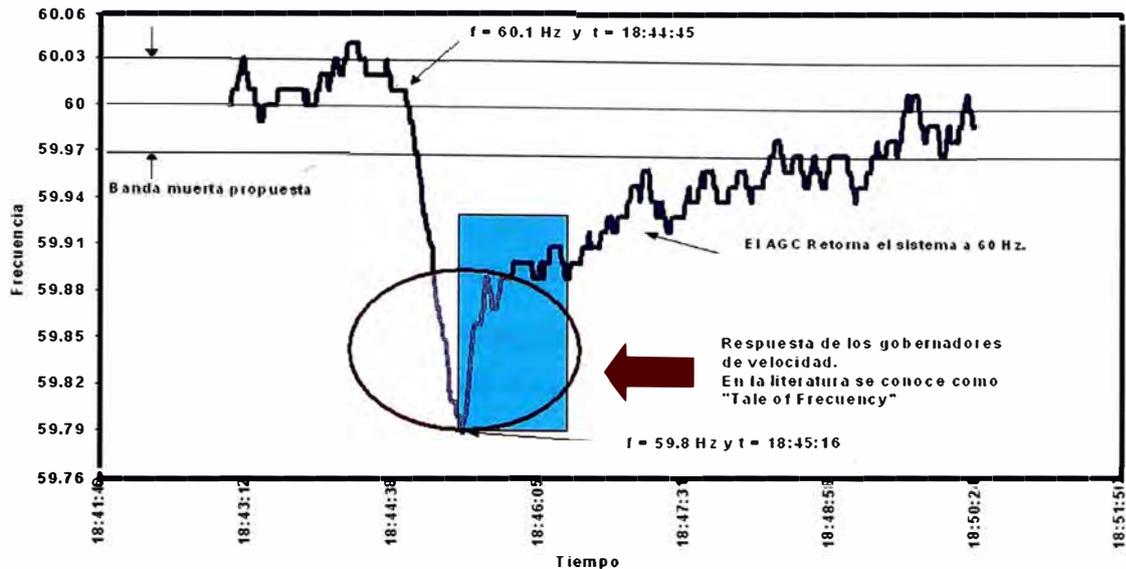


Fig. 1.4: Actuación de la reserva primaria sobre la frecuencia en un SEP

1.1.2 Regulación secundaria de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación – demanda, corrigiendo las desviaciones en estado estacionario de la frecuencia y los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en las interconexiones.

La desviación de frecuencia en estado estacionario resultante de la actuación de la RPF ante un desbalance de potencia activa, se anula a través de la acción de la regulación secundaria de frecuencia. Los generadores asignados para regulación secundaria asumen las desviaciones de la respuesta de los reguladores de todos los generadores y de la respuesta autorregulante de la carga, por lo que, en principio, deberían disponer de reserva mayor o igual a aquella destinada a la regulación primaria.

En los sistemas interconectados con dos o más áreas, este nivel de regulación debe controlar no solo la frecuencia sino también la generación en una determinada área para mantener los intercambios de potencia programados en el despacho de carga. El control de potencia de intercambio en valores programados está ligado a la necesidad de lograr una operación óptima tanto técnica como económica.

Este nivel de regulación presenta las siguientes características:

- Permite que las unidades que participan de la regulación primaria vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para RPF.

- Absorbe las variaciones de frecuencia cuando se produce variaciones entre la demanda pronosticada y la real.
- La acción de control sobre la referencia de carga de las unidades que participan en la RSF se realiza en forma manual ó automática desde un centro de control (telemando) partiendo de mediciones de frecuencia en la red y de mediciones de flujo de potencia activa a través de las interconexiones.
- Posee menores exigencias de tiempo de respuesta y de establecimiento debido a que controla la componente lenta de la frecuencia. Es normal considerar que la respuesta para regulación secundaria deba iniciar en los siguientes 20-30 segundos después de iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10-15 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos. Por este motivo, los requerimientos técnicos de las unidades no son tan estrictos. Su acción total se establece en tiempos del orden de varios minutos para acciones manuales y de un minuto o dos para acciones automáticas. Esta última se denomina control automático de la generación (AGC), en caso de disponer de ella, se distribuye la carga de manera automática entre las unidades que participan de la RSF. Una opción secundaria del AGC es distribuir dicha reserva entre las unidades aptas sobre la base de un despacho económico. En la Fig. 1.5 se muestra la actuación de la reserva secundaria sobre la frecuencia de un SEP ante la ocurrencia de una perturbación.

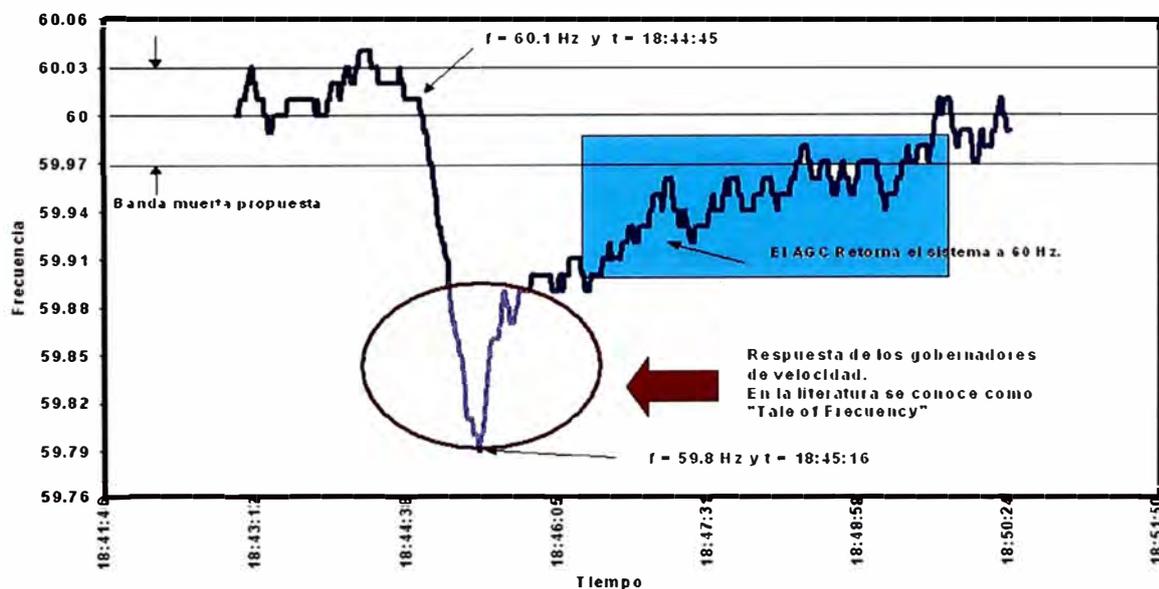


Fig. 1.5: Actuación de la regulación secundaria de frecuencia RSF

1.1.3 Regulación terciaria de frecuencia

Comprende las acciones efectuadas sobre el valor deseado de la frecuencia, las cuales tienden a anular la integral de los desvíos de la frecuencia respecto de su valor nominal, que se visualiza como la diferencia entre la hora oficial y la hora sincrónica.

Para eliminarlo se utiliza una frecuencia de referencia distinta de la nominal cada vez que el error de tiempo supera un límite predefinido durante un periodo de tiempo determinado.

En la Fig. 1.6, se indica la secuencia de actuación para los distintos tipos de regulación primaria, secundaria y terciaria de la frecuencia.

	R. Primaria	R. Secundaria	R. Terciaria
Realizable	30 s	300 s	15 min.
Señal de control	Desvío de frecuencia	Integral de los desvíos de la frecuencia y de los intercambios programados entre áreas (ACE).	Desvíos sostenidos en frecuencia e intercambios.
Elemento de control	Regulador de velocidad.	Control automático de generación (AGC).	Consignas del operador del sistema.

Tabla I. Tipos de reserva de potencia activa

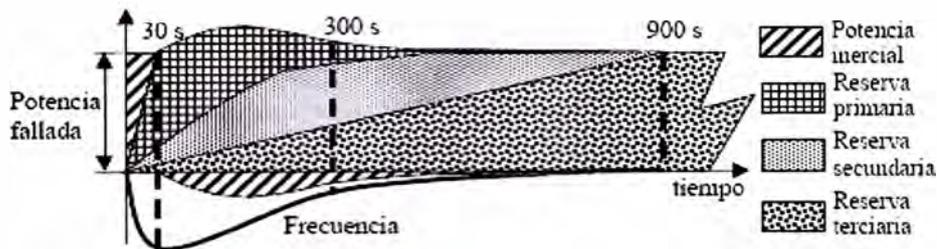


Fig. 1.6: Secuencia de actuación de la regulación de frecuencia

Como se mencionó la reserva rodante destinada a la regulación primaria y secundaria debe estar disponible dentro unos tiempos predeterminados después de sucedido un evento. De nada sirve disponer de reserva para regulación de frecuencia que actúe tardíamente, debido a que se pondría en riesgo la seguridad del sistema. Lo anterior implica que no obstante disponer de reserva rodante destinada a la regulación de frecuencia, ante un evento sólo se podrá usar una fracción de la misma. Para la regulación primaria aquella disponible a los 5-10 segundos y para la reserva secundaria aquella disponible a los 20-30 segundos.

Las unidades hidráulicas pueden responder rápidamente, con elevadas tasas de MW por minuto, debido a la naturaleza del proceso de conversión de energía. Son excelentes para la respuesta de regulación, especialmente para la regulación secundaria.

Las plantas térmicas turbo gas, ciclo abierto, son por lo general excelentes tanto para la regulación primaria como secundaria de frecuencia. Por su parte, plantas térmicas ciclo cerrado y a vapor, tienen una respuesta reducida, especialmente para la regulación secundaria, debido a la inercia termodinámica de su proceso. Estas unidades suelen tener una respuesta inicial rápida debido al vapor almacenado, muy favorable para la regulación primaria, pero presentan dificultad en sostener esta respuesta inicial.

1.1.4 Características de la respuesta de la frecuencia en un SEP ante una perturbación

La característica de respuesta de la frecuencia relaciona la variación en potencia MW con los cambios en la frecuencia del sistema. Es un efecto combinado de los reguladores de velocidad y de la respuesta autorregulante de la carga.

La característica de respuesta de la frecuencia depende del punto de operación y por tanto, varía en todo momento. La característica de respuesta de la frecuencia es una medida de lo robusto de un sistema, indica cuantos MW se requieren para cambiar un décimo de Hz.

La característica de respuesta de la frecuencia se estima a partir del registro de eventos sobre el sistema mediante un análisis estadístico de los desbalances de potencia contra los cambios de frecuencia, como se muestra en la Fig. 1.7. Por definición los cambios de frecuencia se miden una vez se ha dado la respuesta autorregulante de la carga y de los reguladores de velocidad, es decir, antes de iniciar la respuesta de la regulación secundaria.

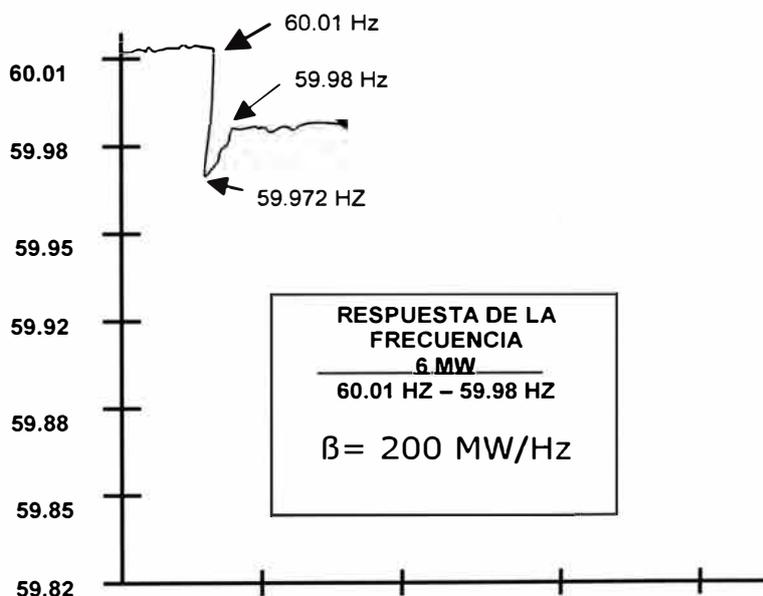


Fig. 1.7: Característica de respuesta de la frecuencia ante una perturbación

Existe un parámetro usado en la estrategia del control de un AGC, conocido como parámetro B (Tie Line Frequency Bias Coefficient) que juntamente con las desviaciones de frecuencia y potencia de intercambio, dan como resultado la potencia a variar en las máquinas asignadas para la RSF. Entre más próximo sea este valor a la característica de frecuencia del sistema menores acciones de control tendrán que efectuarse con el AGC, lo que mejora la calidad de la frecuencia y disminuye los flujos inadvertidos. En Norte América la NERC ha determinado que B no debe ser inferior al 1% de la potencia pico estimada anualmente para cada área.

En principio el bias debe corresponder a la característica de respuesta de frecuencia, la cual cambia permanentemente con la carga y con las unidades de generación en línea. Se recomienda, como mínimo, actualizar el bias anualmente y ante cambios significativos en el sistema.

Actualmente, en el sistema de Colombia el factor bias es considerado entre 8 y 10 % de la máxima demanda del sistema. Para el caso del sistema de Perú, la máxima demanda del año fue 4090 MW, si consideramos un valor promedio, el factor bias sería de 368.1 MW/Hz (9%*4090).



Fig. 1.8: Frecuencia del SEIN durante la falla de la unidad TG1 de la C.T. Chilca

En la Fig. 1.8 se muestra la evolución de la frecuencia durante la desconexión por falla de la unidad TG1 de la C.T. Chilca con 170 MW. De acuerdo al gráfico el factor bias sería $170/(60.067-59.609)$ resultando 371.18 MW/Hz, este valor es muy aproximado al

calculado con el método del porcentaje de la demanda. En conclusión, se podría considerar 370 MW/Hz como factor bias para el sistema peruano.

1.1.5 Reserva de regulación de frecuencia

En general a la reserva total de un sistema eléctrico se le denomina Reserva Operativa y esta integrada por la Reserva Rotante y la Reserva Suplementaria (Reserva Fría).

La reserva rotante está dada por la diferencia entre la capacidad total y la despachada de aquellos bloques sincronizados a la red. Independientemente del tiempo de respuesta o del tipo de unidad considerada, las unidades que aportan el servicio de reserva rotante en el sistema tienen que reducir su generación por debajo de su valor máximo para mantener esa potencia y que esté disponible en caso de ser requerida.

Reserva de Corto Alcance:

También conocida como reserva rápida, donde el comportamiento dinámico del sistema juega un papel muy significativo. Esta reserva tiene por objetivo evitar que la frecuencia alcance valores por debajo de la frecuencia límite admisible. Debido a que esta reserva la provee el sistema sin provocar cortes en el suministro, se denomina Reserva de Primer Orden y puede a su vez ser clasificada en:

- *Reserva momentánea:* Tiempo de actuación cero segundos, esta reserva está relacionada con la potencia de frenado de las masas rotantes (energía cinética) y dependencia de la carga con la tensión.
- *Reserva de segundos:* Tiempo de actuación de 1 a 5 segundos, esta reserva está relacionada a los bloques térmicos e hidráulicos de regulación primaria de frecuencia y dependencia de la carga con la frecuencia.

Si la reserva de corto alcance resulta insuficiente para evitar que la frecuencia descienda a valores por debajo de la frecuencia límite admisible, resta solo la desconexión de carga como única alternativa para evitar el "colapso" del sistema. De esta forma se equilibra nuevamente el balance de potencia y la desconexión de carga actúa como reserva, pero con serias consecuencias para el sistema, por esto se denomina Reserva de Segundo Orden.

Cuando la reserva de corto alcance resulta suficiente para restablecer el balance de potencia entre generación y carga, la frecuencia del sistema deja de descender alcanzando un mínimo y luego de oscilar se equilibra en un valor constante menor que el valor nominal.

Reserva de Largo Alcance:

Una vez alcanzado el equilibrio del balance de potencia debido a la acción de reserva de corto alcance, la reserva de largo alcance y en particular la reserva para la regulación secundaria de frecuencia, corrige el error final en el valor de la frecuencia y restablece la reserva de corto alcance, de modo tal que quede disponible para afrontar nuevas perturbaciones. Esta reserva se puede clasificar en:

- *Reserva de minutos:* Tiempo de actuación de 1 a 15 minutos, correspondiente a la regulación secundaria de frecuencia y reserva fría o suplementaria de arranque rápido (por lo general grupos turbogas).
- *Reserva de horas:* Tiempo de actuación de 1 a 5 horas, correspondiente a la reserva de los bloques térmicos parados.

De lo expresado previamente se desprende que la supervivencia del sistema eléctrico depende de que sea superado exitosamente el periodo transitorio producido a partir de la ocurrencia de una falla, a través de la actuación de la reserva de corto alcance existente en el sistema. Solamente cuando se supera este transitorio, será requerida la actuación de la reserva de largo alcance. Por este motivo, es de suma importancia la activación eficiente (en tiempo y forma) de la reserva de corto alcance, principalmente de la reserva de segundos, por parte de la RPF.

1.1.5.a Aspectos para distribuir la reserva para la regulación de frecuencia.

La reserva destinada a la regulación de frecuencia debe ser distribuida a los grupos generadores habilitados, para lo cual debe tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

Para la Regulación Primaria de Frecuencia:

Lo más indicado es repartir la reserva de regulación primaria al mayor número de generadores, en principio a todos:

- La acción conjunta hace que la reserva se entregue más rápidamente, mejorando la calidad de la frecuencia.
- La coordinación de los estatismos garantiza una operación estable de todos los generadores en paralelo aportando a la reserva primaria. Un estatismo uniforme del 5 % se recomienda para un sistema de potencia.
- Participaciones más pequeñas garantizan la reserva con mayor seguridad, ya que será mucho más probable que cada unidad disponga de ella.
- Se distribuye la reserva por todo el sistema, con lo que se mejora la respuesta ante eventos, especialmente ante condiciones de aislamiento de áreas.

Para la Regulación Secundaria de Frecuencia:

Lo más indicado es repartir la reserva de regulación secundaria a un número limitado de generadores:

- Para una operación manual el tener muchos operadores actuando sobre los grupos generadores llevará a sobre controles, los cuales deterioran la calidad de la frecuencia, incluso agravando la situación.
- Para un control con AGC, el tener muchos generadores implicaría tener factores de participación muy bajos, lo cual podría originar una respuesta inadecuada del AGC y de los generadores.

1.2 Dificultades para mantener la seguridad de operación en SEP

En caso de desbalance de potencia entre demanda y generación se producirán desviaciones en los niveles de tensión y de frecuencia. Este desbalance se compensa parcialmente en un primer momento por la dependencia de la carga con la tensión y a medida que la frecuencia continúa descendiendo, por la dependencia de cierto tipo de cargas con la frecuencia. Debido a que los tradicionales cambiadores de taps de los transformadores son lentos para compensar los cambios de tensión, los generadores tienen tiempo de restablecer el balance de potencia a través de la regulación de frecuencia. Sin embargo, el uso de controles modernos rápidos de tensión basados en estado sólido, tales como reguladores de tensión, compensadores de potencia reactiva ó capacitares shunt conmutados, entre otros, empeora significativamente la situación. Estos dispositivos insensibilizan a la carga respecto de las variaciones de tensión, lo cual provoca el incremento en la velocidad de variación de la frecuencia ante fallas, volviendo al sistema eléctrico más inestable. De esta forma, el control de carga-frecuencia (LFC) y los reguladores de velocidad de los generadores necesitan ser muy robustos y suficientemente rápidos para restablecer el balance entre generación y carga. La regulación de frecuencia constituye una parte esencial de los sistemas complementarios.

Debido a que la respuesta del generador es demasiado lenta, se recurre a la adopción de medidas preventivas, tales como la restricción en la capacidad del transporte de las líneas (límites por estabilidad) y durante la operación a la disminución de generación, el corte de carga y la separación en islas. Como consecuencia, los requerimientos de reserva son particularmente muy importantes debido a que menores cantidades de energía podrán transmitirse hacia los grandes centros de consumo, obligando a completar la demanda con generación local. Esto incrementa los costos totales de operación y reduce el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y/o

de bajo costo (por ejemplo, interconexiones con áreas de generación hidroeléctrica o de gas natural). Este problema se ve agravado en el caso de estructuras de redes débilmente malladas, donde el sistema se vuelve altamente vulnerable ante la aparición de fallas que pueden originar frecuentemente severos problemas transitorios y dinámicos. Cuando los grandes centros de generación aportan un porcentaje importante de la potencia total del sistema, la pérdida de un vínculo o de bloque de generación puede provocar también problemas de estabilidad de frecuencia o de tensión.

El proceso de reestructuración del mercado eléctrico dio origen a la división funcional en empresas independientes de los servicios de generación, transmisión y distribución. Este proceso de identificación y separación de las funciones básicas, conocido como "desagregación", motivó el establecimiento de reglas claras de participación en el mercado, planteándose en este escenario la necesidad de considerar e identificar técnica y económicamente a los servicios complementarios. En este marco adquiere gran interés el estudio de los servicios de reserva rotante de segundos y de regulación debido a que son los encargados de compensar las desviaciones de frecuencia y evitar estados de funcionamiento extremos no deseados. En estas nuevas estructuras desreguladas con alta competitividad, la seguridad de operación del sistema presenta mayores desafíos debido a que los sistemas de potencia no pueden seguir siendo operados de manera conservadora. La utilización eficiente de los sistemas eléctricos manteniendo la seguridad de operación demanda una mayor dependencia de los controles del sistema. La comercialización exitosa de la energía eléctrica puede no ser posible debido a la estructura existente de control del sistema eléctrico. Esto lleva a la necesidad de esquemas de control más sofisticados utilizando tecnologías avanzadas capaces de cumplir con los nuevos retos.

CAPÍTULO II

LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL SEIN

En este capítulo se explicará como se realiza la regulación primaria y secundaria de frecuencia en el SEIN, así como su metodología para el reparto de la reserva.

2.1 Regulación primaria de frecuencia en el SEIN

Las centrales aptas para la regulación primaria de frecuencia en el SEIN se muestran a continuación en la TABLA N° 2.1:

n°	Empresa	Centrales	Capacidad (MW)	Estatismo (%)
1	Edegel	CH Huinco	248	5
2	San Gabán	CH San Gabán	114	5
3	Electroperú	CH Mantaro	660	10
4	Egasa	CH Charcani V	144	5
5	Enersur	CT TV3 Ilo1	66	5
6	Enersur	CT TV4 Ilo1	66	5
7	Enersur	CT Ilo 2	135	5
8	Electroandes	CH Malpaso	48	5
9	Cahua	CH Gallito Ciego	38	5
10	Electroperú	CH Restitución	215	5
11	Egenor	CH Carhuaquero	105	5
12	Egensa	CH Machupicchu	87	5
13	Enersur	CH Yuncan	136	5
14	Electroandes	CH Yaupi	110	5
15	Electroandes	CH Cahua	42	5
16	Egenor	CH Cañón de Pato	260	5

TABLA N° N° 2.1: Centrales aptas para la RPF en el SEIN

De acuerdo a la disponibilidad de las centrales, la reserva para la regulación primaria de frecuencia se reparte entre la mayor cantidad de unidades aptas para la RPF, de esta manera se consigue una mejor respuesta en conjunto ante la ocurrencia de una perturbación.

La RPF debido a que su adecuado desempeño depende básicamente de las características de la máquina (regulador de velocidad), no se tiene en cuenta consideraciones económicas en el corto plazo, por lo tanto la regulación primaria de frecuencia en avenida será similar a la de estiaje. Por ejemplo en avenida, todas las centrales hidráulicas se encuentran en vertimiento por lo tanto la generación de las unidades será su máxima carga (según el despacho económico) menos su reserva para la RPF. De manera similar para la época de estiaje, diversas centrales se encuentran operando a una potencia inferior de su plena carga debido a la menor disponibilidad hidráulica que se presenta, por lo que indirectamente ya están aportando un margen de reserva para la RPF.

Consideración especial debería tenerse cuando en época de estiaje se asigna RPF, a una central cuya presa es alimentada por un embalse que presenta un determinado valor agua $\$/\text{Hm}^3$ debido a que se puede llegar a un condición de vertimiento lo que conlleva a un sobrecosto en el mediano y largo plazo.

