

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS DE LA VALORIZACIÓN DEL SERVICIO DE
REGULACION DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO (SEIN)**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

RAMIRO TAPIA AVENDAÑO

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**ANÁLISIS DE LA VALORIZACIÓN DEL
SERVICIO DE REGULACION DE FRECUENCIA
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO
(SEIN)**

DEDICATORIA:

A mis padres cuyo afecto, comprensión y apoyo ha sido fundamental en todos estos años, tanto en la vida profesional como personal.

SUMARIO

El presente informe muestra un análisis de la valorización de la regulación de frecuencia en el sistema eléctrico peruano (SEIN).

Los servicios complementarios proporcionan el apoyo para asegurar la calidad del servicio y la seguridad del sistema eléctrico. Por esta razón es necesario regular y tarifar de manera óptima estos servicios.

En el mercado eléctrico peruano no existe un mercado de servicios complementarios básicos tales como: regulación de tensión y regulación de frecuencia, sin embargo debido a los sobrecostos generados por los mismos se ha creado mecanismos de compensación para minimizar los impactos económicos negativos o positivos que incurren las empresas. El presente informe describe y analiza la normativa vigente del sistema eléctrico peruano, en lo referente a la valorización de la regulación de frecuencia. También describe la normativa referente a la regulación de frecuencia para el sistema argentino, el cual fue escogido por su cercanía y por ser uno de los mercados más competitivos de la región.

Asimismo se analiza los incentivos obtenidos de acuerdo a las normativas vigentes para una unidad de generación, con el fin de determinar si dichos incentivos son suficientes para que las empresas de generación en el SEIN puedan invertir y dar reserva para la regulación de frecuencia en el SEIN.

ÍNDICE

INTRODUCCION.....	1
--------------------------	----------

CAPITULO I:

INTRODUCCIÓN A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	3
1.1 Definición de servicios complementarios	3
1.2 Descripción de los servicios complementarios	5
1.3 Características de los servicios complementarios	7
1.4 Relación de los principales servicios complementarios que se utilizan en otros mercados eléctricos	7

CAPITULO II:

LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....	10
2.1 Problema general de la regulación de frecuencia	10
2.2 Aspectos técnicos de la regulación de frecuencia	11
2.2.1 Regulación primaria de frecuencia	14
2.2.2 Regulación secundaria de frecuencia	15
2.2.3 Regulación terciaria de frecuencia	15
2.2.4 Tiempos de respuesta	15
2.2.5 Estatismo.....	16
2.2.6 Característica de respuesta de la frecuencia	17
2.2.7 Banda muerta	18
2.2.8 Efectos de las variaciones de la frecuencia	19
2.3 Reserva para la regulación de frecuencia	20
2.3.1 Reserva primaria	21
2.3.2 Reserva secundaria	22
2.4 Aspectos económicos de la regulación de frecuencia	23
2.4.1 Aspectos económicos en la determinación del margen de reserva requerido	23
2.4.2 Aspectos económicos de la regulación primaria	25
2.4.3 Aspectos económicos de la regulación secundaria	25

2.4.4 Pago de la reserva.....	26
2.4.5 Despacho de reserva.....	26

CAPITULO III:

EL SERVICIO DE REGULACION FRECUENCIA EN EL SISTEMA ARGENTINO27

3.1 Sistema Argentino de Interconexión (SADI)	27
3.1.1 El mercado mayorista	28
3.2 Regulación primaria de frecuencia	30
3.2.1 Valorización de la regulación primaria de frecuencia	31
3.2.1 Valorización de la regulación primaria de frecuencia	31
3.3 Regulación secundaria de frecuencia	32
3.3.1 Valorización de la regulación secundaria de frecuencia	33

CAPITULO IV:

EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELECTRICO

PERUANO (SEIN).....34

4.1 El mercado eléctrico peruano	34
4.2 La regulación de frecuencia en el sistema peruano	35
4.2 La regulación de frecuencia en el sistema eléctrico peruano	35
4.3 Reserva rotante del SEIN	36
4.3.1 Descripción del procedimiento COES N° 22 (PR-22) “Reserva rotante del SEIN” ...	38
4.3.2 Descripción del procedimiento COES N° 29 “ingresos adicionales por potencia generada en el SEIN”.....	39
4.4 Determinación de la energía regulante a compensar de las unidades de generación.....	40
4.4.1 Determinación de la energía regulante a compensar para las centrales hidroeléctricas.....	41
4.4.2 Modelo para determinar la potencia dejada de generar para las centrales hidráulicas.....	45
4.5 Análisis de los costos adicionales por proveer el servicio de regulación de frecuencia	47
4.6 Compensación a las unidades de generación térmica por regulación primaria de frecuencia en el SEIN	48
4.7 Perdidas económicas al proveer el servicio de regulación de frecuencia en el SEIN para una unidad turbogas	50
4.8 Compensación a las unidades de generación hidráulica por regulación primaria de frecuencia en el SEIN	52

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	53
Conclusiones.....	53
Recomendaciones.....	57
ANEXO A: MODELAMIENTO DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS	59
ANEXO B: DATOS USADOS PARA Los CALCULOS EN EL ITEM 4.7	62
BIBLIOGRAFÍA	64

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1: Evolución frecuencia ante disturbio	13
Fig. 2.2: Característica de respuesta de la frecuencia.	18
Fig. 2.3: Banda Muerta Regulador de velocidad	19
Fig. 2.4: Límites de turbinas a vapor.....	20
Fig. 2.5: Calificación de reserva para regulación de frecuencia	21
FIG. 2.6: Costo versus Reserva del sistema	23
Fig. 4.1: Perfil de generación si no hubiese dado reserva para RPF.....	41
Fig. 4.2: Periodo en que la generación fue restringida por proveer reserva para RPF	42
Fig. 4.3: Determinación de la reserva compensable en cada periodo	44
Fig. 4.4: Ejemplo de determinación de la reserva compensable en cada periodo para la C.H. Huinco	45
Fig. 4.5: Modelamiento de las centrales hidráulicas.....	46
Fig. 4.6: CMg vs Generación Térmica del SEIN.....	47

LISTA DE TABLAS

TABLA 4.1: Datos operativos, costos por mantenimiento e incentivo por RPF de unidad turbogas en el periodo 1999-2005	51
---	----

ABREVIATURAS

RPF	: Regulación primaria de frecuencia
RSF	: Regulación secundaria de frecuencia
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
NTCOTR	: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real
SEIN	: Sistema eléctrico interconectado Nacional
COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
AGC	: Control de Generación Automático
VSF	: Variación Súbita de Frecuencia
IVDF	: Integral de Variación Diaria de Frecuencia

INTRODUCCION

Los mercados de energía mundial han ido incorporando y asimilando a su lenguaje el concepto de servicios complementarios, los cuales bajo la noción general corresponden a subproductos inherentes a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, que ayudan a mantener y mejorar las condiciones de calidad y seguridad de abastecimiento.

El sector eléctrico peruano posee un esquema regulado, dentro del cual los agentes participantes manejan conceptos asociados a servicios complementarios, tales como la regulación de tensión, regulación de frecuencia, reservas del sistema, aportes de energía reactiva, etc.. Sin embargo no existen esquemas de pagos o compras y ventas de estos servicios en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Si bien es cierto que ciertas características de las unidades generadoras son remuneradas a través de los pagos por potencia firme, las cuales podrían asociarse al concepto de servicio complementario de reserva fría del sistema, otros servicios estrictamente necesarios, como los servicios de regulación de frecuencia o la reserva rotante del sistema, no poseen ningún tipo de reglamentación que implique un pago por ellos. Sin embargo, debido al sobre-coste global en energía que se produce, se deben coordinar mecanismos compensatorios de manera de minimizar el impacto positivo o negativo que produce este servicio en cada empresa.

El presente trabajo describe el tratamiento que se da al servicio de regulación de frecuencia para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) referente a la compensación. Para ello se presentarán las características propias del sector eléctrico peruano. Asimismo se analiza: la problemática de la regulación de frecuencia, el tratamiento de la regulación de frecuencia en el Sistema Argentino de interconexión (SADI), y luego para terminar se analiza el tratamiento de la regulación de frecuencia en el SEIN a fin de determinar si existen los incentivos necesarios para proveerlo.

OBJETIVOS

Se define cuatro puntos principales de desarrollo: una introducción a los servicios complementarios; la problemática de la regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia; mecanismos y formas de regulación de frecuencia en el Perú y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI); y finalmente el análisis de la valorización del servicio de regulación de frecuencia en el SEIN.

Los puntos planteados como objetivos de desarrollo son los siguientes:

1. Introducción a los servicios complementarios

En este capítulo se define el concepto de servicios complementarios, se describe brevemente como se manejan los servicios complementarios mencionando algunos de ellos en el Perú y en otros países.

2. La regulación de frecuencia

En este capítulo se da una introducción al problema de la regulación de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Asimismo se menciona sobre los aspectos técnicos y económicos de la regulación primaria y secundaria de frecuencia.

3. El servicio de regulación frecuencia en el sistema argentino

En este capítulo se presenta características y antecedentes de los aspectos técnicos y de valorización que se han desarrollado en el SADI, el cual fue elegido por su cercanía y por ser uno de los mercados más competitivos de la región.

4. El servicio de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico peruano

En este capítulo se hace una descripción del tratamiento de la regulación de frecuencia en el Perú. Asimismo se realiza un análisis de los costos asociados y la metodología de compensación por proveer este servicio, todo ello con el fin de determinar si existe el suficiente incentivo para proveerlo.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

1.1 Definición de servicios complementarios

Los servicios eléctricos han venido experimentando cambios importantes en su estructura. Uno de estos cambios se refiere a la formación de mercados de servicios complementarios. Asimismo cada país tiene una definición de servicios complementarios. A continuación se muestran algunas de ellas:

➤ **Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (EEUU)**

La FERC regula y supervisa la industria de la energía en los ámbitos económicos, medioambientales, de seguridad e intereses de EEUU. Con respecto a los servicios complementarios manifiesta lo siguiente:

“Several ancillary services are needed to provide basic transmission service to a customer. These services range from actions taken to effect the transaction (such as scheduling and dispatching services) to services that are necessary to maintain the integrity of the transmission system during a transaction (such as load following and reactive power support).”[1]

“Los Servicios complementarios son necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden desde acciones que afectan a la transacción (como servicios de programación y despacho) hasta servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema de transmisión durante una transacción (como los servicios de seguimiento de carga y soporte de potencia reactiva)”

➤ **National Electricity Market Management Company (NEMMCO) (Australia)**

NEMMCO es el operador del mercado y del sistema eléctrico de Australia. Con respecto a los servicios complementarios manifiesta lo siguiente:

“NEMMCO is responsible under the National Electricity Rules for ensuring that the power system is operated in a safe, secure and reliable manner. In order to fulfil this obligation, NEMMCO controls key technical characteristics of the system, such as frequency and voltage, through Ancillary Services.”[2]

“NEMMCO es responsable bajo las reglas de la National Electricity de asegurar que el sistema eléctrico este operando de una manera segura y confiable. Para satisfacer esta obligación, NEMMCO controla las principales características técnicas del sistema, tales como la frecuencia y tensión a través de los servicios complementarios”.

➤ **Independent Electricity System Operator (IESO) (Ontario - Canada)**

IESO es el operador del sistema eléctrico de Ontario – Canadá. Con respecto a los servicios complementarios manifiesta lo siguiente:

“In order to ensure the reliable operation of the power system, the IESO contracts for a number of ancillary services. These include black-start capability, regulation service as well as reactive support and voltage control”.[3]

“Para asegurar la operación confiable del sistema eléctrico, el IESO requiere de un numero de servicios complementarios. Estos incluye, el arranque en isla, servicios de regulación como también suministros de reactivos y control de tensión”.

➤ **Red Eléctrica de España (REE)**

REE es la encargada de la red de transmisión y la operación del sistema eléctrico español. Con respecto a los servicios complementarios manifiesta lo siguiente:

“Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad

requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte”.[4]

➤ **Dirección General de Electricidad (DGE) (Perú)**

La DGE define los servicios complementarios en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) de la siguiente manera:

“Los Servicios Complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad. Los Servicios Complementarios podrán ser suministrados por cualquier Integrante del Sistema, en lo que le corresponda como tal.” [5]

1.2 Descripción de los servicios complementarios

A continuación se desarrolla una lista de servicios complementarios basados en la revisión de la literatura disponible:

- **Calidad de servicio eléctrico:** Este servicio incluye la provisión de equipamiento y servicios para la eliminación de armónicas, incrementar la confiabilidad de suministro local, etc.
- **Control de tensión:** Este servicio incluye la provisión de servicios de regulación de voltaje para ajustar dinámicamente las variables de salida o consumo, con el propósito de mantener un perfil de voltaje.
- **Compensación de pérdidas de potencia activa:** Este servicio incluye la provisión de energía para compensar las pérdidas de potencia activa del sistema de transmisión.
- **Despacho de la generación:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos y de sistemas para que minuto a minuto se despache los recursos de generación para abastecer la demanda y cumplir confiablemente los requerimientos predominantes.
- **Mantenimiento del sistema de transmisión:** Este servicio incluye la provisión de los servicios de manutención y reparación para asegurar la adecuada capacidad de transmisión sobre largos períodos de tiempo.

- **Programación, sistema de control y despacho:** Este servicio incluye la provisión integrada para asegurar la confiabilidad de las interconexiones, minimizar las restricciones de transmisión e identificar y distribuir el precio de los productos eléctricos.
- **Programación de la generación:** El servicio considera la provisión de algoritmos y sistemas para programar los recursos de generación para abastecer la demanda y cumplir confiablemente los requerimientos predominantes.
- **Rechazo automático de carga:** Este servicio incluye la provisión de mecanismos de control y de despacho de cargas para la recuperación del sistema ante reducciones bruscas en la generación o incrementos rápidos en la demanda.
- **Regulación de frecuencia:** Este servicio incluye la provisión de los mecanismos de control y capacidad de generación para responder y corregir la frecuencia del sistema como producto del desbalance entre las cargas y la generación.
- **Regulación de carga:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas que permiten cambios horarios en la generación para ajustarse a cambios en la carga que está siendo servida.
- **Reserva de arranque rápido:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento dentro de un período corto de tiempo (alrededor de 10 minutos) para ajustarse a reducciones abruptas en la generación o incrementos súbitos en la carga, con el propósito de prevenir períodos largos de sobrecargas en el sistema.
- **Reserva de transmisión:** Este servicio incluye la provisión de la capacidad de reserva de transmisión para ajustarse ante cambios imprevistos en el balance de generación y carga.
- **Servicio administrativo:** Este servicio incluye la provisión del sistema de facturación, como también los servicios relacionados.
- **Seguimiento de carga:** Este servicio involucra la provisión de suficiente capacidad de generación para seguir las variaciones de la carga hora a hora.
- **Suministro local de potencia reactiva:** Este servicio incluye la provisión de fuentes locales de potencia reactiva para los puntos de carga de transmisión, con el propósito de asegurar un nivel de voltaje apropiado.
- **Sistema scada:** Este servicio incluye la provisión de equipos de medición (telemetría) y de servicios para monitorear el suministro de energía y capacidad

(principalmente monitoreando el suministro y recepción de potencia activa y reactiva).

- **Servicio de suministro de potencia reactiva y control de voltaje por medio de equipos de generación:** Este servicio incluye el suministro de potencia reactiva desde las fuentes de generación, para facilitar la operación del sistema de transmisión, incluyendo la capacidad de ajustar en forma continua el voltaje del sistema de transmisión, en respuesta a los cambios del sistema.
- **Servicio de restauración:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de restauración necesaria incluyendo la capacidad de generación Black Start.
- **Servicio de transmisión programada:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas para programar las facilidades de transmisión, en respuesta a la confiabilidad de los requerimientos de los sistemas de potencia.

