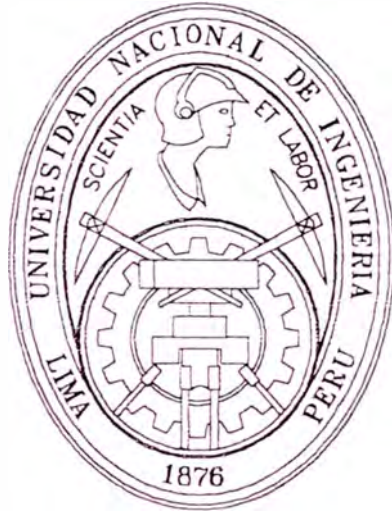


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“CÁLCULO DE LA RESERVA ROTANTE EN LA PROGRAMACIÓN  
DEL DESPACHO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL –  
APLICACIÓN DE LAS NORMAS NTCSE Y NTOTR”**

**INFORME DE INGENIERÍA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**ELMER FÉLIX PALPÁN CHÁVEZ**

**PROMOCIÓN 1 995 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2 002**

## INDICE

<b>PROLOGO</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>4</b>
1.1. Marco Legal Peruano .....	<b>6</b>
1.2. Servicios Complementarios <b>SC</b> . .....	<b>6</b>
1.3. Norma Técnica de Calidad De Los Servicios Eléctricos – <b>NTCSE</b> . .....	<b>12</b>
1.4. Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados – <b>NTOTR</b> . .....	<b>15</b>
<b>2. OBJETIVO DEL PROYECTO PARA ÉL CALCULO DE LA RESERVA ROTANTE</b> .....	<b>19</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO</b> .....	<b>20</b>
3.1. Despacho Económico. ....	<b>22</b>
3.2. Coordinación de la Operación en Tiempo Real – SCADA. ....	<b>28</b>
3.3. Criterios operativos para el SINAC. ....	<b>38</b>
<b>4. ANÁLISIS DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO</b> .....	<b>49</b>
4.1. Causas de la variación de la frecuencia. ....	<b>53</b>
4.2. Fundamentos técnico de la asignación de la reserva rotante. ....	<b>54</b>
4.3. Comportamiento del sistema en respuesta al uso de las reservas rotantes. ....	<b>61</b>
4.4. Comportamiento individual de los generadores ante perturbaciones en el sistema. ....	<b>71</b>
4.5. Elección de maquinas regulantes. ....	<b>77</b>

4.6.	Vinculación entre economía y seguridad.....	80
<b>5.</b>	<b>APLICACIÓN DE LA NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS PARA LA REGULACION DE LA FRECUENCIA.....</b>	<b>82</b>
5.1.	Indicadores de calidad.....	82
5.2.	Transgresiones a la calidad de la frecuencia.....	83
5.3.	Compensaciones por infracciones a la calidad de la frecuencia.....	85
<b>6.</b>	<b>ANALISIS DEL MODELO PROBABILISTICO DE LA RESERVA ROTANTE DEL SINAC - MAP COES.....</b>	<b>96</b>
6.1.	Teoría de la técnica probabilística establecida para el calculo de la reserva en el Sistema Eléctrico Peruano.....	96
6.2.	Premisas consideradas.....	98
6.3.	Modelamiento de datos.....	100
6.4.	Desarrollo del aplicativo.....	105
6.5.	Nivel de riesgo en aplicación de la NTOTR.....	115
6.6.	Corrida del modelo.....	116
6.7.	Aplicativo para la programación del despacho "OASIDISP"....	121
6.8.	Sistema de Información del COES – SICOES.....	123
<b>7.</b>	<b>INCIDENCIA ECONOMICA DE LA APLICACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE.....</b>	<b>127</b>
7.1.	Costos marginales.....	128
7.2.	Costo de la energía regulante.....	133
7.3.	Mecanismo de compensación por reserva de energía regulante.....	134
7.4.	Compensación a la unidad adicional que opera para mantener el nivel del RPF.....	138
<b>8.</b>	<b>COMPARACIÓN CON MODELOS APLICADOS EN OTROS PAISES.....</b>	<b>151</b>

8.1. Respeto a los servicios complementarios.....	151
8.2. Respeto a la implementación del servicio de la reserva.....	156
8.3. Respeto a los índices de calidad de la frecuencia.....	166
<b>9. CONCLUSIONES .....</b>	<b>172</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>176</b>
<b>11. ANEXOS .....</b>	<b>179</b>

## AGRADECIMIENTOS

Debo expresar mi gratitud a mis padres y a todas aquellas personas que me motivaron a realizar este trabajo.

## PROLOGO

El comportamiento de la frecuencia y la tensión en los sistemas eléctricos es un factor fundamental para la evaluación de la calidad de la potencia suministrada, por lo tanto, el control de potencia activa y reactiva es fundamental para el desempeño satisfactorio de los sistemas eléctricos. El control de potencia activa está relacionado con el control de frecuencia, mientras que el control de potencia reactiva se relaciona con el control de tensión.

El servicio de reserva rotante, es de vital importancia para la seguridad del sistema, ya que es el responsable de compensar las desviaciones de frecuencia y evitar estados de funcionamiento extremos no deseados que pueden conducir a una desconexión automática de cargas cuando sucede una contingencia. Entonces, si no hay suficiente reserva rotante, la regulación primaria de frecuencia no se realizará en forma eficaz.

La Reserva Rotante es el margen de capacidad disponible para afrontar salidas fortuitas de unidades de generación, variaciones imprevistas de la demanda, también empleada para el control de la frecuencia.

Esta tesis está orientada al cálculo de la reserva rotante, que es fundamental para garantizar el control de la frecuencia por los generadores del Sistema Eléctrico, por lo que en lo sucesivo se supondrá que el control de potencia reactiva es realizado satisfactoriamente.

El modelo es aplicado a la operación de corto plazo, en la programación del despacho semanal y diario.

Comenzaremos describiendo el entorno de aplicación de la reserva, el COES como ente supervisor y coordinador de la operación del SINAC, alcances de las normas: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE y la Norma Técnica de Operación de sistema en Tiempo Real NTOTR para la aplicación de la reserva rotante en la regulación de la frecuencia.

En el Capítulo 3 (*Descripción de la Operación del Sistema Eléctrico Peruano*) se explica entorno de la ejecución de la reserva, los procesos en el que se aplica, como son la programación de corto plazo (semanal y diario), supervisión y control del Sistema en tiempo real y reprogramación del despacho.

El capítulo 4 (*Análisis de la Reserva Rotante para la regulación de la frecuencia en la operación en el sistema eléctrico peruano*) expone el fundamento teórico del cálculo de la reserva, causas y consecuencia de su aplicación y los criterios considerados para elección de las máquinas regulantes a las que se les asignara la ejecución de la reserva rotante para la regulación primaria de la frecuencia.

El capítulo 5 (*Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para la Regulación de la Frecuencia*) este capítulo describe los índices de calidad a la frecuencia, sus rangos e infracciones a

las transgresiones. El objetivo de la aplicación de la reserva se orienta a evitar las transgresiones por mala calidad de la frecuencia.

El capítulo 6 (*Análisis del Modelo Probabilístico de la reserva rotante del SINAC*) describe el análisis, modelamiento y desarrollo del modelo computacional MAP-COES de uso en el COES-SINAC para la programación del despacho, establecido en el procedimiento 22 y Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME del Ministerio de Energía y Minas dentro del marco general regulatorio del Subsector Electricidad.

El capítulo 7 (*Incidencia económica de la aplicación de la reserva rotante*) detalla los costos y compensaciones por ejercer con la reserva necesaria en la Regulación Primaria de la Frecuencia.

El capítulo 8 (*Comparación con modelos aplicados en otros países*) establece comparaciones en tres aspectos relacionados con la aplicación de la reserva, primeramente en un ámbito más general los servicios complementarios de los cuales uno de ellos es la reserva rotante, segundo referido explícitamente a la forma como se implementa y calcula la reserva rotante y tercero referido a la implementación de las normas de calidad y rangos permisibles de sus índices relacionados con la regulación de la frecuencia.



# CAPITULO 1

## INTRODUCCION

Según las definiciones utilizadas en los procedimientos del COES la reserva rotante esta definida como el margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el SINAC usualmente se la clasifica en dos tipos:

**Reserva de Regulación Primaria (Reserva de segundos):** Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

**Reserva de Regulación Secundaria (Reserva de minutos):** Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

En Octubre de 2000 con la puesta en servicio de la línea Mantaro – Socabaya 220 kV, se conformo el Sistema Interconectado Nacional

integrando el Sistema interconectado Sur SIS al Sistema interconectado Centro Norte SICN, estableciéndose así un sistema más confiable, aprovechándose al máximo la capacidad de generación y mejorando la respuesta a las variaciones de carga.

Igualmente se conforma el *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional* - COES SINAC, actualmente el encargado de la supervisión y coordinación del Sistema Eléctrico Peruano en Tiempo Real.

La potencia instalada y efectiva correspondientes a las centrales generadoras del SINAC al 31 de diciembre de 2001 asciende a 4806 MW y 4382.8 MW respectivamente. En cuanto a la potencia efectiva 2603 MW (59.4%) corresponden a las centrales hidroeléctricas y 1779.6 (40.6%) corresponden a las centrales termoeléctricas.

La máxima demanda del año 2003 fue el 16 de diciembre con 2908.2 MW a las 19:45 h, de los cuales 2474.6 MW (85%) son hidráulicos y 433.6 MW (15%) son térmicos.

## 1.1 MARCO LEGAL PERUANO

- Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844 Artículo 39°.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Supremo. N° 009-93 – EM Artículo 95°.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos **NTCSE**. D. S. N° 009-99 – EM.
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Resolución Directoral N° 049 – 99 – EM/DGE

## 1.2 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS SC.-

Adicionalmente a la función de suministro de energía, las empresas del sector eléctrico deben garantizar a sus clientes las condiciones adecuadas de calidad, seguridad y confiabilidad del servicio. En el ámbito mundial estos preceptos se enmarcan en el tema de los Servicios Complementarios o como “Ancillary Services”, y son actividades colaterales, que tienen la función de preservar la calidad de la energía que reciben los usuarios y al mismo tiempo velar por la seguridad del sistema.

Hasta hace pocos años en la industria de la electricidad, difícilmente se identificaba económicamente a los Servicios Complementarios, ya que bajo estructuras verticalmente integradas, estos servicios son suministrados como parte de los servicios básicos de potencia y energía e incluidos por lo tanto en la tarifa de los mismos.

La privatización y la legislación respecto a las condiciones de competencia, además de exigir la desvinculación de las unidades de negocio

de generación, transmisión y distribución, han obligado a que los SC sean tratados desde otra perspectiva.

Estos servicios son necesarios para un seguro, eficiente y confiable suministro de la demanda. Con la desagregación de los SC, se observó que éstos tienen un costo anual significativo con respecto al costo anual de energía. Un estudio realizado en EEUU mostró que los costos de estos servicios llegaron a ser aproximadamente al 10% de los costos de la energía.

La cantidad de los SC actualmente identificados en la bibliografía varía desde 6 a 40. Aquí, en particular se presenta una lista de 11 SC:

- **Control del Sistema:** Son funciones del operador del área de control (AC): 1) Programación de las unidades generadoras, recursos de transmisión y transacciones, 2) Vigilar y controlar los recursos de transmisión y de algunas unidades generadoras en tiempo real para mantener la confiabilidad.
- **Control de Tensión:** Aporte de potencia reactiva al sistema mediante el uso de componentes del sistema de transmisión y/o generación para mantener las tensiones dentro de los rangos requeridos.
- **Seguimiento de Carga:** Es el uso de unidades de generación en operación, para el seguimiento de las variaciones horarias de la demanda, las cuales pueden ser predecibles con poco margen de error.
- **Regulación :** Uso de unidades generadoras en operación para seguir las fluctuaciones momentáneas de la demanda a través de controles automáticos de la generación (CAG) y reguladores de velocidad. La regulación ayuda a minimizar las diferencias entre los flujos de potencia

actuales y programados de dos áreas de control. Este servicio puede ser suministrado por cualquier generador equipado apropiadamente y que esté conectado a la red de un área de control donde sea requerido dicho servicio.

- **Reserva Rotante:** Uso de unidades generadoras en línea que pueden comenzar a incrementar su potencia inmediatamente (si cuentan con dispositivos automáticos apropiados) en respuesta a variaciones en la frecuencia causadas por falla en el sistema de generación y/o transmisión o por rápidas y considerables variaciones de la demanda. Algunas cargas también constituyen una fuente de reserva para el caso de contingencias. Los SC Regulación y Reserva Rotante son separados sólo para propósitos de remuneración ya que el primero es transferido a los usuarios y el segundo a los generadores que tienen salidas de servicio no programadas. En la operación ambos SC utilizan reserva rotante (potencia total de las unidades en operación menos la demanda actualmente suministrada) para cumplir con dos funciones diferentes, pero técnicamente son inseparables.
- **Reserva Suplementaria o Reserva en frío:** Uso de unidades generadoras no sincronizada al sistema necesaria para corregir desbalances generación/carga provocados por fallas en el sistema de generación o transmisión. Este servicio difiere del SC de Reserva Rotante en que no necesita comenzar a responder inmediatamente ante una falla. También algunas cargas pueden constituirse en reserva suplementaria ya que se cuenta con un determinado período de tiempo

para hacer efectiva la reserva disponible por medio de la desconexión. Estas cargas se las conoce como cargas interrumpibles.

- **Suministro de Respaldo:** Es un servicio que los usuarios podrían comprar para respaldarse ante fallas en el sistema. Este servicio es utilizado para restaurar la reserva operativa a sus niveles normales. Es un SC comercial que ayuda a las transacciones individuales.
- **Desbalance de Energía:** Servicio requerido para corregir diferencias horarias de potencia existentes entre las transacciones actuales y las programadas, concertadas entre el generador y los usuarios.
- **Transferencia de Control:** Este servicio permite a los consumidores y generadores, comprar o vender algunos servicios a otras empresas ubicadas fuera de sus áreas de control local. Esto desde luego incrementa el número de posibles proveedores y consumidores, con lo cual, se logra promover la competencia e incrementar la posibilidad de opciones. El servicio de transferencia de control se define como todo aquel equipo de medición, telemedición, software, hardware, equipos de comunicación etc. Necesarios para permitir que un generador remoto (en un área de control B) pueda suministrar las variaciones momentáneas de una carga local (en el área A).
- **Capacidad de Arranque sin Red (Arranque en Isla):** Capacidad de algunas unidades generadoras para pasar desde el estado de reposo al estado de operación, sin la ayuda del sistema eléctrico.
- **Estabilidad de la Red:** Es el uso de equipos especiales en las unidades generadoras (estabilizadores, resistores de frenado dinámico) o en el sistema de transmisión (líneas DC, FACTS) para ayudar a mantener la

estabilidad y por lo tanto mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión. Este servicio también es dependiente de la ubicación como el control de tensión y la capacidad de arranque sin red.

En el capítulo 8 se exponen los SC implementados en otros países.

## **COMBINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN Y RESERVA ROTANTE DE SEGUNDOS.-**

Los servicios de regulación y reserva rotante presentados, tienen mucha relación entre sí ya que, si bien son dos servicios definidos en forma separada, ante una perturbación o falla, ambos son simultáneamente activados debido a que ambos poseen reguladores de velocidad que detectan las desviaciones producidas en la frecuencia. En general, las unidades generadoras que suministran el servicio de reserva rotante son las mismas que proveen el servicio de regulación puesto que para la prestación de ambos servicios, los generadores necesitan estar equipados con reguladores de velocidad y CAG.

Lo que se conoce como Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es una mezcla de los servicios de regulación y reserva rotante presentados en este capítulo. Con esta aclaración, la RPF se define como la reserva rotante disponible en las unidades generadoras necesaria para cubrir variaciones momentáneas de la carga y para salidas no programadas de cualquier componente del sistema (generador, línea de transmisión, etc)

En el momento de una falla, parte de la reserva rotante asignada para RPF pudo haber sido parcialmente utilizada para compensar un aumento momentáneo de la carga, lo que podría provocar que la falla no pueda ser soportada satisfactoriamente por el sistema. El efecto inverso también puede suceder pero sin consecuencias para el sistema.