2.1.1 Reparto de la Reserva Primaria

Cuando se tiene dos o más generadores, con reguladores de velocidad con determinados estatismos permanentes conectados a un sistema eléctrico de potencia, ellos tratarán de mantener la misma frecuencia en el SEP.

Sean dos grupos generadores con características de estatismo (frecuencia – potencia) tal como se muestra en la Fig. 2.1, que están operando a la frecuencia f_0 y entregando P_1 y P_2 respectivamente.

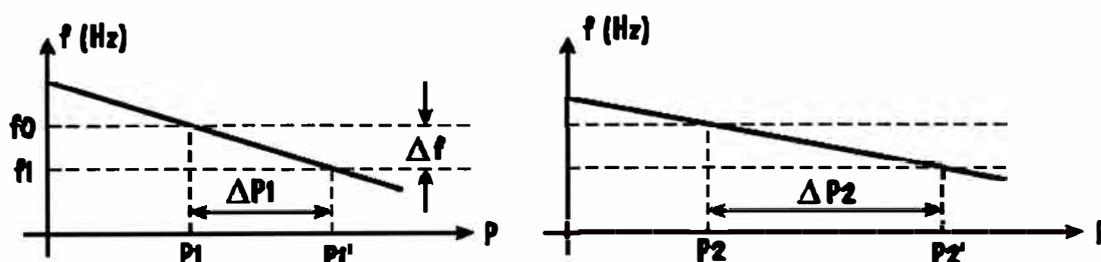


Fig. 2.1: Característica de estatismo (frecuencia – potencia)

Se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$b_1 = \frac{\frac{\Delta f}{f}}{\frac{\Delta P_1}{P_1}} \quad ; \quad b_2 = \frac{\frac{\Delta f}{f}}{\frac{\Delta P_2}{P_2}}$$

(2.1)

Donde:

b_1 : Estatismo permanente en p.u. del grupo 1

b_2 : Estatismo permanente en p.u. del grupo 2

f : Frecuencia del sistema

P_1 y P_2 : Potencias efectivas en MW de los grupos 1 y 2 respectivamente

ΔP_1 y ΔP_2 : Magnitudes de potencia en MW que suministrarán los grupos 1 y 2 respectivamente ante una variación de frecuencia.

Al ocurrir una variación de carga en el sistema, ésta será compartida entre ellos; en ese sentido, la cantidad de carga que cada grupo va a suministrar depende de su característica velocidad - potencia y del tamaño de la unidad (potencia de la unidad), de acuerdo a la ley de proporcionalidad mostrado en la ecuación 2.2.

$$b_1 \frac{\Delta P_1}{P_1} = b_2 \frac{\Delta P_2}{P_2}$$

(2.2)

Se debe aclarar que para esta demostración se está asumiendo que las bandas muertas de los reguladores de velocidad de todos los grupos son cero. Asimismo, se desprecia la acción de autorregulación de la demanda.

Método de Reparto

El valor de reserva para RPF en MW que será repartido entre las unidades asignadas por el centro de control del SEIN, estará sujeto a la ecuación 2.3.

$$b_1 \frac{\Delta P_1}{P_1} = b_2 \frac{\Delta P_2}{P_2} = b_3 \frac{\Delta P_3}{P_3} = \dots = b_n \frac{\Delta P_n}{P_n}$$

(2.3)

Es decir, el reparto de la reserva para la regulación primaria de frecuencia debe realizarse inversamente proporcional al estatismo y directamente proporcional a la potencia efectiva.

De la ecuación 2.3 se obtiene:

$$\frac{\Delta P_1}{P_1/b_1} = \frac{\Delta P_2}{P_2/b_2} = \frac{\Delta P_3}{P_3/b_3} = \dots = \frac{\Delta P_n}{P_n/b_n} = K \quad (2.4)$$

Donde K es una constante de proporcionalidad y el cociente P_n/b_n es la proporcionalidad de cada grupo.

Luego para cada grupo generador se cumple:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1}{b_1} K \quad , \quad \Delta P_2 = \frac{P_2}{b_2} K \quad \dots, \quad \Delta P_n = \frac{P_n}{b_n} K \quad (2.5)$$

Se requiere repartir una reserva primaria "R", entonces se debe cumplir que:

$$\Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n = R \quad (2.6)$$

Reemplazando la ecuación 2.5 en 2.6 y factorizando la constante K se obtiene:

$$K \left(\frac{P_1}{b_1} + \frac{P_2}{b_2} + \frac{P_3}{b_3} + \dots + \frac{P_n}{b_n} \right) = R \quad (2.7)$$

Despejando la constante K:

$$K = \frac{R}{\left(\frac{P_1}{b_1} + \frac{P_2}{b_2} + \frac{P_3}{b_3} + \dots + \frac{P_n}{b_n} \right)} \quad (2.8)$$

Luego se reemplaza la ecuación 2.8 en la 2.5 y se obtiene la cantidad de reserva para cada generador:

$$\Delta P_n = \frac{\frac{P_n}{b_n} R}{\left(\frac{P_1}{b_1} + \frac{P_2}{b_2} + \frac{P_3}{b_3} + \dots + \frac{P_n}{b_n}\right)} \quad (2.9)$$

La metodología asegura un reparto de la reserva para RPF proporcional a la respuesta dinámica de los reguladores, en las unidades asignadas por el centro de control del sistema eléctrico interconectado nacional.

En la TABLA N° 2.2 se muestra el reparto de la reserva de RPF entre las unidades aptas para dicha función. Se está considerando una reserva total de 51 MW.

Reserva RPF =				51.0	0.001	
E/S=1 F/S=0	Grupo i	Pef (MW)	bpi	Pef/bpi	DPi (MW)	DPi (MW) por Central
1	Huinco G1	58.8	0.72%	8171	6.3	18.3
1	Huinco G2	63.8	1.00%	6379	4.9	
1	Huinco G3	62.3	1.25%	4985	3.9	
1	Huinco G4	62.4	1.54%	4053	3.1	
1	San Gabán G1	56.6	5.80%	976	0.8	1.5
1	San Gabán G2	56.5	5.95%	950	0.7	
1	Charcani V G1	46.6	4.80%	971	0.8	3.0
1	Charcani V G2	46.6	3.50%	1332	1.0	
1	Charcani V G3	46.6	3.10%	1504	1.2	
1	Malpaso G1	12.1	3.00%	403	0.3	1.2
1	Malpaso G2	12.8	3.00%	426	0.3	
1	Malpaso G3	11.2	3.00%	374	0.3	
1	Malpaso G4	11.9	3.00%	398	0.3	
1	Mantaro G1	103.8	5.00%	2077	1.6	10.1
1	Mantaro G2	104.9	5.00%	2098	1.6	
1	Mantaro G3	103.2	5.00%	2064	1.6	
1	Mantaro G4	107.4	5.00%	2149	1.7	
1	Mantaro G5	77.6	5.00%	1552	1.2	
1	Mantaro G6	75.8	5.00%	1515	1.2	
1	Mantaro G7	77.8	5.00%	1556	1.2	
1	Restitución G1	70.8	9.00%	787	0.6	1.9
1	Restitución G2	71.7	9.00%	796	0.6	
1	Restitución G3	72.9	9.00%	810	0.6	

1	Yuncán G1	45.5	6.00%	758	0.6	1.8
1	Yuncán G2	45.9	5.00%	917	0.7	
1	Yuncán G3	45.4	7.00%	648	0.5	
1	Yaupi G1	21.9	5.00%	438	0.3	1.7
1	Yaupi G2	21.6	5.00%	431	0.3	
1	Yaupi G3	22.1	5.00%	442	0.3	
1	Yaupi G4	22.2	5.00%	445	0.3	
1	Yaupi G5	22.4	5.00%	449	0.3	
1	Machupicchu G1	28.9	5.00%	578	0.4	1.3
1	Machupicchu G2	28.9	5.00%	578	0.4	
1	Machupicchu G3	28.0	5.00%	560	0.4	
1	Carhuaquero G1	32.1	6.00%	535	0.4	1.2
1	Carhuaquero G2	31.2	6.00%	520	0.4	
1	Carhuaquero G3	31.7	6.00%	529	0.4	
1	Cañón del Pato G1	43.0	5.00%	860	0.7	4.0
1	Cañón del Pato G2	43.1	5.00%	863	0.7	
1	Cañón del Pato G3	44.2	5.00%	884	0.7	
1	Cañón del Pato G4	42.3	5.00%	846	0.7	
1	Cañón del Pato G5	45.0	5.00%	900	0.7	
1	Cañón del Pato G6	43.1	5.00%	862	0.7	
1	Gallito Ciego G1	19.0	5.00%	381	0.3	0.6
1	Gallito Ciego G2	19.1	5.00%	382	0.3	
1	Cahua G1	21.4	2.40%	893	0.7	1.1
1	Cahua G2	21.7	4.00%	542	0.4	
1	TV Ilo2	136.0	8.00%	1700	1.3	1.3
1	TV3 Ilo1	71.7	5.00%	1434	1.1	1.1
1	Tv4 Ilo1	55.3	5.00%	1106	0.9	0.9
Total				65804	51.0	51.0

TABLA N° N° 2.2: Reparto de reserva para la RPF

2.2 Regulación secundaria de frecuencia en el SEIN

Debido a la regulación secundaria manual, la frecuencia del sistema, depende directamente de la pericia del operador.

La ausencia de la regulación secundaria automática provoca una frecuencia estacionaria no necesariamente en el valor nominal, además como se tiene que las frecuencias reales de operación se encuentran fuera de la banda muerta.

El aumentar las bandas muertas conllevaría a un sistema inestable debido a los estatismos infinitos que se tendría, provocándose además respuestas exponenciales frente a cambios de consignas de generación tipo rampa, dificultándose así la realización de regulación secundaria manual.

De acuerdo a las características técnicas que presentan las centrales, las que se encuentran aptas para proporcionar este servicio se muestran en la TABLA N° 2.3:

Orden de mérito	Empresa	Central	Toma de carga y descarga (MW/min)	Margen de regulación (MW)	Mando centralizado
1	Egasa	CH Charcani V	141.0	< 15 , 144 > 129.0 MW	SI
2	Edegel	CH Huinco	120.0	< 120 , 248 > 128.0 MW	SI
3	San Gabán	CH San Gabán	110.0	<0 , 114 > 114.0 MW	SI
4	Electroperú	CH Mantaro	70.0	<210 , 660> 450.0 MW	SI
5	Egenor	CH Cañón del Pato	52.8	<120 , 260> 140.0 MW	SI
6	Egenor	CH Carhuaquero	30.0	<30 , 105> 75.0 MW	SI
7	Edegel	CH Matucana	30.0	<50 , 126> 76.0 MW	NO
8	Electroandes	CH Yaupi	20.0	<7.5 , 110> 102.5 MW	NO
9	Enersur	CH Yuncan	20.0	<65 , 136> 71.0 MW	NO
10	Enersur	CT Chilca (TG1 y TG2)	12.0 (cada unidad)	<95 , 176> 81.0 MW (cada unidad)	SI
11	Edegel	CH Chimay	10.0	<45 , 150> 105.0 MW	NO
12	Electroandes	CH Malpaso	10.0	<4 , 48> 44.0 MW	NO
13	Kallpa	CT Kallpa	6.0	<120 , 180> 60.0 MW	SI
14	Termoselva	CT Aguaytia	4.0	<40 , 87> 47.0 MW	SI

TABLA N° N° 2.3: Centrales aptas para la RSF en el SEIN

Como en el SEIN sólo se dispone de regulación secundaria de frecuencia de acción manual, la reserva será repartida como mínimo en dos centrales, una parte debe asignarse a la central o unidad que realiza la regulación secundaria de frecuencia y la otra parte a otra central o unidad que se encontrará en las condiciones de utilizar dicha reserva cuando el operador del sistema lo requiera. Este reparto de reserva permite recuperar la frecuencia del SEIN a valores permisibles en el menor tiempo posible.

La central que realiza la regulación secundaria de frecuencia debe tener como mínimo una reserva de 30 MW para garantizar una aceptable regulación. El resto de reserva se asignará a otra central ó unidad.

A diferencia de la regulación primaria, la elección de las centrales para la regulación secundaria de frecuencia tendrá consideraciones económicas. En ese sentido se distribuirá la reserva para al RSF según despacho económico entre las centrales o unidades aptas para proporcionar este servicio siguiendo el orden de merito de la TABLA N° 2.3.

Actualmente se encuentra en prueba en el centro de control del SEIN el NCP, el cual es un software que realiza el despacho económico a corto plazo. Cuando se quiere modelar la RSF, el NCP tiene una opción donde se indica las centrales aptas para proporcionar este servicio; el software repartirá la reserva para la RSF entre todas las unidades aptas teniendo como objetivo el mínimo costo de operación. A diferencia del RSF, para modelar el RPF en el NCP, solo basta limitar la generación de la unidad la cantidad asignada para su RPF.

Debido a que la RSF actualmente no es compensable en el SEIN, durante la época de avenida donde todas las centrales hidráulicas operan a su máxima carga, la RSF asignada a dichas centrales es denominada regulación primaria de frecuencia estacional; su reparto se realizará de acuerdo al orden de merito de la TABLA N° 2.3 y se compensará de manera similar a la RPF. Generalmente en época de avenida la reserva para RSF es proporcionada por las térmicas, para optimizar el despacho de las centrales hidráulicas.

2.3 Requisitos para la regulación primaria y secundaria del SEIN

- **Rendimiento de la unidad**

La eficiencia o rendimiento de una unidad generadora corresponde a la proporción de la cantidad de energía que es capaz de entregar al sistema, dada una cierta cantidad de materia prima que utiliza para su generación eléctrica, donde la materia prima o combustible puede ser petróleo, carbón, gas o incluso agua para el caso de centrales hidroeléctricas.

Este parámetro se encuentra lejos de ser un valor constante, ya que el rendimiento de las máquinas varía por muchas razones, entre las que se cuentan el mantenimiento de la unidad, las condiciones ambientales, los niveles de generación que posean las unidades, afectando en ello las pérdidas no lineales electromagnéticas y las

curvas no lineales de la eficiencia. En régimen permanente existe un nivel de generación óptimo para el cual el rendimiento alcanzado es máximo.

El rendimiento de una máquina se ve afectado principalmente por dos razones al entregar regulación de frecuencia en el sistema: la primera razón se obtiene directamente de la explicación anterior y corresponde a que la máquina no se encuentra operando en el óptimo, sino que en el valor correspondiente a los requisitos de la demanda. La otra razón es que debido al hecho de estar variando constantemente los niveles de potencia que la unidad entrega, esta no es capaz de llegar al régimen permanente de funcionamiento (potencia constante) lo que disminuiría la eficiencia de la máquina.

Estas disminuciones de la eficiencia significan un aumento en la cantidad de combustible que la máquina consume por unidad de generación, significando ello un aumento directo en los costos variables de producción. Si es el caso de que la unidad que está entregando regulación secundaria de frecuencia es única y corresponde a la unidad marginal del sistema, el costo marginal de la energía será mayor que si la máquina no regulara, debido al eventual aumento en el costo de producción. En la Fig. 2.2 se aprecia como una unidad pierde eficiencia al proporcionar reserva.

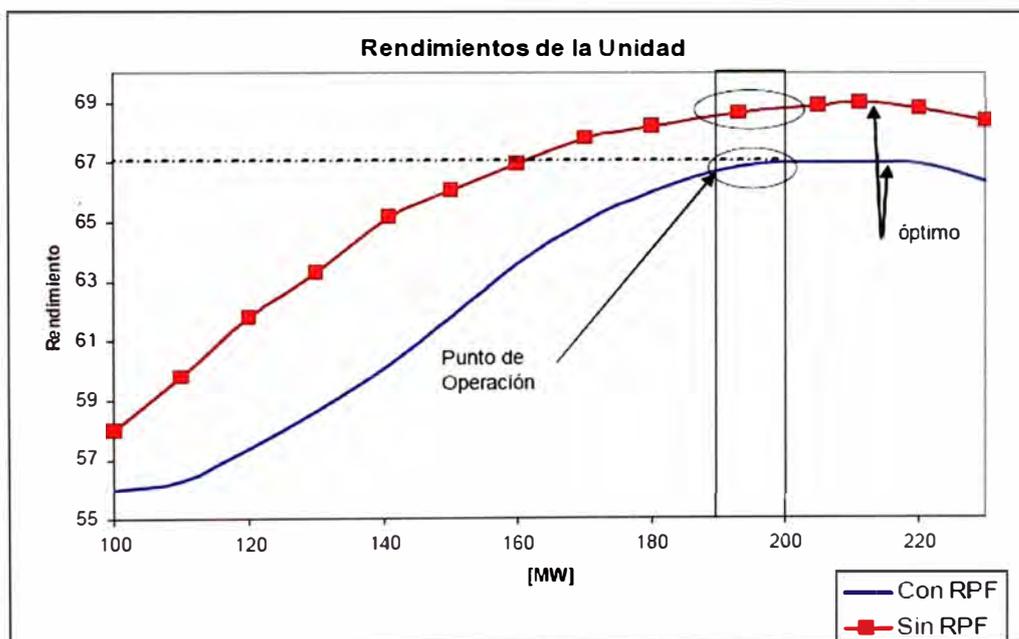


Fig. 2.2: Rendimiento de una unidad

- **Velocidad de toma de carga**

La velocidad de toma de carga de una unidad corresponde a la tasa de variación de inyección de potencia al sistema que esta posee, generalmente se expresa en MW/min y corresponde también a la pendiente que posee la curva de toma de carga de la unidad.

El primer aspecto a considerar es que por lo general la velocidad de toma de carga no es constante, sino más bien depende del nivel de inyección que posea la unidad en un instante y de las condiciones de funcionamiento en que se encuentre.

El segundo es la capacidad de una unidad de tener una gran velocidad de toma de carga en los instantes inmediatamente posteriores a una perturbación, pero sin la capacidad de mantener el nuevo valor de potencia, por un periodo permanente de tiempo.

Por otro lado tenemos las unidades en que la razón de toma de carga se mantiene por un tiempo indefinido hasta alcanzar su potencia máxima de inyección. Esta razón se encuentra sólo limitada por la insuficiencia de combustible, o agua según sea el caso.

De esa manera se puede clasificar la toma de carga en dos grupos:

- A. Con permanencia de carga
- B. Sin permanencia de carga

En ciertos casos, como lo son las unidades a carbón, la toma de carga se produce de manera continua a intervalos discontinuos, esto debido a que la potencia que entrega depende del número de molinos que se encuentren en operación, discretizando la toma de carga.

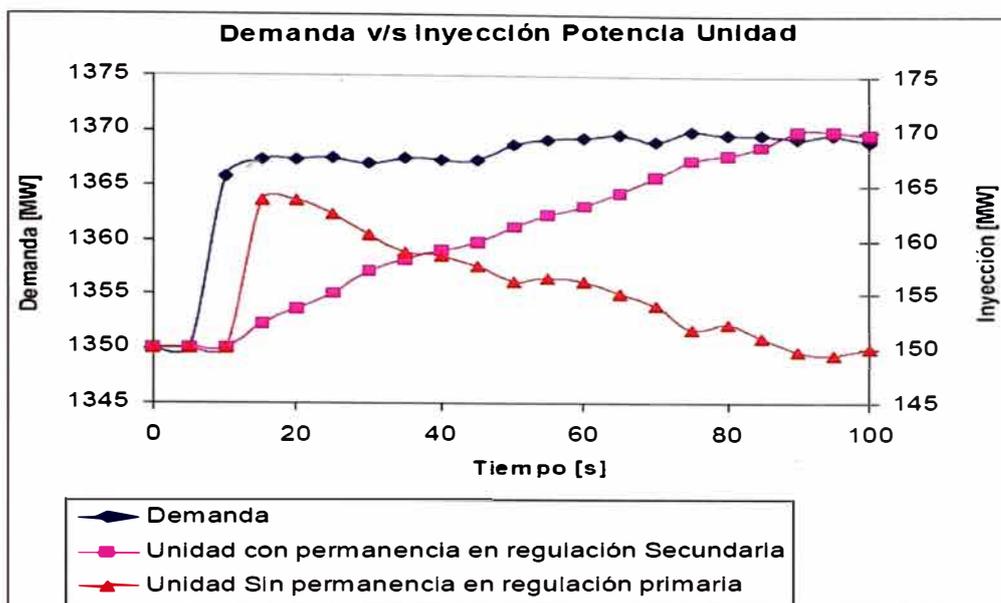


Fig. 2.3: Velocidad de toma de carga de una unidad

Respuesta de unidades con toma de carga con y sin permanencia:

Las unidades con toma de carga sin permanencia presentan un decaimiento en la capacidad de regulación ante perturbaciones rápidas constantes o perturbaciones sostenidas de la demanda, siendo capaces de entregar regulación confiable ante pequeñas perturbaciones en torno a una potencia de operación y ante variaciones lentas de la demanda. Si bien para variaciones rápidas y sostenidas de la demanda estas unidades tienen la capacidad de responder rápidamente en los instantes posteriores al evento, requieren del apoyo de otra unidad que aporten con reserva para cuando se agoten las reservas instantáneas de potencia de la unidad. Esto corresponde al esquema clásico de asignación de recursos de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Es decir, un esquema de asignación de recursos de regulación responsable incurriría en una de las dos opciones:

1. No asignar regulación primaria ni secundaria a las unidades con toma de carga sin permanencia, disminuyendo la velocidad de respuesta del sistema.
2. Asignar la regulación de frecuencia a estas unidades pero mantenimiento unidades de apoyo suficientes en regulación secundaria.

- **Rangos de frecuencia operables**

Las unidades que entreguen los servicios de regulación de frecuencia en el sistema deberán ser capaces de mantenerse operativa ante una perturbación. De nada

serviría una unidad asignada para entregar regulación, si su rango operativo en frecuencia es menor que las perturbaciones normales del sistema.

Se debe establecer un rango mínimo de frecuencia, sobre el cual las unidades, y en particular quienes entreguen regulación de frecuencia, deban permanecer en funcionamiento un 100 % del tiempo en que el sistema se encuentre en dicho rango. Este rango mínimo deberá estar en torno a la frecuencia nominal, dentro lo que es considerado condición normal de funcionamiento.

A medida que nos alejamos de este rango normal de operación, podemos encontrarnos con bandas de frecuencia en las cuales las unidades pueden operar durante un límite de tiempo, ya sea este del orden de los minutos o segundos, tiempo suficiente para poder entregar un aporte en el control de frecuencia.

Finalmente se deben establecer bandas de desconexión, en las cuales las unidades que se encuentran aportando regulación, ya no poseen la capacidad de restablecer la condición normal de operación, permitiéndoseles la desconexión.

Es menester establecer bandas y tiempos límites y mínimos de operación requeridos por las unidades para poder entregar el servicio de regulación, siendo claramente factible distinguir unidades respecto a su participación en la regulación secundaria o únicamente regulación primaria de bajo o alto nivel.

- **Rango de estatismos**

Los reguladores de velocidad presentan una respuesta de la potencia de salida con las variaciones de frecuencia, esta respuesta se caracteriza en estado estable por una pendiente (droop) denominado estatismo permanente. Esta pendiente es negativa con el objeto que se de una respuesta coherente, cuando la frecuencia sube baja la potencia y viceversa. El estatismo está dado por la ecuación 2.10:

$$Estatismo = \frac{\Delta f / f_{nominal}}{-\Delta P / P_{nominal}} * 100 \quad (2.10)$$

En un sistema interconectado de múltiples generadores no se usa el modo de control isócrono (Flat Line) que puede operar cuando un sólo generador asume el compromiso de regulación al mantener la frecuencia en el valor objetivo. Por el contrario se dota a la curva (droop) de estatismo de pendiente negativa, que permite una adecuada coordinación en el reparto de las desviaciones de potencia por el grupo de generadores.

Un estatismo en 0% conllevaría a problemas de coordinación, estabilidad y deterioro de los generadores.

Durante un restablecimiento de un sistema de potencia, después de un colapso, podría explotarse el control isócrono asignándole a un sólo generador la responsabilidad de mantener la frecuencia objetivo en una isla. En este caso este generador debe tener una reserva lo suficientemente grande que le permita absorber todas las variaciones que se presenten.

La característica de estatismo permite la operación estable de muchos generadores en paralelo en un sistema de potencia. Por ejemplo, si todos los generadores tuviesen el mismo estatismo se tendría un reparto proporcional de las desviaciones a la capacidad, lo que es altamente deseable.