1.3 Características de los servicios complementarios

La distinción entre los servicios auxiliares individuales viene dado por los atributos de estos servicios como se muestran a continuación:

- Los servicios complementarios pueden ser divididos por su necesidad. Estas son: seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, eficiencia operacional, etc. (ejm: regulación de frecuencia, control de tensión, black start, etc).
- Los proveedores de los servicios complementarios pueden ser los generadores, transmisores, o distribuidores dependiendo de la normativa de cada país y de las características técnicas del servicio complementario (ejm: regulación de frecuencia (generadores), reserva de transmisión (transmisores), rechazo automático de carga (distribuidores)).
- La utilización de los servicios complementarios se divide también según el tiempo que necesita. Existen servicios que se utilizan en segundos, minutos, días, meses o años (ejm: regulación primaria de frecuencia (segundos), reserva de arranque rápido (minutos), etc).

1.4 Relación de los principales servicios complementarios que se utilizan en otros mercados eléctricos

A continuación se muestra los servicios complementarios que se utilizan en otros mercados eléctricos:

1.4.1 Mercado eléctrico argentino

Este mercado ofrece los siguientes servicios complementarios:

- Regulación Primaria de Frecuencia
- Regulación Secundaria de Frecuencia
- Arranque en isla (Black Start)
- Control de Voltaje y Despacho de Potencia Reactiva

1.4.2 Mercado eléctrico de Estados Unidos

Este mercado ofrece los siguientes servicios complementarios:

- Reserva rotante
- Reserva fría
- Reserva de reemplazo
- Control de tensión
- Arranque en isla (Black Start)

1.4.3 Mercado eléctrico de Inglaterra

El mercado de Inglaterra define tres tipos de servicios complementarios que los generadores proveen:

- Servicio Obligatorio: Existe una obligación de proveer.
- Servicio Necesario: Los generadores deben proveer el servicio por la necesidad del sistema.
- Servicio Comercial: Servicio adicional de los generadores.

Algunos servicios complementarios que ofrecen los generadores son:

- Potencia reactiva
- Control de Frecuencia
- Arranque en isla (Black Start)
- Reserva rotante

1.4.4 Mercado eléctrico de Australia

Este mercado ofrece los siguientes servicios complementarios:

- Regulación de frecuencia
- Control de tensión
- Control de estabilidad
- Control de carga en la red
- Arranque en isla (Black Start)

1.4.5 Mercado eléctrico de Perú

El mercado peruano ofrece los siguientes servicios complementarios:

- Control de tensión
- Regulación de frecuencia
- Reserva rotante
- Reserva fría
- Generación de potencia reactiva

Estos servicios se encuentran en la NTCOTR. Dicha normativa especifica que el COES propondrá los procedimientos técnicos para la prestación de los servicios complementarios. También existe la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) para controlar la calidad de servicio donde se incluye la frecuencia y la tensión.

De las definiciones mencionadas y revisiones en la literatura se puede concluir:

- Los servicios complementarios proporcionan el apoyo para asegurar la calidad del servicio y la seguridad del sistema eléctrico. Por esta razón se necesita regular y tarifar de manera óptima estos servicios. En los países desarrollados estos servicios se encuentran normados para que haya una claridad en los contratos entre proveedores y usuarios.
- Inclusive en los mercados mas desarrollados los servicios complementarios ofrecidos son los básicos referidos a la frecuencia y tensión.

CAPITULO II

LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

2.1 Problema general de la regulación de frecuencia

Debido a los aumentos de la demanda del sistema y el consecuente aumento del torque al que son sometidas las máquinas, se producen desaceleraciones en la velocidad de rotación de las unidades generadoras. Por el contrario, cuando se reduce la demanda, las unidades tienden a observar una aceleración de su rotación. Estas aceleraciones y desaceleraciones son producto de la variación constante de la demanda del sistema, lo que significa finalmente 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.

Las unidades operan sus sistemas de control, de manera de mantener permanentemente un equilibrio entre los torques mecánico y eléctrico, esto se asemeja a mantener una condición de equilibrio entre la Potencia Mecánica Generada y la Potencia Eléctrica Consumida por el sistema.

Sin embargo ante desconexión de grandes consumos, salidas de funcionamiento repentinas de unidades generadoras, pérdidas de líneas de transmisión, fallas en subestaciones, etc., se está ante una condición anormal de operación o contingencia, lo que significa muchas veces grandes variaciones en la frecuencia, pudiendo llegar a valores que ameriten la salida de otras unidades de generación, por razones de seguridad de sus equipos, lo que finalmente puede llevar a una condición de colapso total del sistema, más conocido como Blackout.

La estabilidad de la frecuencia de un sistema eléctrico de potencia es el reflejo de la capacidad de respuesta que posee frente a desequilibrios bruscos entre demanda y generación. La forma de enfrentar la variación de frecuencias del sistema es atacando con distintos recursos y reservas de potencia, según la magnitud y rapidez de la variación.

La regulación primaria es la primera en actuar después de una perturbación de la frecuencia. Esta regulación se debe a la presencia de reserva primaria. Cuando nos enfrentamos a variaciones constantes y sostenidas de los consumos del sistema, nos enfrentamos a la necesidad de actuar con la regulación secundaria. Se trata de llegar así

a un nuevo equilibrio entre demanda y generación a frecuencia nominal del sistema, permitiendo que las unidades que hacen regulación primaria vuelvan a contar con la misma cantidad de reserva para dicha regulación.

Cuando con la utilización de la regulación primaria y secundaria no es posible mantener el sistema dentro de los rangos de frecuencia preestablecidos de seguridad, se hace uso de otros recursos para disponer de manera rápida de una disminución de la demanda. En tales casos se procede a desconectar consumos, lo que se conoce como desconexión automática de carga. Si bien en ciertos sistemas esta desconexión no es automática, existe por razones de seguridad y en general los criterios de actuación, manual o automático, son los mismos y se refieren a los gradientes de frecuencia o a valores absolutos de operación. Cuando debido a pérdidas grandes de consumo se produce un exceso instantáneo de generación, es posible recurrir a desconexión de unidades de generación para reestablecer el equilibrio.

2.2 Aspectos técnicos de la regulación de frecuencia

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. Mantener la frecuencia es un proceso de planeación que involucra el largo, mediano y corto plazo y la operación en tiempo real. Es una tarea compleja que debe considerar la naturaleza estocástica de los desbalances carga – generación.

El control de frecuencia normalmente se realiza mediante la toma de acciones sobre los generadores ya sea local como remotamente por el Operador del sistema. Adicionalmente, la demanda puede participar en el control de frecuencia, esta demanda se desconecta de manera voluntaria, actuando como reserva ante caídas de la frecuencia. De igual manera, pero menos factible, sería tener demanda que se conecte rápidamente ante elevaciones de la frecuencia, algo similar se ha usado en los sistemas de potencia mediante la inserción de resistores tendientes a preservar su estabilidad.

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 regulador de velocidad el cual toma acciones mecánicas tendientes a mantener la velocidad y por ende la frecuencia del sistema, esta regulación

se denomina regulación primaria. Estas acciones se realizan según la curva de estatismo de la máquina. La frecuencia finalmente alcanzada en el equilibrio no corresponde a la frecuencia objetivo del sistema, esto debido a la acción proporcional del regulador el cual no toma acciones sino percibe una variación de frecuencia ($\Delta P = -k\Delta f$).

Los generadores cuentan desde su construcción con un regulador de velocidad por lo que la regulación primaria es normalmente compartida por todos los generadores conectados al sistema, en su asignación usualmente no se tienen en cuenta consideraciones económicas.

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 (setting) 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 denominada reserva terciaria. La reserva secundaria y terciaria generalmente admiten en su asignación 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 autorregulante 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.

- **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 y la eyección de generadores.
- **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.

En la siguiente gráfica, Figura 2.1, se indican algunos de estos conceptos:

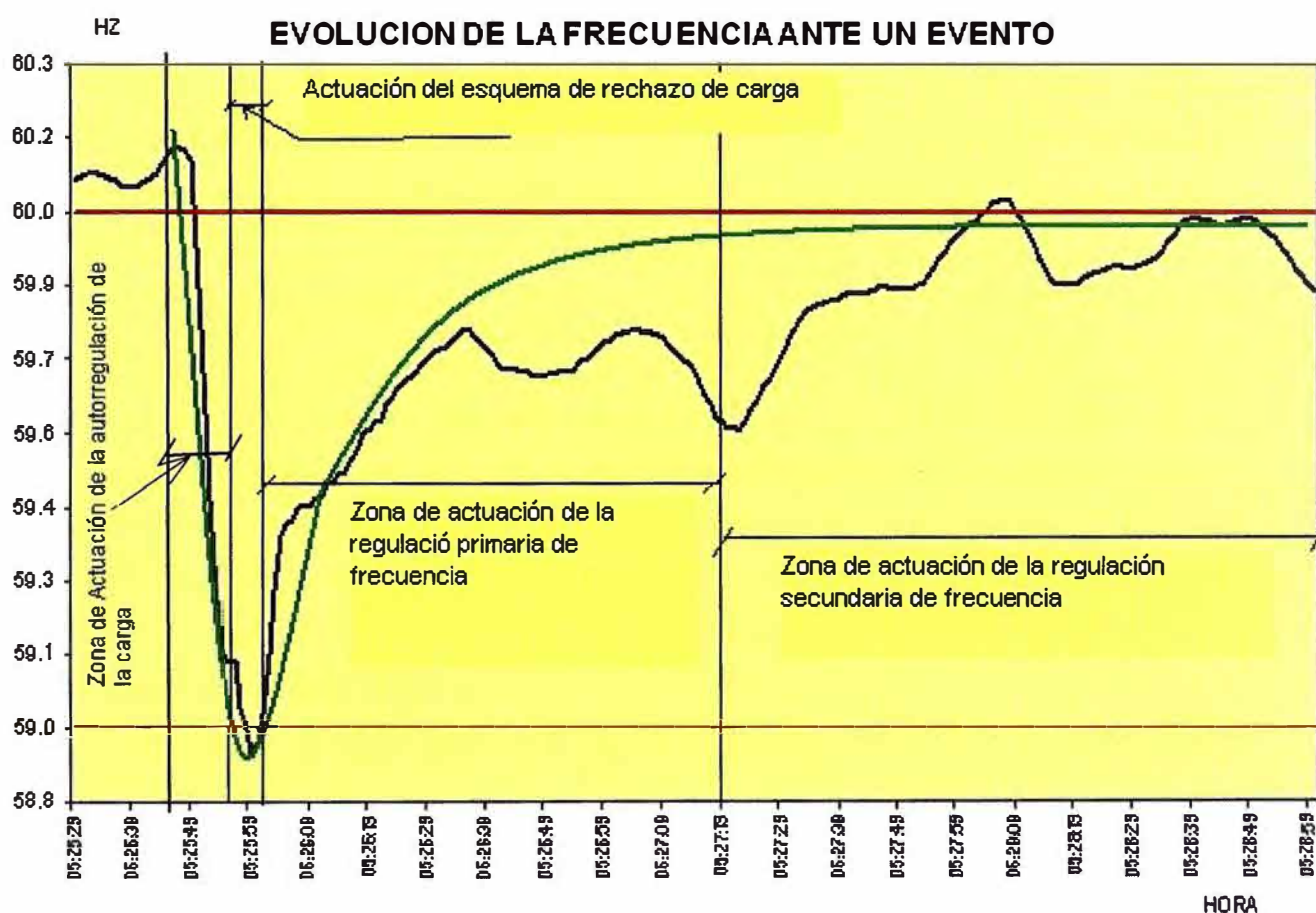


Fig. 2.1: Evolución frecuencia ante disturbio

Las unidades de generación son normalmente los equipos más restrictivos respecto de las variaciones de frecuencia, cuando las incursiones de la frecuencia alcanzan valores peligrosos los equipos de protección de baja o alta frecuencia aíslan los generadores, lo cual debe ocurrir cuando sea estrictamente necesario. Sería altamente adverso a la integridad del sistema la salida prematura de un generador ante un evento de baja

frecuencia, para ello debe prestarse la mayor atención a la coordinación de la operación de los dispositivos de protección versus la integridad y calidad de la frecuencia del sistema.

2.2.1 Regulación primaria de frecuencia

La regulación primaria corresponde a una acción realizada por el regulador automático de velocidad de la unidad generadora. Dicha acción es proporcional a las desviaciones de velocidad angular respecto de su consigna de velocidad. Las desviaciones anteriores se deben a diferencias y desequilibrios entre la potencia generada y la potencia consumida en el sistema.

Para evitar las pequeñas oscilaciones en los esfuerzos de las máquinas en torno al punto de operación nominal del sistema, se establecen bandas de operación en las cuales los sistemas de control no actúan. Estas se conocen como bandas muertas.

Para que la regulación primaria preste su función adecuadamente, se deben 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. El segundo aspecto se denomina reserva rotante o giratoria.

Es normal considerar que la respuesta para regulación primaria deba estar disponible en los siguientes 10 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 30 segundos. De manera más general podría evaluarse mediante una prueba la capacidad de reserva primaria de un generador, al comparar la respuesta en tiempo de la unidad, ante un escalón de frecuencia, contra los límites de una función que representa la respuesta mínima aceptable.

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.

Para dar cumplimiento al requerimiento de regulación primaria es necesario que el regulador opere libre y que el recurso de generación cuente con el margen suficiente. En particular existe una cierta aversión por parte de los operadores de las unidades de generación a liberar el regulador, por el temor de daño o incremento de los costos de operación y mantenimiento de sus unidades.

2.2.2 Regulación secundaria de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia corresponde a una acción realizada por el regulador de velocidad de la unidad generadora. Dicha acción busca minimizar el error acumulado entre la frecuencia de la unidad y la frecuencia de consigna del sistema. La acción anterior es asignada a un número reducido de unidades de generación y puede realizarse en forma manual o automática y para ello los reguladores de velocidad operan en el modo control frecuencia.

La regulación secundaria generalmente se utiliza para el seguimiento de las variaciones lentas de la demanda, permitiendo además que las unidades mantengan su reserva primaria disponible para aportes de regulación primaria.

La reserva de potencia asignada a las plantas que efectúan el control secundario de la frecuencia, se suele denominar reserva secundaria o reserva de AGC.

La regulación secundaria recupera la frecuencia objetivo del sistema mediante la referencia (set-point) del regulador de velocidad. El set point es movido por el operador de la unidad o mediante el AGC desde el centro de control del Operador del sistema, sólo a un grupo reducido de generadores se cambia el set point.

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 deben disponer individualmente de reserva mayor a aquella destinada a la regulación primaria.

Es normal considerar que la respuesta para regulación secundaria deba iniciar en los siguientes 30 segundos después de iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos.

2.2.3 Regulación terciaria de frecuencia

Producto de la acción realizada por la regulación primaria, se obtienen equilibrios entre generación y consumos a frecuencias distintas de la nominal. La regulación secundaria busca reestablecer el equilibrio a frecuencia de consigna. La regulación terciaria busca reestablecer la condición deseada de operación del sistema, tomando criterios económicos y técnicos, como lo pueden ser devolver la operación del sistema a una condición de mínimo costos, reestablecer el programa de operación, mejorar el funcionamiento del sistema de transmisión, etc.

2.2.4 Tiempos de respuesta

Como se mencionó la reserva rotante 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, incluso se pondría en riesgo el sistema y la calidad de la frecuencia. La reserva rotante debe de estar disponible para la regulación primaria a los 10 segundos y para la regulación secundaria a los 10 minutos.

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 en ciclo abierto, son por lo general excelentes tanto para la regulación primaria como secundaria de frecuencia, sin embargo, por razones económicas operan cercanas a la potencia máxima por lo que reduce la reserva que pueden aportar.

Las 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, la dificultad está en sostener esta respuesta inicial.

2.2.5 Estatismo

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. 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:

$$Estatismo = \frac{\Delta f / f_{nominal}}{-\Delta P / P_{nominal}} \quad (2.1)$$

En un sistema interconectado de múltiples generadores no se usa el modo de control isócrono (Flat Line) que puede operar cuando un solo 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.

Aspecto este último que sería conflictivo en una estrategia de control isócrono (0% de estatismo) que conllevaría a problemas de estabilidad y deterioro de los generadores.