Los sistemas de transmisión de los países latinoamericanos se caracterizan principalmente por ser de muy bajo grado de mallado en comparación con los sistemas eléctricos Europeos y en algunos casos relativamente extensos (sistema eléctrico Argentino).

Los sistemas de generación están constituidos tanto por unidades generadoras hidráulicas como térmicas y en general los centros de generación más importantes están alejados de los centros de demanda, situación que afecta la seguridad de los sistemas, desde el punto de vista de la estabilidad, niveles de tensión, capacidad de soportar contingencias, etc. En virtud de lo anterior la determinación de la reserva rotante de segundos y la distribución de la misma en sistemas extensos y débilmente mallados juega un papel muy importante para la seguridad del sistema.

Los sistemas latinoamericanos poseen además, débiles vínculos de interconexión y suministran niveles de carga relativamente pequeños, por tal razón, las variaciones momentáneas de demanda provocan desviaciones de la frecuencia fuera de la banda muerta de los reguladores de velocidad, esto hace que los generadores utilicen potencia en reserva para mantener continuamente el balance entre la generación y la demanda. Esto provoca que la reserva de segundos disponible en las unidades generadoras se vea continuamente reducida o aumentada, por tal motivo, es necesario recuperar



esta reserva a través del aumento de generación en algunos generadores del sistema ya sea por medios manuales o automáticos como el CAG (o AGC).

Las consecuencias y la severidad de una misma falla para dos sistemas diferentes dependen del nivel de carga suministrado por cada uno. Por ejemplo, la desviación máxima de frecuencia que provoca la falla de una unidad generadora de 100 MW en un sistema con un nivel de carga de 11000 MW (Sistema Argentino de Interconexión SADI) es muy inferior a la desviación máxima que se logra con la misma falla en nuestro sistema con un nivel de carga de 2800 MW (Sistema Interconectado Nacional SINAC del Perú). Otro ejemplo muy ilustrativo se presenta en el sistema ERCOT (*The Electric Reliability Council of Texas* que administra la operación de más de 70,000 MW de Generación y más de 37,000 millas de líneas de transmisión) donde la falla de una unidad de 2600 MW provocó una desviación máxima de frecuencia de sólo 0.1 Hz.

### **1.3 NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS – NTCSE**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), fue aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, el 09 de octubre de 1997, con la finalidad de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. Hasta la fecha, esta Norma ha sido observada principalmente por parte de las empresas distribuidoras y generadoras, habiéndose realizado a la fecha cuatro modificaciones, siendo las más significativas las realizadas mediante el Decreto Supremo N° 009-

99-EM, de fecha 11 de abril de 1999 y el Decreto Supremo N° 013-2000-EM, de fecha 27 de Julio de 2000, todas ellas tratando de mantener coherencia entre los parámetros establecidos y la realidad técnica de nuestro sistema.

En un sistema interconectado, el suministro eléctrico debe estar regido por una norma de calidad que establezca principios técnicos consistentes y que correspondan a la realidad técnica y económica de un sistema. Es propósito del presente Decreto Supremo, que la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) fije tolerancias a variables considerando estándares realistas y compensaciones que no atenten con la estabilidad económica de las empresas, y a su vez impulsar y/o estimular la eficiencia en el Subsector Electricidad;

La experiencia recogida durante el período de vigencia de la NTCSE y su aplicación, ha permitido tener mejores elementos de juicio y disponer de información técnica apropiada relativa a los niveles de calidad en nuestros sistemas eléctricos, y de los inconvenientes para una mejor aplicación de la misma, por todo ello se ha visto necesario reformular tolerancias y compensaciones, así como aspectos técnicos y legales que coadyuven a una mejor aplicación de la NTCSE, entre otros, teniendo en cuenta la realidad de nuestros sistemas, estableciendo para ello una aplicación gradual de las mismas.

La actividad de transmisión, es más susceptible a contingencias, y por ello la NTCSE ha establecido menores responsabilidades a las empresas transmisoras, en cuanto al parámetro frecuencia. Al respecto, una contingencia, que puede ser la salida intespestiva de una línea de transmisión, origina generalmente variaciones súbitas de frecuencia, así

como desbalances e inestabilidad en el sistema. Tomando en cuenta estos aspectos, se ha efectuado modificaciones de manera tal, que las empresas de generación no se verían obligados a compensar por deficiencias en los sistemas del transmisor durante los primeros diez (10) minutos de producida la contingencia, período que se considera suficiente para que pueda actuar sobre el control de la frecuencia; el tiempo que puede tomar una unidad térmica de generación para entrar en paralelo o sincronismo con el sistema es de aproximadamente cinco (5) minutos.

Las empresas de distribución y los clientes finales conectados en Muy Alta y Alta Tensión, tienen de acuerdo a la NTCSE, las mismas tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro, por estar conectados en una misma barra a un determinado nivel de tensión. A partir de esta revisión de la NTCSE, se ha previsto que cuando dichas tolerancias establecidas para estos clientes finales, son superadas, el suministrador que tiene vínculo contractual con alguno de estos clientes finales, efectúa la compensación total, posteriormente dicha compensación es asumida por los suministradores que tienen vínculo contractual en la barra en cuestión, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que han contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para este cliente final.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

**a) Calidad de Producto:**

- Tensión;
- Frecuencia;

- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).

**b) Calidad de Suministro:**

- Interrupciones.

**c) Calidad de Servicio Comercial:**

- Trato al Cliente;
- Medios de Atención;
- Precisión de Medida.

**d) Calidad de Alumbrado Público:**

- Deficiencias del Alumbrado.

De acuerdo al alcance del tema de este documento abarcaremos únicamente el tema de **calidad de producto** en lo que respecta la **frecuencia**, ya que este ítem está directamente relacionado con el manejo de la reserva rotante.

#### **1.4 NORMA TÉCNICA PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS - NTOTR**

Esta Norma establece que en el Sistema Interconectado Nacional, todos los titulares de generación (pertenecan o no al COES) que operen conectados eléctricamente al Sistema, titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución y los clientes libres, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria al Coordinador del Sistema (COES) para la operación del Sistema.

Son alcances de la norma NTOTR:

- Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los Sistemas Eléctricos Interconectados;
- Establecer las obligaciones del COES en calidad de Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, relacionadas con la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema y con la información que debe transferir a los Integrantes del Sistema y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.
- Establecer las obligaciones de los Centros Regionales de Operación de Redes relacionadas con el apoyo a la coordinación de la operación del Sistema y a la transferencia de información necesaria para realizar la coordinación;
- Establecer las obligaciones de los Integrantes del Sistema, relacionadas con la operación de sus instalaciones correspondientes, y con la forma y oportunidad de entrega de la información necesaria para que el COES en calidad de Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, pueda realizar la coordinación, supervisión y el control del Sistema;

Esta norma en lo concerniente a la aplicación de la reserva rotante establece que

- El COES establecerá la reserva rotante, teniendo en cuenta el valor máximo de riesgo de falla permisible para la operación del sistema.

- El Coordinador dispondrá la operación de las unidades generadoras considerando en todo momento la reserva rotante distribuida calculada por el COES.
- El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del Sistema, considerado en la programación de la operación del COES, sea inferior al valor máximo fijado y que la reserva rotante ejecutada en todo momento sea la programada por el COES.

La NTOTR se refiere a los siguientes temas:

- Obligaciones y responsabilidades del Coordinador.
  - De los centros regionales de operación de redes.
  - De los integrantes del sistema.
  - De la infraestructura del coordinador y de los centros regionales de operación de redes.
  - De los servicios complementarios.
- Información de los integrantes del Sistema:
  - En tiempo diferido.
  - En tiempo real.
- Información del coordinador
- De los programas de operación
  - De mediano plazo.
  - De corto plazo.

- Reprogramación de la operación.
  
- De la operación en tiempo real
  - De la Reserva Rotante.
  - De la sobrecarga de equipos.
  - De la regulación de la tensión.
  - De la regulación de la frecuencia.
  - De la coordinación de maniobras.
  - De la Reprogramación o coordinación defectuosa.
  - De la salida intempestiva de equipos.
  - Diferencia entre demanda real y programada.
  - Crecimiento o disminuciones de caudales.
  
- Acciones y estudios de Seguridad y su aplicación en la operación del sistema.
  - Racionamiento.
  - Rechazos automáticos de carga.
  - Desconexión automática de generación.
  - Recalibración de los reguladores y estabilizadores.
  - Coordinación de los sistemas de protección.
  
- De los estados de alerta, emergencia y restablecimiento.
  - Situación de alerta y emergencia.
  - Restablecimiento del sistema.
  
- Del Análisis posterior de la operación del sistema.

## CAPITULO 2

### OBJETIVO DEL PROYECTO PARA EL CALCULO DE LA RESERVA ROTANTE

El objetivo primordial de este trabajo es analizar el proceso de Calculo de la Reserva Rotante en la Programación del Despacho del Sistema Interconectado Nacional SINAC, establecida en los procedimientos de COES-SINAC, y el desarrollo de la herramienta computacional **MAP-COES**, describiendo su importancia y obligatoriedad de uso como consecuencia de la aplicación de las normas: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos **NTCSE** y la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real **NTCSE**.



## **CAPITULO 3**

### **DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO**

La Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrico Peruano es una de las más importantes funciones del COES-SINAC, el cual debe realizar para garantizar el suministro de energía, maximizando la seguridad del Sistema Interconectado Nacional, y minimizando los Costos de Operación.

Esta actividad tiene como finalidad asegurar que todos los consumidores recibirán la energía eléctrica que requieran del sistema en forma instantánea. Para ello el COES elabora el programa de despacho, en el que se prevé asignar la producción a los generadores más económicos, según la declaración de costos que estos hacen al COES. Asimismo, dado que la naturaleza de la energía eléctrica hace que la misma deba ser producida solo en el preciso momento en que es requerida por los consumidores, debe hacerse un seguimiento continuo, llamado Operación en Tiempo Real, que tiene como finalidad verificar el cumplimiento del programa de despacho y tomar de manera inmediata las acciones necesarias para afrontar las desviaciones que surgen respecto del mismo, tales como aumento o disminución de la demanda de energía, siempre buscando minimizar los costos de operación y maximizando la seguridad del suministro.

El suministro con mínimo costo de la energía eléctrica requerida por los consumidores, respetando además todas las restricciones técnicas, requiere la realización de múltiples tareas de planificación. La tarea global involucra tanto la planificación de la expansión del parque de generación y de la red de transmisión como la programación óptima de la operación.

Para el sistema ya definido y dado que la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades en forma económica, la operación debe ser adecuadamente planificada. La programación de la operación involucra la toma de una serie de decisiones tendientes a definir de entre las unidades generadoras disponibles: cuales, en qué período de tiempo y con qué potencias deben ser puestas en servicio, de manera de suministrar con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. La resolución del problema global de la planificación de la operación requiere la subdivisión en tareas parciales. En la Fig. siguiente se muestra un posible esquema de optimizaciones superpuestas.

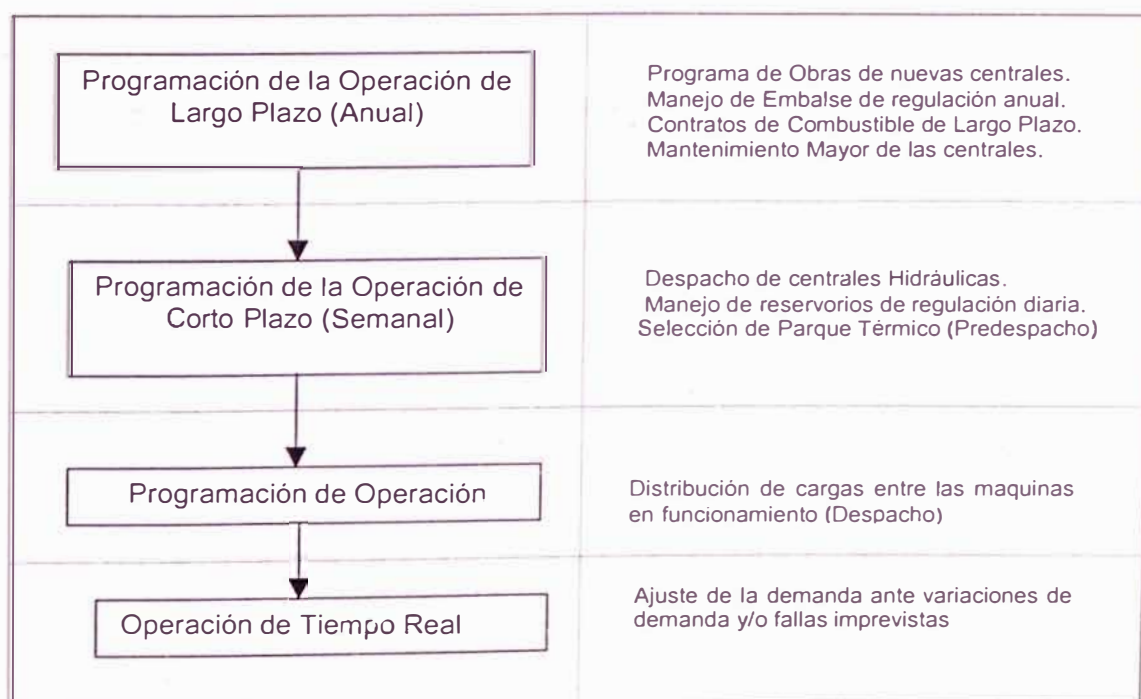


Figura 1 Esquema de optimizaciones secuenciales

Dado el acoplamiento existente entre los diferentes niveles de solución, el tratamiento en etapas del problema global, proporciona una muy buena aproximación. Considerando que los resultados de cada subproblema son utilizados como datos de entrada y/o restricciones para la solución del subproblema siguiente, se puede esperar que la solución alcanzada estará muy cercana a la solución óptima.

### **3.1 DESPACHO ECONOMICO**

El Despacho Económico de Carga, es la programación de funcionamiento de grupos generadores para cubrir la demanda del sistema, en un momento determinado, de tal manera que se obtenga el costo mínimo de operación, respetando las restricciones técnicas de confiabilidad y calidad de suministro. El objeto del despacho de corto plazo es determinar el programa de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista en un período de tiempo determinado, estos pueden ser el *programa de despacho semanal*, realizado hasta 3 días antes de inicio de la semana, el *programa de despacho diario*, realizado el día anterior y el *reprogramado diario* realizado el mismo día de ejecución del diario como consecuencia de una variación de las condiciones previstas en el programa diario, todo ello siempre minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de las características de los generadores, restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Norma Técnica de coordinación para la Operación en Tiempo Real.

La aplicación de la formulación de las restricciones para la programación de la operación de corto plazo consiste en determinar el

momento en que cada máquina debe ser puesta en servicio y sacada de servicio (predespacho) y la potencia efectiva de generación de la misma (despacho preliminar), bajo consideración de todas las restricciones técnicas y de operación, con el objetivo de efectuar el suministro con costos mínimos de operación en el periodo de tiempo analizado.

En esta tarea debe tenerse en cuenta el marco de referencia resultado de la programación de la operación de largo plazo, de manera que pueda alcanzarse a su vez un mínimo en los costos anuales de operación y puedan ser adecuadamente respetadas las restricciones integrales del largo plazo.

El periodo de análisis para la programación de la operación de corto plazo depende entre otros de los ciclos de demanda, de la duración de las restricciones que afecten el servicio, del efecto "fin de semana, del acoplamiento con la programación de largo plazo, del tiempo de retardo del agua en las centrales encadenadas, etc. En general se extiende desde un día hasta la semana.

En el servicio práctico puede ser necesario repetir diariamente el cálculo de la programación de la operación de corto plazo. Los resultados para el día siguiente son aplicados en la práctica y proporcionan una base para la conducción de la operación. Los resultados corregidos con los datos reales son aplicados en los cálculos sucesivos como puntos de partida para el cálculo del resto del periodo de análisis.

Las influencias estocásticas, como el error de pronóstico de demanda y de caudales y la salida de servicio por falla de los bloques de generación, son relativamente pequeñas debido a la duración (máximo una semana) del periodo de análisis. Por otro lado existe la posibilidad de corregir (mediante

la reiteración de los cálculos) los resultados para la parte del periodo restante, si se produjeran variaciones de importancia. Por lo tanto no es necesaria la consideración de las influencias estocásticas en el corto plazo.