En la práctica la experiencia de la industria eléctrica sugiere un rango del 4 al 7% para el estatismo. Los generadores con menor estatismo tienen un factor de participación superior a aquellos con mayor estatismo, en el extremo un generador con estatismo cero (0%) trataría de compensar toda las desviaciones, sólo limitado por la capacidad del generador.

Mediante el variador de velocidad es posible desplazar verticalmente la curva de estatismo obteniendo una familia de curvas, que permite a una misma velocidad, a la frecuencia de referencia, obtener diferentes salidas de potencia. Esta posibilidad es la base para la regulación secundaria de frecuencia

Si todas las unidades de un sistema operaran con estatismos infinitos, se tendría una condición completamente inestable de la frecuencia.

Debido a que las condiciones y características del sistema no son constantes y varían, producto de cambios en los sistemas de transmisión, puesta en servicio y retiro de unidades, variaciones de las características de la demandas, despacho con mayor número de unidades, etc., los requerimientos de estatismos de las máquinas para mantener las condiciones de control deben poder ajustarse, de manera de adaptarse a las condiciones del sistema.

Las unidades que entreguen los servicios de regulación deberán cumplir con la capacidad de regular el estatismo, dentro de los rangos que los estudios de control indiquen, y deberán operar con el estatismo definido dada las condiciones de operación del sistema.

- **Rango de regulación**

El rango de regulación se refiere al nivel o porcentaje, por sobre o por debajo de nivel de generación, que la unidad puede variar por concepto de regulación primaria y/o secundaria de frecuencia.

Este rango, sea variable, fijo o ilimitado (es decir sólo limitado por los niveles de potencia máxima y mínima de la unidad), determina la reserva para regulación de frecuencia del sistema, donde el total aportado por todas las unidades entregando regulación debe cumplir con un cierto valor mínimo para una condición estable del sistema.

Se puede establecer valores mínimos, en potencia o porcentaje, del rango de regulación que deben poseer las unidades para entregar el servicio de regulación de frecuencia, sea esta primaria ó secundaria.

- **Banda muerta**

El regulador de velocidad tiene un rango de frecuencia para el cual no responde, denominada banda muerta (Fig. 2.4), en los reguladores modernos esta banda se puede hacer bastante pequeña, incluso cero. La experiencia de la operación recomienda una banda muerta en el rango de 0.03 a 0.04 Hz.

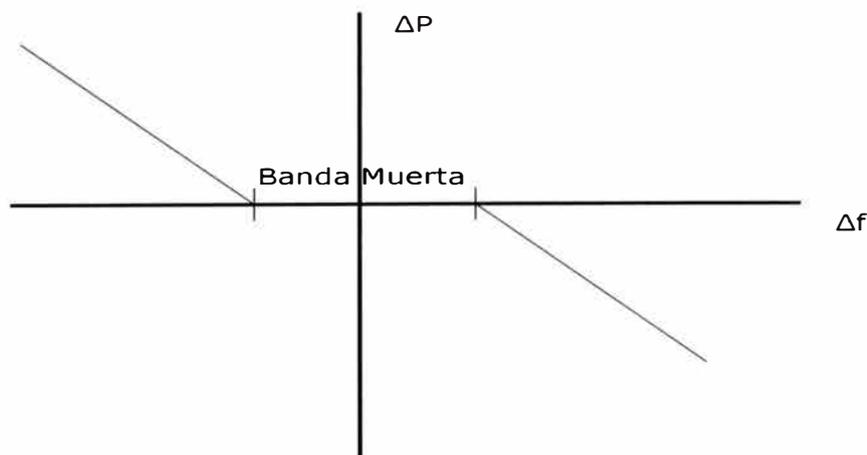


Fig. 2.4: Banda Muerta Regulador de velocidad

En la literatura se reporta la posibilidad de que ante condiciones de generador aislado la banda muerta induzca a una oscilación autosostenida del sistema (ciclo límite), por tanto, debe tenerse especial atención cuando se prevea este modo de operación.

2.3.1 Requisitos para la regulación primaria de frecuencia

Los requisitos para proporcionar la RPF son los siguientes:

1. Estatismo ajustable entre el 4 al 7%.
2. Banda muerta inferior al 0.1% (± 0.03 Hz).
3. La respuesta para regulación primaria debe estar disponible en los siguientes 10 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 30 segundos.
4. A partir de los 30 segundos el aporte de reserva de regulación primaria empieza a descender hasta los 10-15 minutos, momento en el cual se espera que los generadores que aportaron a la regulación primaria recuperan el punto de operación.
5. Tiempo de establecimiento, para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final del lazo de regulación de velocidad, del orden de 20 a 30 segundos para máquinas térmicas y 40 a 60 segundos para máquinas hidráulicas.

Para aquellos casos en que no sea factible cumplir con estos límites, se evaluará la posibilidad de aceptar el recurso para participar en la regulación primaria de frecuencia.

6. Prestar el servicio de regulación primaria sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de operación normal. El limitador debe estar sobre el 100% y en modalidad libre.

De otra parte, mediante pruebas se verifican los parámetros más relevantes asociados a la regulación primaria, como son:

1. Tiempo de establecimiento.
2. Banda muerta.
3. Estatismo permanente.

2.3.2 Requisitos para la regulación secundaria de frecuencia

Los requisitos para proporcionar RSF son los siguientes:

1. La respuesta para regulación secundaria debe iniciar en los siguientes 10 a 20 segundos después de iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos.
2. Las unidades asociadas a la regulación secundaria deben prestar y cumplir los requisitos asociados al servicio de regulación primaria.
3. Velocidad de toma de carga del orden de 10 MW/minuto como mínimo para máquinas hidráulicas y de 8 MW/minuto para máquinas térmicas.

4. Cuando se disponga del AGC, las unidades deberán cumplir con éxito las pruebas de integración a las funciones del AGC.
5. Mientras se mantenga el esquema de regulación manual, la unidad deberá contar con un registrador de frecuencia del sistema y la indicación de la frecuencia de referencia de consigna.
6. El valor máximo que puede aportar una unidad a la regulación secundaria de frecuencia está limitado por el gradiente de cambio de carga; la *Reserva máxima será igual a la Respuesta a los 10 minutos, que puede ser evaluada inicialmente por la velocidad de toma de carga en MW/minuto.*
7. Por razones de confiabilidad, cuando se disponga del AGC, se dispondrá como mínimo de dos (2) unidades bajo AGC.

Para aquellos casos en que no sea factible cumplir con estos requisitos, se evaluará la posibilidad de aceptar el recurso para participar en la regulación secundaria de frecuencia.

De otra parte, mediante pruebas se verifican los parámetros más relevantes asociados a la regulación secundaria, como son:

1. Velocidad de toma de carga.
2. Pruebas de integración al AGC (en caso se disponga de un AGC).
3. Lazos de control.

2.4 Consideraciones técnicas generales para la regulación de frecuencia

A continuación se indican una serie de consideraciones técnicas generales asociadas al servicio de regulación de frecuencia:

1. La frecuencia de referencia coincidirá con la nominal (60.0 Hz) salvo en circunstancias de corta duración (estados de emergencia, restablecimientos, etc).
2. En caso de operar el SEIN con una frecuencia de referencia diferente a la de 60.0 Hz, el comité de operación económica del sistema COES informará a todos los agentes generadores de tal situación. Los reguladores se ajustarán a la nueva referencia, buscando evitar el agotamiento de la reserva para regulación primaria.
3. La regulación primaria de frecuencia se llevará a cabo a través del regulador de velocidad de todos los generadores sincronizados al sistema. Los ajustes de los parámetros asociados a la regulación primaria serán determinados por el COES.

4. Todos los generadores están en la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre, con el limitador sobre el 100%.
5. La regulación secundaria de frecuencia se llevará a cabo por un grupo de unidades habilitadas y designadas por el COES según su mérito económico.
6. En la asignación de reserva rotante destinada a la regulación secundaria, el COES considerará las limitaciones de la red. Para la regulación primaria, dado los reducidos tiempos de actuación, no se consideran las limitaciones de la red.
7. Para el caso de fraccionamiento de la red en áreas, el COES determinará la frecuencia de referencia y designará las unidades que asumen en cada área la regulación secundaria.
8. La regulación secundaria de frecuencia se realizará manualmente o por medio del control automático de generación (AGC) cuando se disponga del mismo.
9. Es necesario considerar reserva terciaria destinada a recuperar la reserva rotante destinada a la regulación de frecuencia. Dicha reserva puede ser tanto rotante no regulante como reserva fría de respuesta rápida, con tiempos de sincronización entre 10 a 15 minutos.
10. Debe disponerse de reserva que respalde la salida de la unidad de mayor capacidad que se encuentre sincronizada al sistema. Se incluye la pérdida de enlaces internacionales en la condición de importación.
11. En cuanto a la operación de las unidades de generación las mismas deben:
 - No presentar disparo instantáneo en el rango de frecuencias entre 57.5 Hz y 62.0 Hz.
 - Permanecer como mínimo 10 segundos para rangos de frecuencia entre 57.5 y 58.0 Hz, y entre 61.5 y 62.0 Hz.
 - Permanecer como mínimo 25 segundos para rangos de frecuencia entre 58.0 y 59.0 Hz, y entre 61.0 y 61.5 Hz.
 - Operar continuamente en el rango de 59.0 y 61.0 Hz.
12. Después de 10 a 15 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe ubicarse por encima del umbral del primer escalón del esquema de desconexión automática de carga.
13. Se debe minimizar la cantidad de carga a desconectar ante eventos de baja frecuencia, evitando al máximo las sobrefrecuencias.

14. El generador que varíe su despacho en cumplimiento de una orden del centro de control del sistema nacional lo hará con una gradiente de carga o descarga (MW/Minuto) procurando que no afecte la calidad de la frecuencia.

15. Toda conexión o reconexión de carga en cumplimiento de una orden del centro de control del sistema nacional, se hará de forma paulatina en bloques de carga procurando que no afecte la calidad de la frecuencia.

2.5 Costos del sistema ante inexistencia o deficiencias en la regulación de frecuencia

Si el sistema no cuenta con los mecanismos para entregar una adecuada regulación de frecuencia, las acciones correctivas que se requerirán, implicarán la desconexión automática de carga por la acción de los relés de baja frecuencia, con el consecuente costo de oportunidad que percibirán los consumos afectados.

Si bien es cierto la mínima frecuencia que alcanza el sistema luego de una perturbación severa no depende de la cantidad de reserva primaria que se tenga en el sistema, una adecuada y óptima reserva para la regulación primaria y secundaria llevará en forma inmediata la frecuencia del sistema a valores cercanos a la nominal. Mientras que una inadecuada regulación de frecuencia, demorará un tiempo mayor en llevar la frecuencia a valores permisibles, estando proclives a otro corte de carga ante la ocurrencia de otra perturbación.

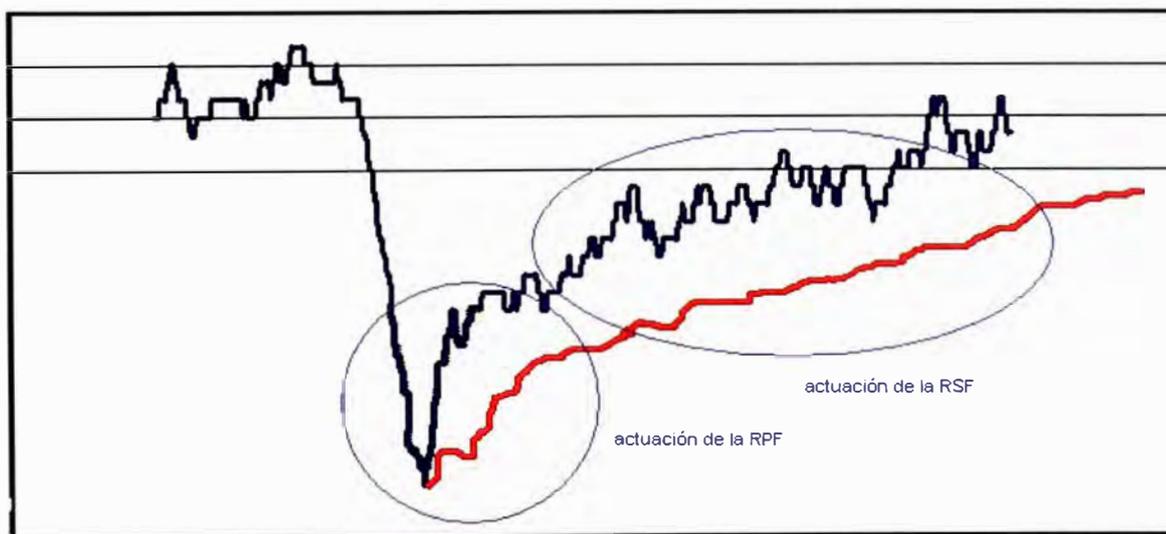


Fig. 2.5: Evolución de la frecuencia ante una adecuada e inadecuada regulación de frecuencia

En la Fig. 2.5 se muestra la evolución de la frecuencia luego de una perturbación, la de color azul es con una adecuada y óptima regulación de frecuencia y la de rojo es con una inadecuada regulación de frecuencia. De la Fig. 2.5 se puede apreciar 2 aspectos muy importantes en el comportamiento de la frecuencia luego de una perturbación: la frecuencia de color azul demora menor tiempo en llegar al valor nominal que la de color rojo. Asimismo, la frecuencia de color rojo siempre está más cerca de la frecuencia de rechazo de carga. Supongamos que para esta perturbación se haya producido rechazo de carga por mínima frecuencia (lo que incurre en un sobrecosto en la operación). Por tanto, ante la ocurrencia de una nueva perturbación durante el reestablecimiento de la frecuencia, la frecuencia de color azul no necesariamente alcanzaría la frecuencia de rechazo, en cambio la frecuencia de color rojo está más proclive a alcanzar la mínima frecuencia de rechazo lo que provocaría corte de suministros.

El eventual descontrol de la frecuencia provocará un funcionamiento fuera de los límites, puede llegar a condiciones de colapso del sistema, producto de la desconexión en cascada de unidades generadoras.

Todas estas condiciones provocan alto costo al sistema, producto de multas y compensaciones que deben ser cubiertas por los responsables. En el caso de la regulación de frecuencia, al ser todos los participantes responsables, el pago de estas multas deberá ser cubierto por todos. La magnitud de los pagos se valoriza a costo de falla, siendo extremadamente alto en comparación con los costos de oportunidad asociados a la entrega del servicio de regulación.

La demanda en megavatios (MW) que es necesario desconectar para un determinado evento, se calcula mediante simulaciones dinámicas ante salidas de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación. Se debe encontrar los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurridos 10 a 15 segundos de ocurrido el evento, el valor de la frecuencia dentro de los rangos permisibles.

En la determinación de la demanda a desconectar, es necesario identificar aquella parte que se origina por un déficit de reserva primaria.

Para estos análisis es importante considerar la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que

para la frecuencia originan los eventos de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.

Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación. Dicha tasa de fallas se determina únicamente con la historia de salidas forzadas para un periodo histórico de tres años.

Con lo indicado anteriormente se determina la potencia (MW) desconectada. Para determinar la energía no suministrada ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada contingencia. Dicho tiempo debe estar sobre la base de las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos años.

Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma al multiplicarla por el costo de racionamiento de corto plazo. Actualmente en el SEIN, el costo de racionamiento en el SEIN es de 800 S/MWH.

Una forma aproximada para la estimación de la carga a desconectar, es mediante la utilización de un equivalente que considere la característica de respuesta del sistema y la respuesta autorregulante de la demanda o el estatismo equivalente del sistema. La demanda a desconectar es la requerida para llevar la frecuencia del sistema al valor establecido para el estado cuasiestacionario. Dicha aproximación no considera la evolución dinámica de la frecuencia y la posible activación del esquema de desconexión de carga, lo que dejaría por fuera aquella parte de la desconexión automática de carga que pueda originarse en un déficit de regulación primaria.

$$Demanda \ Desconectar = MWgeneración - [\Delta f * D + \underset{Req}{Mínimo}(\frac{\Delta f}{}, Reserva)] \quad (2.11)$$

Donde:

- MW generación: MW de contingencia de generación.
 Δf : Variación de frecuencia.
 D Respuesta autorregulante de la demanda.

Req: Constante asociada al estatismo.

Reserva: Reserva rotante considerada.

De no contarse con una mejor estimación del parámetro D, el mismo puede ser considerado igual a 1% de la demanda por Hz de variación.

La constante asociada al estatismo Req se calcula según se disponga de una estimación del estatismo equivalente del sistema para cada nivel de demanda, o del valor del estatismo de todos los generadores despachados:

$$\frac{1}{Req} = \frac{Demanda}{Estatismo\ equivalente * 60}$$

(2.12)

$$\frac{1}{Req} = \sum \frac{P_i}{Estatismo_i * 60}$$

(2.13)

Donde:

P_i : Potencia nominal

$Estatismo_i$: Estatismo de la unidad i

CAPÍTULO III

CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

La demanda de energía eléctrica en todo el mundo presenta un rápido aumento con el avance tecnológico en diversos campos, a partir del uso doméstico hasta el industrial presenta un crecimiento considerable. Con el fin de atender y satisfacer la demanda, es necesario disponer de una mayor cantidad de unidades de generación en el sistema. Esto conlleva que el sistema se vuelva cada vez más robusto y su control se vuelve más complicado.

En nuestro país el control de la generación se realiza de manera manual a través del centro de coordinación de la operación del SEIN, a diferencia de otros países que a parte de realizarlo de manera manual lo realizan de manera automática a través de un AGC integrado a un sistema SCADA.

La operación en tiempo real de un sistema de potencia es una tarea muy compleja, el cual requiere de interfaces hombre-máquina, sistemas informáticos, redes de comunicación, señales en tiempo real de las centrales y subestaciones, etc.

La continuidad del servicio eléctrico se ha vuelto sumamente importante en las sociedades modernas y cualquier interrupción en una carga se considera como una situación de emergencia y es de suma preocupación en un país industrial. Por otro lado, la operación de un sistema eléctrico debe de ser lo más económico posible bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Por lo tanto, la gran tarea para los organismos encargados de la planificación es garantizar el funcionamiento del sistema de manera eficiente y eficaz.

La misión de la regulación frecuencia es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal ó dentro de valores permisibles, ante las variaciones normales de la carga o ante variaciones anormales como la desconexión imprevista de un generador o de una gran carga. La regulación de frecuencia está organizada en tres etapas que actúan en escalas de tiempo distintas, las cuales si actúan de manera adecuada se podrá conseguir un buen control de la frecuencia, estas se denominan regulación primaria, regulación secundaria y regulación terciaria.

Con la acción de la regulación primaria, un cambio en la carga del sistema resultará una desviación en estado estacionario de la frecuencia, el cual dependerá básicamente de las características de los reguladores de velocidad de las máquinas y de la sensibilidad de la carga con la frecuencia. La restauración de la frecuencia a su valor nominal requiere de acciones complementarias el cual ajusta la referencia de carga de las máquinas que se encuentran despachando en el sistema. Debido a que la carga del sistema esta cambiando de manera continua, es necesario que el cambio en la referencia de carga en las máquinas sea automática. Esta acción complementaria, como se mencionó anteriormente se denomina (AGC).

El objetivo principal del AGC es de regular la frecuencia al valor nominal y mantener el intercambio de potencia entre las áreas de control a través del ajuste de la potencia de salida de los generadores. Esta función comúnmente es denominada control carga-frecuencia (LFC), que conjuntamente con el reparto de potencia entre las unidades que se encuentran bajo el dominio del AGC de acuerdo a los criterios de despacho económico, ambas funciones en conjunto es denominada control automático de la generación.

Algunas propiedades importantes del sistema SCADA

El ambiente para un sistema SCADA de un sistema de potencia consiste en 2 principales módulos:

- a) **Módulo de programación y control de la generación:** la tarea del manejo de la generación en un sistema eléctrico interconectado se inicia con el control de la generación para mantener la frecuencia del sistema y el flujo en las líneas de interconexión manteniendo el criterio de mínimo costo. Este es el módulo donde el AGC juega un rol importante.
- b) **Módulo de análisis de red:** El manejo del sistema de transmisión requiere del monitoreo de miles de señales y la estimación de cualquier contingencia sobre el sistema de potencia. Desde el punto de vista de confiabilidad y seguridad, es necesario que el EMS (energy management system) sea capaz de analizar miles de contingencias para luego informar al operador del sistema de la mejor estrategia para llevar al sistema de un estado de emergencia al normal ante la ocurrencia de alguna de ellas.

El AGC, el cual forma parte de un sistema SCADA, se encarga de transmitir señales hacia los generadores que se encuentran bajo su control para modificar su carga con la finalidad de mantener la frecuencia deseada. El AGC es capaz de asignar la carga de manera económica entre las unidades aptas para esta función, con la finalidad de

mantener la frecuencia deseada, la carga en los enlaces y el error de tiempo. Como se puede apreciar en la Fig. 3.1, las señales hacia los generadores para modificar su potencia de salida, son enviadas desde un centro de control con la finalidad de eliminar las desviaciones de frecuencia y la potencia de intercambio.

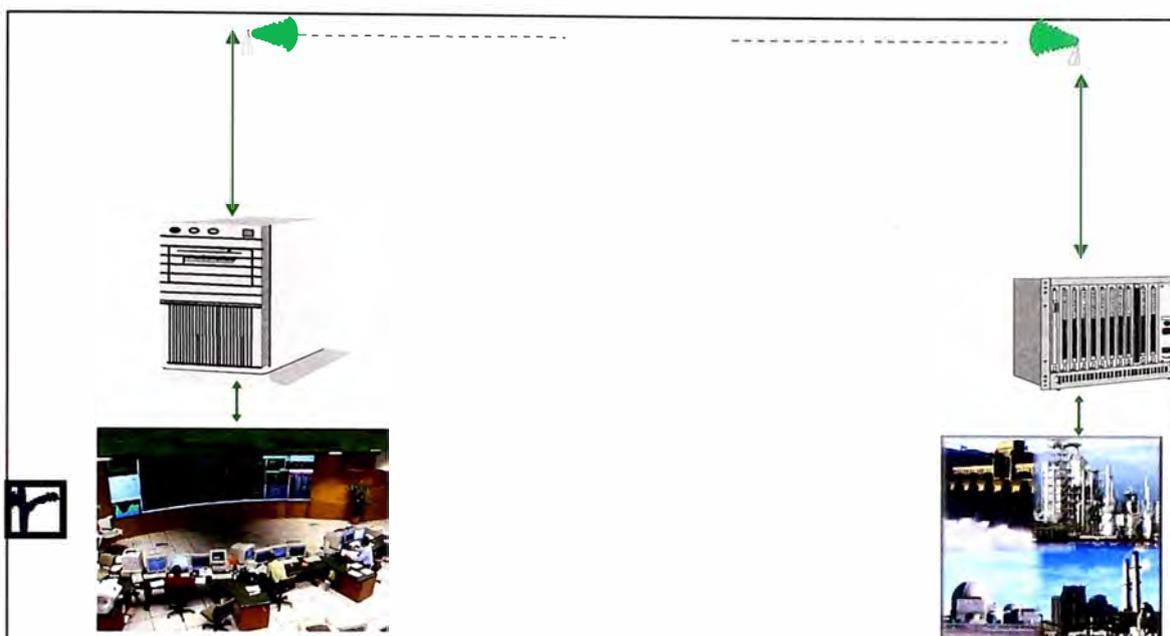


Fig. 3.1: Control automático de la generación AGC

3.1. AGC en un sistema interconectado

Actualmente, diversos países del mundo se interconectan con la finalidad de minimizar los costos de operación y con ello la necesidad de controlar la frecuencia de un país y la potencia de intercambio ante los cambios aleatorios de la demanda, se vuelve un problema complicado a través de la regulación secundaria manual.

Cuando la carga del sistema eléctrico cambia, la generación es ajustada para restaurar la frecuencia del sistema y la potencia de transferencia en las líneas de interconexión; siempre y cuando el sistema se encuentre en estado estacionario (perturbaciones pequeñas). En ese sentido es necesario contar con un indicador que transmita al AGC, las variaciones de frecuencia en un sistema de potencia y las variaciones en los flujos de interconexiones con las áreas vecinas, este indicador es conocido como el error de control de área (ACE).