Durante el restablecimiento de un sistema de potencia, después de un colapso, podría explotarse el control isócrono asignándole a un solo 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, donde 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 6% 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% droop) 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.

2.2.6 Característica de respuesta de la frecuencia

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. Este parámetro es estimado a priori y no existe hasta la fecha un procedimiento eficiente para su estimación en tiempo real.

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 misma se estima 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 Figura 2.2. 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.

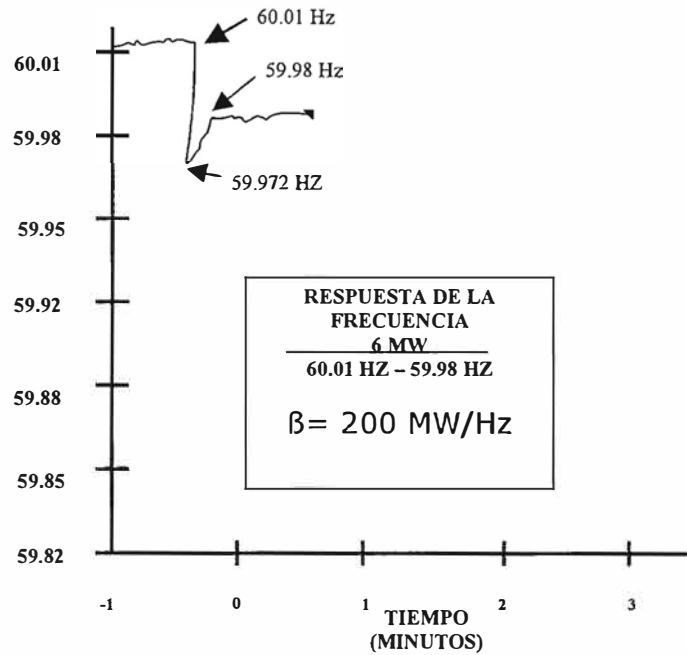


Fig. 2.2: Característica de respuesta de la frecuencia.

Una estimación de la característica de respuesta de la frecuencia es un parámetro usado en la estrategia de control del AGC conocido como parámetro β (Tie Line Frequency Bias Coefficient). 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 β no debe ser inferior al 1% de la potencia pico estimada anualmente para cada área, en la práctica este valor ha sido usado como valor β en varias de estas áreas.

2.2.7 Banda muerta

El regulador de velocidad tiene un rango de frecuencia para el cual no responde, denominada banda muerta (Figura 2.3.), Aunque en los reguladores modernos esta banda se puede hacer bastante pequeña, incluso cero, en algunos casos no es recomendable eliminarla. La experiencia de la industria recomienda una banda muerta en el rango de 0.03 a 0.04 Hz.

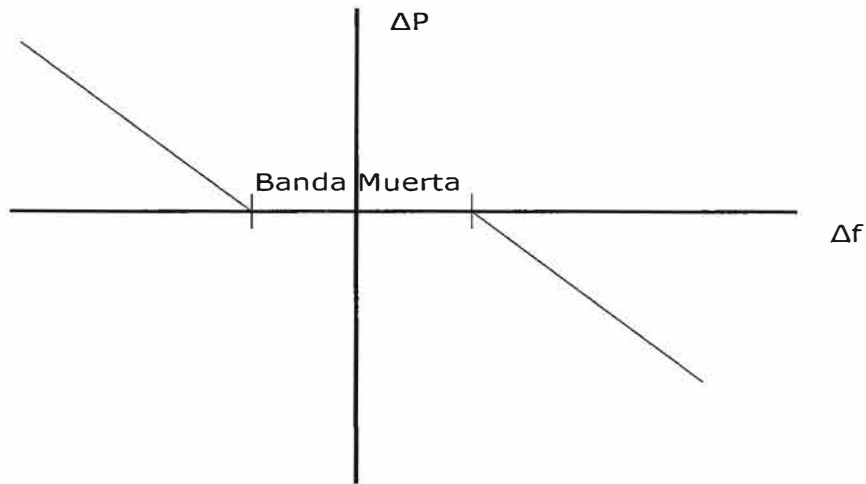


Fig. 2.3: Banda Muerta Regulador de velocidad

En la literatura se reporta la posibilidad de que la banda muerta induzca a una oscilación autosostenida del sistema (ciclo límite).

2.2.8 Efectos de las variaciones de la frecuencia

El sistema de potencia y las cargas de los usuarios son diseñados para operar a una frecuencia nominal, permitiéndose un rango de variación sobre la misma. La magnitud tolerable de desviación de la frecuencia depende de la duración de las desviaciones de la frecuencia nominal.

Cuando se presentan elevaciones o reducciones de frecuencia pueden deteriorar o provocar un mal funcionamiento tanto de elementos del sistema de potencia como de los equipos de los usuarios. La principal molestia por parte de los usuarios es normalmente el desajuste de la señal de tiempo de aquellos equipos que usan la onda de voltaje como referencia.

Las desviaciones de la frecuencia afectan los servicios auxiliares de las plantas de generación. En el sistema de potencia el equipo que más consecuencias adversas presenta ante cambios de la frecuencias son los alabes de las turbinas de las plantas térmicas a vapor. La exposición a los cambios de frecuencia produce oscilaciones, excitaciones de la frecuencia natural, que tiene efectos acumulativos sobre la vida de la turbina.

Los efectos de la frecuencia sobre las plantas térmicas a vapor condicionan varios de los criterios de desempeño de la frecuencia en un sistema de potencia. Las plantas hidráulicas son más robustas a los efectos de la frecuencia. La Figura 2.4 ilustra los

rangos tolerables de las unidades de vapor, tomada de Interconnected Power System Dynamics Tutorial, EPRI 1998:

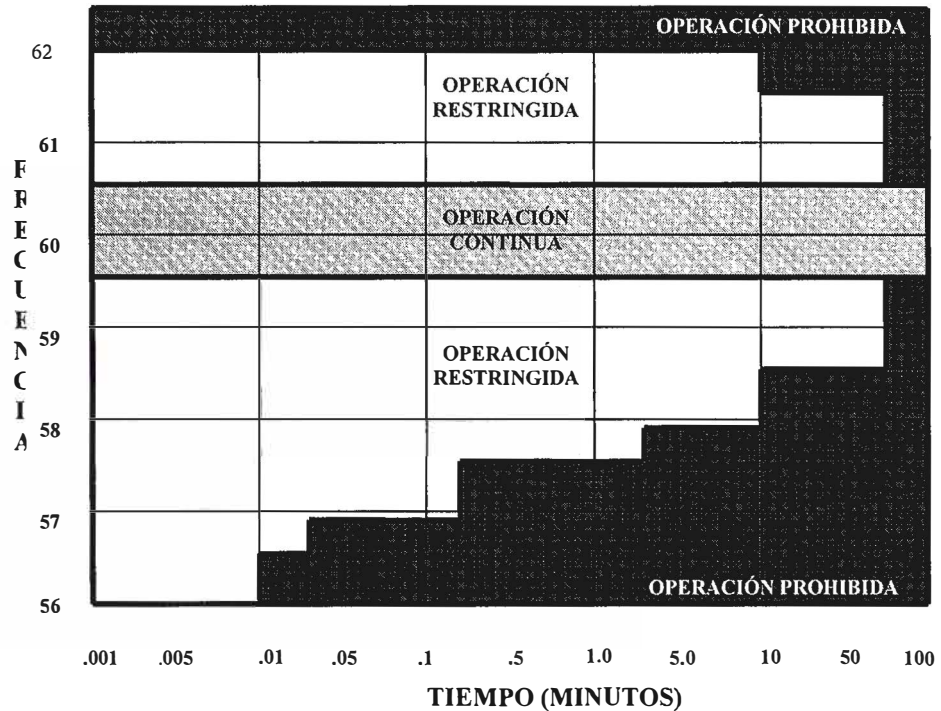


Fig. 2.4: Límites de turbinas a vapor

2.3 Reserva para la regulación de frecuencia

Para poder entregar los servicios de regulación de frecuencia, se debe contar primeramente con reservas rotantes disponibles para variar la cantidad de potencia inyectada al sistema. Existen una serie de clasificaciones, dependiendo de los sistemas que se estudien, de la reserva para regulación, en donde muchas veces los límites son variables. El tema de la reserva para la regulación de frecuencia involucra tanto los aspectos técnicos como los económicos, en los aspectos técnicos se tienen en cuenta las necesidades y tolerancias del sistema y las características propias de los equipos que proveen la regulación de frecuencia. Por su parte, los aspectos económicos consideran los costos que implica suplir el servicio de regulación de frecuencia frente a los beneficios, costos evitados, que experimentan los usuarios.

La reserva requerida del sistema es un compromiso técnico económico que busca balancear, dentro de las limitaciones técnicas, el costo de proveer el servicio versus el beneficio que el sistema y los usuarios obtienen del mismo.

La reserva rotante para la regulación de frecuencia corresponde a la reserva de capacidad disponible para efectuar regulación de frecuencia primaria o secundaria. La reserva destinada a la regulación de frecuencia debe ser distribuida a los grupos generadores habilitados. En el SEIN algunas unidades de generación son despachadas considerando un porcentaje de reserva rotante que se descuenta de su potencia máxima. Debido a que no todas las unidades son despachadas a su plena capacidad, la reserva rotante es mayor al porcentaje anterior.

La Figura 2.5 se presenta las diversas agrupaciones y definiciones que se utilizan para la clasificación de la reserva.

Tipos de Reserva	Reserva de Corto Plazo			Reserva a Mediano Plazo
	Reservas Rotante		Reserva Fria Rápida	Reserva Fria Lenta
Usos	Regulación primaria	Reserva Secundaria	Regulación Terciaria	
Tiempo de Activación	Algunos Segundos	Algunos Minutos	Desde algunos minutos hasta una hora	Algunas Horas
	Segundos		Minutos	Horas

Fig. 2.5: Calificación de reserva para regulación de frecuencia

Si bien el tratamiento de regulación de frecuencia como servicios complementarios es una tendencia mundial, principalmente en mercados desregulados, no existe una definición única respecto a los distintos tipos de regulación utilizados.

2.3.1 Reserva primaria

Es la reserva de potencia disponible en las unidades generadoras para aportar a la regulación primaria. La utilización de reserva para la regulación primaria se efectúa tanto para las variaciones permanentes entre generación y demanda, como para perturbaciones importantes en la frecuencia del sistema.

La utilización de la reserva primaria compromete habitualmente el uso de solo una parte de la reserva rotante de las unidades.

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

- 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.
- Cada generador puede tener un valor de reserva más pequeño, en comparación con compromisos elevados cuando se tiene un número reducido de generadores aportando la reserva primaria.
- 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.

2.3.2 Reserva secundaria

Es la reserva de potencia disponible en las unidades generadoras para aportar a la regulación secundaria. Lo más indicado es repartir la reserva de regulación secundaria a un número limitado de generadores por los siguientes motivos:

- Para una operación manual el tener muchos operadores actuando sobre los grupos generadores llevará a sobrecontroles deteriorando 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 control AGC y de los generadores.

2.4 Aspectos económicos de la regulación de frecuencia

Respecto al esquema de asignación y pago del servicio prestado por la reserva de regulación de frecuencia, el mismo depende de la estructura y particularidades de cada mercado. No existe una solución única que pueda ser replicada en cada sistema.

La experiencia internacional muestra una amplia gama de soluciones, desde los que consideran que la regulación de frecuencia no es un servicio separado al de producir energía, hasta aquellos que establecen esquemas competitivos y voluntarios del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

2.4.1 Aspectos económicos en la determinación del margen de reserva requerido

Determinar objetivamente, analíticamente, el valor económicamente óptimo de la reserva requerida para regulación primaria y secundaria de frecuencia es un tema que a la fecha no se ha justificado completamente. Lo anterior indica que no existe un procedimiento práctico, formal, objetivo y realizable que justifique claramente la derivación del nivel económicamente óptimo de reserva requerida para un sistema. En la práctica, ha sido más la experiencia técnica de la industria la que ha dominado la determinación de la reserva para regulación de frecuencia.

En principio la determinación de la reserva con destino a la regulación de frecuencia debe incluir, además de las consideraciones técnicas, las económicas. El nivel de reserva óptimo corresponde en teoría al punto en el cual el costo marginal de proveer un incremento de reserva iguala la utilidad marginal de la demanda de tener dicho servicio. En términos de costos corresponde al punto en el que se minimiza el costo total representado en el costo de proveer el servicio más el beneficio (costo evitado) para la demanda de tener dicho servicio (Figura 2.6).

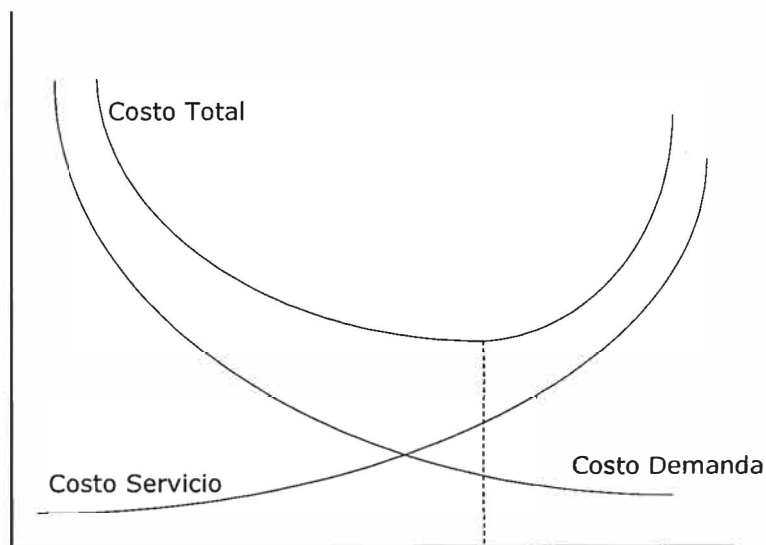


FIG. 2.6: Costo versus Reserva del sistema

El costo del servicio de regulación primaria o secundaria está representado en el costo y/o el pago para los suministradores del mismo. Este costo puede ser un valor administrado, o corresponder a una declaración de costos, o en los mercados más liberales, provenir de la oferta de precio por parte de los proveedores del servicio.

En muchos sistemas se ha incluido en la remuneración de la reserva de regulación de frecuencia la pérdida de oportunidad por no generar o la disminución de la eficiencia por operar en un punto de menor rendimiento, entre otros.

El costo para la demanda corresponde a la utilidad o los costos evitados por obtener un determinado nivel de regulación de frecuencia, ya sea por malfuncionamientos por deterioro de la calidad de la frecuencia o por cortes del suministro de energía. En la práctica es un tema de mayor dificultad ya que la demanda no revela estos costos, por lo que los análisis se limitan a estimaciones gruesas de la energía no servida sin considerar otros costos por deterioro de la calidad de la frecuencia.

Desde el punto de vista del mercado, la demanda puede ser totalmente pasiva, tomadora de precio con curva inelástica, o teóricamente para los mercados más liberados ofertar por el servicio. En este último caso aparece una gran dificultad dada la naturaleza universal del servicio de frecuencia, no es posible ofrecer un servicio diferencial de frecuencia a distintos usuarios según su disposición de pago, ya que hay un gran incentivo a que aparezcan los *"free riders"*.

2.4.2 Aspectos económicos de la regulación primaria

La experiencia internacional muestra que en general el servicio de regulación primaria de frecuencia es un servicio obligatorio por parte de todos los generadores, por lo menos por encima de cierta capacidad, no sujeta a compensación explícita. Lo anterior es reflejo del hecho de que los equipos asociados a la regulación primaria son parte "natural" de los generadores y a que el margen relativamente bajo exigido de regulación primaria y su lapso de aporte en el tiempo (hasta 30 segundos) puede ser cumplido sin mayores dificultades por los generadores, incluida su capacidad de sobrecarga.

De otra parte, en algunos sistemas se penaliza económicamente al generador por el incumplimiento de la regulación primaria y se permite que mediante contratos bilaterales un generador asuma la responsabilidad de otro generador, siempre y cuando, de acuerdo con los análisis del Operador del Sistema, no se deteriore la respuesta a la frecuencia del sistema.