En el proceso de optimización del despacho para la programación semanal y diaria, se realiza basándose en la aplicación de un modelo en el que la función objetivo esta definida por:

$$Z = \text{Min} \sum A_i * Pt_{i,t} + \sum U_{i,t} * B_i + \sum CA_i * y_{i,t}.$$

Donde :

$CA_i$ : costo de arranque de la unidad térmica i.

$A_i, B_i$ : parámetros de la representación lineal de costo de combustible

$Pt_{i,t}$ : Potencia generada de la unidad térmica i en el tiempo t.

$u_{i,t}$ : variable binaria (0 ó 1) que indica la operación o no de la central térmica i en el tiempo t.

$y_t$ : variable binaria (0 y 1) en el tiempo t.

Aunque en este documento describimos el ámbito de aplicación de la reserva, no se detallara la aplicación de este modelo, ya que es amplio en su definición, solo se dará una breve descripción de ella y sus restricciones formuladas.

Las restricciones consideradas en el modelo tanto para las **centrales** hidráulicas, térmicas y las líneas de transmisión seria:

**- Balance de potencia por barra por periodo (sin pérdidas):**

$$\sum_{k \in \Omega_i} \gamma_{ik} (\theta_k - \theta_i) + Pt + Ph + Rac = D_i \quad \dots (1)$$

Donde

$\theta_k, \theta_i$  : ángulos de las barras k e i

$\gamma_{ik}$ : susceptancia de la línea que une las barras k e i.

$Pt$ : generación térmica del nodo i

$Ph$ : generación hidráulica del nodo i

$D$ : Demanda total del nodo i

$Pr$ : Potencia de racionamiento del nodo i

**- Límite de Capacidad de las Líneas de Transmisión:**

$$-\bar{P}_{ij} \leq \gamma_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq \bar{P}_{ij} \quad \dots (2)$$

Donde

$\theta_k, \theta_i$  : ángulos de las barras k e i

$\gamma_{ik}$ : susceptancia de la línea que une las barras k e i.

$P_{ij}$ : Limite de capacidad de la línea

**- Representación de Limites de Potencia:**

$$u_{i,t} * P_{min_i} < P_{i,t} < u_{i,t} * P_{max_i} \quad \dots (3)$$

**- Arranques y Tiempo mínimo de operación:**

$$y_t \geq u_{i,t} - u_{i,t-1} \quad \dots (4)$$

$$u_{i,t} + u_{i,t+1} + \dots + u_{i,t+T_{min}-1} \geq y_t * T_{min} \quad \dots (5)$$

**- Parada y Tiempo mínimo de re arranque:**

$$r_t \geq u_{i,t-1} - u_{i,t} \quad \dots (6)$$

$$u_{i,t} + u_{i,t+1} + \dots + u_{i,t+T_{min}-1} \leq (1 - r_t) * T_{min} \quad \dots (7)$$

**- Balance energetico de las centrales de regulación:**

$$V_{t+1} = V_t + Kh * (Q_e - Ph_t / K - S_t) \quad \dots (8)$$

Donde :

$V_{t+1}$  : Volumen de embalse en el tiempo t+1 (MM<sup>3</sup>).

$V_t$  : Volumen de embalse en el tiempo t (MM<sup>3</sup>).

$Ph_t$  : Potencia de la central hidraulica en el tiempo t (MW).

$S_t$  : Vertimiento de la central en el tiempo t (m<sup>3</sup>/seg).

$Q_e$  : Caudal de entrada al embalse en el tiempo t (m<sup>3</sup>/seg).

$K$ : es la constante de conversión energética de cada central (MW\*seg/m<sup>3</sup>).

$Kh$ : es la constante de conversión de tiempo.

La representación de los limites operativos de dichas centrales se realizo de la siguiente manera:

$$P_{minh_i} < P_{i,t} < P_{maxh_i}$$

Donde :

$P_{min_i}, P_{max_i}$  : Potencia mínimas y máximas de central hidráulica i.

$P_{i,t}$  : Potencia generada por la central hidraulica i en el tiempo t .

### **-Asignacion de la reserva rotante**

$$\sum P_i Maxhidro - \sum P_{i,t} hidro \geq Res Req_t \quad \dots(10)$$

Esta es la parte de intereses en lo que respecta al requerimiento de reserva rotante en la formulación.

En la formula se puede observar que la diferencia entre la máxima capacidad y su potencia generada debe ser mayor o igual a la reserva asignada.

El cálculo de la reserva rotante lo realiza el MAP-COES. La reserva rotante se asigna siempre a las centrales hidráulicas, por su bajo estatismo y su bajo costo de operación (se considera cero).

Para el caso del modelo este dato de reserva es conocido, realizando únicamente la asignación de reservas entre las centrales de menor estatismo y que estén ubicadas en cada area del sistema, con el fin de hacer que esta sea distribuida.



### 3.2 COORDINACION DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real NTOTR establece los procedimientos base para la coordinación del Sistema en Tiempo Real llevada a cabo por el COES.

Bajo este contexto el COES ha implementado una infraestructura para recibir toda la información de los centros de control de todas las empresas del sistema interconectado nacional, no solamente de los miembros del COES (generadores y transmisores) sino también los distribuidores y clientes libres importantes de acuerdo a la magnitud de sus demandas.

El Centro de Control del Coordinador (COES) toma las decisiones de operación de acuerdo a la información en tiempo real recibida por su SCADA, de allí la importancia crucial en que dicha implementación tenga todas la garantía de confiabilidad de la información.

Por lo tanto con la información disponible de los principales generadores del Sistema, permite la supervision en tiempo real valor de la reserva en tiempo real.

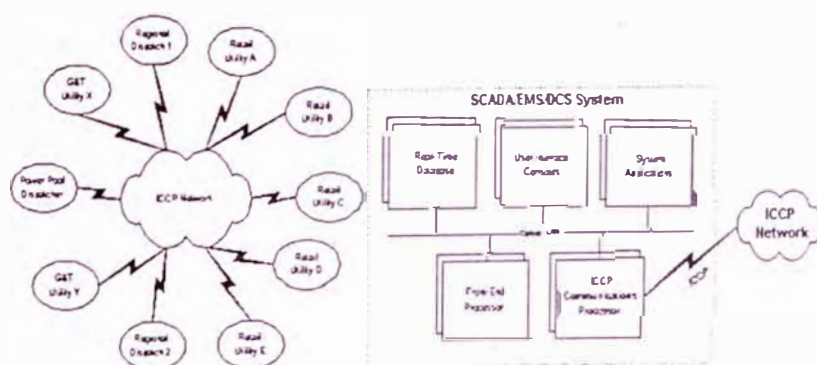


Figura 2

## SCADA ICCP

La interconexión de los sistemas SCADA, se realiza mediante el protocolo de comunicaciones **IEC 60870-6 TASE.2** (Telecontrol Application Service Element) más conocido como **Protocolo ICCP** (*Inter-Control Center Protocol*). El ICCP es un protocolo estándar ISO para el intercambio de datos en tiempo real dentro de la industria de los sistemas eléctricos de potencia. El ICCP es usado para el intercambio de datos entre centros de control, herramientas de análisis de sistemas de potencia, centros de control regionales y aplicativos afines.

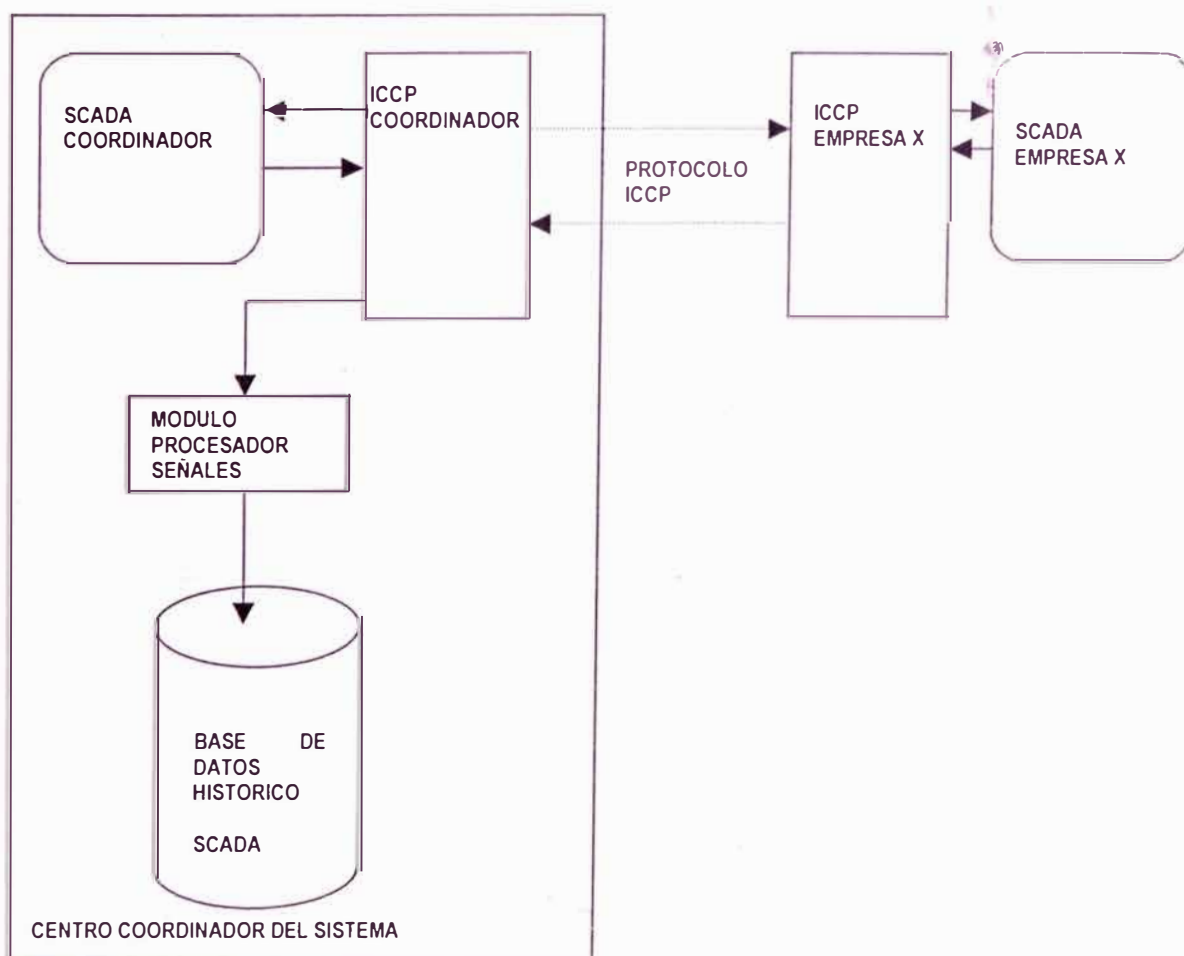


Figura 3 CONEXION ICCP CON OTROS CENTROS DE CONTROL

Los proveedores de ICCP más conocidos son:

- Asea Brown Boveri
- CAE Electronics Ltd, Canada
- Cycle Software, Inc. (Livedata)
- Harris Corp, USA
- Siemens Automation
- SISCO Inc.

#### ARQUITECTURA DEL ICCP

Segun las especificaciones del ICCP, este se integra en la capa 7 de las capas del estándar OSI (Open Systems Interconnection Model) con las aplicaciones EMS/SCADA tal como se muestra e la siguiente figura.

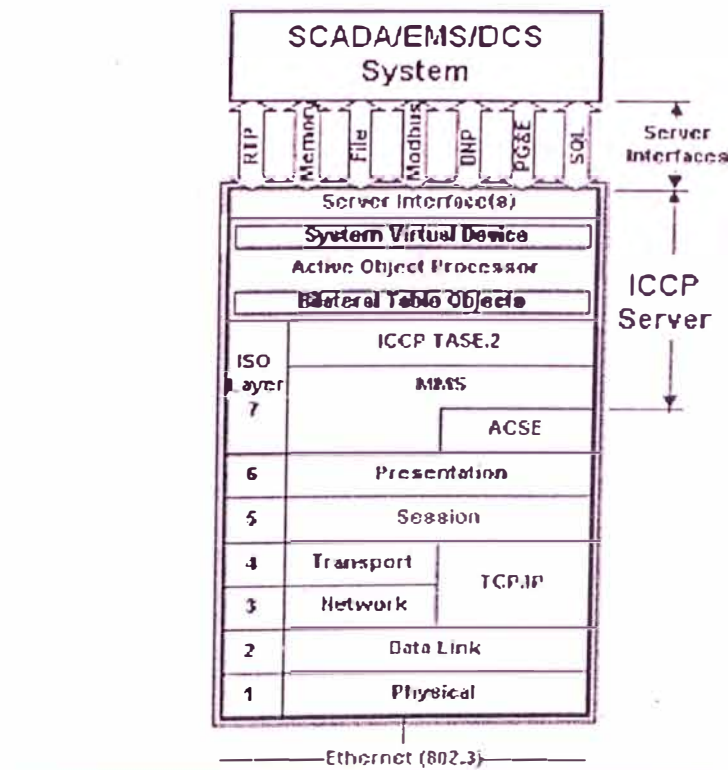


Figura 4

Por lo que el ICCP funcionara sobre una conexión TCP/IP que es el mismo protocolo que utiliza para Internet y la mayoría de las redes en el mundo.

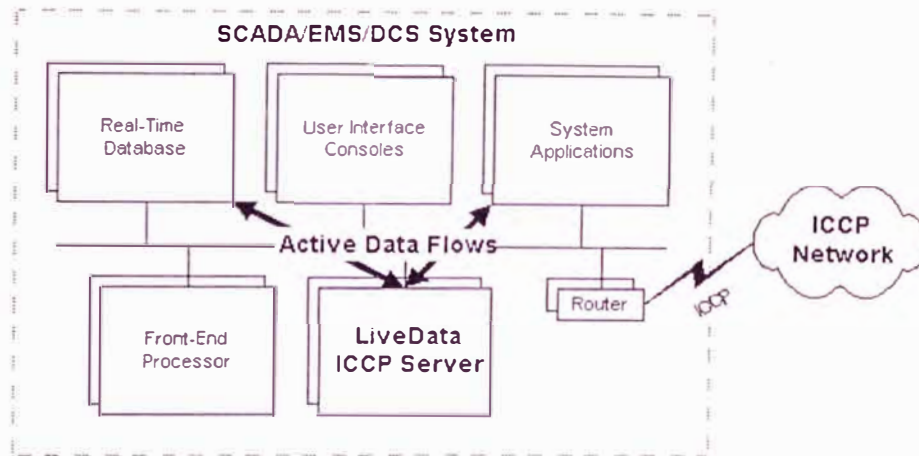


Figura 5

El ICCP esta diseñado para ser modular, el intercambio de información los hacen a través de su definición de bloques.

Cada bloque implementa una función específica:

- Bloque 1- Servicios básicos incluyendo transferencia de datos de tiempo - real en forma periódica.
- Bloque 2- Transferencia de datos de tiempo real por excepción (cambio de valor)
- Bloque 3- Transferencia de bloques de datos sin formatos.
- Bloque 4- Transferencia de mensajes en general, incluye la habilidad de intercambiar archivo en formato texto y binario
- Bloque 5- Implementa la telecomandos, es decir procesa pedidos para operar algún dispositivo.

- Bloque 6- Control de Objetos de programas que corren el Servidor, permite la invocación de programas por los clientes ICCP que usan SCADA/EMS
- Bloque 7- Reporte de eventos: condiciones de Time-out, condiciones de falla, acciones de reseteo local, condiciones de éxito.
- Bloque 8- Intercambio de información adicional que puede ser programada para ejecución en determinados momentos.
- Bloque 9- Intercambio de datos con series de tiempos, provee la capacidad de enviar información no necesariamente en tiempo real, ya que existen eventos que pueden durar poco tiempo como por ejemplo en un evento se generan muchas muestras en menos de un segundo y después se envía todo este bloque de datos detallado en milisegundos para su análisis.