Para determinar el ACE es necesario obtener los errores de frecuencia y del flujo en la línea de interconexión. Un valor positivo del ACE indica que existe una sobre oferta y se requiere disminuir la generación para el control de una determinada área. Para

controlar este error de control de área, el centro de control de despacho envía órdenes a las unidades generadoras bajo RSF dentro de su área para controlar las salidas de los generadores, de manera que se restaure el intercambio de potencia a los valores programados y que se restaure la frecuencia del sistema al valor deseado.

En la Fig. 3.2 se observa la respuesta de los generadores ante las ordenes del AGC bajo señales del ACE.

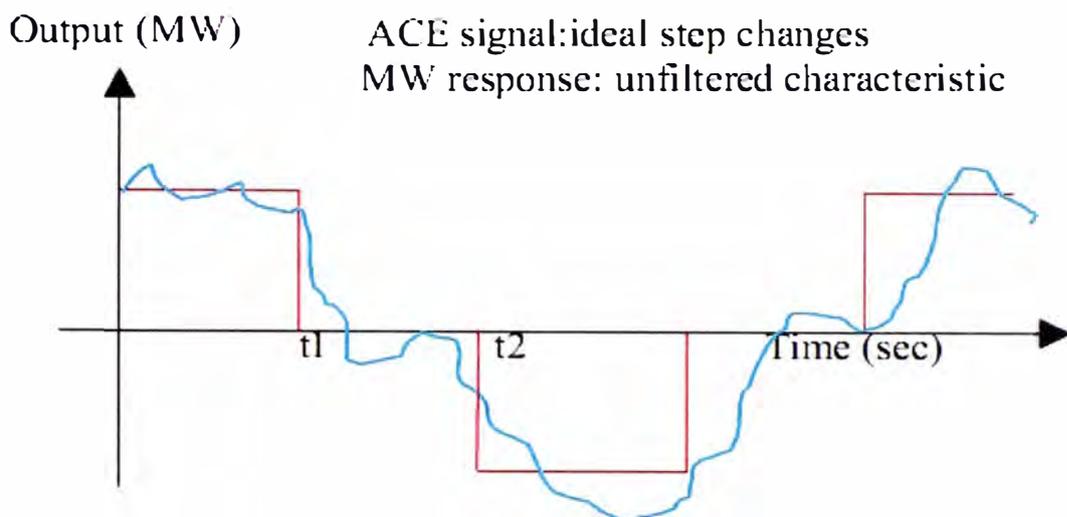


Fig. 3.2: Representación de la respuesta de los generadores a las señales del ACE

Cabe mencionar que el AGC sirve sólo para perturbaciones pequeñas, en cambio para grandes perturbaciones que conlleven al sistema a un estado de emergencia el AGC es baypaseado y otros controles de emergencia se aplican al sistema para la regulación secundaria de frecuencia.

El AGC en un sistema interconectado puede ser analizado, partiendo de un sistema de dos áreas como se muestra en la Fig. 3.3. Considerando que cada una de estas dos áreas están representadas por una unidad de generación equivalente y que se encuentran interconectadas a través de una línea con reactancia X_{tie} . Cada área está representada por una fuente de tensión detrás de una reactancia equivalente como se muestra en la Fig. 3.4:

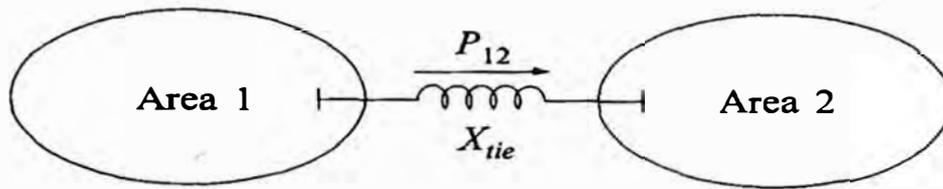


Fig. 3.3: Sistema de dos áreas

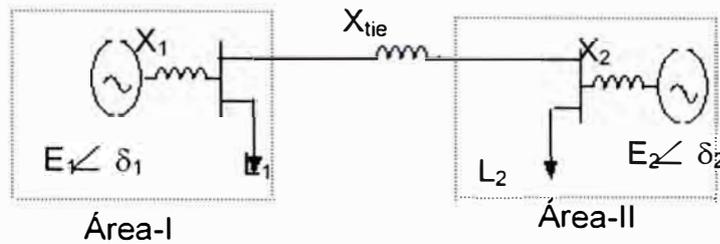


Fig. 3.4: Circuitos equivalentes para sistema de dos áreas

Durante la operación normal, la potencia de transferencia esta dada por:

$$P_{12} = \{ |E_1| |E_2| / X_{12} \} \sin \delta_{12} \quad (3.1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} X_{12} &= X_1 + X_{tie} + X_2 \\ \delta_{12} &= \delta_1 - \delta_2 \end{aligned} \quad (3.2)$$

La ecuación (3.1) puede ser linealizado para una pequeña desviación en el flujo de la línea ΔP_{12} desde su valor nominal.

$$\begin{aligned} \Delta P_{12} &= (d P_{12} / d \delta_{12}) |_{\delta_{120}} \Delta \delta_{12} \\ &= P_s \Delta \delta_{12} \end{aligned} \quad (3.3)$$

La cantidad P_s es el coeficiente de la potencia sincronizante, es cual para un punto inicial de operación se tiene la siguiente expresión:

$$P_s = (d P_{12} / d \delta_{12}) |_{\delta_{120}}$$

$$= \{|E_1||E_2| / X_{12}\} \cos \delta_{120} \quad (3.4)$$

La variación en el flujo de la interconexión esta dada por:

$$\Delta P_{12} = P_s (\Delta \delta_1 \Delta \delta_2) \quad (3.5)$$

Este flujo aparece cuando la carga en un área se incrementa y en la otra decrece dependiendo de la dirección del flujo. La dirección del flujo es indicada a través del ángulo, si $\delta_1 > \Delta \delta_2$, el flujo va desde el área 1 hacia el área 2.

Considerando un cambio de carga en el área 1, ΔP_{L1} , la frecuencia en estado estacionario en ambas áreas es la misma, entonces:

$$\Delta \omega = \Delta \omega_1 = \Delta \omega_2 \quad (3.6)$$

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} = \Delta \omega D_1 \quad (3.7)$$

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta \omega D_2 \quad (3.8)$$

El cambio en la potencia mecánica esta determinada por las características del regulador y esta dado por las siguientes expresiones:

$$\Delta P_{m1} = (-\Delta \omega) / R_1 \quad (3.9)$$

$$\Delta P_{m2} = (-\Delta \omega) / R_2 \quad (3.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.9 y 3.10) en las ecuaciones (3.7 y 3.8) y resolviendo para $\Delta \omega$, se tiene:

$$\Delta \omega = (-\Delta P_{L1}) / (B_1 + B_2) \quad (3.11)$$

donde:

$$B_1 = (1/R_1) + D_1 \quad (3.12)$$

$$B_2 = (1/R_2) + D_2 \quad (3.13)$$

B_1 y B_2 son conocidos como los factores bias. El cambio en el flujo de potencia esta dado por:

$$\begin{aligned} \Delta P_{12} &= - \{ (1/R_1 + D_2) \Delta P_{L1} \} / (1/R_1 + D_1) (1/R_2 + D_2) \\ &= B_2 (-\Delta P_{L1}) / B_1 + B_2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

En condiciones normales de operación, el sistema de potencia es operado para satisfacer la demanda a frecuencia nominal, cada área debe absorber su propia generación. Como se mencionó anteriormente, el LFC (Load frequency control) esta basado en el 'tie-line bias control', donde cada área tiende a reducir su ACE a cero. El control del error de cada área consiste de una combinación lineal de error de frecuencia y flujo.

$$ACE = \sum \Delta P_i + K_i \Delta f \quad (3.15)$$

Excelentes resultados se alcanzan cuando la constante K_i es el factor bias, $B_i = 1/R_i + D_i$. En ese sentido, el ACE para las dos áreas es:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1 \quad (3.16)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta f_2 \quad (3.17)$$

Donde ΔP_{12} y ΔP_{21} son las desviaciones de los valores programados. El ACE es usado para que el AGC envíe señales para modificar la generación de las unidades que se encuentran bajo su control para que ΔP_{12} y Δf se vuelvan cero.

El control automático de la generación es el control central de la potencia de salida de los generadores, el cual tendrá tres principales requisitos:

1. Frecuencia: mantener la frecuencia del sistema en valores cercanos a la nominal, se recomienda que la frecuencia debe de estar dentro del +/- 1% de la frecuencia nominal. En caso del SEIN la frecuencia es 60 Hz.
2. Flujo de potencia en la interconexión: controlar y mantener el balance de potencia entre las áreas de control. Por ejemplo, si la frecuencia de un área disminuye y la potencia de intercambio al área es 30 MW, entonces el área debería incrementar la potencia para restaurar la frecuencia la valor nominal. Asimismo, esa área debería de restaurar los 30 MW.
3. Despacho económico: para mantener la generación de cada área al mínimo costo, este despacho económico debería llevarse cada 10 minutos.

En la Fig. 3.5 se muestra el circuito de control de un AGC para un sistema de dos áreas.

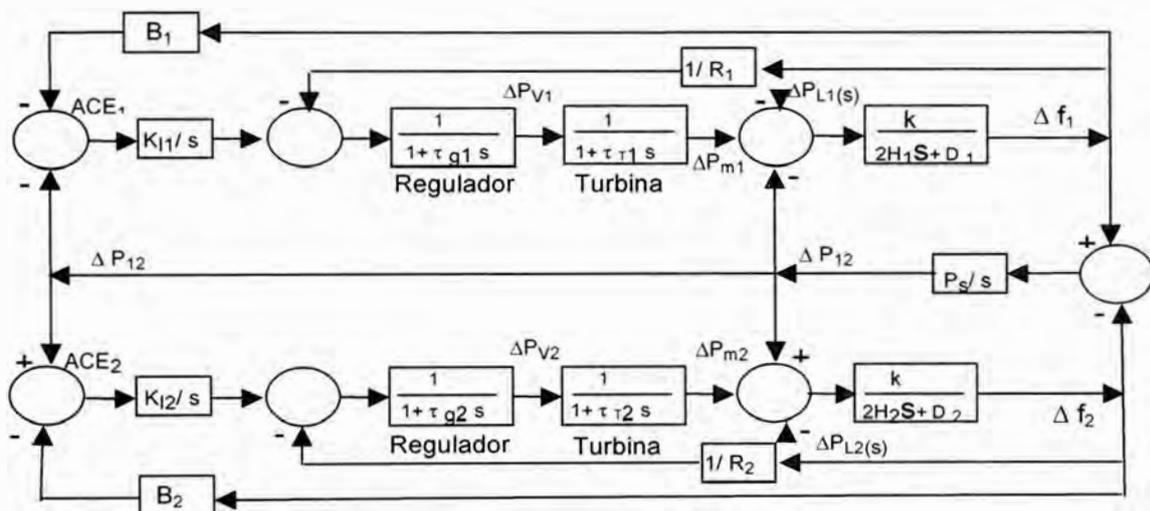


Fig. 3.5: Circuitos de control equivalentes para sistema de dos áreas

3.2 Clasificación de un AGC

La estrategia de control mediante un AGC debe garantizar que las soluciones a las desviaciones de potencia sean resueltas finalmente por el área donde se origina el disturbio, las demás áreas sólo deben prestar ayuda de manera transitoria al área donde se origina el disturbio. Las estrategias principales de control del AGC son:

- Frecuencia constante.
- Intercambio constante.
- Frecuencia intercambio constante (Tie-Line Bias Control).

3.2.1 Frecuencia constante

Ambas áreas tratan de compensar a pesar de que el desbalance se originó en un determinado área . Por lo tanto, es una estrategia inadecuada de control cuando las áreas están interconectadas. Este tipo de control es usado en sistemas aislados. Por lo tanto el error de control de área para ambos sistemas es:

$$ACE1 = B1*\Delta f \quad (3.18)$$

$$ACE2 = B2*\Delta f \quad (3.19)$$

3.2.2 Intercambio constante

En caso se presente un cambio de carga en un área, la otra área 1 tratará de compensar dicho desbalance a pesar de que el desbalance no originó se originó en ella. Por lo tanto, es una estrategia inadecuada de control cuando las áreas estan interconectadas.

$$ACE1 = - \Delta P12 \quad (3.20)$$

$$ACE2 = \Delta P12 \quad (3.21)$$

3.2.3 Frecuencia e Intercambio constante (Tie Line Bias Control)

En el caso de los sistemas de áreas interconectados se usa el AGC tipo "Tie Line Bias" donde no sólo interesa controlar la variable frecuencia sino también la potencia de intercambio entre las áreas que la constituyen.

El control de potencia de la interconexión está ligado a lograr una operación técnica y económicamente óptima, por lo que el intercambio de potencia entre las áreas debe ajustarse a valores predeterminados.

En el caso de una perturbación o falla del intercambio neto de potencia activa entre áreas después de la actuación de la regulación secundaria debe ser igual al existente antes de producirse la ruptura del balance de potencia, logrando de esta manera un proceso de control continuo con el cual se reducen las solicitudes a los reguladores de red y a centrales de regulación y mejorar aprovechamiento de la capacidad de transporte por las líneas de interconexión, dado que actúa solo el regulador del área donde se produjo la perturbación o falla.

Dado que las redes regionales están frecuentemente a carga de distintas empresas y el intercambio de potencia esta sujeto a condiciones contractuales, surge la necesidad de una regulación de los flujos de intercambio. Esto impone la necesidad de contar con un modelo de RSF por áreas. Este sistema de control para áreas interconectadas, permite satisfacer requerimientos de calidad con el control de frecuencia, de economía y desde el punto de vista técnico con el control de flujos de intercambio.

Para un sistema aislado la estrategia de control es la de frecuencia constante, en sistemas interconectados lo normal es Tie-Line Bias Control. En pequeñas interconexiones el área más robusta puede asumir el control de frecuencia ajustando su AGC al modo de frecuencia constante, en tanto que el área más débil asume el control del intercambio.

Ante grandes eventos, con operación de los esquemas de desconexión de carga, para evitar un sobre control se recomienda suspender la acción del AGC y pasar a un control manual. En este caso el operador del sistema asume directamente la responsabilidad del control del sistema, igual procedimiento se aplica cuando el sistema queda fraccionado, a no ser que se disponga de un AGC por islas.

El ACE es una variable aleatoria que se espera sea de valor medio cero. Si el ACE muestra tendencia estaría implicando un comportamiento predecible de los desbalances carga generación, que debe ser resuelto con otras medidas diferentes a la regulación secundaria, específicamente con un servicio como el de seguimiento de carga. Una vez se determina el ACE el mismo se asigna a los generadores que participan con reserva para regulación secundaria. Dicha asignación se establece mediante factores de participación en los cuales se pueden tener en cuenta criterios técnicos y económicos, incluso diferenciar entre asignación para incrementar como para bajar generación. Normalmente se usa de 2 a 4 segundos como ciclo de actuación del AGC.

La acción del AGC es del tipo proporcional integral por lo que errores en la estimación del ACE no importan para las condiciones de estado estable, es decir, se lleva el ACE al valor cero (0). Sin embargo, una inadecuada estimación del ACE compromete la respuesta dinámica, lo que conlleva a tomar acciones de sobrecontrol y a prolongar en el tiempo las desviaciones de la frecuencia.

De manera análoga para el caso de dos áreas, supongamos que se tiene un sistema de tres áreas A, B y C tal como se muestra en la Fig. 3.6, tal que inicialmente las áreas A y B exportan al área C un valor de potencia que previamente ya se acordó. Si el

área C tiene un incremento en la carga, la frecuencia de todo el sistema caerá y por lo tanto la generación de las áreas A, B y C se incrementarán. Como consecuencia se produce un incremento de potencia de las áreas A y B hacia C. Sin embargo, estas transferencias de potencia son limitadas por el controlador de potencia en la TIE a un valor inicialmente programado. Por lo tanto las áreas A y B están obligadas a reducir su generación, lo que lleva a no prestar ayuda al área C. Esto es un grave inconveniente que es conocido como control robusto de la TIE, el cual puede ser superado cuando no solo se controla la frecuencia del área sino también la potencia de intercambio, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\sum \Delta P + K \Delta f = 0 \quad (3.22)$$

Donde $\sum \Delta P$ es el error de transferencia de potencia de la red y depende del tamaño del sistema y de las características de los reguladores, y Δf es el error de la frecuencia, el cual es positivo para una sobrefrecuencia y negativa para una subfrecuencia. En el caso mencionado, luego del cambio de carga en C, el error de frecuencia es negativo para A y B y la $\sum \Delta P$ para las líneas AC y BC es positivo, para un correcto control se deberá tener en cuenta la siguiente expresión:

$$\sum \Delta P_A + K_A \Delta f = \sum \Delta P_B + K_B \Delta f = 0 \quad (3.23)$$

Por lo tanto los sistemas A y B no toman acciones de regulación a pesar de la caída de la frecuencia. En el área C, $\sum \Delta P_C$ es negativo por lo que está importando potencia desde A y B, por lo tanto los generadores en C tendrán que incrementar su potencia para restaurar la frecuencia a valores permisibles. Una vez más, el sistema de control explicado es conocido como tie line bias control y es generalmente implementado en sistemas interconectados.

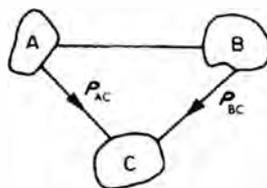


Fig. 3.6: Sistema de 3 áreas

3.3 Despacho económico con relación al AGC

Cuando se distribuye la potencia entre las unidades bajo el dominio del AGC, para reestablecer la frecuencia nominal y la potencia de intercambio al valor programado, es preferible realizarlo entre unidades de óptimas características como por ejemplo las que tengan menor estatismo y una mayor rampa de toma de carga. Pero también se puede distribuir dicha potencia buscando siempre el criterio de minimizar costos de operación, entre las unidades aptas para poder realizar esta función.

3.4 Criterios de Funcionamiento del AGC

3.4.1 Funcionamiento del AGC en condiciones normales

En estado estacionario cada área de control debe de resolver sus propios problemas de desbalance de carga. La transferencia de potencia entre áreas vecinas se mantiene en valores predeterminados y la frecuencia se mantiene constante.

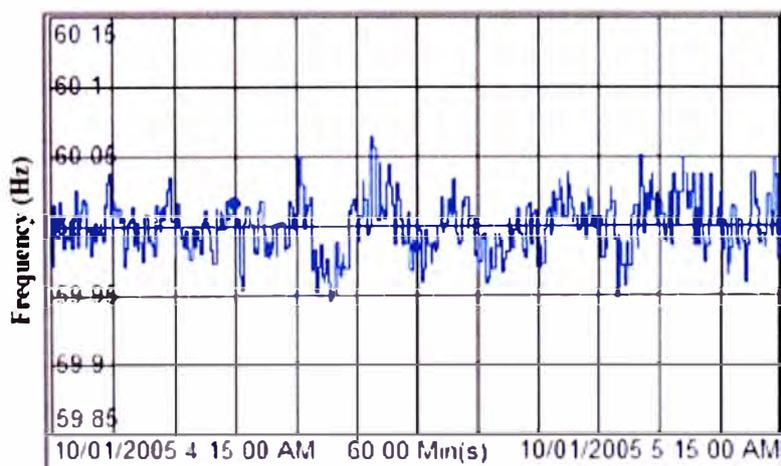


Fig. 3.7: Frecuencia del sistema en condiciones normales

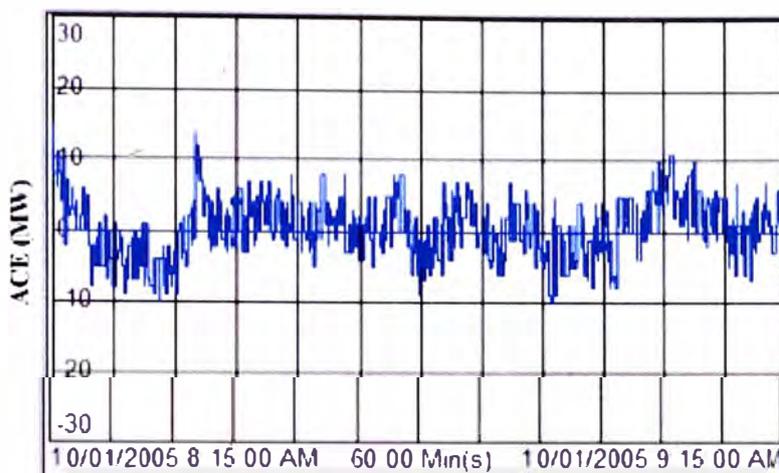


Fig. 3.8: Comportamiento del ACE en condiciones normales

3.4.2 Funcionamiento del AGC en condiciones de emergencia

Una o más áreas no pueden ser capaces de corregir sus propios desbalances de carga debido a la insuficiente reserva de generación para el AGC. En tal caso, otras áreas pueden proporcionar una transferencia de potencia para asistir al área en déficit, desviándose así del intercambio neto entre las áreas.

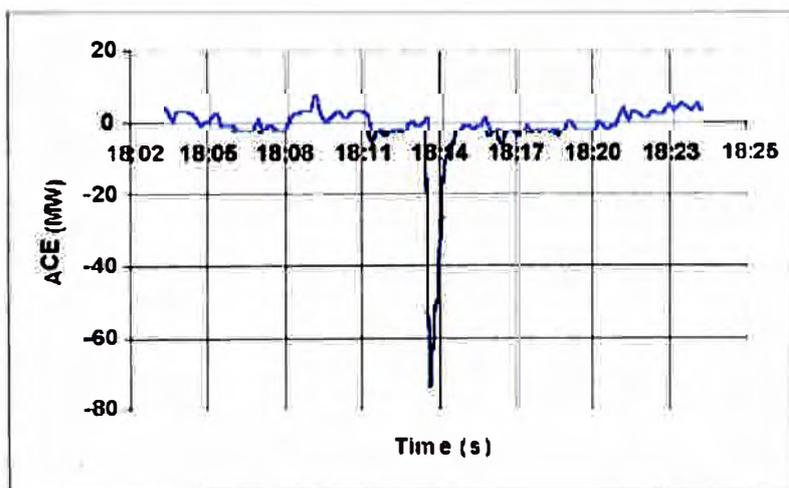


Fig. 3.9: Comportamiento del ACE en condiciones de emergencia

3.5 Implementación de un AGC

En un moderno esquema de AGC, las acciones de control son usualmente determinadas en el centro de control de una determinada área. El flujo en las líneas, frecuencia del sistema, etc. son enviadas al centro de despacho a través de teleseñales para ser analizadas por un computador para luego enviar señales hacia las unidades bajo su control para modificar su potencia de salida, así como se muestra en la Fig. 3.10.

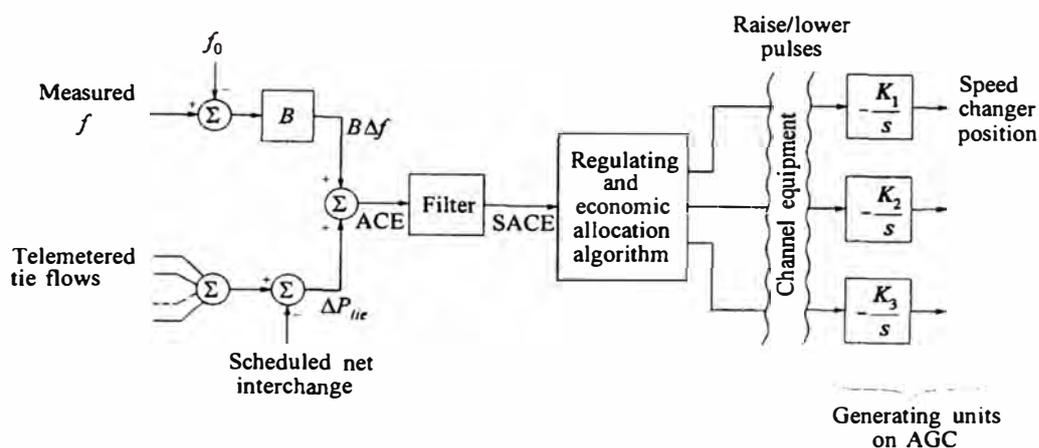


Fig. 3.10: Lógica de control para cada área en un AGC

Muchas veces el cambio en el error de control de área ACE es debido a rápidas variaciones en la carga para la cual las unidades de generación no tienen respuesta. Por lo tanto los programas AGC normalmente usan esquemas de filtros para variaciones rápidas y el error de control de área ya filtrado es usado para controlar la generación; esta señal es conocida como smoothed ACE (SACE).