2.4.3 Aspectos económicos de la regulación secundaria

Contrario a la regulación primaria, lo normal, especialmente en esquemas que han abierto la generación a la competencia, es establecer un mercado voluntario para el

aporte de regulación secundaria. Los costos de este servicio están asociados a la pérdida de eficiencia, especialmente en plantas térmicas, la pérdida de oportunidad de producción de energía, el incremento en los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y a las inversiones adicionales en equipos terminales y de comunicaciones requeridos para incorporar las unidades al AGC.

La remuneración de este servicio puede estar ligada al precio de la energía, o considerar precios o costos independientes a los aplicados al mercado de energía. Se puede reconocer al generador la pérdida de oportunidad en el mercado de corto plazo, valorada como la diferencia entre el precio de corto plazo y el precio de oferta o el costo de la energía. Adicionalmente, se podría considerar un porcentaje sobre dicho valor que remunerare la infraestructura y AOM adicional requerida para el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Es posible establecer esquemas donde el Operador del sistema, en representación de la demanda, mediante procedimientos de competencia, subastas o licitaciones públicas, solicite ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, incluso se podrían firmar contratos a largo plazo los cuales aseguran un precio para la prestación de este servicio.

El valor de este servicio puede ser asignado directamente a la demanda o asignarle a los generadores la responsabilidad por el mismo. En este último caso cada generador sería responsable comercialmente por una porción del mismo, la cual podrá cumplir mediante acuerdos bilaterales con generadores habilitados para prestar el mismo, siempre y cuando el Operador del sistema indique que según sus análisis no se deteriora la calidad de dicho servicio.

2.4.4 Pago de la reserva

Normalmente el pago de este servicio es asignado directamente a la demanda o a los suministradores de la energía. Adicionalmente, para los generadores que incumplen sus obligaciones respecto de la reserva es normal asignarle los sobrecostos que para el sistema implicó sustituir dicha obligación con otros recursos de generación.

2.4.5 Despacho de reserva

La consideración en el despacho económico de los servicios de regulación primaria de frecuencia se puede incluir dentro de las restricciones del despacho, lo que limitaría la

mínima y la máxima generación de todos los recursos habilitados, en principio debe ser compartido por todos los generadores. Una alternativa es no considerar los requerimientos de regulación primaria dentro de las restricciones del despacho económico, bajo el entendimiento que es responsabilidad de los generadores el cumplimiento de los márgenes de reserva primaria, ya sea limitando la disponibilidad en el despacho o cumpliéndola con la capacidad de sobrecarga de las unidades generadoras.

Para el servicio de regulación secundaria, dado que el mismo es cubierto por unos pocos generadores con márgenes relativamente altos y con períodos de sostenimiento prolongados, lo más conveniente es considerarlo explícitamente en el despacho económico. Dicha consideración puede realizarse mediante mecanismos de despacho secuencial reserva-energía o energía-reserva o mediante un despacho simultáneo energía-reserva.

En el esquema secuencial se presenta una separación de productos, regulación secundaria y energía. Lo anterior implica un despacho desacoplado energía-regulación secundaria, en el cual se asigna la regulación de manera previa al despacho de energía, alternativamente se puede asignar la reserva al final del despacho de energía.

Es claro que el esquema secuencial es una solución subóptima desde el punto de vista de un despacho económico óptimo, que considere simultáneamente la producción de energía y el cumplimiento de la reserva.

En la solución integrada el despacho de energía, el precio de la reserva y las restricciones de reserva se resuelven conjuntamente dando como resultado la producción de energía y la asignación de la reserva para regulación secundaria de frecuencia. Es una solución óptima desde el punto de vista del despacho económico en el cual puede considerarse como parte de la función objetivo el precio o costo de suplir la reserva.

CAPITULO III

EL SERVICIO DE REGULACION FRECUENCIA EN EL SISTEMA ARGENTINO

En este capítulo se presenta características y antecedentes de los aspectos técnicos y de valorización que se han desarrollado en otro sistema eléctrico con relación a la regulación de frecuencia primaria y secundaria. Se muestran en particular, los esquemas de funcionamiento del SADI (Sistema Argentino de Interconexión), el cual fue elegido por su cercanía y por ser uno de los mercados más competitivos de la región. En el Sistema Argentino existe un esquema obligatorio de entrega de reserva en el cual existen un sistema de pagos y compensaciones, según el cumplimiento de ese compromiso.

3.1 Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El sector eléctrico Argentino es uno de los más competitivos dentro de los mercados desregulados en Sudamérica. El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) suministra la energía eléctrica a más de 36 millones de personas con una demanda anual de más de 73 TWh.

Los principales combustibles para la generación eléctrica en Argentina provienen del agua y del gas natural. Actualmente Argentina posee 23 GW de capacidad de potencia instalada, de los cuales un 56% correspondía a equipos basados en combustibles fósiles (principalmente gas natural), 40% hidroeléctricas y un 4% de energía nuclear.

El organismo regulador de la república de Argentina, en materia de electricidad, corresponde al Ente Regulador de la Energía Eléctrica (ENRE), quién supervisa el funcionamiento de la industria y es el mediador de las disputas que se provoquen entre los agentes del mercado eléctrico mayorista. Las funciones de generación, transmisión y distribución están abiertas al sector privado, encontrándose restricciones para quienes posean propiedades con más de una función en la industria. La ley garantiza el libre acceso a las redes, permitiendo así mantener un sistema competitivo, que entrega a los generadores la posibilidad de poseer clientes en cualquier parte del país. El Mercado Mayorista Eléctrico (MME) se encuentra administrado por la Compañía Administradora del MME (CAMMESA), la cual es una organización sin fines de lucro perteneciente a los participantes del sector y presidida por el Ministro de Energía. Los Generadores

remuneran tanto por la venta de energía eléctrica, así como de proveer de capacidad de reserva al sistema.

3.1.1 El mercado mayorista

A partir del año 1992, Argentina adoptó un modelo en el cual el estado interviene activamente definiendo las políticas y estrategias para el manejo de los recursos naturales, desarrollando la infraestructura física y ejerciendo la supervisión (control policivo) sobre la prestación del servicio.

Una de las características del esquema adoptado es la segmentación vertical, el cual consiste en dividir el sector en tres segmentos: generación, transmisión y distribución.

La generación es una actividad de "interés público o general" en donde existe una libre competencia mediante la cual las empresas declaran sus costos de producción y son despachadas hasta cubrir la demanda, produciéndose así la libre entrada y salida de generadores. En 1992 los activos que poseía el Estado fueron privatizados, no así las centrales nucleares y las hidroeléctricas binacionales. Las generadoras tienen la obligación de acatar las normas de despacho, operación, seguridad y medio ambiente establecidas por el mercado, así como también las disposiciones relativas a las reglamentaciones nacionales en cada una de las materias que corresponda.

La actividad de transmisión de energía se define en los niveles de tensión: 132 kV, 220 kV, 330 kV y 500 kV, siendo TRANSENER quien presta el servicio en extra alta tensión (500 kV), mientras que otras empresas de transporte en alta tensión transportan la energía en cada una de las regiones eléctricas del país a niveles inferiores. Esta actividad se ejerce a través de contrato de concesión y existe el principio de libre acceso a las redes. La Transmisión se beneficia de la competencia únicamente para la construcción de nuevas redes.

Por su parte, la Distribución es prestada en condiciones de monopolio regional: mediante un contrato de concesión el distribuidor tiene la obligación de abastecer a los usuarios finales establecidos en el mismo, así como también el incremento de la demanda en términos de calidad y precios determinados.

Los Generadores, Transportistas y Distribuidores junto con los Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios particulares (GUPA) conforman los agentes que participan del negocio eléctrico.

Existen tres tipos de transacciones en el mercado:

➤ **Mercado spot**

Los precios se establecen en base al costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada. Éstos están determinados por el valor del agua para las centrales hidroeléctricas con embalse; o por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas. A este mercado pueden concurrir todos los agentes reconocidos en el MEM, excepto los GUME y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional.

➤ **Mercado a termino**

Por medio de la firma de un contrato, se establecen las condiciones de pago, entrega, plazo de vigencia y resarcimientos en caso de incumplimiento de algunas de las partes. Los precios se pactan libremente. En el mercado a término pueden concurrir tanto Distribuidores como Grandes Usuarios. Si un generador establece un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato. De este modo, las diferencias entre la producción del generador y los volúmenes contratados, se comercializan en el mercado spot.

➤ **Mercado estacional**

A través de la programación estacional se determina el precio estacional. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. La programación estacional consiste en que el 1º de mayo y el 1º de octubre de cada año (relacionados con la época de hidraulicidad) se define un precio estabilizado de la energía para el trimestre. Este precio se halla en función de lo que se espera que cueste la energía, sobre la base del precio spot pasado. A medida que el precio spot se va determinando horariamente, las diferencias con el precio estacional se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA posee para este fin. Al mercado estacional concurren sólo las Distribuidoras.

La Secretaría de Energía es la autoridad de aplicación y reglamenta, mediante resoluciones, el marco regulatorio. CAMMESA tiene una función técnica de despachos de cargas, contabiliza las transacciones económicas y ejecuta los contratos pactados entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios en el mercado a término.

3.2 Regulación primaria de frecuencia

Cada una de las unidades que participa en el despacho de energía del sistema, adquiere un compromiso obligatorio de suministrar reserva para la RPF dado por el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR) del área de despacho en que se ubica. Este compromiso lo debe de cumplir cada máquina hora por hora, ya sea suministrando por sí misma la reserva regulante correspondiente o pagando por la reserva requerida que no aporta. Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF si su reserva regulante es menor que la necesaria para cubrir el ROR de su área de despacho. Una máquina vende el excedente que aporta a su área de despacho si su reserva regulante despachada para el área es mayor que el ROR de dicha área. El ROR la determina el OED, y para ello se basa en criterios económicos, operativos y técnicos. El OED debe garantizar este mínimo de reserva de potencia para regulación primaria, pudiendo forzar unidades que por despacho económico no resultasen generando.

El ROR se determina sobre la base de un porcentaje de la demanda del sistema más las pérdidas (ROR%), por tanto los niveles de reserva del sistema varían según el despacho horario.

El OED se encarga de realizar un despacho de la reserva primaria de frecuencia a las unidades que se encuentren habilitadas. Para ello el OED debe generar un informe técnico que indique los elementos de control y las características técnicas que debe poseer la unidad para entregar regulación de frecuencia, con lo que posteriormente las unidades y máquinas pueden solicitar ser habilitadas para entregar regulación de frecuencia, una vez que cumplan con todos los requisitos.

Dadas las características de extensión de la red, el despacho de energía para regulación se realiza según áreas. Se hace una distinción entre la reserva propia del área y la que es importada.

Si la reserva del área es menor que el ROR, se puede importar reserva desde otras áreas, dentro de la disponibilidad que exista. Cuando la reserva para regulación primaria, más las reservas importadas son menores que el ROR, se habla de déficit de regulación en el área, lo que implica un aumento en el riesgo de cortes, significando esto que los aportes de reserva, ante una necesidad, deberá entregarlo la máquina de falla.

3.2.1 Valorización de la regulación primaria de frecuencia

Ante condiciones normales del sistema y sin déficit de reserva para regulación, el precio de la reserva primaria (PRP) es menor que en el caso en que sí existe un déficit de reserva. La razón es que la máquina que aporta la reserva en el segundo caso, corresponde a la máquina de falla. Ante condiciones sin déficit el valor de la reserva de energía de regulación se calcula de manera horaria, valorizándose al precio Spot local de la Energía (PSPOT). Para una hora "h" y una zona "a" se tiene entonces:

$$PRP_{h,a} = PSPOT_{h,a} \quad (3.1)$$

Cuando existen condiciones de Déficit, el precio de la energía se valoriza según una ponderación entre el valor de la reserva asignada (RESDESP) a precios Spot y el precio de la energía faltante a costo de falla (PFALLA), correspondiente a la máquina de falla que entregará la regulación, multiplicado por un factor de impacto KI.

$$PRP_{h,a} = \frac{(PSPOT_{h,a} \times RESDESP_{h,a} + PFALLA \times KI \times (ROR_{h,a} - RESDESP_{h,a}))}{ROR_{h,a}} \quad (3.2)$$

Utilizando estos mecanismos de valorización se calculan las transferencias entre los agentes, por concepto de servicio de regulación primaria.

Dado el hecho de que el establecer reservas de potencia disminuye la capacidad máxima generable, se afecta el despacho económico del mercado eléctrico mayorista, aumentando el precio spot de la energía. Se establece por tanto, que las transferencias económicas por concepto de energía reflejan en parte las transferencias por concepto de reserva.

Los pagos por reserva primaria de potencia pretenden reflejar la participación de cada agente y el cumplimiento de sus compromisos obligatorios de suministrar reserva.

Es así como los agentes que entreguen reserva inferior a sus compromisos deben realizar pagos a los agentes que aportan la reserva adicional al sistema.

3.3 Regulación secundaria de frecuencia

La regulación de frecuencia secundaria es asignada a una unidad o a un conjunto de unidades si estas poseen un sistema de control conjunto automático de generación.

La participación en la regulación secundaria es voluntaria, pudiendo un generador habilitado decidir no participar.

El servicio de regulación secundaria es pagado por los agentes distribuidores y grandes usuarios a través de cargos de servicios asociados a la potencia.

Los generadores y unidades que se encuentren habilitados para regulación secundaria de potencia, deben informar su oferta de precio de servicio como un porcentaje del precio Spot de la energía. No obstante, existe un porcentaje tope máximo para realizar la oferta el cual lo define la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS con base en las condiciones de competencia que existen en el mercado para brindar el servicio de RSF, teniendo en cuenta la cantidad de centrales habilitadas y las restricciones de transmisión existentes que puedan limitar su capacidad de aportar a esta regulación.

El OED genera una lista de mérito para la regulación secundaria de frecuencia, el cual se realiza de la siguiente forma:

- En primer lugar se deben ubicar las unidades hidráulicas, según la oferta, de menor a mayor porcentaje del precio Spot. Si dos unidades poseen ofertas iguales se deberán ubicar según quien tenga mejor gradiente de toma de carga.
- Luego se ubican todas las centrales térmicas, ordenadas de menor a mayor según el valor de su costo marginal en el mercado, el cual corresponde a un promedio ponderado entre los costos variables de las máquinas habilitadas y disponibles de la central, los combustibles y el factor de nodo de la central.

La energía para reserva secundaria se define como un porcentaje de la demanda horaria del sistema. Este porcentaje se denomina porcentaje estacional de regulación secundaria.

Para cada unidad la cantidad de potencia disponible para regulación secundaria corresponde a la diferencia entre la potencia máxima de generación y la suma entre la potencia despachada y la reserva primaria.

El OED asigna para cada hora la unidad que se encuentra realizando regulación secundaria de frecuencia, tomando como base la lista de mérito y la potencia disponible para regulación secundaria.

3.3.1 Valorización de la regulación secundaria de frecuencia

La valorización de la regulación de frecuencia secundaria se realiza basándose en la oferta entregada por las unidades y máquinas.

Para poder calcular la remuneración de la unidad por concepto de regulación secundaria de frecuencia, se debe calcular primeramente el factor de eficiencia horario de dicha

unidad según las variaciones lentas de la frecuencia producidas en las horas en que la unidad se encontraba regulando. Se debe calcular también la reserva a remunerar, que corresponde en general a la reserva asignada a la unidad.

Finalmente se calcula la remuneración de cada unidad multiplicando la reserva aportada por la unidad, el precio de la regulación de frecuencia secundaria que resulta del despacho vigente y el factor de eficiencia. En caso de que la eficiencia sea menor a un mínimo establecido, se utiliza este último.

Las remuneraciones deben ser pagadas por los agentes consumidores del mercado eléctrico mayorista, es decir las empresas de distribución y los grandes consumidores.

CAPITULO IV

EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELECTRICO PERUANO

4.1 El mercado eléctrico peruano

El Mercado Eléctrico Peruano esta basado en el reconocimiento de costos eficientes, donde el despacho es centralizado y se efectúa utilizando metodologías de despacho hidrotérmico a mínimo costo.