## CARACTERISTICAS SOPORTADAS

Durante el establecimiento del enlace, el cliente accede al objeto estándar ICCP llamado **Supported\_Features**. Este objeto retorna una cadena de bits que indica los bloques de ICCP que soporta el servidor. Todas las implementaciones ICCP deberían proveer las características listadas en:

Bloques soportados	Posición del Bit
Bloque 1	0
Bloque 2	1

Tabla 1

## VERSION ICCP

El ICCP define una variable llamada *TASE2\_Version*. Un cliente lee esta variable después de que la asociación es establecida para determinar con que versión del protocolo funcionara. El valor actual de esta variable es:

MajorVersionNumber = 1996    MinorVersionNumber = 8

Esta variable debería ser considerada como un *hard-coded*, mejor dicho una variable establecida por el fabricante mas que un parámetro de configuración modificable.

## TABLAS BILATERALES

Las Tablas Bilaterales reflejan un mecanismo de seguridad ICCP definidas para controlar el acceso a los objetos de datos. Una tabla bilateral es un contrato bilateral establecido entre el cliente y el servidor, en el que cada lado establece las reglas de que tipo de información proveerá al otro.

Se define al servidor como al lado (computadora) que provee los datos y cliente al que pide o requiere dichos datos (inicia la comunicación).

Nombres de la Tabla Bilateral.- Varios diseños de ICCP toman diferentes metodológicas para implementar las tablas bilaterales. Muchos sistemas no implementan una particular estructura de datos para la Tabla bilateral, mas bien la definición de los objetos de datos incluyen accesos a atributos de control y los objetos son asignados a *Domains* (Dominios). El acceso a atributos de control combinado con la asignación de dominios implementa el concepto de Tabla Bilateral. Independientemente de alguna implementación interna, el ICCP expone un *identificador* de tabla bilateral diseñado para asegurar que la lista de objetos de datos entre el coordinador (COES) y una empresa participante es consistente. En el estándar ICCP, este *identificador*

es llamado *Bilateral Table Version*, que también es llamado “Bilateral Table Name”. El uso de este identificador es muy útil en la administración del versionamiento de los cambios de configuración en las definiciones de los objetos de datos.

## **REQUERIMIENTO DE LOS BLOQUES ICCP**

Esta sección describe los bloques requeridos para soportar el intercambio de datos entre el Coordinador (COES) y los participantes. Los básicos e indispensables son:

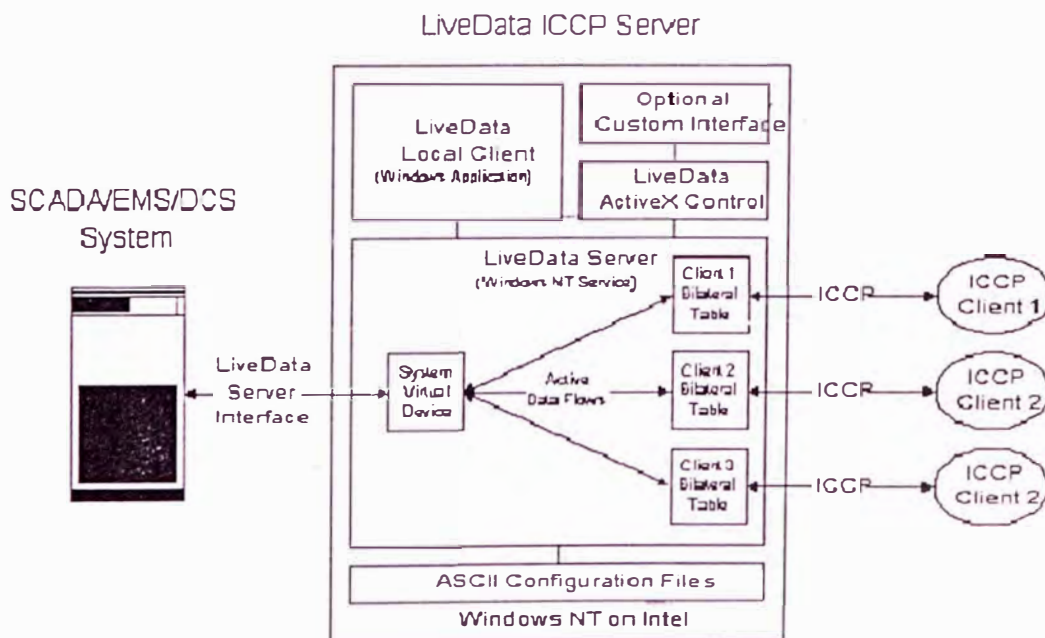
Bloque 1 – Servicios Básicos incluyendo la transferencia de datos en tiempo real periódico.

Bloque 2 - Transferencia de datos en tiempo real por excepción.

Los Bloque 1 y 2 son usados para intercambiar información en tiempo real acerca de los elementos eléctricos. Estos elementos típicamente corresponden a puntos en un EMS (Energy Management System) o un sistema SCADA. En terminología ICCP estos puntos son llamados *Data Value Objects*. El bloque 1 funcionalmente está limitado para leer valores directamente y reporte de valores periódicos. El bloque 2 adiciona el reporte por excepción y una variedad de disparadores (activadores) para la generación de reportes. El bloque 2 provee el mecanismo más eficiente para el intercambio de datos en tiempo real.

A pesar que un cliente pueda leer los objetos de datos individualmente, la más importante flexibilidad resulta de organizar los puntos en *Data Sets*. Los *Data Sets* son listas de *Data Value Objects* (objetos de datos). Cada *Data Value Object* referenciado en un *Data Set* puede ser de cualquier tipo.

Un Data Set es una estructura de datos que especifica las condiciones bajo el cual el servidor debería enviar el contenido de un Data Set al cliente, sus parámetros son especificados por el cliente. Los parámetros incluyen cosas como un referencia a un *Data Set* (lo que será transferido), las condiciones de transferencia (cuando serán transferidos), y cualquier limitación en el reporte de datos. Después de configurar los parámetros del *Transfer Set*, el cliente crea el *Transfer Set* en el servidor, luego comienza la transferencia de datos.



**Figura 6**



## CALIDAD DE LOS DATOS

Cada empresa participante determinara y mantendrá un adecuado nivel de calidad para todos los datos a ser transmitidos al coordinador. Las empresas participantes reportaran la fuente, calidad y normalidad de cada valor transmitido.

Los puntos con fallas (en la lectura de la medición) son generalmente debidos al mal funcionamiento del equipo o a procedimientos de mantenimiento. Cualquier valor calculado usando un punto con falla será reportado como valor con falla.

El ultimo valor bueno en cualquier punto fallado es el valor que se envía. Cuando un punto falla por un largo periodo una actualización manual del valor del punto es necesario cada 30 minutos para conservar la precisión tanto como sea posible, con la calidad para ese estado.

El ICCP provee las siguientes categorías de calidad de datos:

### - *Validity*

VALID: El valor del dato es bueno (valido).

HELD: El valor del dato es el ultimo valor bueno. El punto enviado ha sido manualmente actualizado.

SUSPECT: El valor del dato es el ultimo valor bueno. La medición del punto ha fallado en la fuente.

NOTVALID: El valor del dato es el ultimo valor bueno. El ultimo punto recibido excede los limites razonables.

**- Current Source**

TELEMETERED: El valor fue recibido desde una fuente de medición.

CALCULATED: El valor fue calculado basándose en otros datos.

ENTERED: El valor fue ingresado manualmente

ESTIMATED El valor fue estimado. (Estimador de estado, etc)

**- Normal Source**

TELEMETERED: El valor es normalmente recibido desde una fuente de medición.

CALCULATED: El valor es normalmente calculado basándose en otros datos.

ENTERED: El valor es normalmente ingresado manualmente

ESTIMATED: El valor es normalmente estimado.

**- Normal Value**

NORMAL: El valor es de un "punto normal" configurado como tal.

ABNORMAL: El valor es de un "punto normal" configurado como tal.

### 3.3 CRITERIOS DE OPERACIÓN

El COES ejerce la función de Coordinador del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) y establece los programas de operación anual, mensual, semanal y diarios. Asimismo, el COES supervisa la operación en tiempo real del sistema.

Con el objetivo de asegurar una operación segura y económica del SINAC es necesario establecer criterios operativos que guíen el funcionamiento del SINAC en condiciones normales y en condiciones de emergencia o recuperación del sistema.

Se establece criterios generales aplicables de manera genérica al SINAC (Diciembre del 2002). Los criterios de base se encuentran contenidos en los siguientes documentos:

- Procedimiento No. 9 del COES: Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional.
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectado (**NTOTR**).
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (**NTCSE**).

Asimismo, se recoge en el presente documento la experiencia en la operación del Sistema Interconectado Nacional que el COES-SINAC ha recopilado en el desempeño de sus funciones como ente coordinador.

A continuación se establece criterios según las siguientes categorías:

- Niveles de tensión
- Frecuencia

- Sobrecargas de líneas
- Generadores
- Maniobras
- Areas Operativas.

## **NIVELES DE TENSIÓN**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece que la tensión de entrega de los suministros a los clientes en instalaciones de Alta y Muy Alta tensión corresponderá a la tensión de operación estipulada en los contratos de suministro. Esto tiene vigencia hasta el año 2009 luego de lo cual la tensión de entrega corresponderá a la tensión nominal de transmisión.

La NTCSE establece como tolerancia admitida hasta una variación de +/- 5% se aplicaran las penalidades establecidas en la NTCSE.

El Procedimiento No. 9 del COES establece que para operación NORMAL la tensión debe encontrarse en el rango de + /- 2.5% de la tensión de operación. El Procedimiento No. 9 indica que en caso de encontrarse la tensión fuera de la tolerancia de +/- 2.5% pero dentro del rango de + /- 5% el sistema se encontrara en estado de ALARMA debiendo corregirse esta situación

Para el caso de barras de Muy Alta tensión que alimentan a barras de carga debe distinguirse si el transformador asociado posee tomas variables bajo cargas o tomas variables en vacío. En el caso que las tomas sean fijas (variables en vacío) se requiere un control estricto de la tensión + / - 2.5%.

Si las tomas son variables bajo carga puede permitirse una variación más amplia de  $\pm 5\%$ . Considerándose el sistema en operación NORMAL.

Para estabilizar los niveles de tensión se toman en cuenta las siguientes medidas:

- Se usa los equipos de compensación reactiva.
- Se usa al máximo las reservas de potencia reactivas de las unidades de generación de una zona o área del sistema.
- Se Redistribuye la generación de energía reactiva.
- Se Conectan o desconectan líneas.
- Se usa la reserva fría térmica
- Se conectan o desconectan cargas.

En situaciones de estado de ALARMA usualmente debe ser posible evitar el uso de la reserva fría hidráulica y térmica así como la desconexión o rechazos de carga. La utilización de reserva fría y la desconexión de carga será normalmente reservada para las situaciones de EMERGENCIA y RECUPERACION.

A fin de evitar cambios demasiados fuertes al conectar líneas en vacío de longitud apreciable durante el proceso de puesta en servicio de líneas, la conexión de estas líneas se hará a partir de la barra con mayor nivel de cortocircuito. Asimismo durante el proceso de desconexión de líneas se desconectara las líneas de longitud apreciables (alto efecto capacitivo) en la barra de menor nivel de cortocircuito. En caso de existir un reactor asociado a una línea con fines de compensación se conectara y desconectara la línea en cuestión junto con su reactor asociado al mismo tiempo.

En estado transitorio la tensión no debe estar por debajo de 0.78 pu durante mas de 500 ms.

## **FRECUENCIA**

La frecuencia debe regularse a 60 Hz. En operación NORMAL la frecuencia debe encontrarse en el rango de 59.64 – 60.36 Hz en el caso de variaciones sostenidas de frecuencia. Asimismo, en operación NORMAL se acepta una variación súbita de frecuencia de igual o menos de 1 Hz, y la integral de variación diaria de frecuencia estará en el rango de +/- 600 ciclos/día.

El sistema se considera en estado de ALARMA cuando no se cumple los criterios previamente indicados. Debiendo hacerse uso de la reserva rotante y de ser necesario de la reserva no sincronizada a fin de estabilizar la frecuencia dentro del rango normal de operación.

En estado de EMERGENCIA ocasionado por contingencias que afectan la capacidad de generación o transmisión del SEIN o que involucren pérdidas súbitas de carga, la frecuencia no debe descender por debajo de 58.5 Hz ni debe exceder de 61 Hz.

En caso de que la frecuencia sobrepase 63 Hz o descienda por debajo de 58 Hz se prevé la desconexión instantánea de unidades de generación. Asimismo, si la frecuencia se mantiene en el rango de 58 – 58.5 Hz o 62 – 63 Hz se prevé la desconexión temporizada (15 segundos) de unidades de generación. Asimismo se prevé rechazos de carga de hasta 60% de la carga de una compañía de distribución o cliente libre a fin de mantener la frecuencia ante pérdida de unidades de generación.

En caso de contingencia que implique variaciones de frecuencia, que coloquen al sistema en estado de ALERTA o EMERGENCIA, se aplican una combinación de las siguientes medidas:

- Se usa la reserva rotante hidráulica y/o térmica.
- Se usa la reserva no sincronizada de emergencia.
- Se usa la reserva fría hidráulica.
- Se usa la reserva fría térmica.
- Se conectan o desconectan cargas.
- Se desconectan unidades de generación.

Se debe evitar que los rechazos de carga provoquen sobrefrecuencias. Asimismo, el COES puede autorizar la reconexión de carga cuando la frecuencia este en el rango de 59.7 a 63 Hz.

Se cuenta en el COES con el Procedimiento 22 que establece la manera de asignar la reserva rotante del SEIN a fin de no transgredir lo especificado en la NTCSE con respecto a los índices de frecuencia. Dicho procedimiento establece básicamente lo siguiente:

- ◆ La magnitud de reserva rotante es variable de acuerdo a la estacionalidad y a la disponibilidad de generación.
- ◆ La División de Planeamiento y Programación (DPP) del COES fija la reserva rotante para los Programas de Operación Semanal y Diario según el máximo riesgo de falla de operación del sistema. Las máquinas regulantes de reserva rotante son programadas en periodos de operación de 30 minutos.

- ◆ La Dirección de Operaciones del COES establece una lista de mérito de unidades calificadas para efectuar la regulación de reserva rotante. La selección de las máquinas regulantes se efectúa según los siguientes criterios:
  - Estatismo permanente entre 0 y 6%
  - Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz)
  - Capacidad de regulación (de velocidad) mínima de +/- 5% dentro de todo su rango de operación
  - Rango de frecuencia admisible de operación entre 59 y 61 Hz sin límite de tiempo
  - La variación de carga debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos

## **SOBRECARGA DE LÍNEAS**

En estado NORMAL no se sobrecargarán las líneas de transmisión por encima de lo indicado como límite permanente de carga.

La capacidad de una línea de transmisión puede fijarse en función de una combinación de los siguientes criterios:

- ◆ Máxima capacidad de corriente del conductor
- ◆ Corriente que provoca la flecha máxima de diseño
- ◆ Capacidad de transformadores de corriente asociados
- ◆ Límite de estabilidad permanente
- ◆ Límite de estabilidad transitoria



Normalmente un conductor puede transportar, por límite de temperatura, altas corrientes pero lo que limita la capacidad de transmisión es la corriente de diseño correspondiente a una cierta flecha máxima así como la capacidad de los transformadores de corrientes asociados.

Con respecto a sobrecargas la NTOTR establece que, en caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

## **SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES**

En estado NORMAL no se sobrecargarán los transformadores por encima de lo indicado como límite permanente de carga.

El límite de capacidad de transformación corresponde a la potencia nominal en MVA de diseño del transformador. Esta potencia puede ser según el tipo de refrigeración que posea el transformador.

Con respecto a sobrecargas la NTOTR establece que, en caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

## **GENERADORES**

Los generadores deben operar dentro de los de potencia activa y reactiva establecidos en sus correspondientes fichas técnicas suministradas por cada compañía de generación. Asimismo, deben respetarse las restricciones de tiempo mínimo de operación y número de arranques indicados en las mencionadas fichas técnicas.

Se recomienda en operación NORMAL que cuando sea posible los reactivos necesarios en los centros de carga del SINAC sean producidos localmente a fin de reducir las pérdidas de transmisión asociadas al transporte de potencia reactiva. Asimismo se recomienda que en operación NORMAL los generadores proporcionen como máximo hasta el 50% de su capacidad máxima de inyección o absorción de potencia reactiva a fin de dejar un margen restante del 50% a fin de dejar un margen de maniobra para regulación de la tensión.