Lo convencional es usar un filtro pasa bajos, el cual ayuda en eliminar el ruido en el ACE ante las variaciones rápidas de carga.

Para que el AGC funcione correctamente es necesario que su principal parametro de ingreso ACE cumpla algunos criterios de cálculo bajo condiciones normales, las cuales se mencionan a continuación:

- Criterio A1: el error de control de área debe retornar a cero dentro de los 10 minutos.
- Criterio A2: el error de control de área promedio para cada uno de los seis periodos de 10 minutos durante la hora debe estar dentro de los límites específicos.

Bajo condiciones de contingencia, como por ejemplo pérdida súbita de generación o aumento de carga se aplican los siguientes:

- Criterio B1: el error de control de área debe retornar a cero dentro de los 10 minutos que siguen al inicio de la contingencia.
- Criterio B2: el error de control de área debe comenzar a retornar a cero dentro del minuto que sigue al inicio de la contingencia (dentro del minuto siguiente de la falla el ACE debe cruzar por cero).

Una contingencia se dice que ha ocurrido cuando el valor del ACE excede de $3L_d$, donde:

$$L_d = 5 + 0.025\Delta L \quad (3.24)$$

Donde ΔL es el mayor cambio por hora en la carga del sistema de un área de control en el día de su máxima demanda de invierno o de verano.

La estabilidad de un AGC y su habilidad para funcionar son influenciadas por el retraso en la recepción de las telemediciones y en la transmisión de sus señales de control.

Con sistemas basados digitalmente la experiencia ha mostrado que la ejecución de un AGC una vez cada 2 a 4 segundos resulta un buen desempeño. Esto significa que el error de control de área ACE es computado y las señales que se envían a los generadores se debe realizar cada 2 a 4 segundos.

La Fig. 3.11 ilustra la implementación del AGC para un área de control. Cada área de control de un sistema interconectado es controlado en una manera similar, pero independientemente de otras áreas de control.

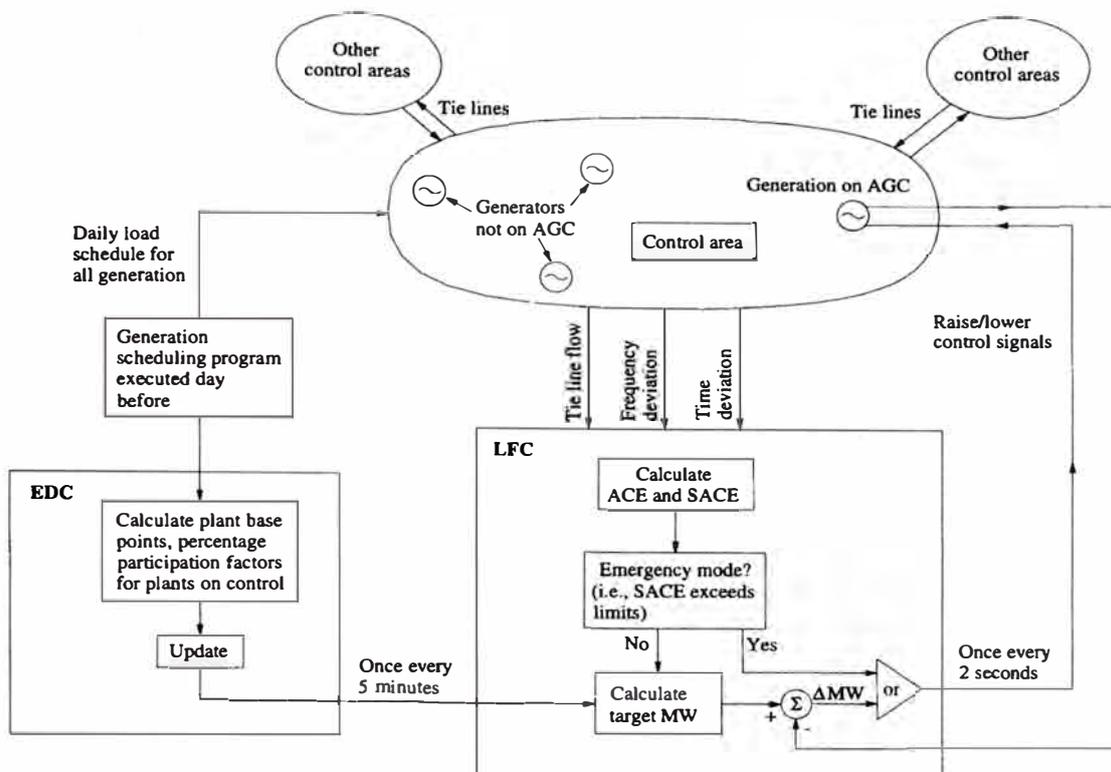


Fig. 3.11: Diagrama funcional típico de un AGC

3.6 Simulación con MATLAB/SIMULINK

En esta parte del informe se presentará las bondades del AGC, a través de simulaciones en el Matlab, las cuales permitirán normalizar la frecuencia del sistema a valores permisibles ante la ocurrencia de una perturbación. Se realizará el análisis para un sistema aislado y para un sistema interconectado de dos áreas. Cabe mencionar que las simulaciones tomarán en cuenta los modelos de control clásicos de los generadores, turbina, reguladores de velocidad y cargas; el detalle de dichos modelos no es objetivo del presente informe.

En la Fig. 3.12 se muestra el diagrama de bloques para un sistema aislado, el cual incluye los circuitos de control del generador, turbina, regulador de velocidad y de la carga.

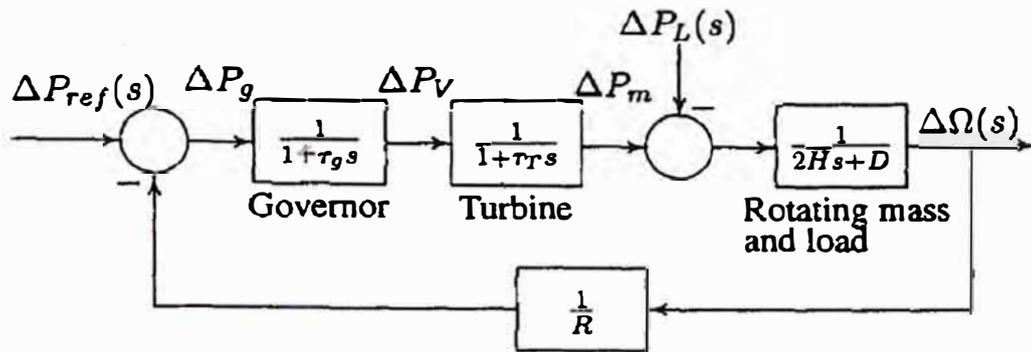


Fig. 3.12: Diagrama de bloques para el control carga frecuencia de un sistema aislado

Donde:

τ_T = Constante de tiempo de la turbina

τ_G = Constante de tiempo del regulador de velocidad

H = Constante de inercia del generador

R = Estatismo del generador

D = Factor de sensibilidad de la carga (si la carga cambia en 1.6 % cuando la frecuencia cambia en 1%, entonces $D=1.6$).

Ahora se analizará la respuesta de la frecuencia ante un cambio en la carga de 0.2 p.u., considerando los siguientes parámetros.

$\tau_T = 0.5$ seg.

$\tau_G = 0.2$ seg.

$H = 5$ seg.

$R = 0.05$ p.u

$D = 0.8$

El diagrama de bloques que se utilizará en Matlab, se muestra en la Fig. 3.13.

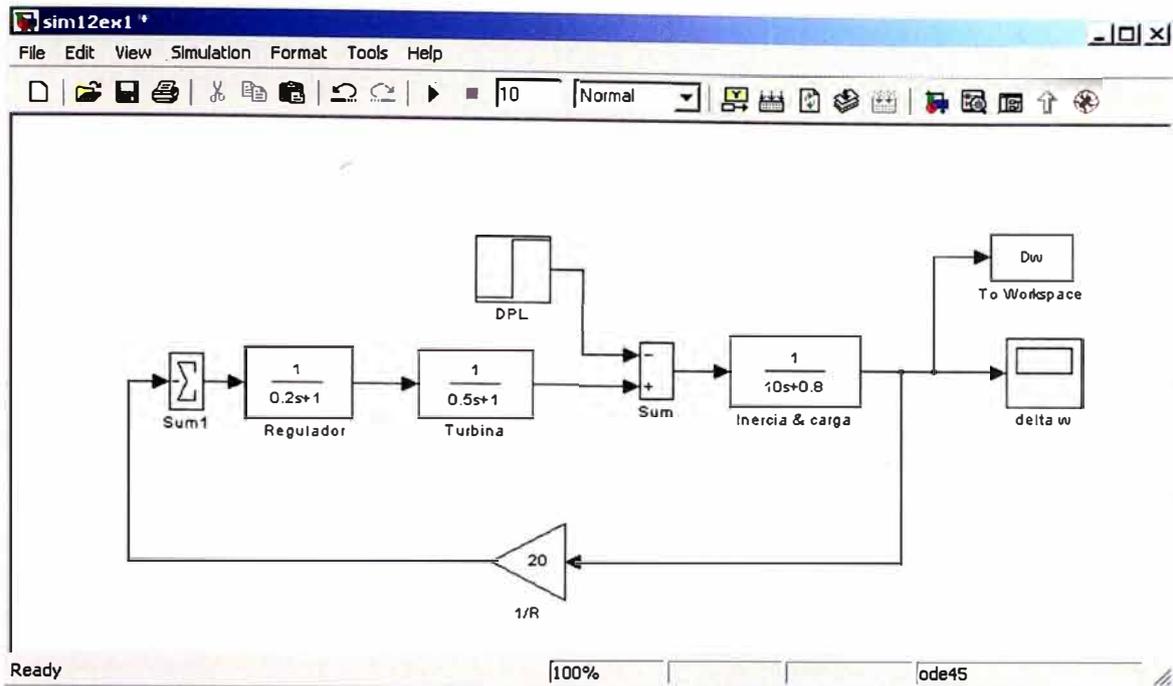


Fig. 3.13: Diagrama de bloques en MATLAB/SIMULINK

En la Fig. 3.14 se aprecia la evolución de la desviación de la frecuencia en p.u. ante un incremento súbito de la demanda en 0.2 p.u. Como se aprecia la frecuencia final es diferente a la frecuencia inicial del sistema, ello debido a la característica de regulación R del regulador de velocidad. Finalmente se tendrá que tomar acciones complementarias (manual o automática) para llevar la frecuencia nuevamente a su valor inicial.

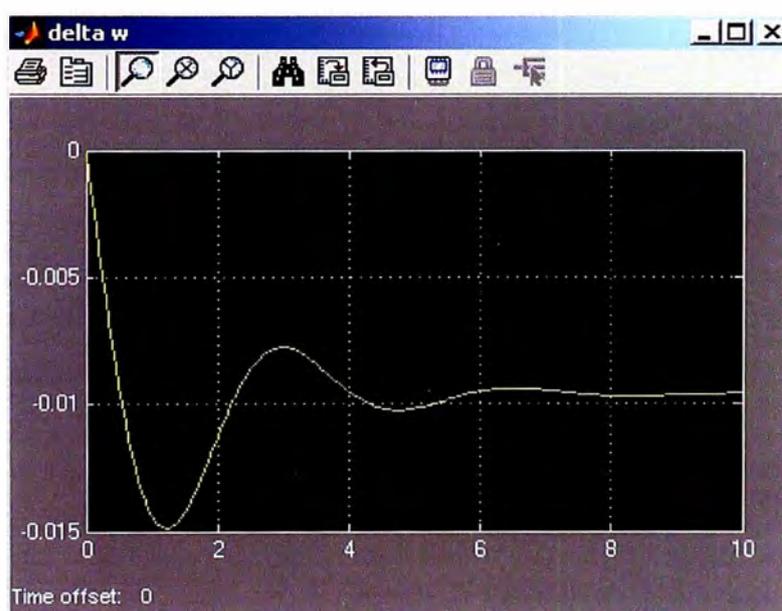


Fig. 3.14: Desviación de la frecuencia ante un escalón en la demanda

3.6.1 Simulación de un AGC en sistema aislado

Una manera de restaurar la frecuencia a su valor nominal es adicionando un bloque integrador. Este integrador monitorea constantemente cada cierto periodo el error promedio de la frecuencia para luego llevarlo a su valor nominal. Debido a la habilidad de retornar al sistema a su frecuencia original, la acción integral es también conocida como acción complementaria o restauradora. Por tanto, como la carga en un sistema se encuentra cambiando constantemente, la generación tiene que ser ajustada automáticamente para restaurar la frecuencia al valor nominal (AGC).

En la Fig. 3.15 se muestra el diagrama de bloques de un AGC en sistema aislado, donde aprecia el integrador de constante K_I . Este controlador integral será ajustado mediante simulación para una respuesta transitoria satisfactoria.

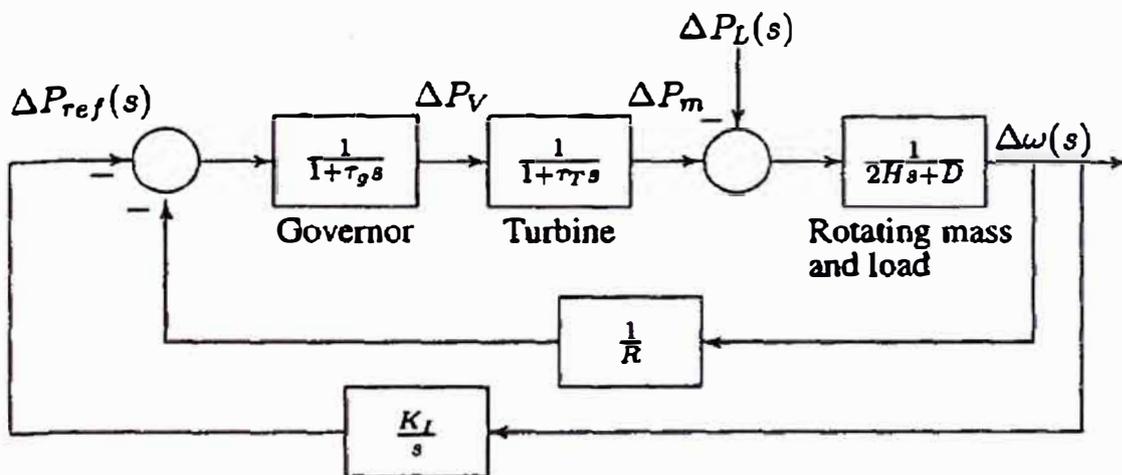


Fig. 3.15: AGC para un sistema aislado

De manera análoga al caso anterior, se analizará la respuesta de la desviación de la frecuencia ante un cambio súbito de la demanda de 0.2 p.u., considerando una ganancia del controlador integral de 7 ($K_I = 7$). En la Fig. 4.15 se muestra el diagrama de bloques en Matlab para el caso a analizar.

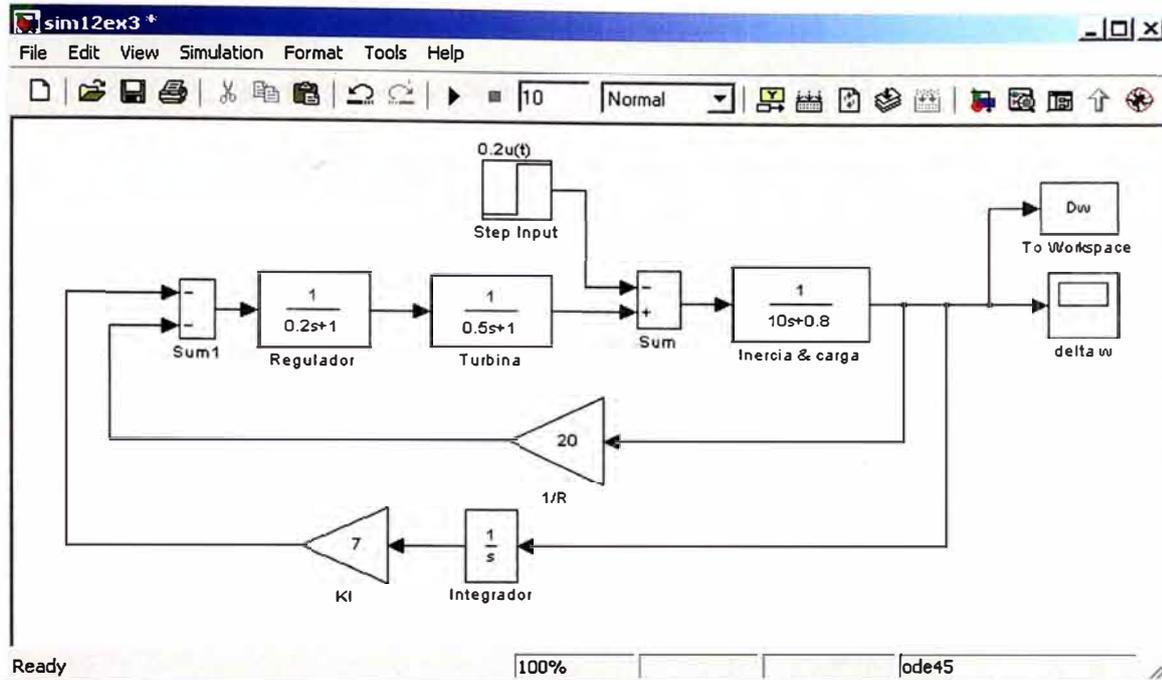


Fig. 3.16: AGC para un sistema aislado considerando el controlador integral

En la Fig. 3.17 se aprecia la desviación de la frecuencia ante un incremento súbito de la demanda considerando la acción restauradora del controlador integral. Como se observa la desviación en estado estacionario de la frecuencia es cero y la frecuencia retorna a su valor nominal en aproximadamente 10 segundos.

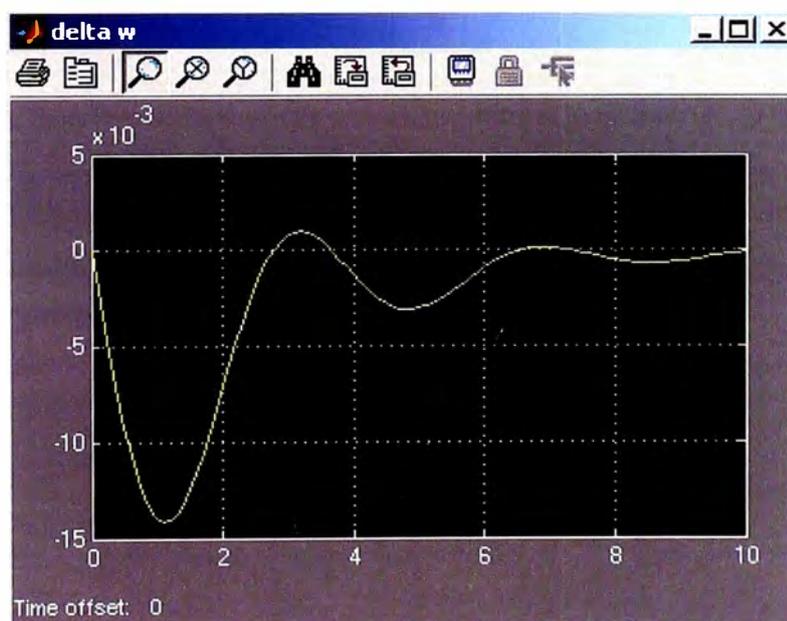


Fig. 3.17: Respuesta de la desviación de la frecuencia considerando el controlador integral

3.6.2 Simulación de un AGC en un sistema interconectado

Como se mencionó anteriormente, el AGC para un sistema multi área puede ser estudiado primeramente para un sistema de dos áreas. Tomando como referencia ello, fácilmente se podría hacer la extensión para "n" áreas.

En la Fig. 3.18 se muestra el diagrama de bloques para un sistema de dos áreas con solamente el control del LFC (load frequency control).

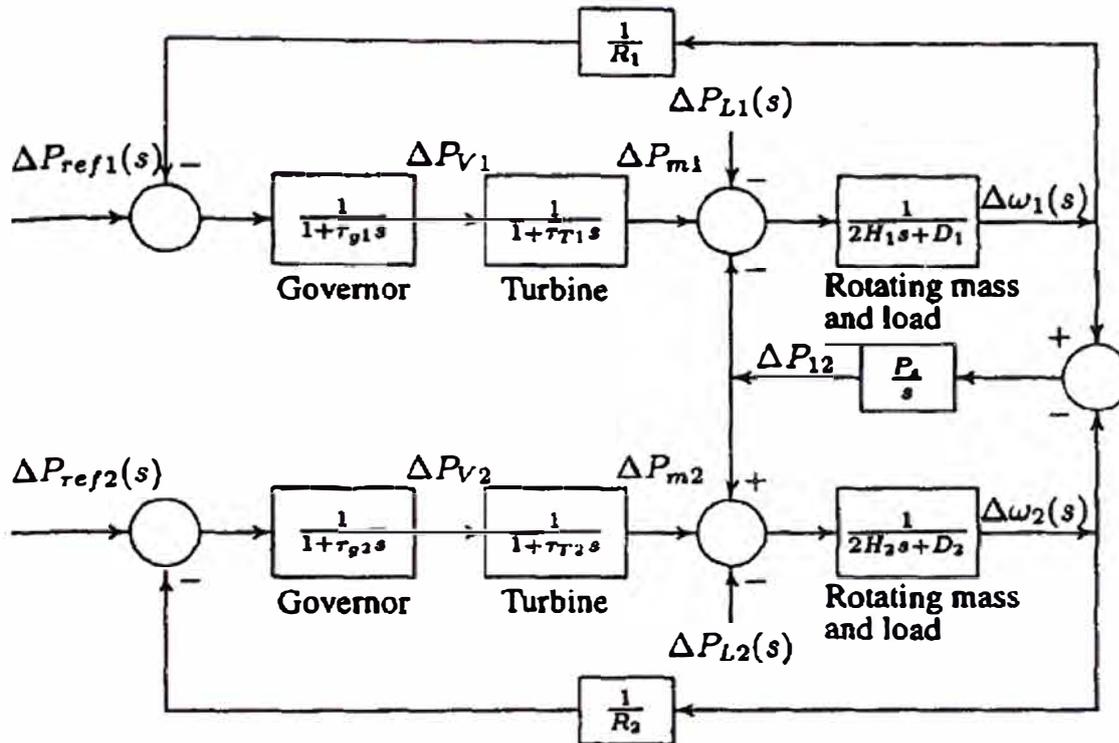


Fig. 3.18: Sistema de dos áreas con solamente el load frequency control LFC

Se analizará como evoluciona la frecuencia en el sistema y el flujo en la interconexión cuando ocurre un cambio de carga de 187.5 MW en el área 1. Cada área será modelada como un generador equivalente con los siguientes datos:

- Area 1:

$$\tau_T = 0.5 \text{ seg.}$$

$$\tau_G = 0.2 \text{ seg.}$$

$$H = 5 \text{ seg.}$$

$$R = 0.05 \text{ p.u}$$

$$D = 0.6$$

$$\text{Potencia base} = 1000 \text{ MVA}$$

- Area 2:

$$\tau_T = 0.6 \text{ seg.}$$

$$\tau_G = 0.3 \text{ seg.}$$

$$H = 4 \text{ seg.}$$

$$R = 0.0625 \text{ p.u}$$

$$D = 0.9$$

Potencia base= 1000 MVA

En la Fig. 3.19 se muestra el digrama de bloques para un sistema de dos áreas solo con los controles del load frequency control.