En el Perú existe un mercado spot y un mercado de contratos de largo plazo. El mercado spot esta basado en costos marginales de corto plazo con localización por barra según las restricciones activas de la red y de los factores de pérdidas marginales, asimismo los costos marginales son calculados cada 15 minutos. Los generadores que son requeridos por el Coordinador con costos variables superiores al costo marginal de la barra respectiva, generalmente para regular tensión o por necesidad de tener reserva para la regulación de frecuencia; no participan en la formación del costo marginal de corto plazo y el exceso de generación es compensado con el diferencial entre el costo variable y el costo marginal de la respectiva barra.

El mercado de contratos de largo plazo es un mercado bilateral donde los generadores negocian directamente con los Clientes Libres, en Perú no existe la figura del comercializador. Los contratos no afectan el despacho económico del sistema.

En el mercado peruano se negocia energía y potencia, donde la demanda paga por la energía y la potencia consumida, por su parte los generadores son remunerados de acuerdo a la energía producida y reciben adicionalmente remuneración por la potencia puesta a disposición del mercado. La remuneración por potencia está dividida en dos componentes: la primera denominada Ingresos por Potencia Garantizada, asociada a la disponibilidad independiente de la producción, y la segunda denominada Ingresos Adicionales por Potencia Generada asociada a la generación real como incentivo a estar presente en el despacho económico para atender la demanda. La tarifa de remuneración

por potencia corresponde a los costos de inversión de la unidad de generación eficiente para atender la potencia de la punta del sistema.

Mediante metodologías se calcula la Energía Firme y la Potencia Firme de cada generador ante condiciones críticas definidas por el OSINERGMIN. La Energía Firme es considerada para establecer la energía que los generadores pueden contratar. Cuando contratan más de su Energía Firme deben respaldarse con Energía Firme de otros generadores. Por su parte la Potencia Firme se determina para establecer la remuneración por potencia de los generadores, previo descuento de la potencia que consuman los clientes con quienes tiene contratos de largo plazo.

4.2 La regulación de frecuencia en el sistema eléctrico peruano

La legislación vigente en Perú establece la frecuencia del sistema como parte de las características propias de la calidad de suministro. En particular la NTCSE establece que la frecuencia nominal del SINAC es 60.0 Hz y su rango de variación (Variaciones Sostenidas de Frecuencia) en condiciones de operación normal estará entre 59.64 y 60.36 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento. Las Variaciones Súbitas de Frecuencia no podrán superar ± 1 Hz. [7]

Respecto al servicio de regulación de frecuencia como servicio complementario, en el Perú no se considera como mercados separados.

Asimismo el servicio de regulación de frecuencia es responsabilidad de todos sus integrantes, asignada mediante un procedimiento administrado donde los generadores son compensados, de demostrarse de manera ex-post que hubo un detrimento, por la pérdida de producción, pérdidas de oportunidad, vertimientos, bajos rendimientos, etc.

El servicio de regulación de frecuencia es asignado principalmente a las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación. Las compensaciones por ejercer la regulación de frecuencia tienen dos componentes, el cual será detallado más adelante:

- Compensación de la energía regulante
- Compensación por potencia dejada de generar por proveer reserva rotante

El servicio de regulación de frecuencia es negociado directamente entre los generadores, al ser estos los responsables de la calidad de la frecuencia.

4.3 Reserva rotante del SEIN

La NTCOTR establece los Servicios Complementarios, entre los que se incluyen la reserva rotante y la regulación de frecuencia. Perteneciendo al COES proponer los Procedimientos Técnicos correspondientes, incluyendo el esquema de compensación a costos eficientes. Para lo cual el COES desarrolló el PR-22 estableciendo el requerimiento de reserva rotante para atender la regulación primaria y secundaria. Dicha reserva rotante debe ser definida como criterio de seguridad con base en el máximo riesgo de falla del sistema que debe considerar el parque generador y el sistema de transmisión.

El numeral 6.3 de la NTCOTR establece que los generadores son los responsables de la regulación de frecuencia con el objeto de cumplir la calidad de la frecuencia establecida en la NTCSE, específicamente los siguientes indicadores:

- Variaciones Sostenidas de Frecuencia (Δf_k); que es el indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración. Es la diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del SEIN. Este indicador está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema.

$$\Delta f_k = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (4.1)$$

Este indicador tiene una tolerancia de +/- 0,36 Hz

- Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF); que se controlan por intervalos de un minuto.

$$VSF = \sqrt{(1/1\text{min}) \int_0^{1\text{min}} f(t)^2 \cdot dt - f_N^2} \quad (4.2)$$

donde:

$f(t)$: frecuencia en "t"

Con una tolerancia de +/- 1,0 Hz

- Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF); que mide la desviación de la frecuencia en ciclos que sufrió la frecuencia durante un día respecto a la frecuencia nominal.

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24h} [f(t) - f_N] \cdot dt \quad (4.3)$$

donde:

IVDF : en ciclos

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la ecuación (2.8), para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Con una tolerancia de +/- 12.0 ciclos

La NTCSE determina las compensaciones que los generadores deben pagar por la mala calidad de la frecuencia. Si las variaciones sostenidas de frecuencia exceden las tolerancias el Coordinador dispondrá las medidas correctivas necesarias para recuperar la frecuencia. Igualmente el Coordinador controlará en el día la integral de variaciones diarias de frecuencia (error de tiempo).

Actualmente el Perú no dispone de un control automático de generación que realice la regulación secundaria de frecuencia. Adicionalmente, los procedimientos técnicos del COES se centran en la regulación primaria y no hacen clara diferenciación entre regulación primaria y secundaria, no obstante estar claramente diferenciados en las definiciones contenidas en el Anexo No 1 de la NTCOTR, que a continuación se señalan:

- **Regulación primaria de frecuencia (RPF).** Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y la demanda del Sistema para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos

- **Regulación secundaria de frecuencia (RSF).** Se refiere a la acción automática o manual sobre el regulador de velocidad de un grupo generador, que complementa la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de los límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participan de la regulación primaria de frecuencia, en tanto se recupera carga, y/o se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.

4.3.1 Descripción del procedimiento COES N° 22 (PR-22) “Reserva rotante del SEIN”

El PR-22 reglamenta la asignación de la reserva rotante del SEIN para la regulación primaria de frecuencia (RPF), las condiciones que califican a las unidades regulantes, la programación de la reserva rotante, la supervisión del cumplimiento de la RPF para cumplir con la NTCSE y la NTCOTR vigentes y las valorizaciones correspondientes.

En el PR-22 se establecen los siguientes criterios básicos referidos a la RPF:

- La RPF se debe ejecutar con la finalidad de no transgredir lo señalado por la NTCSE.
- El sistema eléctrico debe contar en todo momento de la operación con reserva rotante con el fin de que al ocurrir alguna perturbación, principalmente salida de unidades de generación, la frecuencia del sistema se recupere rápidamente.
- El mantener reserva rotante para la regulación primaria genera sobrecostos, por cuanto demanda la operación de las centrales regulantes en cargas menores de su capacidad real y adicionalmente, en algunos casos, requiere la programación de unidades adicionales para cubrir la diferencia.
- La magnitud de la reserva rotante de regulación primaria es variable, de acuerdo a la estacionalidad y la disponibilidad de generación, por lo tanto debe ser fijada periódicamente.

Con respecto a la compensación de las unidades regulantes se tiene lo siguiente:

- El precio por la energía regulante esta dado por la diferencia del costo marginal y el costo variable de la unidad regulante de menor costo variable (CMgi-CVi). Cuando esta diferencia es negativa, la compensación es 0.
- La determinación de la energía regulante a compensar es detallado en el ítem 4.4.

- Por lo tanto la compensación de la energía regulante por ejercer RPF es de la siguiente forma:

$$\sum E_i * |CMG_i - CV_i| \quad (4.4)$$

Donde:

E_i : La energía regulante compensable de la unidad regulante en el período i , el cual se determina en el ítem 4.4.

CMG_i : Costo marginal en la barra de generación en el período i .

CV_i : Costo variable de la unidad regulante de menor costo en el período i .

Analizando el procedimiento PR-22 se puede comentar lo siguiente:

- La energía regulante sólo se compensa si se verifica que la unidad regulante tuvo un detrimento, por la pérdida de producción, pérdidas de oportunidad, vertimientos, bajos rendimientos, etc.
- El procedimiento limita fundamentalmente la reserva rotante al tema de la regulación primaria, no establece el tratamiento ni la diferenciación con la regulación secundaria.
- La unidad regulante de menor costo generalmente es el valor agua, debido a que las centrales hidráulicas con embalse son las que tienen la prioridad para la regulación de frecuencia.

4.3.2 Descripción del procedimiento COES N° 29 “ingresos adicionales por potencia generada en el SEIN”

Una parte de los pagos por potencia se efectúa en función de la generación en tiempo real de cada unidad, como un incentivo a participar en el despacho económico. Lo anterior implica una compensación a las unidades regulantes por potencia dejada de generar por proveer RPF. Al igual que el PR-22, no se mencionan la compensación de las unidades que efectúen la regulación secundaria de frecuencia.

El numeral 8.4 establece que la potencia dejada de generar es compensable por los otros generadores de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_{kj} = \frac{IAH_{kj} * RR_{mj}}{D_j} \quad (4.5)$$

Donde:

IAH_{kj} : Ingreso Adicional Horario de cada unidad de generación k en la hora j.

D_j : Demanda total a nivel de generación en la hora j.

RR_{mj} : Reserva Rotante ejecutada a reconocer a la unidad m en la hora j.

Se entiende, al igual que se considera para la energía regulante, que la compensación por potencia sólo ocurre si se encuentra en un despacho ex-post que efectivamente el generador fue restringido en su producción de potencia por efectos de la reserva rotante.

4.4 Determinación de la energía regulante a compensar de las unidades de generación

Como se menciono antes, el mecanismo de compensación a las unidades regulantes se basa en las pérdidas de producción, pérdidas de oportunidad, vertimientos, bajos rendimientos, etc..

Para el caso de las unidades térmicas, el cálculo de la energía regulante a compensar es sencillo. La energía regulante será compensada siempre y cuando el costo marginal del sistema sea mayor al costo variable de la unidad térmica que provee la reserva para la RPF, dicho margen será obtenido de la siguiente forma:

$$RRC_i = \text{Mín} (CRM_i, RRA_i, RR_i) \quad (4.6)$$

Donde

RRC_i Reserva rotante compensable a la unidad regulante en el período i

CRM_i Capacidad de regulación máxima (MW) en el período i. Estipulado en el PR-22 numeral 6. Selección de las Máquinas Regulantes.

RRA_i Reserva rotante asignada a la unidad regulante (MW) en el periodo i. Es la reserva asignada en la operación.

RR_i Reserva Rotante disponible (MW), igual a la diferencia entre la potencia efectiva disponible de la unidad regulante y su potencia registrada en tiempo real en el período i .

Generalmente la RPF es asignada principalmente a las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación. Para determinar la energía regulante a compensar de una central hidráulica se ha elaborado una metodología, el cual se vera en el siguiente numeral.

4.4.1 Determinación de la energía regulante a compensar para las centrales hidroeléctricas

La metodología compensa a la unidad regulante solamente si se verifica que existe energía restringida y la compensación es la energía restringida.

Bajo esta referencia, se sigue la siguiente metodología:

- Se determina el perfil de generación diario de la unidad si no hubiese dado margen de reserva rotante asignada para la RPF.

El mecanismo de compensación debe tener como referencia un perfil de despacho de la unidad regulante cuando no hubiese efectuado regulación de frecuencia (figura 4.1).

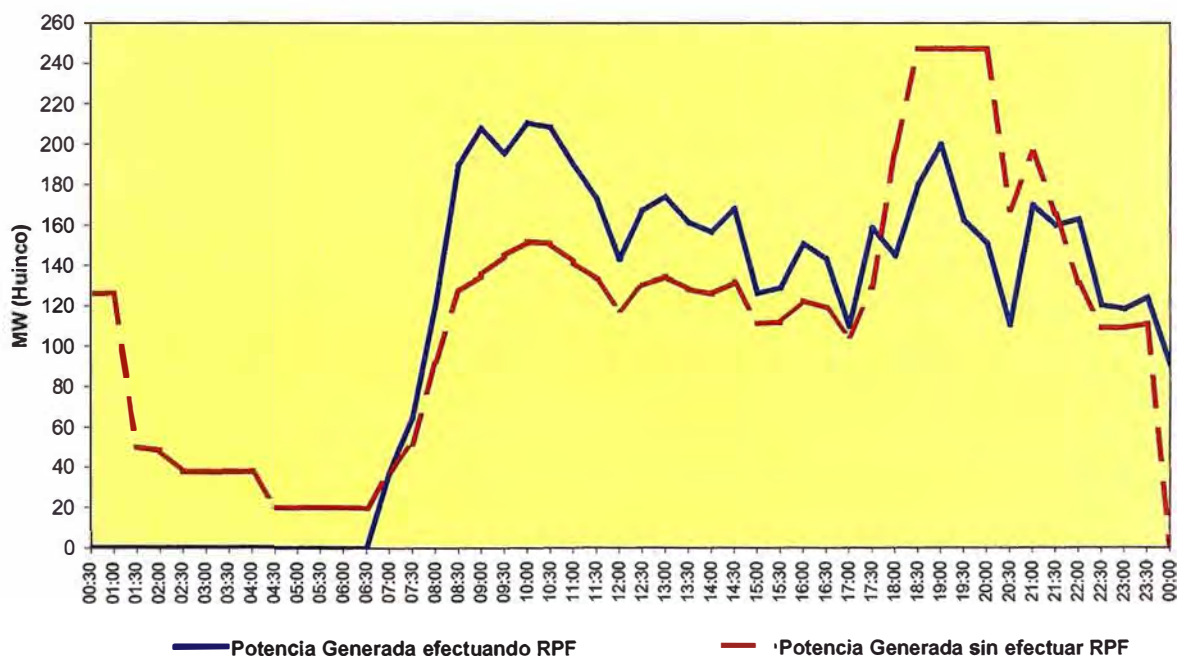


Fig. 4.1: Perfil de generación si no hubiese dado reserva para RPF

Para ello, se optimiza el uso de los embalses de regulación, a través de maximizar los ingresos de la unidad por venta a costo marginal definido en la operación del SEIN, teniendo en cuenta los caudales afluentes a los embalses de regulación horaria y los volúmenes al inicio y final de cada día.

- Luego se verifica si el nivel de potencia generado por la unidad ha sido restringido en algún período por el motivo de mantener el margen de reserva rotante asignado en todo momento (figura 4.2). La verificación se realiza de la siguiente manera:

$$RRA_i > (P_{ef. Disp. i} - P_{g \text{ sin RPF}i}) \quad (4.7)$$

Donde:

RRA_i : Reserva rotante asignada en el período i

$P_{ef. Disp. i}$: Potencia efectiva disponible de la unidad en el periodo i .

$P_{g \text{ sin RPF}i}$: Potencia generada por la unidad cuando no hubiese efectuado RPF.

Si se verifica la desigualdad para cualquier periodo i , entonces se siguen los siguientes pasos.

Asimismo se verifica que la potencia fue restringida cuando el Coordinador ha ordenado despachar unidades por necesidad de RPF.