A pedido del Coordinador del Sistema se puede indicar a una compañía de generación que proporcione toda la generación reactiva necesaria para hacer frente a tensiones por encima o por debajo de los valores normales de operación.

## **MANIOBRAS**

El Coordinador del SINAC es el responsable de la correcta ejecución de las maniobras en estado NORMAL y en situaciones de contingencia (EMERGENCIA). El Coordinador del SINAC ordena a los diferentes centros de control la ejecución de las maniobras sean ejecutadas correctamente.

Se asume que el ente encargado de efectuar una maniobra específica posee procedimientos detallados para llevar a cabo cada maniobra indicada por el Coordinador del SEIN.

Para efectos de coordinación de la operación del SEIN se considera que el sistema eléctrico puede encontrarse en uno de cuatro estados de operación:

- Estado Normal. Se refiere a la condición estacionaria del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva; los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecargas; y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.
- Estado de Alerta. Se refiere al estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables del control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al estado alerta, el Coordinador y los integrantes del sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal, de manera urgente.
- Estado de Emergencia. Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma

significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

- Estado de Recuperación. Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Se lleva a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión y carga para restablecer el estado normal del sistema.

Para la situación de contingencias se debe de determinar las maniobras a efectuar en el Sistema Interconectado Nacional a fin de restablecer la red de eléctrica al estado de operación NORMAL. La secuencia de maniobras requeridas para hacer frente a una situación particular de contingencia debe plasmarse en un Procedimiento Operativo.

Los procedimientos Operativos deberán contener lo siguiente:

- La descripción de la contingencia
- Las condiciones previas al inicio de las maniobras.
- Una secuencia de maniobras que incluya la subestación donde se efectuará cada maniobra, la descripción de la maniobra y el código del equipo.

Los entes responsables de las maniobras.

## **AREAS OPERATIVAS.**

El SINAC para efectos de operación puede dividirse en áreas aisladas que pueden funcionar de manera independiente aunque con posibles restricciones de carga.

El coordinador del SINAC puede delegar a una área operativa la operación en tiempo real de dicha porción del SINAC por un tiempo determinado.

Aun cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, eventualmente se pueden aislar áreas operativas en una o mas áreas geográficas, en casos específicos de mantenimiento o por circunstancias de fuerza mayor.

Los integrantes del sistema son encargados de mantener actualizados sus propios Manuales de Operación y/o Manual de Procedimientos Interempresas, según sea el caso, con el objeto de facilitar el proceso de maniobras de desconexión o reposición de circuitos del sistema.

## CAPITULO 4

### ANÁLISIS DE LA RESERVA ROTANTE EN LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO

El mantenimiento de adecuados niveles de frecuencia es importante por las siguientes razones:

- La frecuencia constante en sistemas interconectados contribuye a lograr un funcionamiento estable de los mismos y facilita su control.
- Las caídas de frecuencia importantes en la red pueden resultar en altas corrientes de magnetización en los motores de inducción y en los transformadores. En los transformadores, ante una disminución de la frecuencia, la impedancia se reduce ( $\omega L$ ) y como consecuencia se produce un incremento en la corriente, aumentando las pérdidas en el hierro con el consiguiente calentamiento del núcleo.
- El diseño de los generadores se realiza para su funcionamiento a frecuencia nominal, pudiendo presentarse ante apartamientos de la frecuencia, los siguientes problemas:
  - En los generadores: problemas de refrigeración.
  - En las turbinas hidráulicas: puede producirse el fenómeno de cavitación.
  - En las turbinas térmicas: pueden producirse vibraciones y calentamiento.

- La frecuencia constante es importante para el adecuado funcionamiento de equipos electrónicos y de computación.

Una consecuencia de las desviaciones de la frecuencia es el accionamiento de los relees por baja frecuencia que provocan desconexión automática de carga, afectando la continuidad del suministro.

## **ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE RESERVA ROTANTE DE SEGUNDOS**

Para la consideración de la reserva rotante dentro de estructuras de mercados competitivos, es necesario mencionar que existe una serie de aspectos técnicos y económicos desde el punto de vista de la producción que tienen que ser conocidos y analizados.

El conocimiento de los costos de producción de este servicio es muy útil para los generadores que compiten en un mercado para el suministro de este servicio. Para ellos el objetivo primordial es maximizar sus ganancias y participar en el mercado tanto de energía como de reserva en la medida que estos sean redituables.

Participar en el mercado de la reserva implica incurrir en una serie de costos directos e indirectos que los generadores necesitan conocer a la hora de decidir su participación o no en el mismo.

Actualmente, se dispone en buena medida de los costos incurridos para el suministro de algunos SCs; sin embargo, no fue posible obtener datos numéricos precisos de empresas generadoras para que éstos puedan ser utilizados como referencia. A continuación, se presenta un breve detalle

de los costos asociados a la producción del SC de reserva rotante de segundos:

. **Costos de Combustible Adicional:** Estos costos son ocasionados porque las unidades están continuamente operando en puntos no eficientes sobre la curva de consumo específico.

Un estudio realizado sobre algunas unidades turbovapor mostró que los costos adicionales anuales de las unidades que suministrarán reserva rotante ( $\Delta k_{Fi}$ ) podrían ser representados por:

$$\Delta k_{Fi} = P_{Ni} T_{Ni} c_{Fi} \Delta q_i \quad (UM / a)$$

Donde:

$P_{Ni}$  Potencia nominal de la unidad i (MW)

$T_{Ni}$  Tiempo de utilización a potencia nominal (h/a)

$c_{Fi}$  Costos de combustible a potencia nominal (UM/GJ)

$\Delta q_i$  Incremento en el consumo específico como consecuencia del suministro de la reserva (MJ/kWh)

. **Costo de Oportunidad:** Cuando la potencia de generación de una unidad generadora es reducida para el suministro de la reserva, la unidad deja de percibir una ganancia en el mercado. Al reducir su generación, también sus costos operativos disminuyen; pero si se trata de una unidad muy económica, recibirá una remuneración por MWh superior a su costo, el cual, le brindará una ganancia por MWh generado. Por lo tanto, esta unidad generadora deja de percibir una ganancia por la reducción en su generación. Esta ganancia perdida es igual a la diferencia entre el precio spot del sistema y el costo de generación (\$/MWh) que se dejó de generar y que



alternativamente ahora está disponible como reserva. Luego, la remuneración al generador por la reserva debe ser al menos igual a este costo implícito para incentivarlo al suministro de este servicio.

. **Costos de mantenimiento Adicional:** Los incrementos y decrementos en la potencia de salida de las unidades generadoras provocan deterioros en las válvulas de admisión de vapor a la turbina, como así también una degradación en la caldera (por las constantes variaciones de presión) y una disminución de la vida útil de la unidad. Actualmente estos costos no han sido cuantificados en forma precisa, solamente ha sido señalada su existencia en el suministro de este servicio.

Las unidades a Vapor que operan a presión constante tienen una reserva natural cuando operan por debajo de su potencia nominal. Sin embargo la máxima reducción permitida en la presión del vapor, limita el uso de esta reserva. Además, estas unidades tienen un mayor consumo específico que las unidades operando en modo de presión variable; por lo tanto, las unidades operando a presión constante generalmente no se utilizan para suministrar reserva.

Las unidades generadoras turbogas tienen una excelente característica de respuesta y son muy útiles en sistemas aislados. La típica capacidad de respuesta de estas unidades puede llegar a alcanzar un 10%/seg de cambio en la potencia generada.

Para las unidades hidráulicas, no se tienen estudios específicos precisos respecto a sus costos en el mantenimiento y suministro de la reserva; sin embargo, podrían ser despreciables en comparación a los costos de las unidades térmicas.

## 4.1 CAUSAS DE LA VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA

El objetivo fundamental es mantener la frecuencia del SINAC al valor nominal de  $f= 60$  Hz, es decir, el balance permanente entre la potencia demandada y la ofertada por las centrales de generación. Sin embargo existe un desbalance entre la demanda y la oferta de generación debido principalmente a las siguientes causas:

### a. Desviación de la demanda

Desviación de la demanda ejecutada versus la programada, o incertidumbre en el comportamiento de la demanda diaria debido a:

- Cambios climáticos.
- Variaciones inherentes de los usuarios principales (fallas, y variaciones de los programas de producción).
- Disposiciones legales repentinas (feriados y otros)
- Situaciones coyunturales (eventos trascendentes, fuerza mayor, error humano, etc.).

### b. Desviación de la oferta

Desviación de la oferta de generación programada versus la ejecutada, o incertidumbre en el comportamiento de la oferta diaria debido a:

- Retraso en la puesta en servicio de la unidad de generación prevista.
- Retraso en la toma de carga de consigna de la(s) unidad(es) de generación.

- Falla intempestiva de las unidades de generación por causas propias o externas (mecánicas, eléctricas, civiles u otros).
- Falla de una línea de transmisión del sistema principal o secundario por causas propias o externas.
- Variación de los programas de mantenimiento de unidades de generación y equipos de transmisión y de sus componentes principales considerados en el PDO.
- Fallas en los sistemas de abastecimiento de combustible.
- Situaciones coyunturales (eventos trascendentes, fuerza mayor, error humano, etc.)

## 4.2 FUNDAMENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE

- Para superar los desbalances oferta-demanda, es necesario disponer durante las 24 horas de una Reserva Rotante (RR) en el SINAC para garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico del sistema. La reserva rotante se define como:

$$RR = RPF + RSF = \sum_{i=1}^n Pd_i - \sum_{i=1}^n Pe_i$$

Donde:

**RR:** Reserva rotante del sistema.

**RPF:** Reserva rotante para regulación primaria de frecuencia.

**RSF:** Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia.

**Pd<sub>i</sub>:** Potencia disponible de cada integrante "i" del COES

**Pe<sub>i</sub>:** Potencia entregada de cada integrante "i" del COES

**n:** Número de integrante de generación que participan en el COES

- Por otro lado la existencia de desbalances oferta-demanda en el sistema, se traduce en variaciones de frecuencia que en márgenes inadecuados podría producir un cambio de estado del sistema.

Las cadenas de Markov se han utilizado para describir sistemas con un número finito y discreto de estados, y que están funcionando de forma continua en el tiempo. Un sistema generación cumple con tales características, ya que está funcionando continuamente en el tiempo, y se pueden modelar dos estados del mismo: en funcionamiento, o estado disponible, y averiado, o estado indisponible. Entre los dos estados que puede tener el sistema, se definen tasas de transición.

En el caso del sistema analizado, las tasas de transición de un estado a otro son:  $\lambda$  tasa de falla del sistema, y  $\mu$  tasa de reparación del sistema:

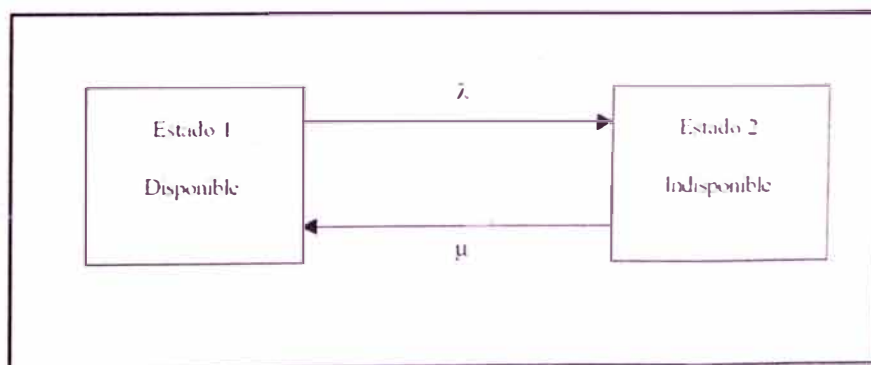


Figura 7

Donde:

- Tasa de falla:  $\lambda$ . La tasa de falla corresponde al número de fallas del sistema en el período considerado. Puede interpretarse como la tasa de transición del estado “en funcionamiento” al estado

“averiado”. La inversa de la tasa de falla es el tiempo medio transcurrido hasta una falla a partir del momento en que se pone en funcionamiento el sistema. Este tiempo medio suele anotarse como *MTTF (Mean Time To Failure)*.

- Tiempo de reparación:  $r = 1 / \mu$ . (Tasa de mantenimiento  $\mu$ ). De la misma forma que se ha definido el *MTTF*, se puede definir el *MTTR (Mean Time To Repair)* como el valor medio del tiempo de reparación de las fallas del sistema. El tiempo de reparación es equivalente a la duración de cada interrupción.

Los valores normalmente dados para estos parámetros son en realidad valores medios esperados. Las predicciones que se hacen de estos valores se basan en gran medida en los valores históricos de los índices de confiabilidad de los componentes del sistema. Es importante por lo tanto, cuando se realiza un análisis de confiabilidad, no sólo verificar el método utilizado, sino también verificar la confiabilidad de los datos de partida. Se debe señalar que en general no existe mucha estadística con respecto al comportamiento de los sistemas eléctricos por lo tanto la escasez de estos datos ha sido uno de los principales problemas para realizar estudios sobre el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia.

Si además las tasas de transición entre estados son constantes en el tiempo, se denomina un proceso estático de Markov. El que la tasa de transición entre los estados sea constante quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo que lleve funcionando o que lleve estropeado. Esta suposición es válida si el

sistema se encuentra en el período de vida útil del mismo. Es habitual que los sistemas tengan una tasa de falla con respecto al tiempo de tipo bañera

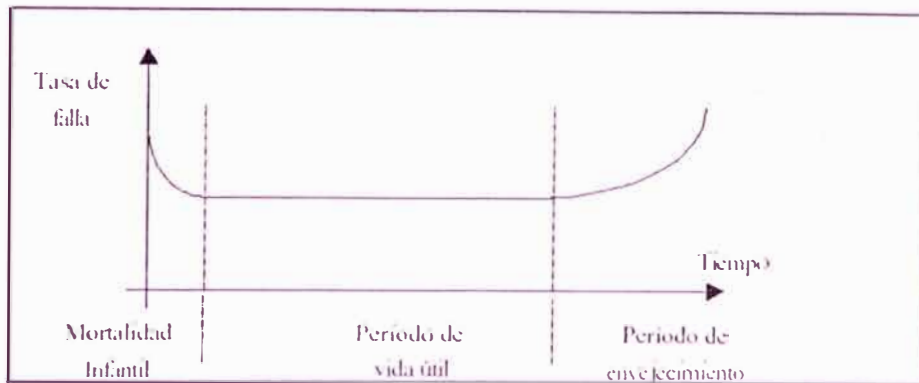


Figura 8 Tasa de falla de una componente durante su vida útil.

En los primeros momentos de la vida del sistema, existe lo que se llama la mortalidad infantil, o las fallas precoces del sistema, que obedecen a fallas de fabricación del mismo. Una vez superado ese período, el sistema entra en el período de vida útil, donde las fallas aparecen en forma aleatoria, y corresponden a una tasa de falla constante.

Al final de su vida, el sistema entra en la fase de envejecimiento, donde las fallas se multiplican y la tasa de falla crece. Es por lo tanto aceptable considerar que las componentes del sistema generación - transmisión se encuentra en el período de vida útil, sobre todo teniendo en cuenta la larga duración de la vida de las mismas.