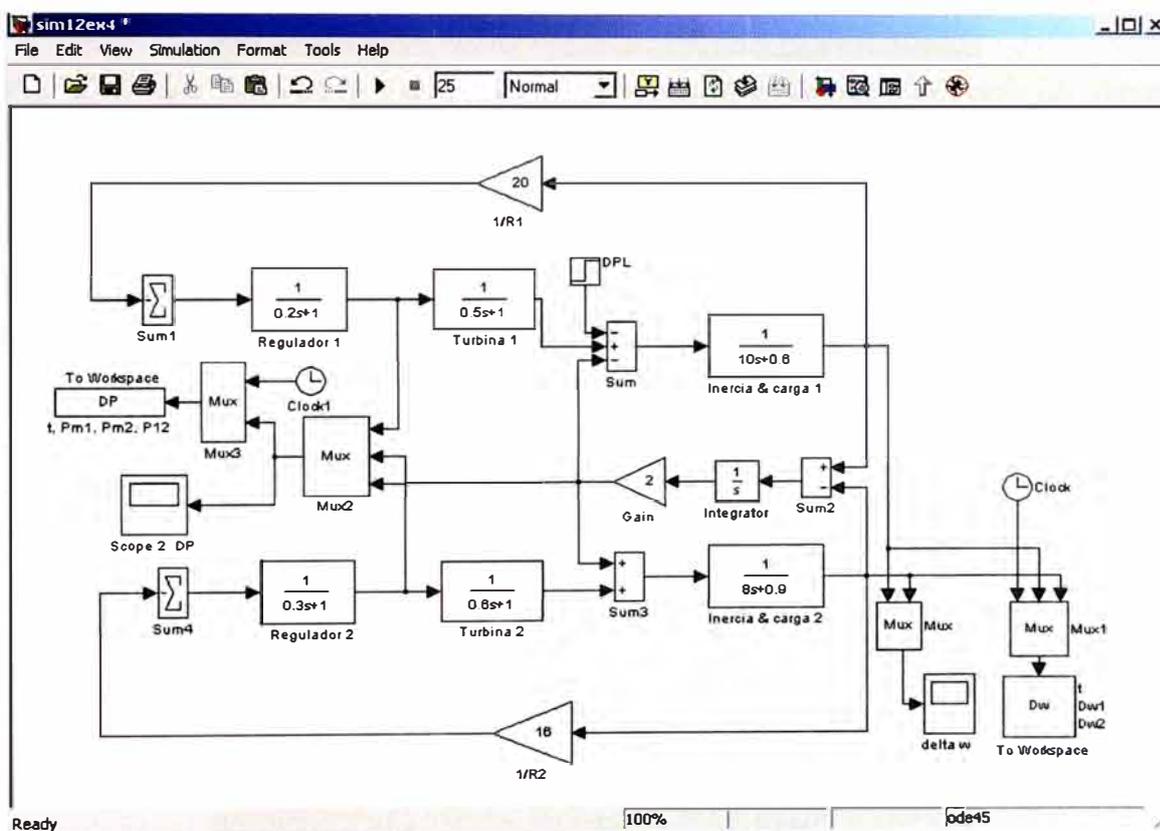


Fig. 3.19: Diagrama de bloques para un sistema de dos áreas con solamente el LFC usando el MATLAB/SIMULINK

En la Fig. 3.20 se muestra la evolución de las desviaciones de frecuencia en ambas áreas ante el cambio de carga en el área 1. Las curvas de color amarillo y lila son las respuestas de las áreas 1 y 2 respectivamente.

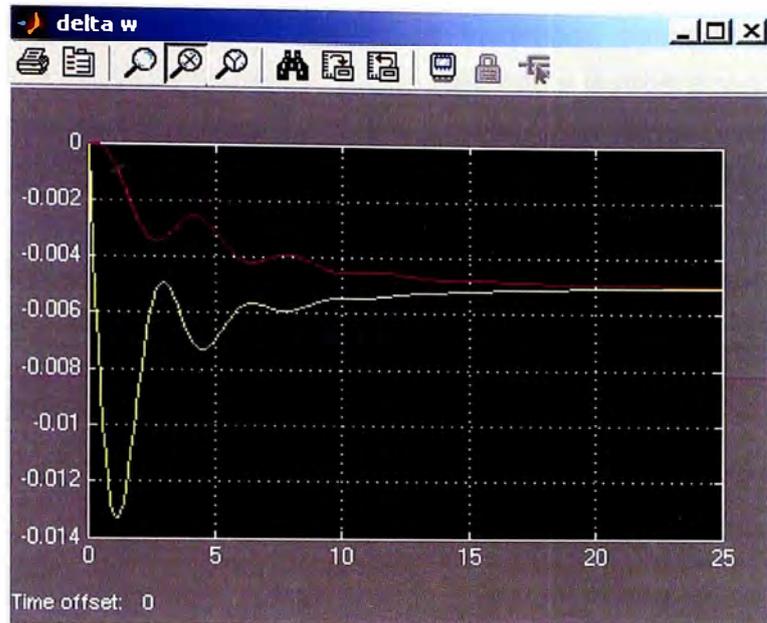


Fig. 3.20: Respuesta de la desviación de la frecuencia en ambas áreas ante un cambio de carga en el área 1

En la Fig. 3.21 se muestra la evolución de las desviaciones de las potencia de las áreas 1 y 2 y de la potencia de intercambio ante el cambio de carga en el área 1. Las curvas de color amarillo, lila y celeste son las respuestas de las áreas 1, 2 y la potencia de intercambio respectivamente.

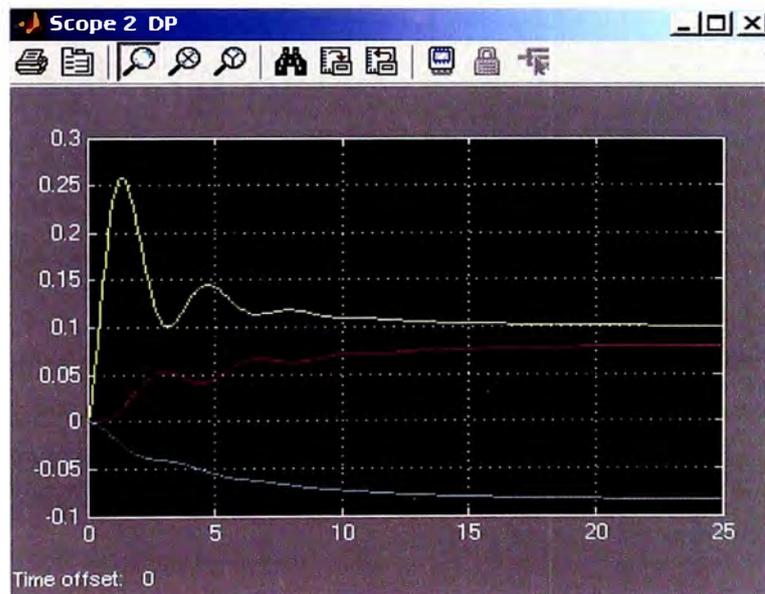


Fig. 3.21: Respuesta de las desviaciones de potencia en ambas áreas y de la potencia de intercambio en ambas áreas ante un cambio de carga en el área 1

Como se puede apreciar la frecuencia en ambos sistemas es diferente a la nominal, además la potencia de intercambio es diferente a la programada. En ese sentido se tendrá que implementar controles adicionales para poder reestablecer la frecuencia al valor nominal manteniendo la potencia de intercambio en el valor inicialmente pactado entre las áreas.

Los valores alcanzados en la simulación, también se puede obtener a través de las siguientes expresiones anteriormente ya mencionadas:

$$\Delta P_{L1} = \frac{187.5}{1000} = 0.1875 p.u.$$

La desviación en pu. de la frecuencia en estado estacionario, de acuerdo a la ecuación 3.11 será:

$$\Delta w_{ss} = \frac{-\Delta P_{L1}}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-0.1875}{(20 + 0.6) + (16 + 0.9)} = -0.005 p.u.$$

Por tanto la frecuencia en estacionario en Hertz será:

$$\Delta f = (-0.005)(60) = -0.3 Hz$$

Entonces, la nueva frecuencia del sistema será:

$$f = f_0 + \Delta f = 60 - 0.3 = 59.7 Hz$$

Luego, el cambio en la potencia mecánica en ambas áreas, de acuerdo a la ecuación 3.9 será:

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta w}{R_1} = -\frac{-0.005}{0.05} = 0.1 p.u. = 100 MW$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta w}{R_2} = -\frac{-0.005}{0.0625} = 0.08 p.u. = 80 MW$$

En conclusión, las áreas 1 y 2 incrementan su generación en 100 MW y 80 MW respectivamente y la nueva frecuencia de operación del sistema es 59.7 Hz. Como se puede apreciar la generación total que se ha incrementado 180 MW, dicho valor es menor a la variación de carga que produjo en el sistema (187.5 MW). Esta diferencia es debido al efecto de la autoregulación de la carga la cual es sensible a la variación de la frecuencia, veamos:

$$\Delta w D_1 = (-0.005)(0.6) = -0.003 p.u. = -3 MW$$

$$\Delta w D_2 = (-0.005)(0.9) = -0.0045 p.u. = -4.5 MW$$

En total el cambio de la carga sensible a la frecuencia será -7.5 MW. También, el flujo en la interconexión será:

$$\Delta P_{12} = \Delta w \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = -0.005(16.9) = 0.0845 p.u = -84.5 MW$$

Ahora se analizará las bondades del AGC en un sistema interconectado, las cuales permitirán recuperar la frecuencia de manera inmediata al valor nominal y mantener la potencia de intercambio entre las áreas. Para lograr ello, el AGC necesita una señal complementaria llamada error de control de área ACE, el cual mide las desviaciones de frecuencia en los sistemas y la potencia de intercambio entre las áreas; y está definido de la siguiente manera: $ACE_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + K_i \Delta w$.

$$ACE_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + K_i \Delta w$$

Como se mencionó anteriormente una respuesta satisfactoria en los sistemas se alcanza cuando la bías de las áreas K_i es igual a $B_i = \frac{1}{R_i} + D_i$.

En la Fig. 3.22 se muestra el digrama de bloques para un sistema de dos áreas usando el AGC.

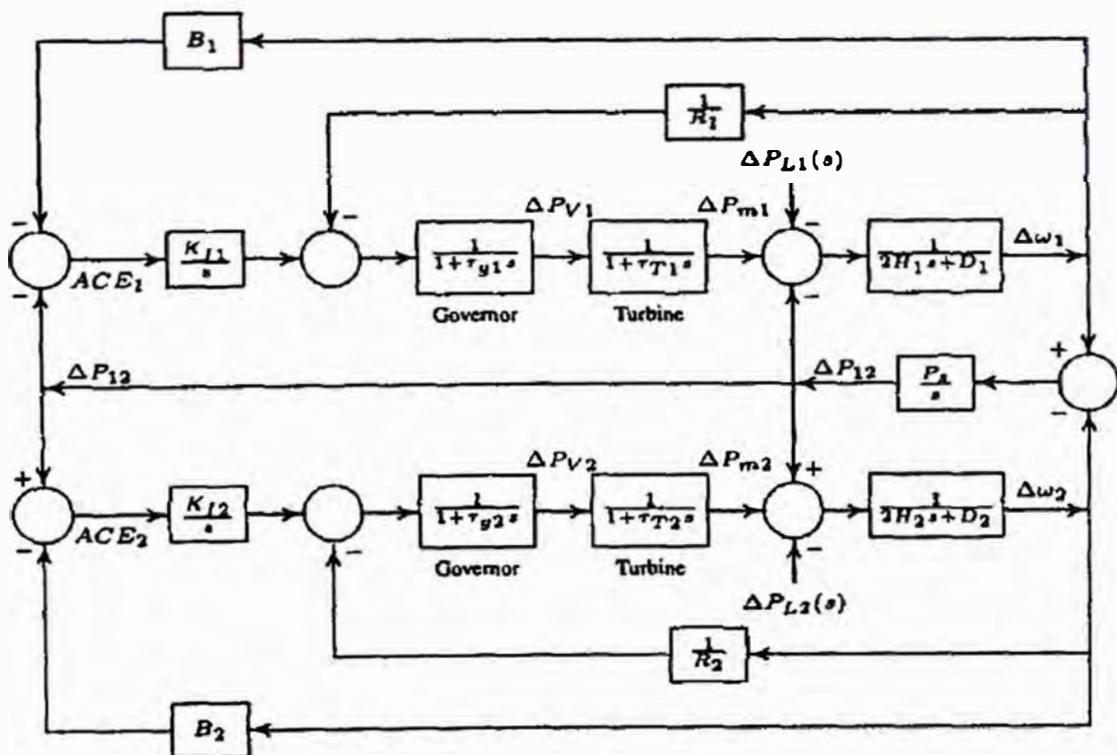


Fig. 3.22: Diagrama de bloques de un AGC para un sistema de dos áreas

Ahora se analizará el mismo caso anterior, considerando la acción complementaria del error de control de área ACE y tomando como referencia

$K_{f1} = K_{f2} = 0.3$. El factor bias K_i de cada área se determinará a partir de simulaciones con la finalidad de obtener una respuesta satisfactoria.

En la Fig. 3.23 se muestra el digrama de bloques de un AGC para un sistema de dos áreas usando el MATLAB/SIMULINK.

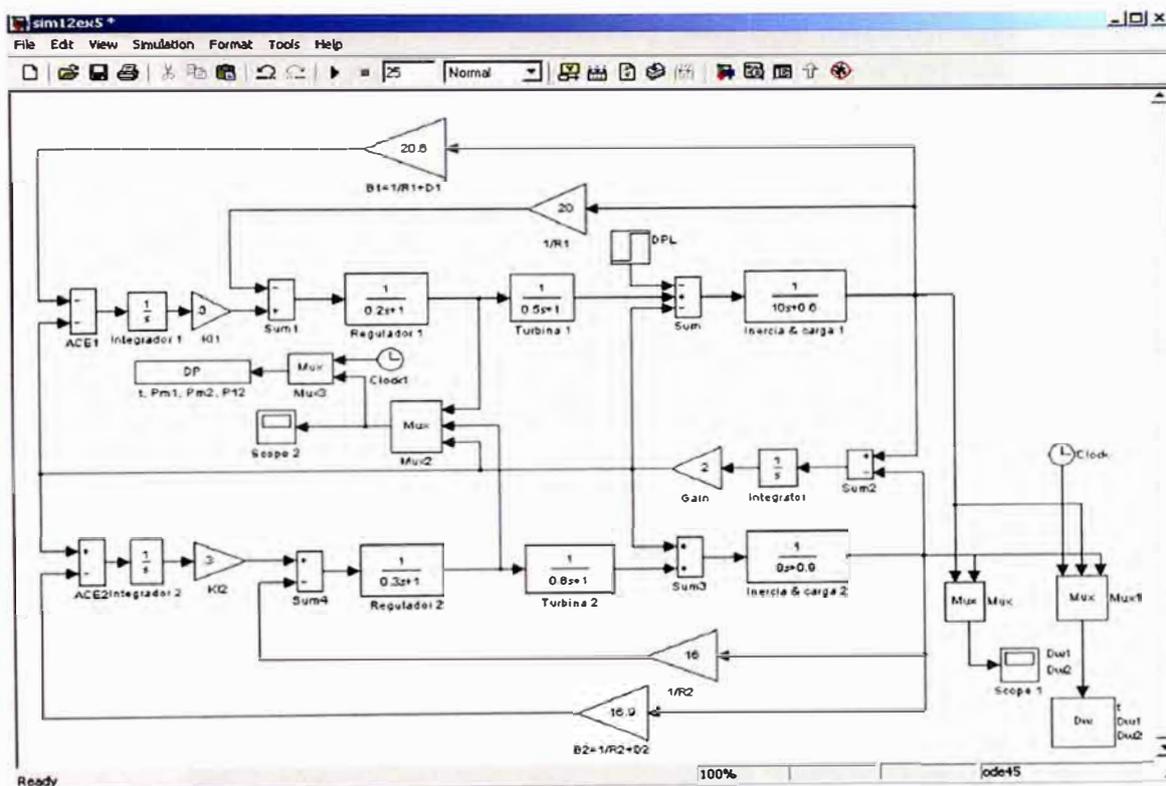


Fig. 3.23: Diagrama de bloques de un AGC para un sistema de dos áreas usando el MATLAB/SIMULINK

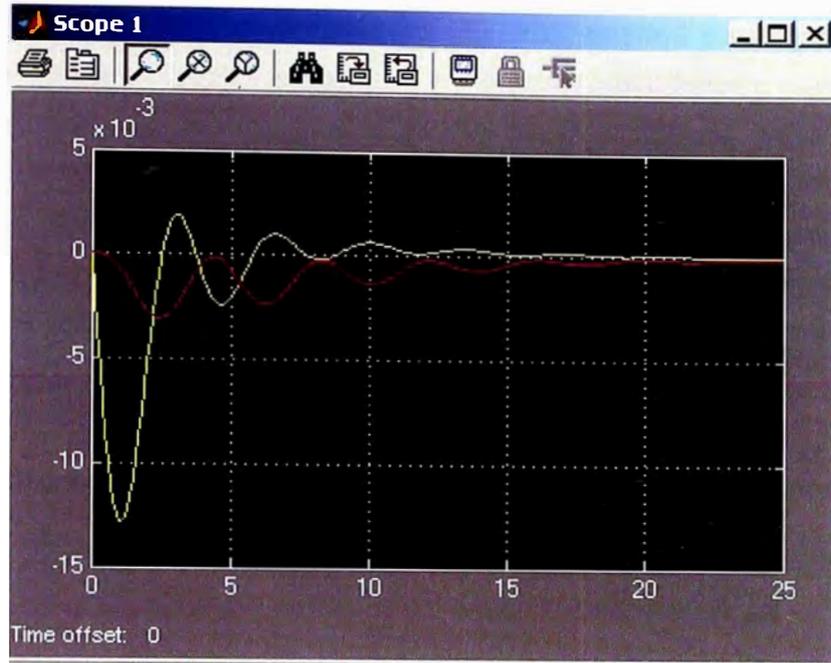


Fig. 3.24: Respuesta de la desviación de la frecuencia ante un cambio de carga en el área 1

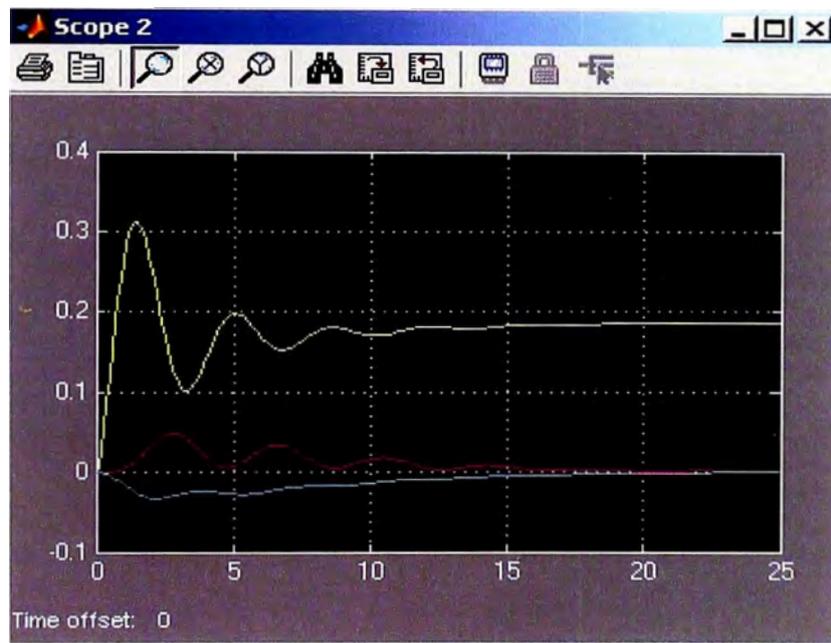


Fig. 3.25: Respuesta de las desviaciones de las potencias ante un cambio de carga en el área 1

Como se puede apreciar, con las señales complementarias implementadas la frecuencia en ambas áreas y la potencia de intercambio se mantendrán constantes en estado estacionario. La frecuencia retorna a cero aproximadamente en 20 segundos.

Por tanto, luego de una perturbación, el AGC ayudará notablemente a llevar la frecuencia del sistema a valores permisibles en tiempos relativamente rápidos alejando la frecuencia del sistema de la frecuencia de rechazo ante la ocurrencia de otra perturbación. En ese sentido, el AGC también ayuda a disminuir las desviaciones sostenidas de frecuencia. Lógicamente la eficiencia del AGC dependerá de una adecuada distribución de reserva primaria y secundaria entre las unidades aptas para proporcionar estos servicios.

Asimismo, se aprecia la importancia del AGC para mantener la potencia de intercambio con las áreas vecinas, lo cual sería muy difícil con una regulación manual debido a que la carga de un sistema se encuentra cambiando constantemente.

CAPITULO IV

FACTIBILIDAD DEL AGC PARA EL SEIN

4.1 Descripción del SEIN

Hasta el año 2008 el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es un sistema con una capacidad efectiva cercana a los 5150 MW de los cuales aproximadamente el 55 % corresponde a centrales hidráulicas y el 45% a térmicas.

Los recientes informes diarios de operación indican valores máximos de 4090 MW con velocidades de incremento de carga al iniciar los periodos de máxima demanda en valores cercanos a los 11 MW/min ocasionados principalmente por la evolución de la toma de carga de la zona Central, donde se encuentra la ciudad de Lima, el mayor centro de consumo del país con una participación cercana al 45% de la demanda total del SEIN. Por otro lado, el sistema cuenta con las siguientes cargas más importantes:

- Aceros Arequipa, ubicada en la barra de Independencia 220 kV. Su carga varía desde 12 a 75 MW. En hora punta solo toma 12 MW.
- Sider Perú, ubicada en la barra de Chimbote 2 de 138 kV. Su carga varía desde 15 a 60 MW. En hora punta solo toma 15 MW.
- Shougang Hierro Perú, ubicada en la barra de San Nicolás 60 kV. Su carga varía desde 50 a 60 MW.
- Cerro Verde de 220 kV, ubicada en la barra de Socabaya 220 kV. Su carga varía desde 110 a 120 MW.

En la TABLA N° 4.1 se muestra la rapidez de toma de carga aproximada para las diferentes áreas del SEIN, estos valores dependerán de la época del año y si es día normal o feriado.

	SEIN	NORTE	SUR	CENTRO
Pendiente (MW/min)	10.15	2.94	1.9	7.47
Hora de Toma de Carga	17:30	18:00	17:30	17:30

TABLA N° 4.1: Rapidez de toma de carga para las diferentes áreas del SEIN

En la Fig. 4.1 se presenta una curva típica de la evolución horaria de la demanda total del SEIN:

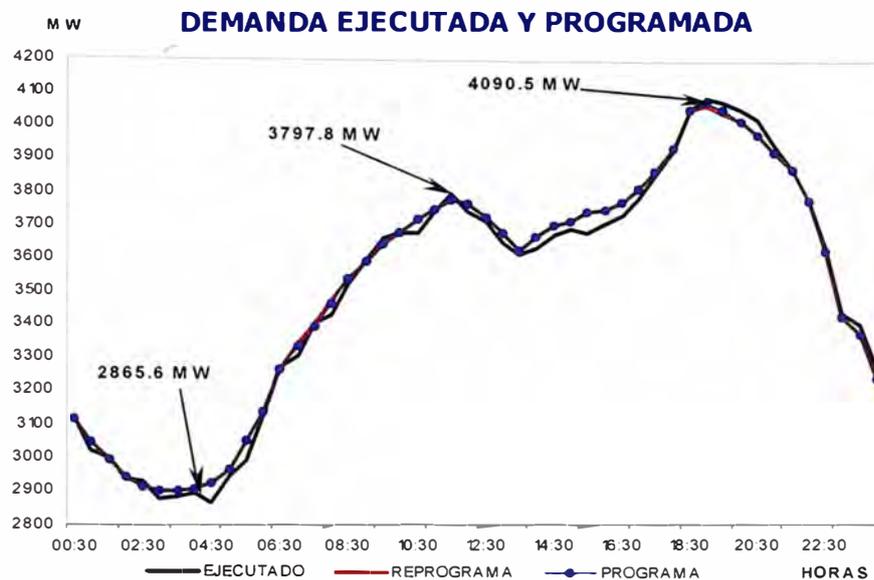


Fig. 4.1: Evolución demanda diaria del SEIN del miércoles 25 de junio de 2008

Con respecto al sistema de transmisión y según la estadística de operación del 2005, el sistema eléctrico peruano cuenta con 5485 km de red a 220 kV y 2670 km de red a 138 kV. El SEIN es un sistema longitudinal con aproximadamente 2000 km de líneas entre los extremos norte y sur. Entre las subestaciones del norte y el centro del país, el sistema tiene una longitud aproximada de 1000 km y se encuentran interconectadas por 2 ternas de 220 kV Chimbote-Paramonga de 220.3 km cada una. Por otro lado, desde la zona centro y el extremo sur las distancias alcanzan los 840 km y ambos sistemas se encuentran interconectados por la línea Mantaro-Socabaya que cuenta con 610 km de red a 220 kV con una compensación serie capacitiva en la SE Cotaruse 220 kV.