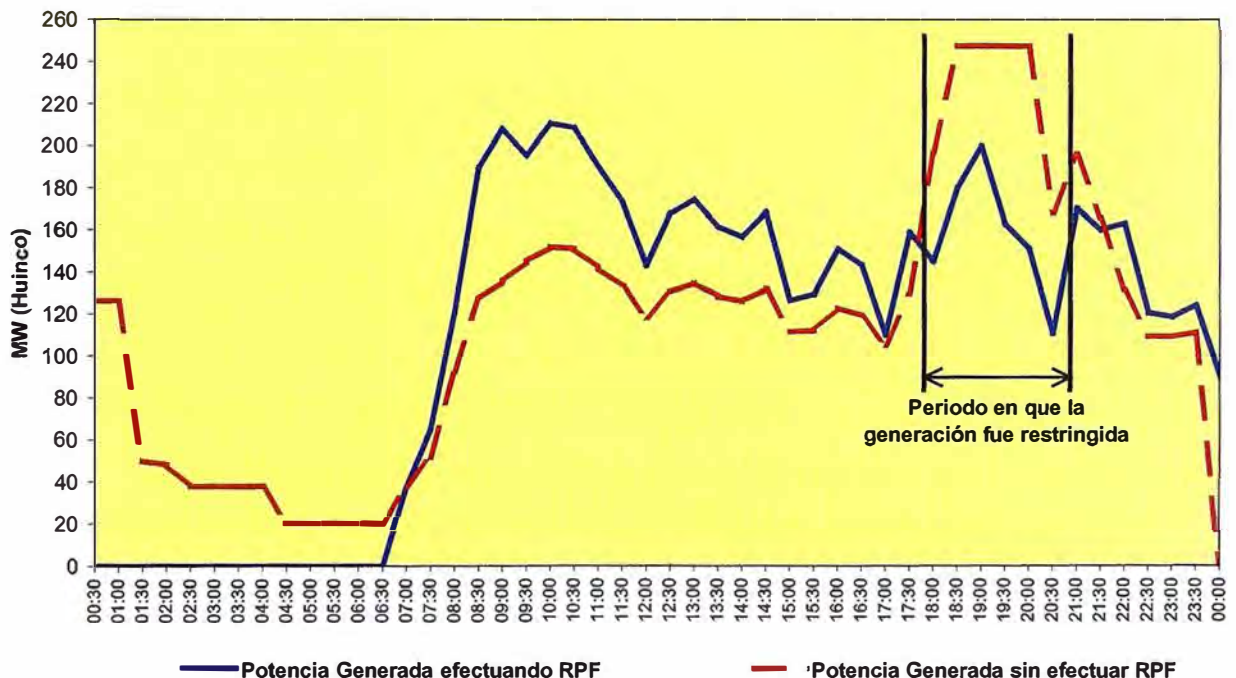


Fig. 4.2: Periodo en que la generación fue restringida por proveer reserva para RPF

- Se compara este nuevo perfil de generación con el perfil de generación ejecutado en tiempo real calculándose las diferencias positivas ΔP_i , con el objetivo de compensar en los periodos en el que la unidad regulante inyectó menos energía por dar margen para efectuar la RPF. Este proceso se efectúa para identificar los periodos en que la unidad debe recibir compensación. En estos periodos la generación de la unidad fue restringida ocasionándole menores ingresos por generar a otro nivel de generación.

$$\Delta P_i = \begin{cases} P_{\text{generada sin RPF}_i} - P_{\text{generada con RPF}_i} & \text{si } P_{\text{generada sin RPF}_i} - P_{\text{generada con RPF}_i} > 0 \\ 0 & \text{si } P_{\text{generada sin RPF}_i} - P_{\text{generada con RPF}_i} \leq 0 \end{cases} \quad (4.8)$$

Finalmente la reserva rotante compensable en cada periodo estaría determinado de la siguiente manera:

$$RRC_i = \text{Mín} (\Delta P_i, CRM_i, RRA_i, RR_i) \quad (4.9)$$

Donde

RRC_i : Reserva rotante compensable a la unidad regulante en el período i

ΔP_i : Diferencia de potencia que hubiese generado la unidad en el período i cuando no hubiese efectuado RPF.

CRM_i : Capacidad de regulación máxima (MW) en el período i . Estipulado en el Procedimiento N° 22 numeral 6. Selección de las Máquinas Regulantes.

RRA_i : Reserva rotante asignada a la unidad regulante (MW) en el periodo i . Es la reserva asignada en la operación.

RR_i : Reserva Rotante disponible (MW), igual a la diferencia entre la potencia efectiva disponible de la unidad regulante y su potencia registrada en tiempo real en el período i .

Habida cuenta que el CRM no está determinado ni definido con precisión en el procedimiento, se ha determinado aplicar el 10% de su potencia efectiva tanto para las centrales hidroeléctricas como unidades térmicas.

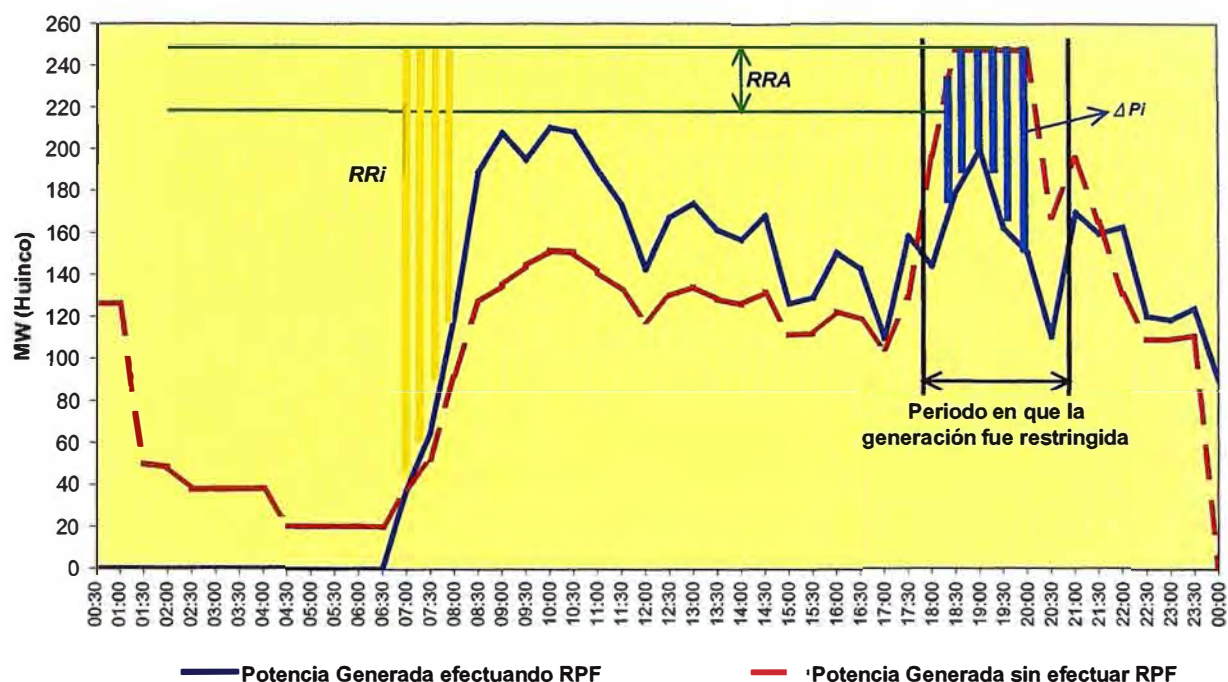


Fig. 4.3: Determinación de la reserva compensable en cada periodo

Con este cálculo, se reconoce en la compensación por RPF los periodos en el que la unidad operó con nivel de potencia restringido, la magnitud de la potencia a compensar depende del nivel de generación que se le ha restringido, la capacidad de regulación máxima, la reserva rotante asignada y de la reserva rotante disponible.

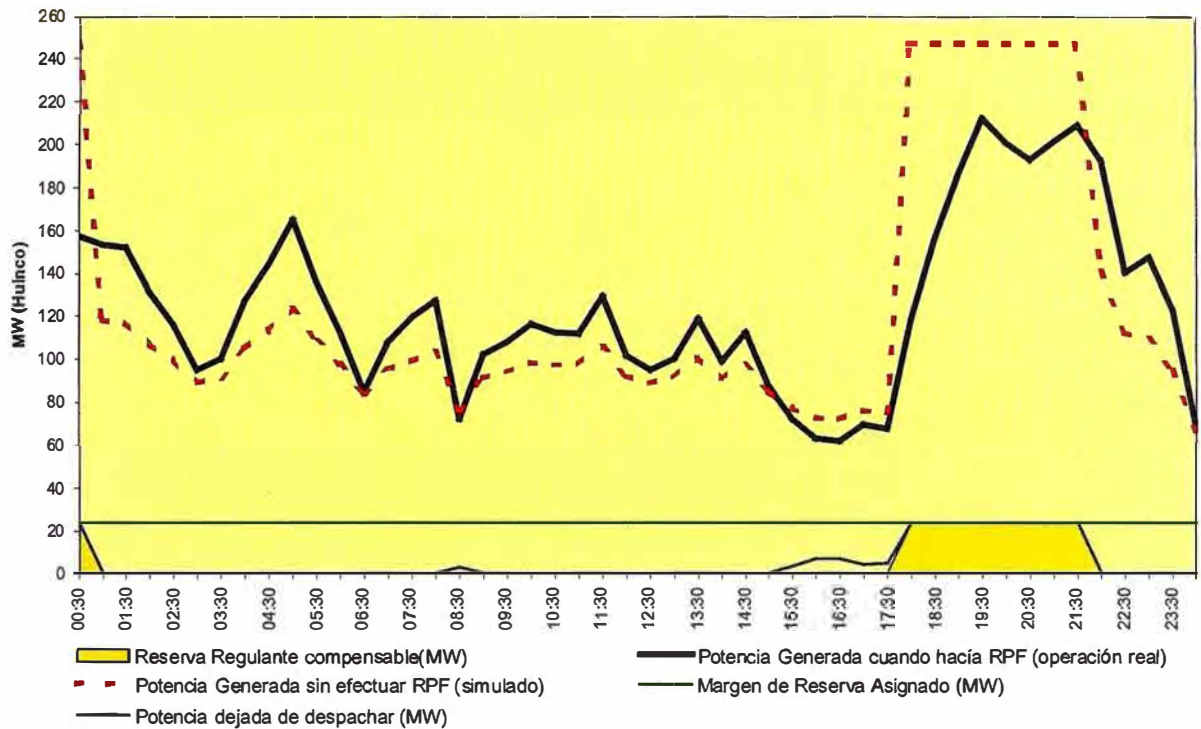
Por lo tanto la energía regulante compensable en cada periodo i sería:

$$E_i = RRC_i * t_i \quad (4.10)$$

Donde t_i es la duración del periodo i .

Asimismo la potencia a reconocer de acuerdo al procedimiento N° 29 "Ingresos Adicionales por Potencia Generada" correspondería a la reserva rotante compensable determinada en (4.6).

$$RRm_j = RRC_i \quad (4.11)$$



Central Hidroeléctrica Huinco (Estiaje).

Capacidad de Regulación 10%

Fig. 4.4: Ejemplo de determinación de la reserva compensable en cada periodo para la C.H. Huinco

4.4.2 Modelo para determinar la potencia dejada de generar para las centrales hidráulicas

El modelo elaborado permite determinar la potencia dejada de generar para calcular la energía restringida de acuerdo a los procedimientos vigentes.

El proceso de optimización del uso del embalse de regulación horario de la unidad regulante se ha efectuado considerando como función objetivo la maximización de los ingresos de la unidad regulante con el costo marginal resultante en la operación en tiempo real.

$$\text{Max} \left(\sum_{i=1}^n P_{\text{sin RPF}_i} \times t_i \times Cmg'_i \right) \quad (4.12)$$

La información que se utiliza para plantear las restricciones correspondientes son los caudales afluentes a los embalses y los volúmenes iniciales y finales diarios, considerando los datos registrados en la operación en tiempo real. El modelamiento de una central hidráulica es de la siguiente forma:

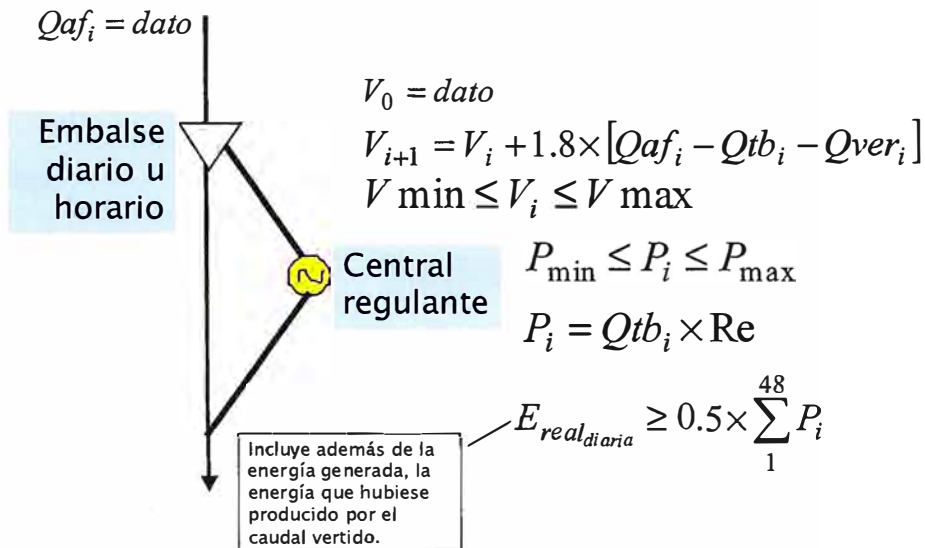


Fig. 4.5: Modelamiento de las centrales hidráulicas

Cada central hidráulica tienen diferentes características y restricciones, por ello el modelamiento es distinto para cada una. En el Anexo A se muestra el modelamiento de la CH. Huinco.

Asimismo con el fin de evitar que la maximización de los ingresos se efectuó solo concentrando la energía en las horas donde los costos marginales son elevados, se tiene la siguiente restricción adicional:

$$Cmg'_i = Cmg_i - (P_{sin\,RPF_i} - P_{despi}) \times \frac{Cmg_i}{P_{termi}} \quad (4.13)$$

donde:

Cmg'_i : Costo Marginal sin reserva para RPF

Cmg_i : Costo Marginal con reserva para RPF

$P_{sin\,RPF_i}$: Potencia generada sin reserva para RPF

P_{despi} : Potencia generada con reserva para RPF

P_{termi} : Potencia efectiva de la unidad térmica.

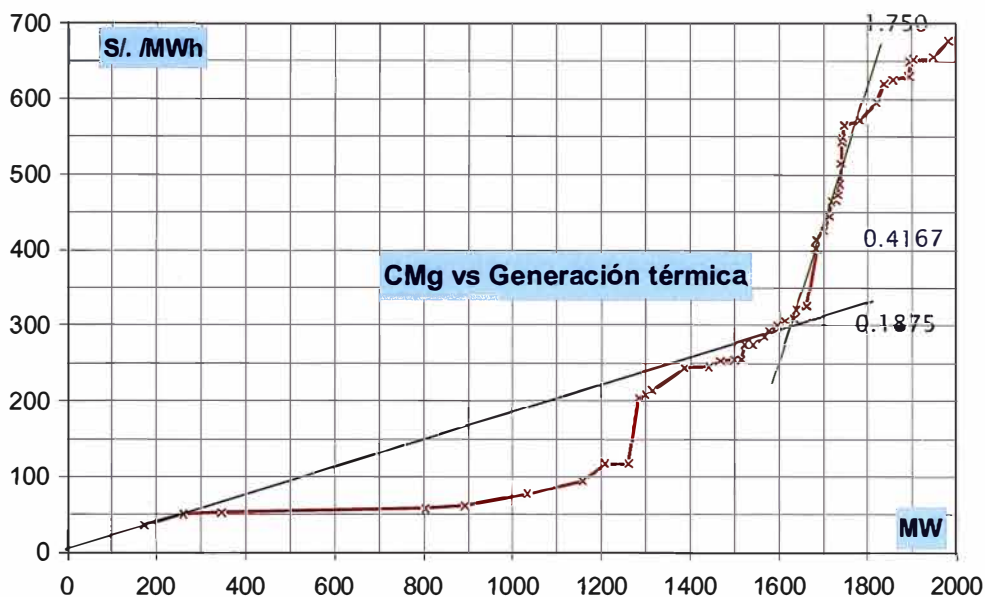


Fig. 4.6: CMg vs Generación Térmica del SEIN

4.5 Análisis de los costos adicionales por proveer el servicio de regulación de frecuencia

Con la desregulación de la industria de la electricidad, muchas empresas están haciendo frente a la necesidad de la información exacta sobre el costo de varios servicios que han proporcionado en el pasado pero que no habían tenido un mercado por separado. El conocimiento exacto del costo real de un servicio específico es un requisito previo a tasar este servicio y a venderlo en un mercado competitivo para su beneficio.