Dada la aleatoriedad del fenómeno transitorio, se estimarán las reservas rotantes del sistema por métodos probabilísticos en función del índice de riesgo del sistema y de la disponibilidad del parque generador, por lo que es necesario conocer la tasa de falla de cada unidad de generación o del sistema en general. Tomando en cuenta que la probabilidad de ocurrencia

de fallas de los componentes en un sistema eléctrico tiene un comportamiento exponencial, ésta se puede representar mediante la siguiente ecuación:

$$P(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} - \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)t}$$

Donde  $P(t)$  es la probabilidad de falla del componente, como podemos representar en la siguiente figura:

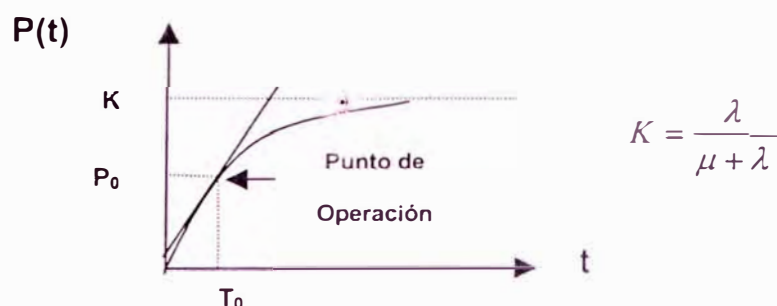


Fig.2 : Ley exponencial de la probabilidad de fallas de las unidades de generación

De esta expresión podemos deducir las siguientes tasas de falla para el sistema:

**a. Tasa de salida forzada (FOR =forced outage rate)**

Que se define como la probabilidad de que una unidad se desconecte intempestivamente, este indicador es usada para el planeamiento operativo de largo plazo y son calculados para períodos largos; es decir:

Si:  $T \rightarrow \infty$

$$P(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = FOR$$

**b. Tasa de reemplazo de salida (ORR=outage replace rate)**

- Se define como la probabilidad que un equipo cuando se desconecte por falla, sea reemplazada por un generador equivalente en un tiempo  $T$  (LEAD TIME), este indicador es usado para el planeamiento operativo de corto plazo.
- Dada la no-linealidad de la expresión general de la probabilidad de fallas, pero para pequeñas variaciones del tiempo se puede linealizar para el punto de operación  $(T_0, P_0)$  por la aproximación de la serie de Taylor, lográndose la siguiente expresión lineal.

Cuando:

$\Delta t \rightarrow 0$  y  $\mu \rightarrow 0$  se obtiene la siguiente expresión  $\forall T \leq 30$  minutos

$$P(t) = \lambda * t$$

Cuando  $t$  es igual al Lead Time ( $t=T$ )

$$P(T) = \lambda * T = \text{ORR} \dots\dots\dots(5)$$

Donde ORR es la tasa de reemplazo de salida.

**c. Probabilidad de reemplazo de salida por falla**

- El cálculo de esta probabilidad de reemplazo se basará en la aplicación de la siguiente fórmula recursiva:

$$P(X) = (1 - \text{ORR}) \cdot P'(X) + \text{ORR} \cdot P'(X - C)$$



Donde:

$P(X)$ : Probabilidad de reemplazo después de añadir  $C$  (Mw).

$P'(X)$ : Probabilidad de reemplazo antes de añadir  $C$  (Mw).

$C$ : Capacidad adicional (Mw) del sistema de generación.

- En resumen la probabilidad  $P(X)$  de la indisponibilidad disminuye a medida que se incremente la capacidad  $X$ (Mw) de reserva asignada al sistema y un aumento de la confiabilidad  $R(X)$  total del Sistema Interconectado Nacional, tal como podemos resumir en la siguiente figura

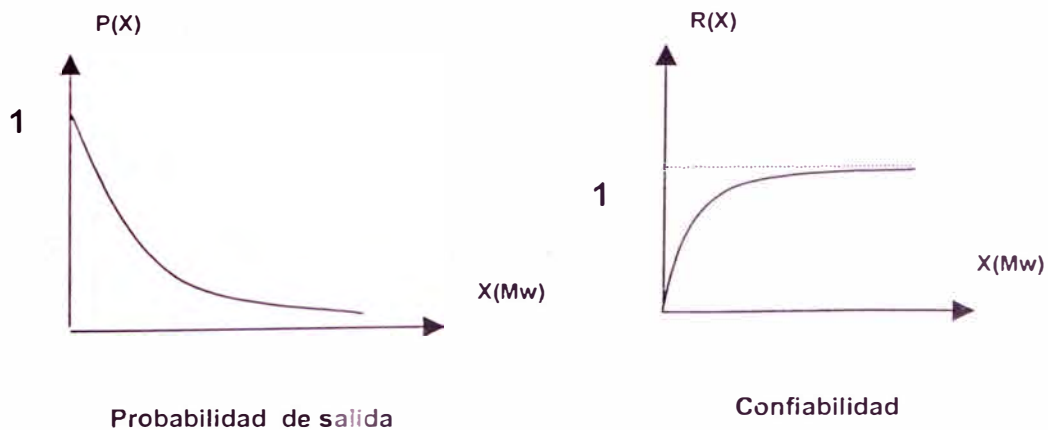


Figura 9 Curvas de probabilidad de reemplazo por falla  $P(X)$  y confiabilidad  $R(X)$  del sistema en función de la reserva rotante  $X(\text{Mw})$  total del COES.

### 4.3 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA EN RESPUESTA AL USO DE LAS RESERVAS ROTANTES

El sistema está expuesto permanentemente al cambio de estado, por lo tanto las reservas asignadas entrarán en acción en cualquier momento para evitar la transición al estado de emergencia; por esta razón las RR serán asignadas las 24 horas del día, preservando la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico de acuerdo a la NTCSE, y mantener las variables de control del sistema dentro de los márgenes de tolerancias admisibles.

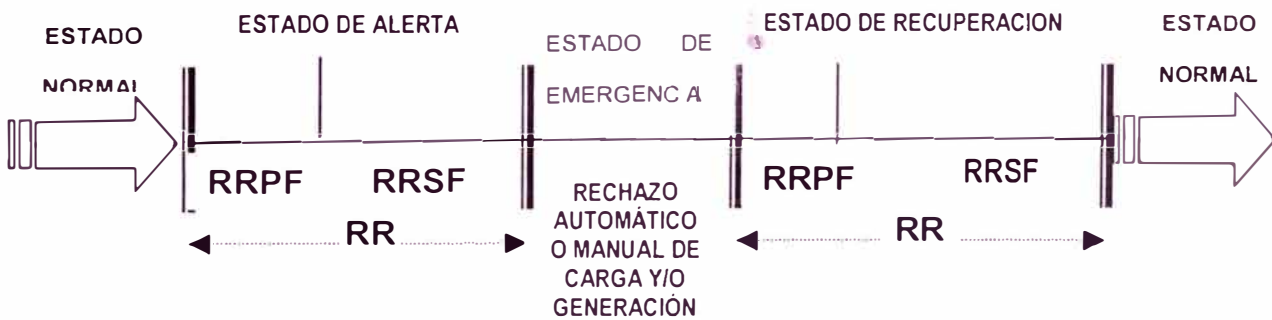


Figura 10 Diferentes etapas por las que puede pasar un sistema frente a una perturbación.

#### a. Tolerancias admisibles- Operación en estado normal.

- Variación sostenida de la frecuencia:

**Para  $\Delta f = \pm 0.6\%$  [59.64 Hz y 60.36 Hz]**

- Variación súbita de la frecuencia:

**Para  $\Delta f = \pm 1.0$  Hz [59.0 Hz y 61.0 Hz]**

- Integral de Variación diaria de Frecuencia:

**Para  $\pm 600$  ciclos/día.**

### b. Tolerancias con riesgos- Operación en estado de alerta.

- Rechazo automático de carga  $58.5 \text{ Hz} \leq f \leq 59.0 \text{ Hz}$  y en primer escalón. Para evitar la desconexión automática de carga ajustado para operar los relés de mínima frecuencia.
- $f \geq 58.5 \text{ Hz}$  Para no perder la estabilidad del sistema y la reducción de la vida útil de las unidades térmicas. Por lo tanto, el nivel mínimo de la frecuencia del sistema le determina la capacidad de las unidades térmicas y que se fija por debajo de  $58.0 \text{ Hz}$ .
- $f \leq 63.0 \text{ Hz}$  Para no originar la desconexión automática de la generación y/o descarga de las unidades de generación en forma automática o manual.

Por lo tanto las acciones correctivas tienen que controlar en forma permanente y oportuna las variaciones de frecuencia del sistema, para no perder la estabilidad del sistema y mantener el suministro eléctrico con seguridad y calidad; tal como se muestra en el diagrama de bloques de la siguiente figura.

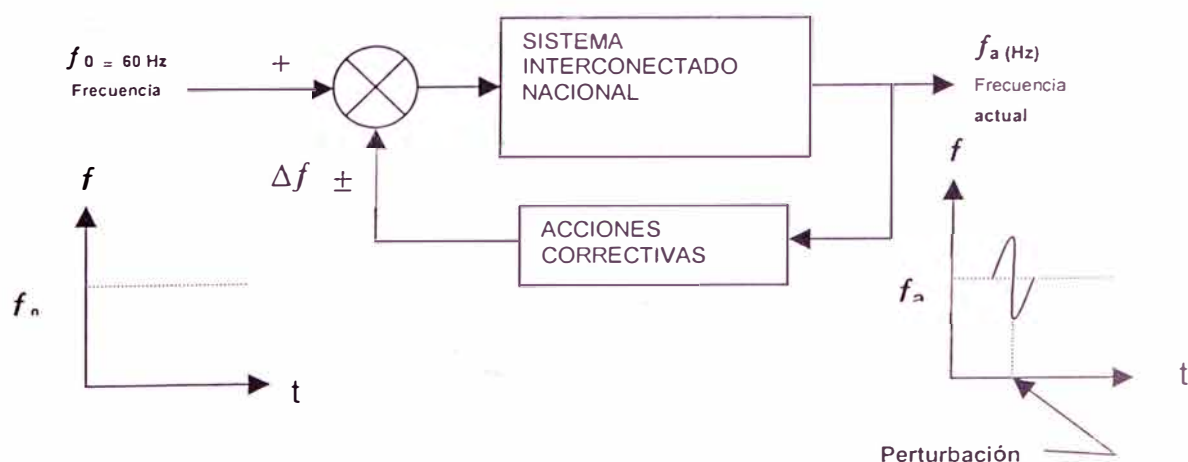


Figura 11 Resultado de las acciones correctivas para mantener la frecuencia constante.

### **c. Programación de áreas aisladas**

- Para la Programación de la operación de áreas aisladas, con capacidad de respuesta de regulación primaria, se dispone de la reserva local bajo la misma metodología que para el Sistema integrado.
- Se programa la reserva rotante en forma distribuida para las tres principales áreas del SINAC: Centro, Norte y Sur.
- En caso de áreas con baja capacidad de respuesta de regulación primaria de frecuencia, la reserva rotante se programa básicamente sobre una regulación secundaria.

### **d. Operación de áreas aisladas**

En caso de aislamiento de un área dentro del Sistema Interconectado Nacional, el Coordinador especifica la frecuencia de referencia (FR) de acuerdo a las pautas emanadas del presente Procedimiento y supervisará su ejecución a través de los Centros de Control de los Miembros del COES aislados, hasta tanto se disponga la reposición del área al Sistema, (PR-09).

### **e. Acciones correctivas de la reserva no sincronizada de emergencia.**

Esta acción se podría dar en cualquier momento por déficit de la reserva rotante por variaciones súbitas, ocasionadas por falla en el sistema de generación, transmisión o distribución del Sistema Interconectado Nacional. Por lo tanto, para la acción correctiva oportuna es necesario asignar esta reserva para mantener con seguridad, calidad y economía el suministro eléctrico, de acuerdo a

las exigencias de la NTOTR y NTCSE, para la cual está habilitada por el COES cumpliendo lo siguiente:

- La entrada en operación y en paralelo con el sistema de estas unidades no sincronizadas de emergencia, deberá producirse en un tiempo no mayor a los 10 minutos
- Superar el estado de “alerta”, cuando es insuficiente reserva rotante y evitar el cambio de estado del sistema a una situación de “emergencia”.
- Cuando el sistema pasa súbitamente del estado “normal” a un estado de “emergencia”, asegura que se recupere rápidamente los valores nominales de los parámetros de operación (frecuencia o tensión) del sistema.
- Para prever cambios adversos por disminución de la reserva rotante, se hará una previsión de unidades no sincronizadas de emergencia en el PSO, PDO o en la Reprogramación de la Operación en Tiempo Real según procedimiento establecido en cada caso.

**f. Corrección de la frecuencia por acción de la reserva rotante**

Varias unidades generadoras habilitadas para la RPF y RSF, podrán participar simultáneamente en forma automática y/o manual; para lo cual es preciso tener presente lo siguiente:

- a. El Coordinador y los CC de los Miembros del COES harán uso de los dispositivos de control de frecuencia con referencia satelital (GPS), en los que están establecidos los límites de ajuste inferior (**Lai**), límites de ajuste superior (**Las**); límites

máximos y mínimos que deben tomar en consideración para comenzar las acciones correctivas; por otro lado dichas señales deben incluir los límites Inferior (**Li**) y límite superior (**Ls**) que conforman la banda de variación de Frecuencia. Las señales deben mantenerse dentro de los límites de la banda en condiciones normales de operación.

- b. Los CC de los Miembros del COES que efectúan la RSF del Sistema, deberán tener un indicador o registrador en el que se visualice el valor de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras habilitadas bajo su control y deberá informar al Coordinador de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente sus funciones.
- c. Todas las acciones correctivas de la RPF y RSF deben ser oportunas, confiables y eficaces para controlar las variaciones de frecuencia dentro de los límites establecidos en la NTCSE. El Coordinador y los CC de cada Integrante, con dicha responsabilidad, agotarán todas las posibilidades para preservar la calidad del suministro eléctrico del Sistema.

En la próxima figura, se muestra los niveles de frecuencia y la acción en tiempo real de las medidas correctivas sobre las mismas que ejerce el Coordinador y los CC de los Miembros del COES del Sistema para evitar el cambio de estado del sistema a una situación de emergencia. Toda acción correctiva, se hará en forma coordinada entre el Coordinador y los CC con centrales de regulación habilitadas.

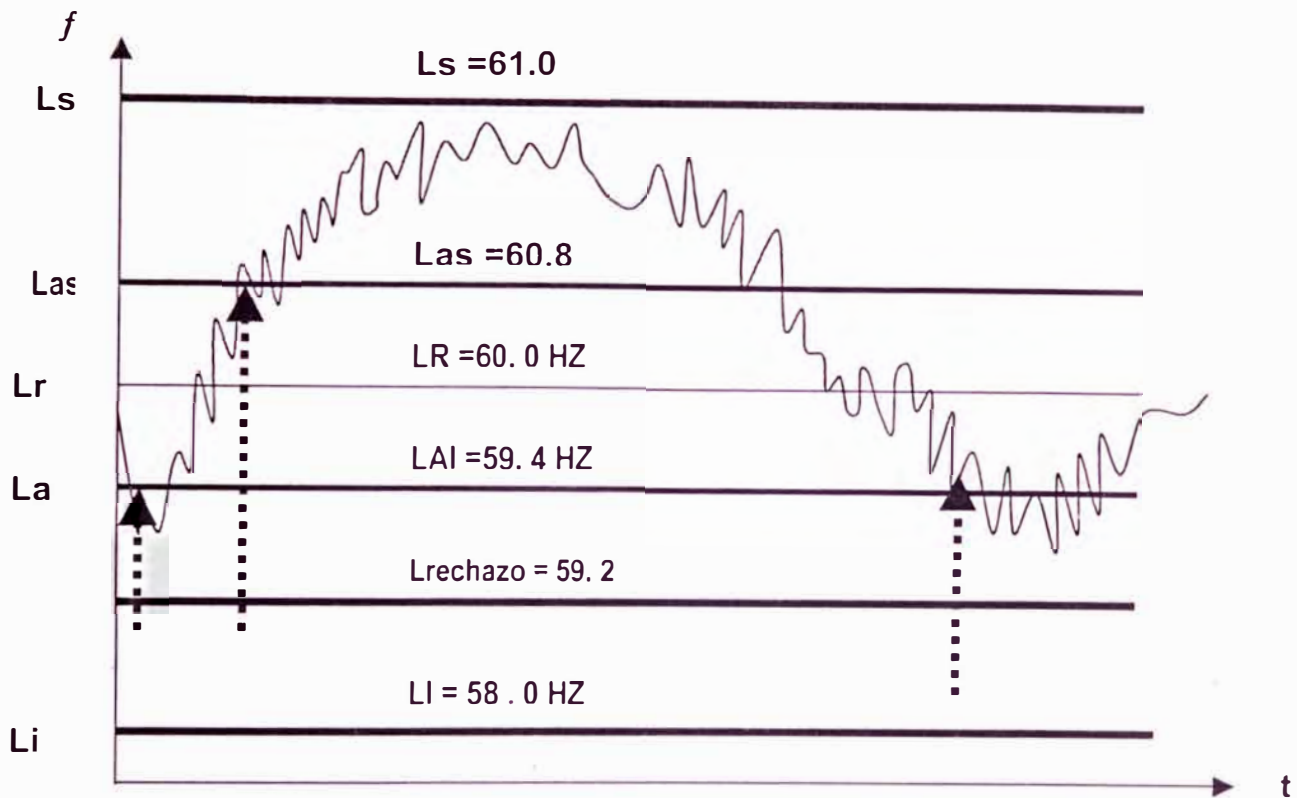


Figura 12 Evolución de la frecuencia y acción del coordinador.