Con relación a las centrales de generación hidráulicas se destaca Mantaro (660 MW) ubicada en el centro del país a 450 Km al este de Lima, la cual es la central hidráulica más grande del país. Esta central al igual que Malpaso (48 MW) y Restitución (215 MW) están asociadas al embalse de regulación anual Junín. En el Norte del país se encuentran Cañón del Pato (260 MW), Carhuaquero (105 MW) y Gallito Ciego (38 MW) entre otras. También se destacan la central de Aguaytía con dos unidades de turbo gas de 87 y 85 MW.

La mayor central de generación térmica se encuentra en el centro del SEIN, entre las cuales se tiene CT Ventanilla ciclo combinado (480 MW), CT Chilca (350 MW), CT

Kallpa (180 MW) y CT Santa Rosa (220 MW), las cuales tienen como combustible primario el gas de Camisea . En el área sur se ubican las centrales Ilo 1 Turbo Vapor de 173 MW y Turbo Gas de 70 MW, así como Ilo 2 central Turbo Vapor a base de carbón con una capacidad de 141 MW. También destacan las centrales hidráulicas Charcani (I, II, III, IV y V), San Gabán y Machupicchu. La Fig. 4.2 ilustra de manera general el sistema eléctrico peruano:

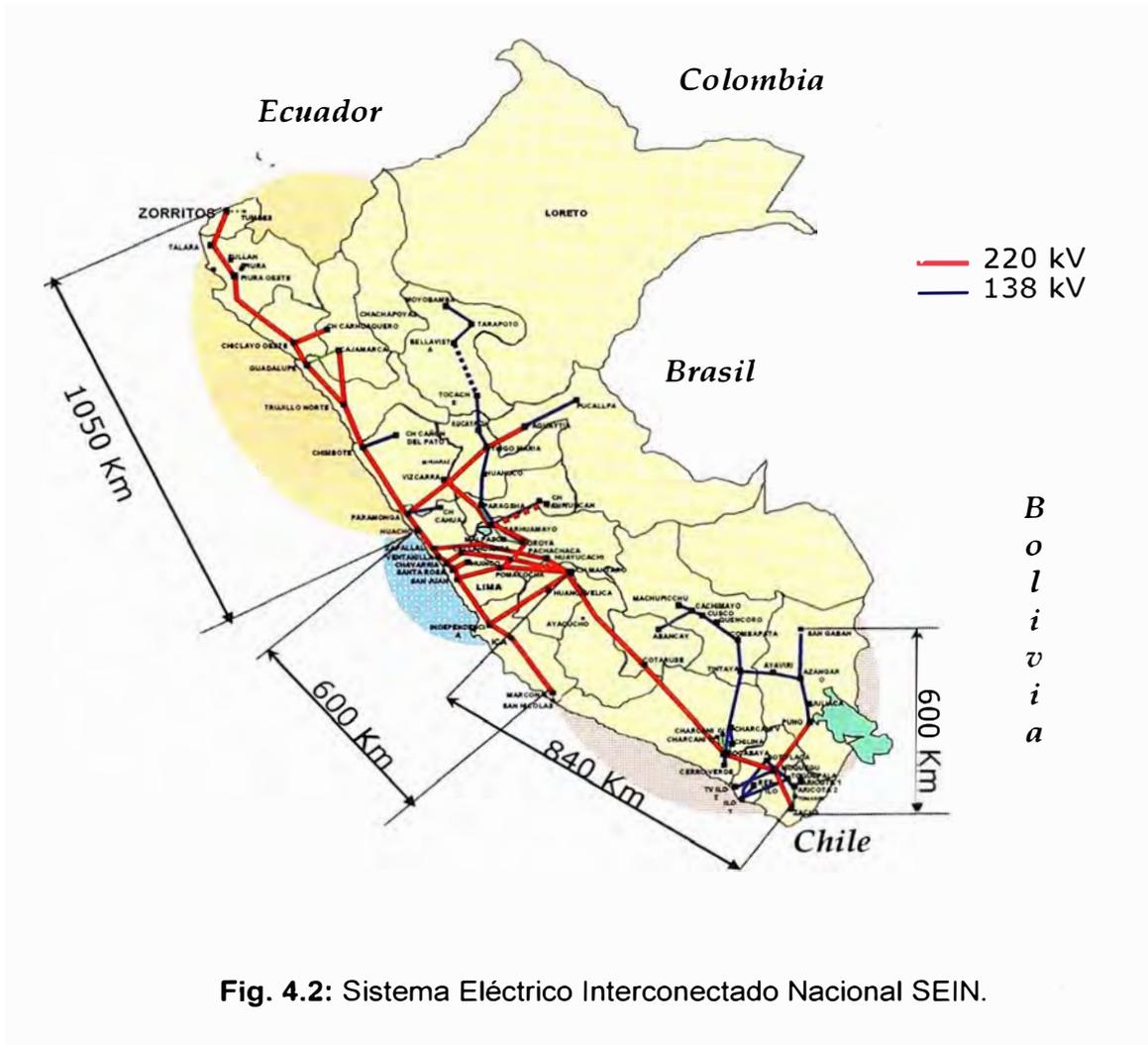


Fig. 4.2: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN.

Las transferencias entre las áreas Norte y Centro por la línea Chimbote-Paramonga están limitadas a 350 MW hacia el Norte por estabilidad de tensión (este valor estará supeditado a las condiciones en tiempo real del sistema). Los flujos por la interconexión Mantaro - Socabaya (entre las áreas Centro y Sur) también están limitados a 280 MW hacia el sur con dos ternas y con una sola terna a 180 MW.

En cuanto a la disponibilidad de reserva para el SEIN, la Fig. 4.3 muestra en un día típico la evolución de la reserva rotante:



Fig. 4.3: Evolución reserva Rotante del SEIN

En cuanto a la evolución de la frecuencia, la Fig. 4.4 ilustra el comportamiento de la frecuencia del SEIN en un día ordinario:

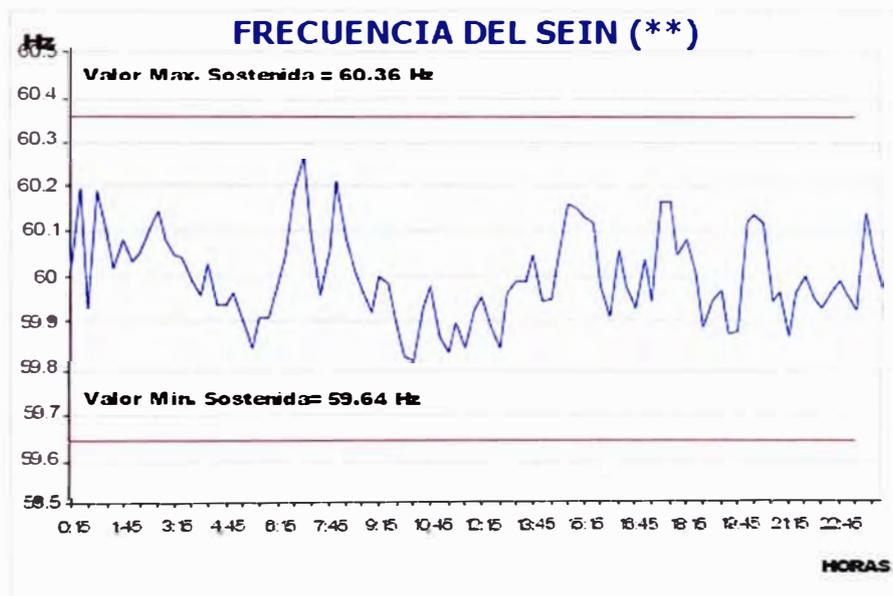


Fig. 4.4: Evolución de la frecuencia del SEIN

4.2 Características principales del SEIN

4.2.1 Área Norte

Esta área está comprendida desde la SE Chimbote hasta la SE Zorritos, además de esta última subestación parte una nueva línea L-2280 de 220 kV que llega a la

subestación Machala, en el Ecuador, que servirá como interconexión entre ambos países. Hace dos años el sistema peruano alimentó en forma radial a una carga importante en el país del Ecuador. Se puede indicar que es el área operativa más vulnerable del SEIN. Esta problemática radica en su topología totalmente radial, que la hace muy débil frente a pérdidas de alguna de sus líneas de transmisión (produciendo grandes desbalances generación-demanda que no pueden ser controlados) y que origina problemas de compensación reactiva (producidas por las líneas de transmisión) frente a la pérdida de alguna central de generación importante.

El área norte es totalmente radial, y tiene algunas centrales de generación que se conectan al sistema teniendo entre las más importantes a las siguientes: CH Cañón del Pato, CH Carhuaquero y CT de Malacas. Debido a esta configuración radial, el perfil de tensiones es muy dependiente del flujo de potencia en las líneas de transmisión. Las centrales mencionadas junto a los SVC's presentes, como la de las SS.EE. Trujillo y Chiclayo, permiten un control de los perfiles de tensión, pero el problema surge cuando por necesidad de despacho, algunas de las mencionadas centrales no se encuentra en operación provocando que este control se torne complicado. El problema crítico se presenta en horas de madrugada, cuando existe un bajo flujo de potencia en las líneas, provocando elevados niveles de tensión, requiriendo la conexión de reactores y en algunos casos la desconexión de ternas de líneas de transmisión, maniobras que restan confiabilidad a esta área operativa. El problema opuesto se presenta cuando la demanda se incrementa en horas punta, este caso obliga la desconexión de reactores que pueden provocar grandes fluctuaciones de tensión

La Área Norte del SEIN está conformada por las siguientes áreas operativas:

- ◆ Área 1: Conformada por la Nueva Central Térmica Tumbes y las subestaciones Zorritos, Tumbes y Mancora.
- ◆ Área 2: Conformada por la Central Térmica Malacas y la subestación Talara.
- ◆ Área 3: Conformada por las Centrales Hidráulicas Curumuy y Poechos y las Centrales Térmicas Piura, Sullana y Paíta y las subestaciones Piura Oeste y Piura Centro, Ejidos, Sullana, La Unión, Paíta, Tierra Colorada, El Arenal y Textil Piura.
- ◆ Área 4: Conformada por la Central Hidráulica de Carhuaquero y la Central Térmica Chiclayo Oeste y las subestaciones Carhuaquero, Chiclayo Oeste, Chiclayo Norte e Illimo.
- ◆ Área 5: Integrada por la Central Hidráulica Gallito Ciego y las subestaciones de Gallito Ciego, Pueblo Pacasmayo, Cementos Pacasmayo y Guadalupe. Actualmente

esta área operativa no es factible su operación como sistema aislado debido a limitaciones técnicas de la CH Gallito Ciego (mínimo técnico).

- ◆ Área 6: Integrada por la Central Térmica Trujillo Sur y las subestaciones Trujillo Norte, Porvenir, Trujillo Sur, Motil, Santiago de Cao, Alto Chicama, y Cajamarca Norte.

- ◆ Área 7: Integrada por las Centrales Hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica Chimbote y las subestaciones Chimbote 1, Chimbote 2, Chimbote Norte, Chimbote Sur y Huallanca. En el área de Chimbote existe una importante carga industrial Sider Perú que debido a su operación de carga no lineal (hornos de arco), requiere de un nivel de tensión estable, así como de una potencia adecuada de cortocircuito en la barra de Chimbote. Esto implica que la central de Cañón del Pato este en servicio con 3 unidades y 2 circuitos en 138 kV (Huallanca –Chimbote 1) como mínimo para mantener las condiciones de operación en estado estable en la barra de Chimbote.

4.2.2 Área Centro

La zona Centro del SEIN está conformada por los siguientes Áreas:

- ◆ Área Lima-Mantaro que incluye las subestaciones 220 kV de Paramonga Nueva, Huacho, Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Santa Rosa Nueva, San Juan, Callahuanca, Cajamarquilla, Pachachaca, Pomacocha, Campo Armiño, Yanango, Chimay Huayucachi, Independencia, Cantera, Huancavelica, Ica y Marcona.

- ◆ Área ElectroAndes y Aguaytía - Pucallpa que incluye las subestaciones 220 kV de Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha, Santa Isabel, Vizcarra, Antamina, Aguaytia, subestaciones 138 kV de Paragsha II, Paragsha I, Carhuamayo, Oroya, Huanuco, Tingo Maria, Pucallpa, Aucayacu y Tocache, subestaciones 50 KV de Paragsha I, Excelsior, Carhuamayo, Malpaso, Oroya y Pachachaca.

El Área Lima–Mantaro se caracteriza actualmente por que:

- ◆ Se enlaza con la zona Norte del SEIN a través de las líneas 220 kV L-2215/L-2216 Chimbote – Paramonga Nueva.

La línea L-2215 tiene las siguientes capacidades de transporte:

Capacidad de transporte por límite térmico 500 A.

Capacidad de transporte de Norte a Centro por estabilidad permanente 470 A (170 MW), calculado a través de pruebas en campo.

En abril del 2008 ingresó en operación comercial la terna paralela L-2216, con el cual el límite de transmisión del enlace Chimbote – Paramonga se ha incrementado a 350 MW, supeditado al perfil de tensión que se presenta.

- ◆ Se enlaza con la zona Sur Oeste del SEIN a través de las líneas 220 kV L-2051/L-2052 y L-2053/L-2054 Campo Armiño – Cotaruse – Socabaya, conocido como la interconexión Mantaro - Socabaya. Este enlace posee una capacidad máxima de transmisión de 300 MW (150 MW por cada circuito). Actualmente según los estudios de estabilidad, la capacidad de transmisión se ha limitado a 280 MW en ambos sentidos, con los 4 bancos de compensación en la SE Cotaruse.
- ◆ Incluye el complejo hidroeléctrico de Mantaro que junto con las centrales Chimay y Yanango, evacuan su generación a través de 7 circuitos en 220 kV con una capacidad de 600 A (180 MW) cada uno, al área de Lima, a ElectroAndes y al Sur Medio.
- ◆ La tensión de operación en el Área de Lima es del orden de 210 kV. Se tiene 5 Bancos Capacitores (4 de 30 MVAR y 1 de 15 MVAR) en la SE San Juan, los SVC de Balnearios (-20/+40MVAR) y Chavarría (-30/+60MVAR). Esta compensación reactiva para la época de Avenida (meses de Enero a Abril) queda insuficiente por lo que es importante que opere generación en el Área de Lima, sea por despacho ó tensión.
- ◆ Debido que el Área de Lima es un sistema anillado posee un nivel de redundancia relativamente elevado, por lo que NO existen en operación NORMAL elementos críticos cuya desconexión ocasione la salida en cascada de otros equipos. Este nivel de redundancia se ha elevado con la entrada en servicio de las líneas 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 (Oroya Nueva– Carhuamayo – Paragsha 2 – Vizcarra) de ISA Perú.

El Área ElectroAndes se caracteriza por:

- ◆ Con el cambio de configuración de la CH Yaupi (antes inyectaba en la Barra de Carhuamayo 138 kV, ahora inyecta en la Barra de Carhuamayo 220 kV), el Área de ElectroAndes se convirtió en una Área deficitaria por lo que necesita energía del SEIN, el cual se alimenta a través de tres medios:
 - Autotransformador 220/138/13.8 kV de Tingo María (50 MVA)
 - Autotransformador 220/127/10 kV de Paragsha2 (120 MVA)
 - Transformador 220/50/13.8 kV de Oroya Nueva (100 MVA).

4.2.3 Área Sur Este

La zona operativa sur este del SEIN está conformado por las subestaciones Callalli, Tintaya, Combapata, Quencoro, Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu, Abancay, Ayaviri, Azangaro, Juliaca, Puno, San Rafael y San Gabán.

Las características de la zona operativa Sur Este son:

- ◆ Tiene 2 centrales hidráulicas importantes, Machupicchu que es una central de pasada y San Gabán que es una central de regulación diaria. Esta conformado por líneas de 138

kV. Posee equipos de compensación como el SVC de Tintaya (0/+15 MVAR), aunque desconectando el filtro puede operar de (-15/0 MVAR), y el reactor de Azangaro de 20 MVAR. Las líneas de esta Área están propensas a desconectar por condiciones climáticas adversas.

- ◆ El área sur este es un sistema radial que se conecta al área sur oeste a través de 2 enlaces: líneas 138 kV L-1008/1020 y la línea 220 kV L-2030.
- ◆ Posee un importante excedente de generación hidroeléctrica con respecto a su carga, proveniente de las centrales hidráulicas Machupicchu y San Gabán. Este excedente de generación debe ser evacuado a través del enlace de 138 kV L-1008/L-1020 (Tintaya – Callalli - Santuario) y del enlace de 138/220 kV L-1011/L-1012/L-2030 (Azangaro – Juliaca – Puno - Moquegua).
- ◆ La pérdida de uno de los enlaces previamente mencionados estando el transporte mayor a 70 MW de la zona operativa Sur Este al SEIN provocaría la sobrecarga del otro enlace. En este caso se disminuirá la generación de las centrales Machupicchu y San Gabán hasta conseguir aliviar la sobrecarga del enlace. En caso de avenida se disminuirá en forma proporcional a su potencia efectiva. En caso de estiaje se disminuirá la generación de la CH San Gabán por poseer embalse.
- ◆ Cuando exista una alta probabilidad de desconexión de uno de los enlaces por condiciones climatológicas adversas, por seguridad se limita como máximo la exportación de la zona operativa Sur Este al SEIN a 70 MW.
- ◆ Al aislarse la zona operativa Sur Este debido a la desconexión de uno de los enlaces, es posible que se desconecten las centrales Machupicchu y/o San Gabán. También puede ocurrir una operación de Machupicchu y San Gabán como áreas operativas aisladas entre ellas y también con respecto al resto del SEIN.
- ◆ En el caso de que la línea L-2030 quede en servicio la recuperación del área Puno se realizará a través de esta línea. Asimismo se recuperará la SE Juliaca a través de la línea L-1012.

4.2.4 Área Sur Oeste

La zona operativa sur oeste del SEIN está conformada por las siguientes áreas operativas:

- ◆ Área 14: Conformada por las centrales hidráulicas de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.
- ◆ Área 15: Conformada por las centrales térmicas de Ilo 1 e Ilo 2 y las subestaciones asociadas.

◆ Área 16: Conformada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, 2, las centrales térmicas de Calana y las subestaciones asociadas.

La zona Sur Oeste del SEIN se caracteriza actualmente por que:

◆ Se enlaza con la zona Centro del SEIN a través de las líneas 220 kV L-2051/L-2052 y L-2053/L-2054 Campo armiño - Cotaruse - Socabaya.

◆ Se enlaza con la zona Sur Este del SEIN a través de las líneas 138 kV L-1020/1008 Santuario - Callalli - Tintaya y a través de la línea 220 kV L-2030 Moquegua - Totorani.

◆ Las áreas operativas de la zona Sur Oeste del SEIN se conectan entre ellas alrededor del eje formado por las SS.EE. Socabaya, Moquegua y Los Héroes que están enlazadas por las líneas 220 kV L-2025/L-2026 y L-2029. Alrededor de dicho eje las líneas de conexión más importantes son las siguientes:

- Líneas 138 kV L-1021/1022 (Santuario - Socabaya) y L-1126 (Santuario - Chilina) que conectan la central hidráulica Charcani V a las SS.EE Socabaya y Chilina respectivamente.

- Líneas 138 kV L-1030, L-1029 y L-1023/L-1024 (Mollendo - Repartición- Cerro Verde - Socabaya) que conectan los grupos de la central térmica de Mollendo a la S.E. Socabaya.

- Líneas 220 kV L-2027/L-2028 (Ilo 2 - Moquegua) que conectan la planta de carbón de Ilo 2 (142 MW) a la S.E. Moquegua.

- Líneas 138 kV L-1385 y L-1384 (Ilo 1 - Mill Site - Moquegua) y L-1383 (ILO 1 - Moquegua) que conectan los grupos de la central térmica Ilo 1 a la S.E. Moquegua.

- Líneas 138 kV L-1381/1382 y L-1386 (Moquegua - Botiflaca – Mill Site), L-1388 (Mill Site – Toquepala) y L-1025 (Moquegua – Toquepala) que forman un anillo, dándole mayor confiabilidad ante desconexión de alguna de ellas.

- Línea 138 kV L-1026 (Aricota 2 - Toquepala) que conecta las unidades de las centrales Aricota 1 y Aricota 2 a la S.E. Toquepala.

◆ En la SE Socabaya existen 2 autotransformadores 220/138 kV de 150 MVA cada uno. Estos autotransformadores proporcionan un enlace muy confiable dado que para la demanda actual se puede operar con un solo autotransformador.

◆ En la SE Moquegua existen 2 autotransformadores 220/138 kV de 300 MVA cada uno. Estos autotransformadores proporcionan un enlace muy confiable de la planta de carbón Ilo 2 con las instalaciones de SPCC.

◆ En el área de Ilo existe una importante carga industrial la minera Southern Perú (SPCC) cuyo suministro es asegurado por las centrales térmicas de Ilo 1 y Ilo 2. Esta minera tiene un alto factor de carga, lo cual asegura que no se tengan tensiones altas en

las barras 220 kV del Sur Oeste. Cuando se reduce la carga del área de Ilo por situaciones de contingencia puede ser necesario desconectar líneas en 220 kV en el Sur Oeste para controlar la tensión.

♦ La desconexión simultánea de las líneas 220 kV L-2025 y L-2026 (Socabaya – Moquegua), puede provocar la desconexión de la línea L-1011 (Azángaro – Juliaca) ó L-1012 (Juliaca – Puno) por pérdida de estabilidad, este problema se agudiza cuando la generación de las centrales térmicas de Ilo1 y Ilo 2 están a mínima carga. De presentarse esta situación se producirá pérdida de carga en el área Ilo. En el caso que Ilo 2 estuviera fuera de servicio e Ilo 1 a mínima generación habría un rechazo considerable de la carga del área de Ilo.

4.3 Requisitos para la conformación de un AGC

De acuerdo con la información disponible, se analizaron las características de las principales unidades hidráulicas y térmicas que se encuentran en el SEIN.

Empresa	Central	Capacidad efectiva (MW)	Estatismo %	Banda muerta
Electroperú	Mantaro (G1+G2+G3+G4+G5+G6+G7)	660	10	Sin información
Electroperú	Restitución (G1+G2+G3)	215	10	Sin información
Edegel	Huinco (G1+G2+G3+G4)	248	5	< 50 mHz
Edegel	Matucana (G1+G2)	129	2,8	< 50 mHz
Edegel	Chimay(G1+G2)	151	4	> 200 m Hz
Edegel	Yanango (G1)	43	4	Sin información
Electroandes	Malpaso (G1+G2+G3+G4)	48	3	< 50 mHz
Electroandes	Yaupi (G1+G2+G3+G4+G5)	105	5	Sin información
Electroandes	Cahua (G1+ G2)	43	4	Sin información
Electroandes	Gallito Ciego (G1+G2)	38	5	Sin información
Egenor	Cañón del Pato (G1+G2+G3+G4+G5+G6)	260	5	Sin información
Egenor	Carhuaquero (G1+G2+G3+G4)	105	6	Sin información
Egamsa	Machupicchu (G1+G2+G3)	86	5	Sin información
Enersur	Yuncan (G1+G2+G3)	136	6	Sin información
Egasa	Charcani V (G1+G2+G3)	140	2	< 50 mHz
San Gabán	San Gabán (G1+G2)	113	3	< 50 mHz
Electroandes	Yaupi (G1+G2+G3+G4+G5+G5)	110	5	Sin información

TABLA N° 4.2: Principales Unidades Hidráulicas SEIN

Empresa	Central	Unidad	Capacidad efectiva (MW)	Estatismo %	Banda muerta
Enersur	Chilca	TG1	175	5	± 1 Hz
Enersur	Chilca	TG2	175	5	± 1 Hz
Kallpa	Kallpa	TG1	180	5	± 1 Hz
Edegel	Ventanilla ciclo combinado	TG3+TG4+TV	480	5	± 0.5 Hz
Edegel	Santa Rosa	TG7	123	7	Sin información
Termoselva	Aguaytia	TG1	87	5	± 1 Hz

Termoselva	Aguaytia	TG2	86	5	± 1 Hz
Shougesa	San Nicolás	TV1	20	5	Sin información
Shougesa	San Nicolás	TV2	19	5	Sin información
Shougesa	San Nicolás	TV3	25	5	Sin información
Eepsa	Malacas	TG1	15	6	Sin información
Eepsa	Malacas	TG2	15	6	Sin información
Eepsa	Malacas	TGN4	81	5	± 1 Hz
Egenor	Chimbote	TG1	21	5	Sin información
Egenor	Chimbote	TG3	21	5	Sin información
Egenor	Trujillo	TG4	21	5	Sin información
Egenor	Piura	TG	21	5	Sin información
Enersur	Ilo 2	TV21	141	8	< 50 mHz
Enersur	Ilo 1	TV2	23	5	Sin información
Enersur	Ilo 1	TV3	72	5	Sin información
Enersur	Ilo 1	TV4	55	5	Sin información
Enersur	Ilo 1	TG1	35	4	Sin información
Enersur	Ilo 1	TG2	35	5	Sin información
Egasa	Mollendo	TG1 (*)	37	4	Sin información
Egasa	Mollendo	TG2 (*)	36	4	Sin información

(*) Actualmente estas unidades se encuentra fuera de servicio para su traslado a lima

TABLA N° 4.3: Principales Unidades Térmicas SEIN.