Para el caso de la regulación de frecuencia los costos adicionales de las unidades térmicas son considerablemente mayores con respecto las unidades hidráulicas por los esfuerzos termodinámicos que sufren al proveer este servicio, es por ello que se deben considerar estos costos para determinar si es rentable la regulación de frecuencia.

Los costos adicionales que se incurren en las empresas de generación por proveer el servicio de regulación de frecuencia son los siguientes:

- Costo de capital por el equipamiento requerido (por ejemplo el sistema AGC para la regulación secundaria). Cabe señalar que en los mercados eléctricos desarrollados este costo no es tomado en cuenta ya que las unidades de generación que ingresan a operación comercial son obligadas a estar equipados completamente para realizar la regulación de frecuencia.

- Costo del personal técnico: Normalmente este costo es nulo, debido a que las empresas de generación están provistas de personal capacitado para la operación, requiriendo en algunos casos cursos de perfeccionamiento técnico.

Además de estos costos fijos, los artículos técnicos consultados[6] consideran para determinar el costo variable por ejercer la regulación de frecuencia lo siguiente:

- Costo adicional de mantenimiento, debido a las variaciones de carga por el seguimiento de la demanda.
- Costo adicional de combustible debido a una menor eficiencia por las continuas variaciones de carga por el seguimiento de la demanda.

En los mercados eléctricos más desarrollados la regulación primaria de frecuencia es obligatoria y la regulación secundaria es voluntaria, siendo esta última sujeta a una remuneración por proveerla. Es por ello que las centrales de generación (especialmente las centrales térmicas) evalúan si es rentable proveer reserva secundaria, para lo cual determinan su costo variable conforme lo mencionado anteriormente, asimismo consideran el costo de oportunidad el cual se determina como las pérdidas de ingreso al dejar de producir energía eléctrica durante el período en que la unidad ejerció la regulación de frecuencia.

4.6 Compensación a las unidades de generación térmica por regulación primaria de frecuencia en el SEIN

La compensación que reciben las empresas de generación por dar reserva para la RPF está dada conforme se describe en el ítem 4.3.1.

Considerando que a una unidad térmica con un Costo Variable (CV) que tiene disponible en un periodo determinado una energía igual a E MWh, se le asigna una reserva para la RPF, por lo tanto solo podría generar una cantidad de energía igual a E1 MWh, manteniendo una energía regulante igual a la diferencia de E-E1 MWh.

Entonces, si la unidad térmica no hubiera sido asignada para dar reserva para la RPF sus ingresos por energía sería igual al producto del costo marginal del sistema (CMG1) por su energía producida E:

$$Ingresos1 = E \times CMG1 \quad (4.14)$$

Por lo tanto su beneficio es:

$$G1 = E \times (CMG1 - CV) \quad (4.15)$$

Ahora, considerando que la unidad térmica otorgó reserva para la RPF, su ingreso mas la compensación señalada en el PR-22 sería igual a:

$$Ingresos2 = E1 \times CMG1 + (E - E1) \times (CMG1 - CV2) \quad (4.16)$$

Donde CV2 es el costo variable de la unidad regulante de menor costo variable en el periodo evaluado. Este costo variable corresponde generalmente a unidades hidráulicas (valor agua), llegando a cero en el periodo de avenida y llegar a ser mayor al costo variable de la unidad térmica más barata en el periodo de estiaje.

Por lo tanto, su beneficio es:

$$G2 = Ingresos2 - E1 \times CV$$

$$G2 = E \times (CMG1 - CV2) - E1 \times (CV - CV2)$$

Entonces, el incentivo para otorgar reserva para la RPF esta dado por la diferencia de G2 - G1:

$$Incentivo = G2 - G1 = E \times (CMG1 - CV2) - E1 \times (CV - CV2) - E \times (CMG1 - CV)$$

$$Incentivo = G2 - G1 = (E - E1) \times (CV - CV2)$$

por lo tanto:

$$\underline{Incentivo = Energia\ Regulante \times (CV - CV2)} \quad (4.17)$$

Analizando la formula 4.17 se observa lo siguiente:

- El costo variable de la unidad regulante de menor costo (CV2), corresponde generalmente al valor agua. En los meses de estiaje este valor ha llegado hasta US\$ 30, mientras que en los meses de avenida es cero.
- El costo variable de una unidad térmica (CV) puede ser mayor o menor que el valor agua. Lo que significaría que en algunos casos la unidad podría no recibir compensación de acuerdo al PR-22 por tener un costo variable menor que el valor agua si es que no hay otra unidad térmica con un costo variable menor.
- Las unidades térmicas con un costo variable alto (mayor que el valor agua) recibirían su compensación en los periodos de estiaje, pero en el periodo de avenida posiblemente no lleguen a operar por despacho. Asimismo las unidades que tengan un costo variable bajo (menor que el valor agua) tienen grandes

posibilidades de operar en el periodo de avenida, el cual si recibirían su compensación, pero en el periodo de estiaje su compensación sería cero por tener un menor costo variable que el valor agua. De esto se puede decir que la compensación por este servicio de acuerdo al PR-22 depende mucho del despacho económico lo que el valor a compensar podría ser cero en varios periodos del año.

4.7 Perdidas económicas al proveer el servicio de regulación de frecuencia en el SEIN para una unidad turbogas

Hacer la regulación de frecuencia de una unidad turbogas significa estar variando su carga constantemente, esto crea desgastes en los alabes de la turbina al sufrir constantemente cambios bruscos de temperatura, es por ello que sus horas equivalentes de operación son afectadas por un factor cuando la unidad se encuentra realizando regulación de frecuencia. El incremento de sus horas equivalentes de operación trae como consecuencia adelanto de mantenimientos mayores y disminución de la vida útil del generador.

Para el análisis se ha tomado una unidad turbogas del SEIN, el cual los datos necesarios se han extraído del “Estudio de Determinación de los Costos de Mantenimiento” de esa unidad y de la base de datos del COES para el periodo 1999-2005, los datos se muestran en el anexo B.

Asimismo de acuerdo a las especificaciones técnicas de su fabricante, el factor que altera sus horas equivalentes de operación por regular frecuencia 1.5 veces las horas de operación equivalentes si es que no hubiera regulado frecuencia.

Sus horas de operación equivalentes de la unidad esta determinado por:

$$HOE = HO + 20 \times (S + QL) \quad (4.18)$$

donde:

HOE: Horas de operación equivalentes

HO: Horas de operación de la unidad

S: Número de arranques

QL: Factor de variación brusca de carga

La unidad no fue asignada para la regulación primaria de frecuencia durante todo el periodo de estudio, por lo que para determinar el incremento en el costo de mantenimiento de la unidad es necesario determinar las horas de operación equivalentes con regulación de frecuencia el cual correspondería el HOE sin regulación de frecuencia multiplicado por el factor 1.5.

Se asume que la reserva rotante a compensar de la unidad es el 10% de su potencia efectiva. Asimismo para la determinación del incentivo por dar el servicio se toma el costo variable promedio de la unidad y valor agua de cada mes en el periodo de análisis.

Con todas las premisas mencionadas se obtienen los siguientes resultados:

DATOS DE OPERACION DE LA UNIDAD TURBOGAS	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Numero de Arranques en el año:	140	92	147	173	112	110	17	
Horas de Operación de la unidad:	1573	2217	3299	5858	6530	6309	8536	
Horas de Operación a Mínima carga:	167	166	208	539	492	147	521	
Costo Marginal Promedio anual:	16	22	22	27	38	69	63	
QL (Factor de Variación brusca de carga)	63	81	84	129	95	132	58	
HOE (Horas equivalentes de operación)	5641	5671	7926	11894	10676	11141	10044	62994
HOE_Frec (Horas equivalente de operación con RPF)	8462	8507	11888	17841	16014	16712	15066	94490
Incentivo por dar reserva para RPF (miles \$)	71	87	150	284	238	236	380	1447
Costo de mantenimiento sin RPF (millones \$)	12.2							
Costo de mantenimiento con RPF (millones \$)	14.6							

Tabla 4.1: Datos operativos, costos por mantenimiento e incentivo por RPF de unidad turbogas en el periodo 1999-2005

Del cuadro se puede mencionar lo siguiente:

- El sobrecosto referente a los mantenimientos en los 7 años que se incurriría por proveer reserva para la regulación de frecuencia sería 2.4 millones de dólares.
- El incentivo que se obtendría en el periodo de evaluación por proveer reserva para regulación de frecuencia sería 1.4 millones de dólares, por lo que no se cubriría el sobrecosto por mantenimiento.
- Se puede apreciar que el incentivo conforme pasa los años ha ido aumentando, esto es debido a la operación cada vez más continua de la unidad turbogas por el aumento sostenido de la demanda, lo que demuestra la dependencia del incentivo conforme al procedimiento PR-22 del despacho económico del SEIN.
- No se ha considerado la inversión que se tendría que realizar para que la unidad turbogas esté en condiciones de regular frecuencia.

De los resultados descritos se puede concluir que con las normativas y procedimientos vigentes las unidades térmicas no tienen el incentivo suficiente para poder invertir y dar reserva para la regulación de frecuencia en el SEIN.

4.8 Compensación a las unidades de generación hidráulica por regulación primaria de frecuencia en el SEIN

El análisis del beneficio para una central hidráulica es similar al de una unidad térmica, donde tendría un costo variable correspondería al valor agua. Por lo que las unidades hidráulicas generalmente no percibirían un incentivo, solo una compensación por la energía dejada de producir al dar reserva para la regulación de frecuencia.

La reserva para la RPF es asignada principalmente a las centrales hidráulicas que cuentan con un embalse de regulación, de esa forma pueden almacenar el agua para poder utilizarlo en otro periodo.

Asimismo a diferencia de las unidades térmicas, de acuerdo al ítem 4.4, la energía regulante que se va a compensar por RPF no corresponde a la asignada siendo esta menor o igual.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Los servicios complementarios proporcionan un gran apoyo para asegurar la calidad de servicio y la seguridad del sistema. Por esta razón se necesita regular y tarifar de manera óptima estos servicios. En los países desarrollados estos servicios se encuentran normados para que haya una claridad en los contratos entre proveedores y usuarios.
2. En el mercado peruano no existen leyes específicas que regulen los servicios complementarios. Existen más bien leyes para controlar la calidad de servicio donde se incluye la regulación de frecuencia y tensión. Para lograr una mayor eficiencia del sistema se deberían identificar cuales son los servicios complementarios y crear metodologías de tarifación y regulación de éstos. Quizás debido por la fuerte negativa de algunas empresas es que este tema no se ha tomado mucho en cuenta.
3. Del análisis de la literatura internacional se concluye que en sistemas donde los servicios de regulación de frecuencia son remunerados y no poseen un esquema de precios basados en ofertas, la valorización de los servicios se realiza en función de los costos de oportunidad directos en los cuales incurre la unidad por mantener la reserva, o simplemente a precio de la energía equivalente generada.
4. Los costos asociados a estos servicios deben compararse con los costos producto de multas y compensaciones que se deberían pagar ante la desconexión inminente de consumos ante un esquema de inexistencia de los servicios de regulación. Este costo del sistema, difícil de estimar, suele ser muy alto en relación a cubrir los costos de oportunidad necesarios para prevenirlos.
5. Actualmente el SEIN posee una deficiente regulación de frecuencia en la mayoría de sus unidades de generación, sobretodo en las unidades térmicas. Esto se debe a la falta de uniformización de la configuración de los reguladores de velocidad de las unidades del SEIN, principalmente en lo referente al estatismo y banda muerta, asimismo otro factor que ha influido también es la costumbre de los

operadores de las centrales de bloquear los reguladores de velocidad. Todo esto han llevado al SEIN a operar con deficientes valores de estatismo equivalente, lo cual contribuye a las transgresiones de los indicadores de calidad.

6. La metodología actualmente aplicada en el COES para remunerar la reserva rotante para la regulación primaria considera un cálculo de la situación con y sin reserva para la RPF. Este método resulta engorroso y es altamente discutible, ya que pueden aparecer efectos que no necesariamente ocurren por el hecho de asignar o no reserva rotante. El problema no es lineal, donde opera el principio de superposición, y el modelamiento del sistema no es "perfecto".
7. En el caso de las unidades térmicas que deben operar para mayor aporte de reserva y que su costo variable se encuentra por sobre el costo marginal del sistema, estas incurren en un costo de oportunidad directo por concepto de no-recuperación del costo total de la producción de energía.
8. En la experiencia internacional revisada no se encuentra como procedimiento para reconocer la RPF, efectuar un redespacho ex-post operativo de las unidades regulantes, con el objeto de determinar la energía restringida de éstas. Este hecho se debe a que resulta difícil evaluar adecuadamente con un procedimiento ex-post operativo la reserva regulante para RPF que aportó una unidad. La reserva se debería remunerar en función a la reserva asignada por estar constantemente variando su nivel de generación. Las unidades regulantes son programadas a un nivel de generación de manera que cuenten con un margen de reserva. La reserva es asignada antes de la operación por el valor económico que representa.
9. En la NTCSE se establece la compensación por parte de los suministradores (generadores) por la mala calidad de la frecuencia. No obstante lo anterior, no se identifica la individualización de esta compensación a los generadores incumplidos, lo cual penalizaría por igual a los cumplidos y a los incumplidos, estimulando la presencia de "Free Riders". De confirmarse lo anterior, se estaría dando una señal ineficiente al no estimular la mejora en el desempeño individual de los generadores en lo que respecta a la regulación de frecuencia.
10. En todos los casos estudiados, las unidades deben pasar por un proceso de evaluación y habilitación en su calidad de reguladoras de frecuencia, lo que implica la realización de mediciones bajo condiciones de pruebas. Asimismo las características relevantes de las unidades bajo las cuales se deben realizar las clasificaciones son respecto a la capacidad, calidad o costo de la regulación de

frecuencia que entregue cada unidad. Entre otras características se encuentran: rendimientos, velocidad de toma de carga, permanencia de las variaciones de inyección, rangos de frecuencia operables, rangos de estatismos, rangos de regulación, etc.

11. Las unidades que prestan los servicios de regulación de frecuencia cuentan con mecanismos de centralización de la información post-operación asimismo deberán contar con pautas o sistemas automáticos, que indiquen las acciones correctivas manuales que los operadores de las centrales deben realizar para ejecutar el servicio, todo esto acompañado de sistemas de monitoreo y evaluación a tiempo real. Todos estos desarrollos sobre evaluaciones de cada unidad no poseen relevancia mientras no existan penalizaciones a las unidades que incurren en aportar mala calidad de servicio de regulación de frecuencia, pero esto se dificulta cuando hay un esquema de inexistencia de pagos por aporte de los servicios. Esta inexistencia de pagos por reservas, implica un incentivo a las unidades de utilizar sus reservas rotantes para entregar mayor cantidad de energía al sistema, disminuyéndose así la reserva total del sistema y, consecuentemente, aumentando los riesgos de colapso ante contingencias.
12. A continuación se describen las principales diferencias del tratamiento del servicio de la regulación de frecuencia entre el Mercado Eléctrico Argentino y Peruano:

Característica	Mercado Argentino	Mercado Peruano
La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).	Es una obligación para los generadores, lo cual implica que si un generador no tiene capacidad física de prestar el servicio debe pagar por la reserva que no aporta. La compensación es por la energía regulante asignada.	Es una responsabilidad de los generadores. No existe penalidad por no dar reserva para la RPF. La compensación es por la energía dejada de generar si es que se demuestra que hubo un detrimento por proveer la reserva.
Costo Unitario de la Reserva para la RPF.	Precio Spot (costo marginal). En caso de déficit de reserva para RPF el precio es mayor o igual que el precio spot y es dependiente del déficit.	El Precio Spot menos el Costo variable de la unidad regulante de menor costo.