$L_s$  : Límite superior.

$L_i$ : Límite inferior.

$L_{as}$ : Límite de ajuste superior.

$L_{ai}$ : Límite de ajuste inferior.

$L_r$  : Límite de referencia o frecuencia nominal.

En la próxima figura, se muestra la evolución de la frecuencia cuando se produce una variación de la demanda ( $\Delta Pd$ ) del Sistema y el comportamiento de la frecuencia por las medidas correctivas logradas con las unidades habilitadas para RPF y RSF. Las acciones correctivas sirven para restablecer la frecuencia del Sistema a su valor nominal o de referencia, como a continuación se detalla:

- En la RPF: Son las acciones correctivas ejecutadas por el conjunto de unidades de generación habilitadas para tal fin.

- b. En la RSF: Son las acciones correctivas de la unidades de generación habilitadas para este fin y poder absorber el 100 % de la variación de potencia, con el objetivo de devolver el estado de equilibrio inicial de las unidades de RPF.

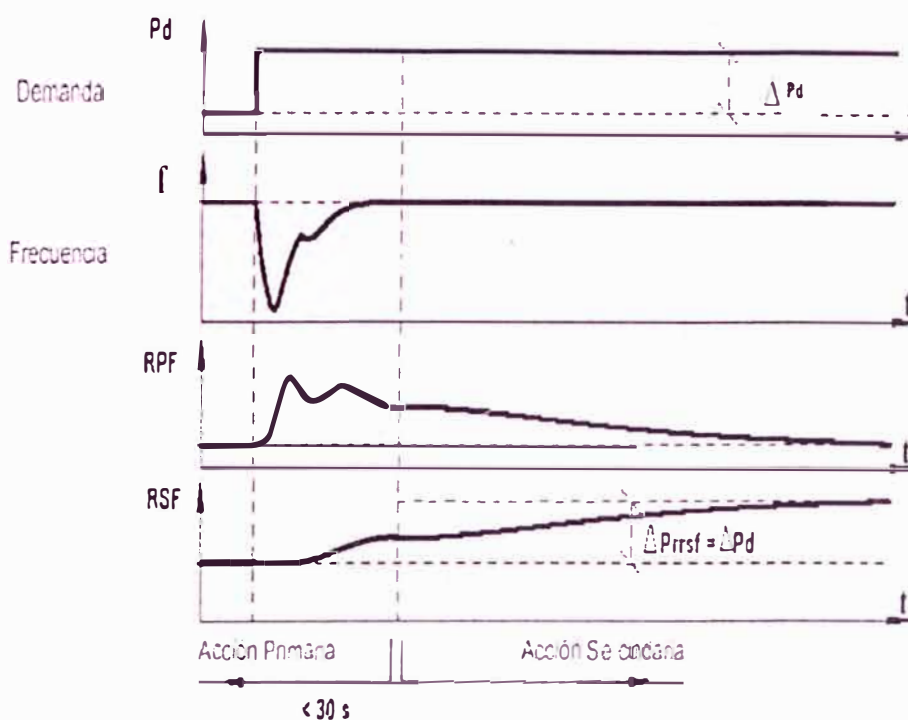


Figura 13 Evolución de la frecuencia del sistema debido a las acciones correctivas por medio de las RR (RRPF y RRSF) frente a las variaciones de la demanda ( $P_d$ ).

Donde:

$f$  : Frecuencia del Sistema.

$P_d$  : Demanda del sistema (Mw).

**RRPF** : Potencia generada por unidades que solo aportan a la RPF.

**RRSF** : Potencia generada por unidades que aportan además a la RSF.



Por otro lado, en la siguiente figura se muestra otra forma de visualizar las acciones correctivas de las RR cuando existen variaciones de la frecuencia en cualquier instante durante las 24 horas del día. El objetivo de esta acción es recuperar el balance de energía que resulta después de ocurrida las variaciones de la oferta o demanda del sistema, de contar con una adecuada reserva rotante por días típicos de la semana.

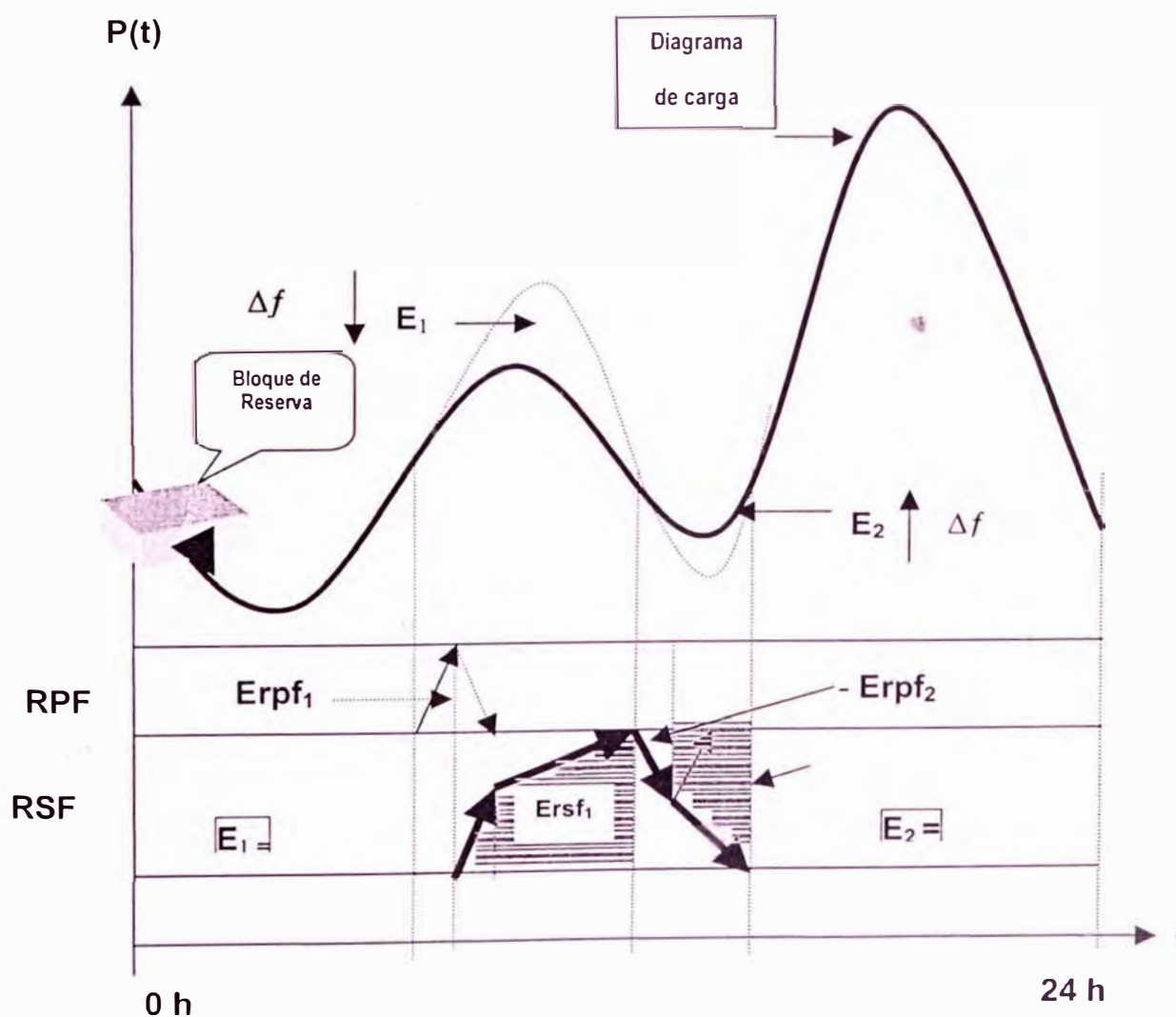


Figura 14 Acciones correctivas de las reservas rotantes frente a variaciones de frecuencia del sistema visto en la curva de demanda

Donde:

$E_1$  :Corresponde a un exceso de demanda del Sistema, por lo tanto una **caída de la frecuencia**.

$$E_1 = E_{rsf_1} = E_{rpf_1} + \Delta E_{rsf_1}$$

$E_{rsf_1}$  :Debida a la acción de la regulación secundaria de frecuencia (RSF) y sirve además para restablecer la capacidad a la reserva primaria de frecuencia

$E_{rpf_1}$  :Debida a la acción de la regulación primaria de frecuencia (RPF).

$\Delta E_{rsf_1}$  :gasto adicional de RSF durante el proceso de restablecimiento de la frecuencia.

$E_2$  :Corresponde a una caída en la demanda por una falla o descarga del sistema, por lo tanto existe un **incremento de la frecuencia**, que significa descargar las unidades de regulación.

$$E_2 = E_{rsf_2} = - [ E_{rpf_2} + \Delta E_{rsf_2} ]$$

$E_{rsf_2}$  :Debida a la acción de descarga de las unidades asignadas para la regulación secundaria de frecuencia (RSF) y la reposición de la energía disminuida por la RPF; es decir la recuperación de la posición de equilibrio de las unidades regulación primaria.

$E_{rpf_2}$  :Disminución debida a la acción de descarga de las unidades asignadas para la regulación primaria de frecuencia (RPF).

$\Delta E_{rsf_2}$  :Descarga adicional de RSF durante el proceso de recuperación de la frecuencia nominal.

#### g. Tiempo admisible de las acciones correctivas de las reservas

A continuación se adjunta los rangos que simultáneamente deben de producirse las acciones correctivas de las reservas para evitar el cambio de estado del sistema a una situación de emergencia o estado de falla.

ACCIÓN CORRECTIVA DE LA RESERVA ROTANTE		OTRAS RESERVAS DE EMERGENCIA	
RESERVA PRIMARIA	RESERVA SECUNDARIA	RESERVA NO SINCRONIZADA DE EMERGENCIA	RESERVAS NO SINCRONIZADA
$T \leq 30$ seg.	$T > 30$ seg.	$T \leq 10$ mins.	$T > 10$ mins.
Acción de la RPPF: Corresponde a la respuesta automática de los reguladores.	Acción de la RRSF: El margen de tiempo para que la reserva rotante responda a los cambios de la demanda. Corresponde a la acción de regulación manual o automática.	Acción RNSE: Arranque de la(s) unidad(es) como reserva(s) de arranque rápido, si las condiciones del sistema lo exigen.	Acción de la RF: Arranque de las unidades de acuerdo al menor costo operativo del sistema.

Tabla 2

T: Tiempo máximo requerido para iniciar la acción correctiva para evitar el estado de emergencia del sistema.

#### **h. Reserva rotante en función a las máximas demandas del Sistema**

La reserva óptima del SINAC, será determinada por el Programa MAP-COES. Este programa utiliza como información: el índice de riesgo del Sistema, la disponibilidad del parque generador, la tasa de reemplazo de salida forzada (ORR), la demanda del sistema y otros datos necesarios.

Si en caso de emergencia, no se contara con el programa MAP-COES por alguna circunstancia, se asignarán una RPF, que considera

en principio un nivel de reserva de 1.5 % de la demanda del SINAC. En otras condiciones el PDO definirá el porcentaje de reserva.

#### 4.4 COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL DE LOS GENERADORES ANTE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA

Hasta aquí el comportamiento dinámico del sistema ante perturbaciones ha sido presentado en forma conjunta, sin embargo ahora se hará hincapié en el comportamiento individual de las unidades generadoras, cuya actuación es indispensable para el correcto funcionamiento del sistema.

Cuando hay un cambio de carga como consecuencia de un incremento de demanda o alguna falla de algún componente del sistema, se produce inmediatamente un cambio de la potencia eléctrica entregada por cada uno de los generadores (reserva momentánea). Esto causa un desbalance entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica que resulta en una variación de la velocidad en cada generador, la cual, es determinada con la ec.

$$P_a = P_m - P_e = 2H \frac{d\omega}{dt}$$

$$M = 2 * H \quad \text{constante de inercia}$$

De la ecuación anterior, se puede observar claramente que el desequilibrio entre potencia mecánica y potencia eléctrica es lo que produce una variación en la velocidad y por lo tanto, una variación en la frecuencia del sistema.

Si :

$0 < P_a$  la velocidad del rotor  $\omega$  disminuye

$0 > P_a$  la velocidad del rotor  $\omega$  aumenta

El cambio en la potencia eléctrica requerida por la carga es suministrado casi instantáneamente por la variación de la energía cinética de las masas rotantes, dada en la ecuación, que provoca una aceleración o desaceleración de las mismas.

$$\Delta W = W_0 \left( 1 - \frac{fk^2}{f_0^2} \right)$$

Ante la falla de una unidad generadora en el sistema ó un incremento en la demanda, se provoca una disminución en la frecuencia con una pendiente determinada por la inercia de todo el parque de generadores operando.

Como consecuencia de la disminución de la velocidad y por la acción de los reguladores de velocidad, la potencia mecánica entregada por las turbinas comienza a incrementarse.

Esto provoca una reducción en la pendiente de disminución de la velocidad y luego un aumento de la misma cuando la potencia mecánica de la máquina de impulso excede a la potencia eléctrica entregada por el generador. Al final, la frecuencia alcanzará un valor que es diferente del nominal, mientras que la potencia mecánica del sistema habrá aumentado una cantidad igual a la magnitud del desbalance generación/demanda tal como se muestra la figura.

En esta figura se observa claramente que, mientras la potencia mecánica entregada como reserva no iguale la variación en la demanda o la potencia de la unidad generadora que ha fallado, la frecuencia continuará decayendo.

En este caso en particular se considera que la demanda es constante, es decir, no es función ni de la tensión ni de la frecuencia.

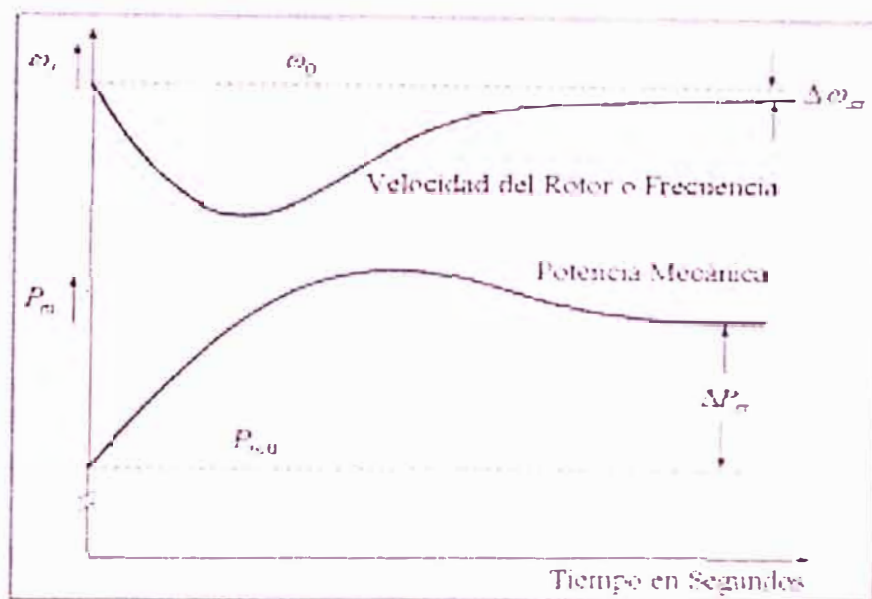


Figura 15 Potencia Mecánica y velocidad del rotor

## CENTRALES HIDRÁULICAS

Las características de respuesta mecánica dependen del tipo de unidad considerada. Las unidades hidráulicas, durante los primeros segundos, presentan un comportamiento contrario al requerido por el regulador de velocidad. En el momento de la apertura del distribuidor, la potencia mecánica disminuye debido a que cuando el distribuidor abre la compuerta, el flujo no cambia inmediatamente a causa de la inercia del agua; sin embargo, la presión a través de la turbina se reduce, provocando una reducción en la potencia.