De la TABLA N° 4.3 se puede observar que existe una gran dispersión en el ajuste de estatismo y banda muerta de las unidades.

Con respecto a los valores de estatismo, se ha encontrado que existen unidades con valores muy bajos, entre las que se encuentra Huinco, Matucana, Malpaso, Charcani V y San Gabán. Esta situación podría llevar el sistema a una inestabilidad e incluso a desgastes prematuros de las unidades por movimientos excesivos en su potencia eléctrica entregada.

Por otro lado, se aprecia que existen unidades con valores muy altos de estatismo como Mantaro, Santa Rosa e Ilo2, situación que no permite que participe adecuadamente en la regulación primaria de frecuencia.

En términos de banda muerta la situación es que la mayoría de unidades hidráulicas no posee información, y sólo aquellas que tienen los estatismos bajos cuentan con bandas muertas similares a los estándares internacionales. En general, un grupo importante de generadores no aportan a la solución de las desviaciones de frecuencia.

La primera medida para solucionar el problema de la calidad de la frecuencia es poseer un adecuado control de la regulación primaria, lo cual se consigue ajustando todos los controladores de velocidad de las unidades pertenecientes al SEIN de manera homogénea. Se recomienda ajustar los valores de estatismo entre el 4 y 7 %, con una

banda muerta de ± 30 mHz. Estos ajustes permitirán que todas las unidades aporten de manera coordinada y en proporción a su capacidad de generación a la corrección de las desviaciones de frecuencia.

La segunda medida que se debe tomar para tener un adecuado control de frecuencia es poseer un sistema de regulación secundaria de frecuencia automático AGC.

4.3.1. Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio de un AGC

Uno de los parámetros más importantes en la calidad de la frecuencia es el tiempo en el cual ésta se recupera hacia la franja permitida después de ocurrido un desbalance carga/generación. Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) las variaciones sostenidas de frecuencia deben estar dentro de la banda de 59.64 y 60.36 Hz, mientras que las variaciones súbitas entre 59 y 61 Hz.

En el ámbito internacional, los tiempos asociados a la recuperación de frecuencia no han sido completamente justificados desde una óptica operativa o económica. Es importante considerar que los tiempos de recuperación incluyen los rangos necesarios para que la señal al regulador del generador sea enviada y procesada, así como los tiempos de actuación del regulador de velocidad. También es de resaltar que el AGC modela un control proporcional integral que requiere determinados tiempos para la ejecución de sus comandos y que debe actuar una vez la regulación primaria haya actuado.

Los tiempos de recuperación del AGC dependen de la respuesta conjunta de las unidades que se encuentran bajo AGC que en conjunto deben sumar los 11 MW/minuto máximos que se presentan normalmente en el SEIN.

Para entender el concepto de tiempos y bandas de recuperación la TABLA N° 4.4 y la Fig. 4.5 ilustra este fenómeno de recuperación con casos hipotéticos de recuperación de la frecuencia en diferentes tiempos.

Caso	Bias (MW/Hz)	Delta F (Hz)	Delta P (MW)	Tiempo (Minutos)	Velocidad Requerida (MW/Min)
1	180	1,00	180	5	36
2	180	1,00	180	7	26
3	180	1,00	180	10	18
4	180	0,36	65	5	13
5	180	0,36	65	7	9
6	180	0,36	65	10	6

TABLA N° 4.4: Velocidad requerida en un sistema

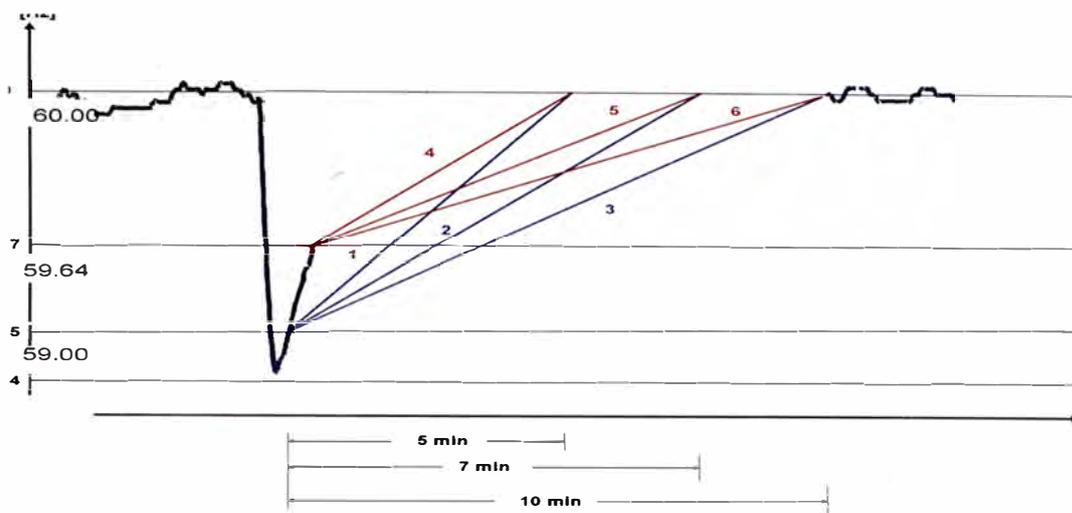


Fig. 4.5: Tiempos de recuperación de la frecuencia

Analizando la situación hipotética más exigente en la TABLA N° 4.4 (Caso1), se concluye que para recuperar la frecuencia desde 59 Hz a 60 Hz en 5 minutos, el SEIN requeriría un grupo de unidades que en conjunto respondieran a 36 MW/minuto. En el otro extremo de los casos, tenemos el caso menos exigente (Caso 6), en el cual ante un evento hipotético de generación la frecuencia disminuyera hasta 59.64 Hz (delta de frecuencia del orden de los 0.36 Hz) su recuperación al valor objetivo de 60 Hz en 10 minutos exigiría al SEIN una velocidad de 6 MW/minuto ($180 \text{ MW/Hz} \times 0.36 \text{ Hz}/10 \text{ Minutos}$).

La velocidad requerida en un sistema depende de sus bandas objetivo de frecuencia, de los valores de robustez del sistema y del punto en que la frecuencia se ubica después de un disturbio. Asumiendo que ante un evento real del SEIN la frecuencia del SEIN se pueda estabilizar por efectos de autorregulación y regulación primaria cerca de los 59.4 Hz (diferencia de 0.6 Hz), asumiendo una característica de regulación combinada de 180 MW/Hz y una recuperación de la frecuencia en 10 minutos, los requerimientos de velocidad conjunta de las unidades bajo AGC deberían ser de aproximadamente 10 MW/minuto. ($180 \text{ MW/Hz} \times 0.6 \text{ Hz}/10 \text{ Minutos}$).

Se recomienda realizar este cálculo para diferentes periodos del día en diferentes épocas del año con el fin de concluir acerca de las necesidades del sistema en función de su característica de regulación combinada y los tiempos de recuperación.

Las velocidades de incremento y/o decremento de carga al comienzo de los periodos de demanda máxima es un factor adicional que determina que tan rápidos deben ser los generadores que presten el servicio.

Los parámetros que se exigen para la prestación del servicio de regulación secundaria deben ser tales que compensen los valores de velocidad total del sistema sin deteriorar la calidad de frecuencia, y a su vez que permitan la entrada de nuevos generadores al negocio de la prestación del servicio de AGC.

Considerando la recomendación de tiempos de recuperación de 10 minutos, el cálculo de velocidad de cambio del sistema y los cambios de toma de carga que se presentan en el SEIN se recomienda que en conjunto las unidades que presten el servicio de AGC cumplan con un valor de 12 MW/min.

4.3.2. Numero de unidades para participar en un AGC

Contrario a lo que ocurre para la regulación primaria donde se requiere que todas las unidades presten este servicio, para la regulación secundaria se espera que el número de unidades bajo AGC sea más reducido. Sin embargo, por consideraciones técnicas y de competencia, es preferible tener un abanico de posibilidades amplio para asignar unidades de generación a la prestación del servicio de AGC. Por criterios de confiabilidad, el mínimo número de unidades a las que se le asigne la regulación secundaria debe considerar que para el SEIN, la regulación automática de la frecuencia se debe realizar con dos unidades por criterios de confiabilidad. Ante condiciones de aislamiento o fraccionamiento de la red en el SEIN, se debe asignar como mínimo una unidad en cada área fraccionada. Por ejemplo, si el sistema pierde las líneas Chimbote - Paramonga y Campo Armiño - Socabaya se conforman tres áreas, por lo tanto se requiere una unidad en el área Norte, otra en la zona centro y otra unidad para el Sur prestando simultáneamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Considerando las diferentes tecnologías de las plantas generadoras del SEIN, la velocidad de cambio total requerida del SEIN (12 MW/minutos) y las 2 unidades como mínimo que se requieren por confiabilidad, se recomienda una velocidad mínima por unidad de 6 MW/minuto medidos con el modo de pruebas del AGC en el centro de despacho nacional. Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, éstas deben considerarse para el AGC como una sola unidad.

Se recomienda distribuir la reserva de regulación secundaria entre un número no muy grande de generadores, ya que al tener muchos generadores el valor del ACE se dividiría en valores muy pequeños que al entrar en bandas muertas y filtros podrían

originar respuestas inadecuadas en el control automático de los generadores. En estado estacionario, el SEIN presenta desviaciones de frecuencia del orden de los 0.10 Hz y si se asumen valores de bias alrededor de los 180 MW/Hz, en periodos de demanda máxima los valores de ACE en estado estable estarían alrededor de los 20 MW. Con estos valores de ACE se recomienda para el SEIN un número de unidades máximo de 4.

4.3.3. Reserva total del sistema

Para el SEIN, se recomienda un margen de regulación que cubra como mínimo la pérdida de la unidad más grande que se encuentre despachada. Se recomienda que para el SEIN el valor mínimo para regulación secundaria de frecuencia sea la mayor unidad despachada que en el caso de las hidráulicas sería 107 MW que corresponden a la unidad 4 de Mantaro.

La asignación de reserva de regulación a una unidad estará limitada a dos veces (regulación hacia arriba y hacia abajo) el valor efectivo de potencia que pueda variar en 10 minutos, de acuerdo con su velocidad de cambio de carga medida durante las pruebas de habilitación para AGC.

4.3.4. Participación mínima en la regulación secundaria

La participación mínima en el AGC se refiere a la cantidad de potencia mínima con que debe contar una unidad elegible para regular adecuadamente. Este valor se determina por las limitaciones técnicas tanto del programa AGC como de la unidad generadora. El valor de potencia que tiene la máquina debe ser tal que no ingrese en bandas muertas y filtros que le impidan responder adecuadamente ante los cambios de frecuencia. Por lo tanto, se recomienda que para el SEIN el mínimo valor en MW asignado para AGC por unidad no sea inferior a 5 MW.

4.3.5. Tiempo de retardo en la operación de un AGC

Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades deben empezar a variar su salida de potencia una vez se envíe el comando desde el centro de control del sistema nacional. Teniendo en cuenta los tiempos de recuperación, las recomendaciones internacionales y la experiencia de la operación del AGC colombiano y ecuatoriano, se define como máximo un valor de 20 segundos como tiempo esperado en que la unidad que presta servicio de AGC debe responder una vez recibido el primer comando de regulación.

4.3.6. Áreas de control en caso de aislamiento

Existen dos posibilidades tecnológicas para controlar la frecuencia ante fraccionamiento de la red:

Ante el evento de aislamiento de la red, es probable que el programa AGC resulte controlando de manera automática el área de mayor impacto para el SEIN (caso área Centro) con la medida principal de frecuencia para el cálculo del ACE y un generador regulando. En caso contrario, una vez ocurra el evento y se identifique claramente que parte del SEIN se fraccionó, el operador debe activar el área de control deseada mediante la asignación de un generador con margen para regular y considerar que el programa debe contar con una medida de frecuencia válida como referencia de esta nueva área a controlar. Se debe modificar el valor de BIAS (MW/Hz) con el fin de calcular de manera adecuada el ACE de esa nueva área de control. El resto de red debe ser controlado manualmente.

La segunda posibilidad tecnológica para controlar áreas aisladas es utilizar un programa AGC que detecte automáticamente islas eléctricas y a su vez controle automáticamente las mismas mediante el cálculo del ACE en cada área.

4.4. Requerimientos mínimos para la prestación del servicio de AGC en el SEIN

Toda unidad del SEIN que esté optando por prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia de manera automática deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Los protocolos de comunicación entre las unidades remotas (UTR) y sistema SCADA del centro de control deben ser probados y se debe definir responsabilidades de modificación de protocolos de comunicación en caso de presentarse inconvenientes en dicha conexión. La información que debe suministrarse al SCADA es la señal de control remoto o local, generación real, posición de interruptores y señal de frecuencia.
2. El generador debe contar con un medidor de frecuencia local, ya que en caso de presentarse inconvenientes con las señales con el centro de control, la regulación secundaria de frecuencia deberá realizarse de forma manual.
3. Los parámetros de estatismo del generador deben estar entre el 4 y 7 %. La banda muerta en ± 30 mHz. El hecho de prestar el servicio de regulación secundaria no exime a ningún generador de prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia.
4. La unidad generadora debe contar con un margen de regulación de mínimo 5 MW, es decir su diferencia entre la máxima capacidad efectiva neta y su mínimo técnico debe ser mayor a 5 MW.

5. Como la velocidad de cambio de carga del SEIN se estima en 12 MW/min y el número de unidades mínimo requerido para participar en el servicio de AGC son 2 unidades, la velocidad de toma de carga de una sola unidad no debe ser inferior a 6 MW/min medida en el modo de pruebas del programa AGC. Es importante resaltar que debe existir linealidad de respuesta en cada máquina, de lo contrario se requerirían ajustar los reguladores de velocidad del generador.

6. Visto desde el modo de pruebas del AGC, el tiempo que tarda la unidad en efectuar cambios de generación después de recibir el primer comando (set point) para regulación no supere los 20 segundos.

4.5. Unidades candidatas a prestar el servicio de AGC en el SEIN

De acuerdo a las características técnicas de las unidades generadoras del SEIN, el grupo de unidades que son potencialmente candidatas a ser habilitadas para realizar regulación secundaria de frecuencia de manera automática se describe en la TABLA N° 4.5 (generadores hidráulicos).

Empresa	Central	Grupo	Capacidad	Mínima carga (MW)	Margen (MW)	Toma de carga hacia arriba (MW/min)	Toma de carga hacia abajo (MW/min)	Zonas prohibidas
Electroperú	Mantaro	G1	103.83	30	74	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G2	104.86	30	75	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G3	103.2	30	73	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G4	107.44	30	77	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G5	77.6	30	48	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G6	75.76	30	46	10	10	Ninguna
Electroperú	Mantaro	G7	77.78	30	48	10	10	Ninguna
Electroperú	Restitución	G1	70.84	35	36	6	6	Ninguna
Electroperú	Restitución	G2	71.67	35	37	6	6	Ninguna
Electroperú	Restitución	G3	72.86	35	38	6	6	Ninguna
Edegel	Huinco	G1	58.83	30	29	30	30	Ninguna
Edegel	Huinco	G2	63.86	30	34	30	30	Ninguna
Edegel	Huinco	G3	62.31	30	32	30	30	Ninguna
Edegel	Huinco	G4	62.42	30	32	30	30	Ninguna
Edegel	Matucana	G1	64.14	25	39	30	30	Ninguna
Edegel	Matucana	G2	64.44	25	39	30	30	Ninguna
Edegel	Chimay	G1 y G2	151	32	76	10	10	45 a 75 MW vibración
Egenor	Cañón del Pato	G1->G6	260.73	120	141	8.8	8.8	Ninguna
Egenor	Carhuaquero	G1->G4	95.02	30	65	10	10	Ninguna
Egasa	Charcani V	G1->G3	140	5	135	47	40	Ninguna
San Gabán	San Gabán	G1 y G2	114	0	114	165	165	Ninguna
Electroandes	Malpaso	G1->G4	48	4	44	10	10	Ninguna
Enersur	Yuncan	G1	45.5	21.7	24	20	20	Ninguna

Enersur	Yuncan	G2	45.87	21.7	24	20	20	Ninguna
Enersur	Yuncan	G3	48.39	21.7	27	20	20	Ninguna

TABLA N° 4.5: Unidades Hidráulicas candidatas a prestar AGC

En la TABLA N° 4.6 se describen los generadores térmicos que podrían formar parte de un AGC.

Empresa	Central	Grupo	Capacidad	Mínima carga (MW)	Margen (MW)	Toma de carga hacia arriba (MW/min)	Toma de carga hacia abajo (MW/min)	Zonas prohibidas
Enersur	Chilca	TG1	175	95	80	12	12	Ninguna
Enersur	Chilca	TG2	175	95	80	12	12	Ninguna
Kallpa	Kallpa	TG1	180	120	60	6	6	Ninguna
Edegel	Santa Rosa	TG7	123	60	63	5	5	Ninguna
Termoselva	Aguaytia	TG1	87	40	47	4	4	Ninguna
Termoselva	Aguaytia	TG2	86	40	46	4	4	Ninguna
Egasa	Mollendo TG	TG1	37	5	32	9.78	2.3	Ninguna
Egasa	Mollendo TG	TG2	36	5	31	9.95	2.3	Ninguna

TABLA N° 4.6: Unidades Térmicas candidatas a prestar AGC

Considerando la necesidad de asignación de unidades para regulación secundaria de frecuencia en caso de fraccionamiento de la red del SEIN por mantenimientos o eventos se presenta en la TABLA N° 4.7 la agrupación por áreas de estos candidatos para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia:

Área Norte	Área Centro	Área Sur
Cañón del Pato	Mantaro	San Gabán
Carhuaquero	Restitución	Charcani V
	Huinco	
	Matucana	
	Malpaso	
	Yuncán	

TABLA N° 4.7: Plantas candidatas para AGC distribuidas por áreas

Es importante considerar las restricciones que impone la red que impliquen definir reserva rotante por área operativa y de reserva de transporte que permita la utilización efectiva de dicha reserva ante contingencias.

4.6 Beneficios de un AGC para el SEIN

- En caso de que el SEIN no se encuentre interconectado con otro país, se recomienda el AGC en el modo frecuencia constante. En ese sentido, se tendrá un mejor control de la frecuencia ante el constante cambio de la frecuencia en el SEIN.
- Se reducirán las variaciones sostenidas de frecuencia (en el SEIN las variaciones sostenidas son +/- 0.36 Hz), por lo que el AGC llevará la frecuencia del SEIN al valor nominal en menor tiempo comparada con la regulación manual. En ese sentido, durante el reestablecimiento del sistema luego de una perturbación, la frecuencia del sistema se alejará rápidamente de la frecuencia de rechazo de carga.
- En caso que el SEIN, se encuentre interconectado con otro país, se recomienda el AGC en el modo Tie Line Bias. En ese sentido se tendrá un adecuado control de la frecuencia en el SEIN y se mantendrá la potencia de intercambio previamente programado.
- Con un AGC se podrá realizar la regulación secundaria de frecuencia de manera automática y económica.
- Con un AGC se podrá minimizar aun más el costo de operación del SEIN, lo que implica un menor consumo de combustible.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Una adecuada distribución de la reserva primaria y secundaria permitirá reestablecer la frecuencia del SEIN en el menor tiempo posible. Mientras se distribuya la reserva primaria entre la mayor cantidad de unidades aptas, el reestablecimiento de la frecuencia se realizará de forma eficiente.
2. La regulación secundaria, además de reestablecer la frecuencia a la nominal, recupera la reserva para la regulación primaria, permitiendo que el sistema esté preparado para afrontar otra contingencia.
3. El reparto de la reserva para la regulación primaria según la ecuación 3.9 da como resultado valores aproximados; la verdadera reserva a asignar a las unidades se determinará a través de pruebas de campo en las unidades de generación.
4. Se repartirá la reserva para la regulación secundaria a dos unidades en el SEIN. La unidad que regule la frecuencia del sistema tendrá un margen de 30 MW hacia arriba y hacia abajo. La ubicación de la otra unidad, tendrá en cuenta el fraccionamiento de la red.
5. Cuando los sistemas operen sincronizados, la corrección de las desviaciones del flujo de potencia en la Interconexión se hará de forma automática, mediante el Control Automático de Generación (AGC) de cada país. Se mantendrá un valor de potencia a ser suministrado cada hora de acuerdo con los intercambios programados en cada interconexión. Dichos intercambios serán controlados por los respectivos centros de despacho, minimizando la energía inadvertida que se pudiera presentar y teniendo en cuenta los períodos de modificación del intercambio acordado.
6. Para el correcto funcionamiento del AGC en cada país, se requiere la sintonización de las variables de control (rangos de control, constantes de tiempo, filtros de medidas, bandas muertas entre otras) de tal forma que no se presenten inconvenientes en la operación de la Interconexión.

7. Ante la pérdida de la medida de frecuencia con la que opera el AGC en alguno de los dos países, deberá suspenderse automáticamente la funcionalidad del programa AGC. De ser necesario se suspenderá el Intercambio entre ambos países.
8. Ante la pérdida de la medida del intercambio de la Interconexión con la que opere el AGC en alguno de los dos países, el programa debe pasar automáticamente a modo de control de Frecuencia. De ser necesario se suspenderá el Intercambio entre ambos países.
9. El bias de un sistema interconectado puede ser estimado a través de su respuesta natural del sistema. Una mejor aproximación del factor bias es posible, si el coeficiente de autorregulación de la carga D puede ser aproximada a través de la modelación de la carga.
10. El control carga frecuencia en un entorno liberalizado puede dar lugar a la libre elección de las unidades de participar o no en esta operación. Se demuestra que si el porcentaje de las unidades que participan en esta acción de control es muy pequeño, el rendimiento del sistema se deteriora hasta el punto que es inaceptable.
11. Las simulaciones realizadas en el Matlab/Simulink ilustra que cuan efectivo es el AGC para estabilizar la frecuencia y las desviaciones de potencia bajo condiciones de perturbación de la carga.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Prabha Kundur: "Power System Stability and Control". Power System Engineering Series. Páginas 581-627.

- [2] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg: "Power Generation Operation and Control". Second edition. Páginas 328-360.

- [3] Olle Elgerd: "Electric Energy Systems Theory". Páginas 321-344.

- [4] Arthur R. Bergen, Vigía Vittal: "Power System Analysis". Second edition. Páginas 375-400.

- [5] B. H. Bakken, and O. S. Grande: "Automatic Generation Control Before in a Deregulated Power System"; IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, N°4, pp. 1401-1406, 1998.

- [6] Richard D. Christie, Anjan Bose: "Load Frequency Control Issues In Power System Operations After Deregulation"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, N°3, pp. 1191-1200, 1996.

- [7] Nasser Jaleeli, Donald N. Ewart, Lester H. Fink: "Understanding Automatic Generation Control"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, N°3, pp. 1106-1122, Aug. 1992.

- [8] Power System Engineering Committee of the IEEE Power Engineering Society: "IEEE Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation on Electric Power System"; IEEE Transactions on Power Systems.

[9] Rainer Bacher, Hans P. Van Meeteren: "Real Time Optimal Power Flow in Automatic Generation Control"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol.3, N°4, November 1988.

[10] B. H. Chowdhury, Salfur Rahman: "A review of recent advances in economic dispatch"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, N°4, November 1990.