<p>Determinación del Nivel de Reserva Requerido para la RPF.</p>	<p>La determinación del nivel de reserva requerido resulta de un procedimiento que tiene en cuenta criterios económicos, considerando los costos de producción de las unidades que prestan la reserva operando fuera del óptimo económico, y los costos de la energía no suministrada en los que se incurriría de no contar con la reserva.</p>	<p>La determinación de la reserva rotante para la RPF es según el riesgo de falla admisible del sistema, a partir de las probabilidades de falla individuales de las unidades de generación.</p>
<p>Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)</p>	<p>La oferta para RSF está basada en costos, para los recursos hidráulicos como porcentaje del costo marginal del sistema y para los térmicos, el costo marginal del generador. La responsabilidad por el pago del servicio de RSF recae directamente en los consumidores.</p>	<p>No existe una normativa para la asignación y valorización de la RSF. El servicio de RSF es responsabilidad de los generadores. Las unidades que son asignadas para la RSF no son sujetos a compensación.</p>

13. De los resultados obtenidos en 4.7 se puede concluir que con las normativas y procedimientos vigentes las unidades térmicas no tienen el incentivo suficiente para poder invertir y dar reserva para la regulación de frecuencia en el SEIN.

Recomendaciones

1. La reglamentación vigente peruana tiene un gran sesgo hacia el tratamiento de la regulación primaria. Por ello es necesario incluir de manera explícita el tratamiento operativo y comercial de la regulación secundaria de frecuencia. La falta de normatividad en lo referente a la regulación secundaria de frecuencia, hace que el sistema este imposibilitado luego de un evento a restablecer rápidamente la frecuencia en valores cercanos a la nominal, restableciendo asimismo la reserva a las unidades que aportan la RPF.
2. Es necesario considerar criterios económicos en la asignación de reserva rotante, especialmente para la selección de unidades que participen en el servicio de regulación secundaria. Asimismo debe especificarse en la reglamentación el tema

de la reserva terciaria destinada a recuperar la regulación secundaria de frecuencia.

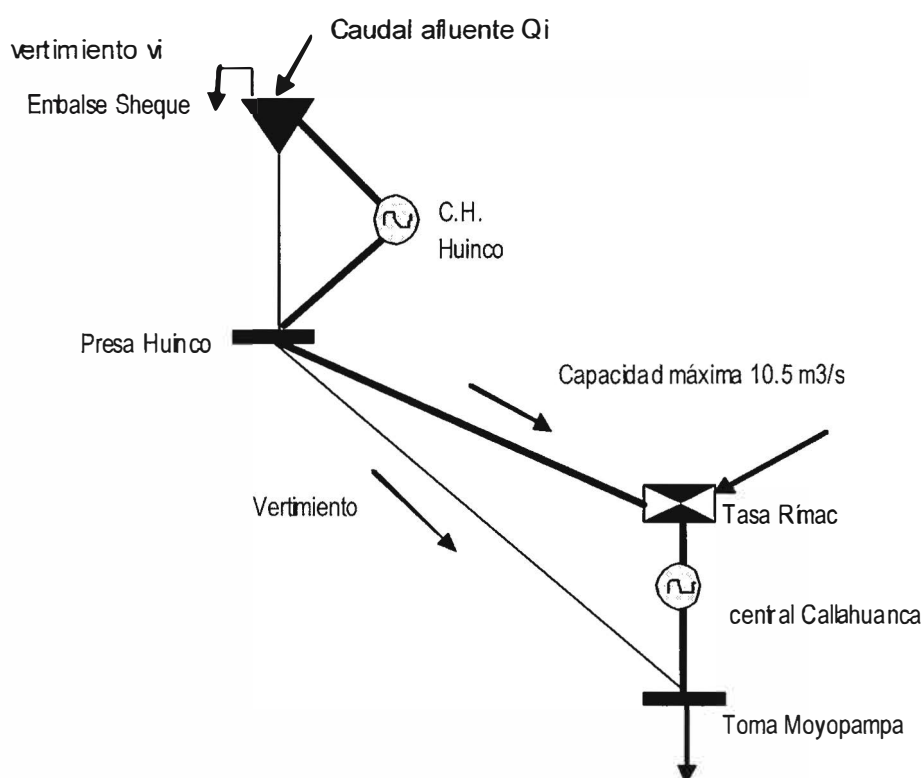
3. Todas las unidades que estén conectadas al sistema deberían participar en el servicio de regulación primaria. En este sentido debería revisarse el criterio del factor de selección y el orden de selección con las centrales hidráulicas con regulación, de pasada y finalmente las unidades térmicas.
4. En el Perú cuando un recurso de generación presta simultáneamente más de un servicio complementario, por ejemplo regulación de frecuencia y tensión, se remunera sólo el más costoso. Al respecto debe considerarse que los servicios son productos separados y no debería incentivarse a que los agentes prefieran prestar el servicio que será remunerado en detrimento del que no será remunerado.
5. De acuerdo a los aspectos fundamentales de la práctica internacional en la determinación y valorización de la energía regulante para la RPF se debería reconocer en todo momento a la unidad regulante un margen y/o su capacidad de regulación para efectuar la RPF denominada reserva regulante o capacidad de regulación, lo cual incentiva mas a la prestación del servicio de la RPF. Este pago por la capacidad de regulación que otorga la unidad para la RPF no es reconocida en la normativa vigente del Perú. Este margen constituye la participación de la unidad regulante en la reserva para la RPF del sistema, el cual es asignado en la operación y es valorizado en las transacciones económicas independiente de la reserva real del sistema. La reserva asignada a la unidad regulante antes de la operación puede ser menor que la capacidad de regulación máxima, en este caso se remunera solo la reserva asignada.

ANEXO A

MODELAMIENTO DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

Para elaborar el modelo que permite determinar la potencia dejada de generar para calcular la energía restringida de acuerdo a los procedimientos vigentes se realiza un proceso de optimización del uso del embalse de regulación horario de la unidad regulante el cual se ha efectuado considerando como función objetivo la maximización de los ingresos de la unidad regulante. Para ello se requiere los caudales afluentes a los embalses y los volúmenes iniciales y finales diarios para plantear las restricciones correspondientes. Asimismo se requiere también el modelamiento de las centrales hidráulicas que va a ser diferente para cada central. A continuación se muestra el modelamiento usado para la CH. Huinco.

Modelamiento de la Central Huinco para el Despacho sin RPF:



La función objetivo es

$$\text{Max} \left(\sum_{j=1}^n P_{h_j} \times t_j \times Cmg_j \right)$$

Donde

n : 48, se considera períodos de ½ hora para un día

P_{hj} : Es la potencia generada por la central Huinco en el período j

t_j : Es el período horario en este caso se considero $\frac{1}{2}$ hora

C_{mgj} : es el costo marginal en el periodo j .

Sujeto a las restricciones:

Reservorio Sheque

$$V_{sh\ j} = V_{sh\ j-1} + (Q_{a\ sh\ j} - Q_{d\ sh\ j} - Q_{vert\ sh\ j}) \times t_j$$

$$V_{sh\ min} \leq V_{sh\ j} \leq V_{sh\ max}$$

$$V_{sh\ j=0} = \text{Volumen sheque registrado al inicio del día}$$

$$V_{sh\ j=n} = \text{Volumen sheque registrado al final del día}$$

Presa Huinco

$$V_{h\ j} = V_{h\ j-1} + (Q_{a\ h\ j} - Q_{d\ h\ j} - Q_{vert\ h\ j}) \times t_j$$

$$V_{sh\ min} \leq V_{h\ j} \leq V_{sh\ max}$$

$$V_{h\ j=0} = \text{Volumen Huinco registrado al inicio del día}$$

$$V_{h\ j=n} = \text{Volumen Huinco registrado al final del día}$$

Enlace entre ambos reservorios

$$Q_{d\ sh\ j} = Q_{a\ h\ j}$$

Restricciones de capacidad en el tramo Presa Huinco - Taza Rímac

$$Q_{d\ h\ j} \leq 10.5\ m^3/s$$

Restricciones de capacidad de la unidad de generación

$$P_{min\ h} \leq P_{h\ j} \leq P_{efectiva\ disponible\ h}$$

$$P_{h\ j} = Q_{d\ sh\ j} \times R_h$$

$$Q_{a\ sh\ j}, Q_{d\ sh\ j}, Q_{vert\ sh\ j}, Q_{a\ h\ j}, Q_{d\ h\ j}, Q_{vert\ h\ j} \geq 0$$

Donde:

$V_{sh\ j}$: Volumen del reservorio Sheque en el período j

$Q_{a\ sh\ j}$ Caudal afluente al embalse Sheque en el periodo j

$Q_{d\ sh\ j}$ Caudal descargado del embalse Sheque en el periodo j

$Q_{vert\ shj}$ Caudal de vertimiento en el embalse Sheque en el periodo j

V_{hj} : Volumen de la presa Huinco en el período j

Q_{ahj} Caudal afluente a la presa Huinco en el periodo j

Q_{dhj} Caudal descargado por la presa Huinco en el periodo j

$Q_{vert\ hj}$ Caudal de vertimiento en la presa Huinco en el periodo j

$V_{sh\ j=0}$ Volumen del reservorio Sheque al inicio del día, es el registrado en operación

$V_{sh\ j=n}$ Volumen del reservorio Sheque al final del día, es el registrado en operación.

$V_{hj=0}$ Volumen de la presa Huinco al inicio del día, es el registrado en operación.

$V_{hj=n}$ Volumen de la presa Huinco al final del día, es el registrado en operación.

$P_{min\ h}$ Potencia mínima de la central Huinco

$P_{efectiva\ disponible}$ Es la potencia efectiva disponible del número de grupos en línea registrado en el período j.

Rh : Rendimiento de la central (MW/m³/s).

ANEXO B

DATOS USADOS PARA LOS CALCULOS EN EL ITEM 4.7

1. Datos de costo de mantenimiento de una unidad turbogas marca Alstom modelo GT11NMC

Costo de Mantenimiento de la unidad Turbogas	Dólares (\$)	Costo de Mantenimiento de la unidad Turbogas	Dólares (\$)
M6000	26,238	M102000	26,238
M12000	28,931	M108000	28,931
M18000	28,035	M114000	28,035
M24000	5,650,821	M120000	6,276,028
M30000	26,238	M126000	26,238
M36000	28,931	M132000	28,931
M42000	28,035	M138000	28,035
M48000	6,365,443	M144000	3,523,078
M54000	26,238	M150000	26,238
M60000	28,931	M156000	28,931
M66000	28,035	M162000	28,035
M72000	2,256,793	M168000	2,256,793
M78000	26,238	M174000	26,238
M84000	28,931	M180000	28,931
M90000	28,035	M186000	28,035
M96000	6,183,360	M192000	3,907,789

M6000: Mantenimiento de 6000 horas equivalentes de operación.

2. Datos de horas de operación, costos variables de la unidad y del valor agua y costo marginal promedio mensual obtenidos de la base de datos del COES

Año 1999	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	310.3	171.8	43.3	18.8	133.3	77.5	31.3	187.4	174.4	92.9	278.3	18.8
Horas a Mínima Carga	2.9	11.5	5.1	1.9	35.5	14.0	5.8	33.7	21.8	2.4	31.2	0.9
Costo Variable de la unidad	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	13.4	10.7	6.3	5.5	4.3	1.9
Costo Marginal Promedio	17.6	12.7	7.0	5.9	8.6	13.0	14.3	21.8	20.0	19.9	33.6	16.8

Año 2000	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	20.3	2.6	27.3	22.2	0.0	97.9	369.0	450.8	480.7	355.5	311.6	19.1
Horas a Mínima Carga	3.8	0.4	11.1	5.0	0.0	13.3	27.9	24.8	49.4	9.9	16.8	3.4
Costo Variable de la unidad	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	13.4	10.7	6.3	5.5	4.3	1.9
Costo Marginal Promedio	12.9	15.2	18.2	7.9	5.8	15.6	31.8	37.1	37.0	37.4	29.3	10.7

Año 2001	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	28.2	21.6	156.3	6.5	109.4	289.6	518.4	623.5	648.4	534.7	372.1	140.8
Horas a Mínima Carga	1.2	4.3	20.8	0.0	7.2	8.6	13.6	31.9	34.2	40.5	40.5	5.1
Costo Variable de la unidad	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	13.4	10.7	6.3	5.5	4.3	1.9
Costo Marginal Promedio	7.6	13.6	18.3	7.3	9.5	23.6	39.2	41.1	36.9	29.0	20.1	17.1

Año 2002	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	224.7	266.3	466.9	391.6	648.2	714.5	681.4	741.7	706.2	673.2	218.5	314.8
Horas a Mínima Carga	12.5	39.4	128.9	130.0	63.7	12.5	7.9	6.0	0.0	41.3	25.1	71.7
Costo Variable de la unidad	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	14.9	10.3	8.2	8.3	3.1	0.0
Costo Marginal Promedio	20.0	16.9	15.9	10.3	23.3	31.5	33.6	51.2	51.2	35.2	18.9	18.2

Año 2003	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	317.9	433.9	488.8	381.1	678.8	708.3	288.4	513.6	714.4	724.8	700.6	586.9
Horas a Mínima Carga	60.9	80.6	126.3	99.7	34.5	7.2	0.0	8.5	5.9	4.3	1.2	63.3
Costo Variable de la unidad	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6	19.3	12.9	8.9	14.1	10.0	3.7
Costo Marginal Promedio	13.1	16.4	21.6	11.1	20.3	43.2	57.4	64.6	61.3	58.1	65.9	24.0

Año 2004	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	122.1	0.0	408.4	608.4	744.0	599.0	699.7	744.0	719.2	742.8	719.3	261.9
Horas a Mínima Carga	15.4	0.0	40.9	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	33.9	42.7
Costo Variable de la unidad	14.4	14.3	14.4	14.0	14.4	13.9	14.4	14.4	13.4	14.4	14.4	14.1
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.0	43.6	33.7	26.6	21.8	10.5	6.1
Costo Marginal Promedio	51.2	36.6	32.5	54.5	108.5	99.4	97.6	111.6	112.4	64.1	23.9	31.5

Año 2005	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Horas de operación	701.6	652.7	743.5	720.0	732.5	720.0	743.5	681.1	720.0	742.6	719.3	639.1
Horas a Mínima Carga	135.5	100.1	125.8	122.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.8
Costo Variable de la unidad	14.7	14.9	15.2	15.4	15.8	15.8	15.8	18.4	18.4	19.4	19.4	19.4
Costo Valor Agua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.2	25.1	21.0	17.8	17.6	19.1	32.7
Costo Marginal Promedio	22.7	21.9	29.5	30.0	91.2	74.7	47.1	92.8	85.1	91.3	98.8	75.2

BIBLIOGRAFÍA

1. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), EEUU, "Orden N° 888", abril 1996
2. National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO), Australia, "Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market", Agosto 2001
3. Independent Electricity System Operator (IESO), Ontario – Canada, "http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/anc_serv.asp", 2008
4. Red Eléctrica de España, "http://www.ree.es/ayuda/glosario_electrico.asp#S", Enero 2008
5. Dirección General de Electricidad (DGE), MEM, Perú, "Norma Técnica para Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados" (NTCOTR), Marzo 2005
6. EPRI, "Cost of Providing Ancillary Services from Power Plants(Regulation and Frequency Response)", Artículo técnico TR-107270-V2 EPRI, Abril 1997
7. Dirección General de Electricidad (DGE), Perú, "Norme Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos"
8. COES, Procedimiento 22: "Reserva rotante del SEIN"
9. COES, Procedimiento 29: "ingresos adicionales por potencia generada en el SEIN"
10. XM, COES, "Estudio de la reserva rotante y la regulación de frecuencia en el SEIN", noviembre 2007
11. PA Consulting, COES, "Análisis de la metodología aplicable para la evaluación de la potencia y energía no despachada en unidades que proveen reserva rotante", febrero 2005
12. R. Kelman, M. Pereira, "Application of economic theory in power system analysis: Strategic Pricing In Hydrothermal Systems", VI symposium of specialists in electric operational and expansion planning, mayo 1998.