Con una respuesta determinada por la constante de tiempo de la columna de agua,  $T_w$ , el agua acelera hasta que su flujo alcanza el nuevo valor estacionario, el cual, establece la nueva potencia estacionaria. En la ec.(2.4), se define  $T_w$ :

$$T_w = \frac{LU_o}{a_g H_o}$$

Este valor  $T_w$  normalmente varía entre 0.5 y 4 segundos y representa el tiempo requerido para llevar el agua en el conducto forzado desde el reposo hasta una velocidad  $U_o$ , con un salto  $H_o$ . La longitud del conducto forzado es  $L$  y  $a_g$  la aceleración de la gravedad.

## **CARACTERÍSTICA DE LA RESPUESTA DE LAS UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS**

Se presenta el análisis del comportamiento de dos unidades en particular: una unidad generadora térmica turbovapor y una hidráulica. La Figura siguiente muestra la considerable diferencia en el aporte de potencia mecánica de una unidad generadora térmica y una hidráulica ante un mismo requerimiento de reserva (242 MW magnitud del generador fallado en  $t=0$  segundos). Ambas unidades generadoras operan a 250 MW antes de la perturbación tal como se puede apreciar en la figura en  $t=0$ .

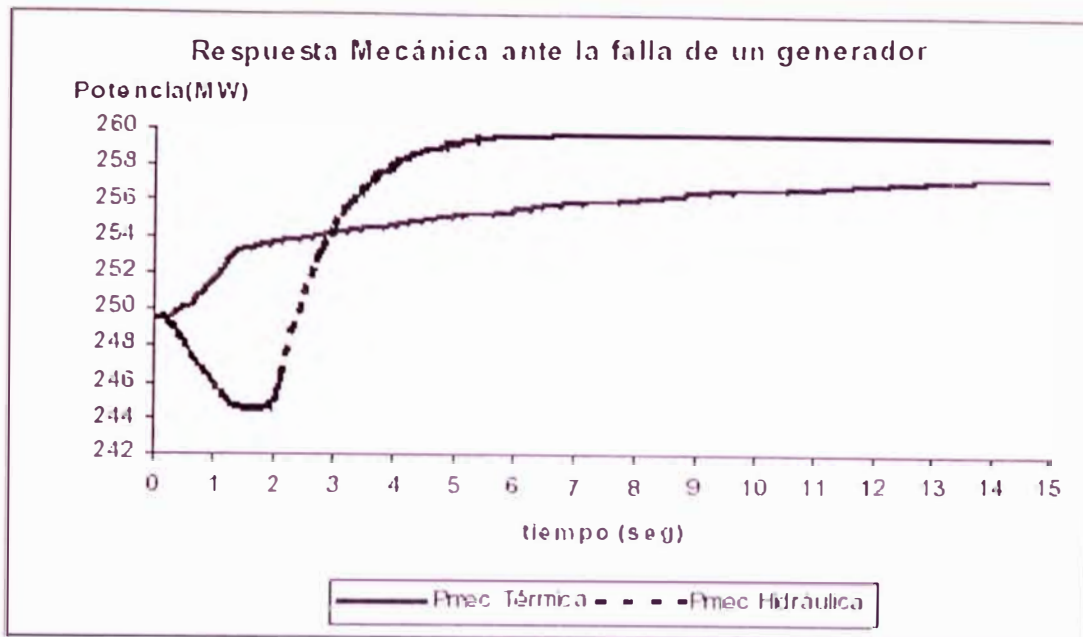


Figura 16 Resposta a una variación de frecuencia

En la Figura, la curva creciente en todo el intervalo simulado ( $P_{mecTérmica}$ ), representa la respuesta de una unidad generadora térmica ante un requerimiento de potencia adicional, mientras la curva decreciente y luego creciente ( $P_{mechidráulica}$ ) representa la respuesta de una unidad generadora hidráulica. Se observa que las unidades generadoras hidráulicas tienen un comportamiento muy particular, ya que ante un requerimiento de potencia adicional, disminuyen su aporte durante los primeros segundos, sin embargo, pasado algún tiempo, la respuesta se incrementa superando incluso a la térmica (TV). En la Figura anterior, la respuesta mecánica de la unidad generadora hidráulica supera a la térmica a partir de los 3 segundos aproximadamente llegando a su máximo valor a los 6 segundos, mucho antes que la térmica.

Una explicación descriptiva de este fenómeno argumenta que, si se aplica una disminución de presión al final del conducto forzado que lleva el agua hacia la turbina como consecuencia de la apertura del distribuidor,



entonces el agua en el conducto forzado se acelera. Esto es, si hay un cambio negativo en la presión, habrá un cambio positivo en la aceleración que provocará que durante los primeros segundos la potencia mecánica de la turbina tenga un comportamiento contrario al requerido por el regulador de velocidad. Este comportamiento negativo hace necesaria su consideración en la modelación del problema por su eventual implicancia en la desconexión de carga.

Por el contrario, el comportamiento de las unidades generadoras térmicas es diferente a las hidráulicas, ya que ante una perturbación, todas las unidades turbovapor equipadas con reguladores de velocidad, aumentan su potencia generada cuando se requiere el suministro de una potencia adicional. Esta potencia adicional es lograda a través de la apertura de las válvulas que inyectan vapor a la turbina como se ve en la siguiente figura, provocando un aumento de la potencia mecánica de la turbina que compensa la desaceleración causada como consecuencia de la perturbación.

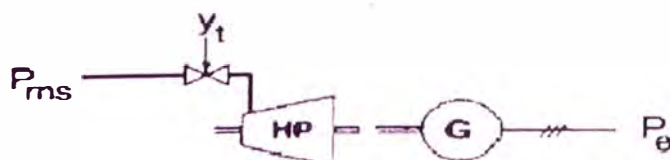


Figura 17 Esquema turbina – generador

#### 4.4 ELECCIÓN DE MAQUINAS REGULANTES

No todos los grupos del sistema pueden mantener la frecuencia en el rango permisible para el cumplimiento de NTCSE.

Para la habilitación de una máquina para participar en la regulación primaria de frecuencia, se requiere el cumplimiento de una serie de requisitos técnicos.

En particular se establecen un estatismo permanente comprendido entre el 0 % y el 6 % y una banda muerta en frecuencia menor que 0.1 % (0.06 Hz), Capacidad de Regulación mínima del +/-5% dentro de todo su rango de generación y Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.

Se dispone de una lista de méritos con las características de los reguladores de velocidad, así como la gradiente de toma de carga, los costos variables totales, etc. El orden de mérito se constituye en función del indicador:

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente de toma de carga}}{\text{Estatismo}}$$

La operación con subsistemas temporalmente aislados (áreas) se puede dar en condiciones de mantenimiento programado, pruebas u otras contingencias imprevistas, que obligan a operar en esas condiciones dichas áreas dentro de un determinado período, mientras dure la reposición al SINAC.

Con la finalidad de seleccionar las centrales regulantes para sistemas temporalmente aislados, el SINAC se ha subdividido en áreas (Anexo 01 del Procedimiento N° 09 Coordinación de la Operación en Tiempo Real del

SINAC), con su(s) probable(s) central(es) regulante(s). Estas posibilidades no son excluyentes, podrían aislarse en otros subsistemas diferentes en función a la indisponibilidad de las líneas.

La RSF pueden ejercer las mismas centrales asignadas para la RPF, pero manteniendo la reserva de agua equivalente al menos para un período de 30 minutos de autonomía.

De no contar con centrales regulantes primarias para ejercer la RSF, como por ejemplo en subsistemas temporalmente aislados, dicha reserva se asignará(n) con unidad(es) hidráulica(s) preferiblemente aquella(s) con capacidad de regulación, del ranking establecido por la DOCOES.

De no contar con unidad(es) hidráulica(s) con capacidad de regulación necesaria, se asignará(n) para la regulación de frecuencia a unidad(es) de las centrales de pasada, según clasificación establecido por la DOCOES.

En ausencia de unidades hidráulicas se asignarán las unidades térmicas para la regulación primaria y / o secundaria de frecuencia de acuerdo a la lista de méritos aprobado por la DOCOES.

Existen grupos generadores los cuales se establece un modo de funcionamiento con estatismo regular y que al crearse zonas aisladas cambian dicho estatismo a un valor menor por que son las que les toca en dicha zona.

En el sistema peruano se forman zonas aisladas se designan los grupos:

- En la Zona de Piura los grupos 1,2 o 3 de la Central Malacas, el grupo TGN4 no realiza RPF

- En la zona de zona de Chiclayo, se tiene a la C.H. Carhuaquero que normalmente opera con un estatismo de 6% y cuando se aísla se establece de 2% a 3%.
- En la Zona Centro esta la C.H. Huinco principalmente con los grupos G1 y G3 y la C.H. Matucana.
- En la Zona Sur esta principalmente la C.H. Charcani V y la C.H. San Gaban, también la C.H. Machupicchu cuando su zona esta aislada con una pobre regulación, en la Zona de C.H: Aricota si esta aislado se utiliza la C.T. Calana para la RPF.

El COES realiza la programación de la reserva rotante considerando las máquinas regulantes disponibles. Esta programación considerará el nivel de riesgo aprobado por la DOCOES.

La(s) central(es) que son calificadas para ejercer la RR deben de aportar la reserva necesaria para RPF ó RSF, por la cual la(s) central(es) se verán obligada(s) a operar en niveles de potencia diferente a su óptimo en el Sistema.

Las centrales asignadas para ejercer la RR del Sistema serán despachadas en el Programa Semanal, Programa Diario o Reprogramación de la Operación con las restricciones necesarias para mantener la reserva rotante.

Cada integrante es responsable por la calidad del suministro eléctrico comprometidos con sus clientes.

Si el sistema se divide en subsistemas se realizará la misma metodología de cálculo y asignación de la reserva rotante.

En caso de que en una central hidráulica el mantener la reserva rotante significara vertimiento, o sea, que la central se vería forzada a verter la energía no despachada para mantener la reserva, el Coordinador deberá limitar el despacho de la RR en dicha central, fijando la máxima generación posible para evitar el vertimiento.

En las centrales térmicas habilitadas, se les asignará la RR en el orden indicado por la lista de méritos, teniendo en cuenta un porcentaje de su potencia máxima operable para la RSF del sistema.

Si en la operación de tiempo real, una unidad quedará imposibilitada de seguir participando en la RR, el integrante informa dicha indisponibilidad al Coordinador, por lo que se realizara la Reprogramación de la Operación con las asignaciones de la reserva de otras unidades de la lista de méritos.

#### **4.5 VINCULACION ENTRE ECONOMIA Y SEGURIDAD**

La medida de seguridad extrema con la que se cuenta en el sistema por sus consecuencias a los usuarios finales, es la desconexión automática de carga.

Mientras mayor sea la cantidad de reserva rotante en el sistema, menor será el valor esperado de la desconexión automática de carga y los costos esperados de la interrupción, sin embargo, los costos de operación del sistema se incrementarían notablemente. Por otro lado, disponer de poca reserva en el sistema, aumenta el riesgo de tener un mayor valor esperado de potencia desconectada y mayores condiciones críticas de funcionamiento para el sistema. Como consecuencia de lo anterior, los costos esperados de interrupción aumentan y de allí la posibilidad de colapso del sistema, sin embargo, ante esta situación, los costos operativos disminuyen. Por lo tanto,

surge aquí una función de compromiso entre seguridad y economía operativa (costos de combustible). La reserva que el sistema debe tener, tiene que ser óptima desde el punto de vista económico teniendo en cuenta requisitos de seguridad. Es decir, que la suma de los costos de operación y los costos esperados de interrupción debe ser mínima.

La figura muestra el comportamiento de los costos de operación y de los costos esperados de interrupción como una función del nivel de reserva del sistema. La suma de estas dos curvas (costos de operación y costos esperados de interrupción) definen una tercera curva cuyo punto mínimo, determina el nivel óptimo de reserva necesario en el sistema. En esta misma figura se muestra en detalle cómo los costos de operación del sistema aumentan a medida que es aumentado el nivel de reserva; mientras que, los costos esperados de interrupción disminuyen.

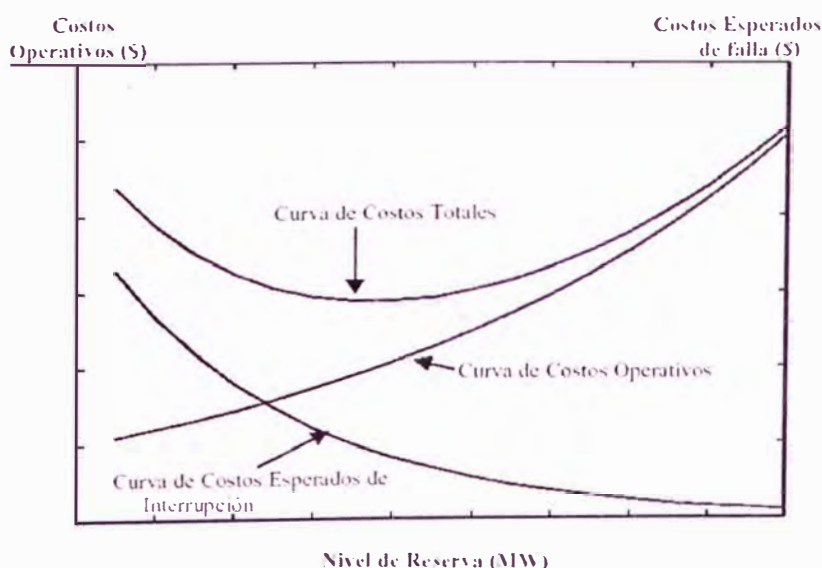


Figura 18 Costos de Operación y de Interrupción

## CAPITULO 5

### APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS PARA LA REGULACION DE LA FRECUENCIA

La Norma Técnica se ha dado como complemento a la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N°25844) la cual fomenta el desarrollo de la actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica. En este contexto, la NTCSE tiene por objeto asegurar un nivel satisfactorio en la prestación de los servicios eléctricos, garantizando a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad.

#### 5.1 INDICADORES DE LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA

La Norma NTCSE considera tres índices para evaluar la calidad de la frecuencia:

- Variaciones Sostenidas -  $\Delta f_i$  en %

$$\Delta f_i = \left( \frac{f_k - f_n}{f_n} \right) * 100\%$$

$f_k$  media de los valores instantáneos en un intervalo de 15 minutos.

- Variaciones Súbitas de Frecuencia – *VSF en Hz*

$$VSF = \sqrt{\left( \frac{1}{1 \text{ min.}} \int f^2(t) dt \right)} - f_n$$

- Integral de Variación Diaria de Frecuencia – *IVDF en ciclos*

$$IVDF_{\Delta \text{dia} \rightarrow h} = \int_0^h (f(t) - f_n) dt$$

$$IVDF_{total} = \sum IVDF_{ACUM anterior} + IVDF_{\Delta \text{dia} \rightarrow h}$$

donde:

$f_i$  : Valor instantáneo de frecuencia, medido en un punto cualquiera de la red, en un intervalo de medición  $i$  de quince (15) minutos

$f_n$  : Valor de frecuencia Nominal del sistema (60Hz.)

$\sum IVDF_{ACUM anterior}$  Es la suma de los valores de la integral para cada día anteriores al día en que se evalúa la IDVF desde el inicio del año

## 5.2 TRANSGRESIONES A LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA

Las tolerancias permitidas para cada índice son:

- **Variaciones sostenidas**  $\Delta f_i = \pm 0.6\%$

Se establece un periodo de análisis de 15 minutos,

$$\left( \frac{f \text{ lim} - 60}{60} \right) = \pm 0.006$$

$$f \text{ lim} = 60 \pm 0.36$$



En forma practica, si la frecuencia estuviera en forma permanente en 60.36 o en 59.64 por un tiempo de 15 minutos se transgrediría este índice.

- **Variaciones súbitas -  $VSF = \pm 1$  Hz**

Si se llegara a mantener una frecuencia de 59 o de 61 Hz por el periodo de un minuto, se originaría una variación súbita.

Dado que existe una configuración de rechazo de carga por mínima frecuencia en el sistema sería extraño llegar a un estado de operación con una frecuencia de 59 Hz, pero podría presentarse en pequeños sistemas aislados.

- **Integral de variaciones diarias de frecuencia -  $IVDF = \pm 600$  ciclos (10 segundos)**

A diferencia de los dos índices anteriores en el que se definen rangos de operación, este índice esta definido con la finalidad de mantener la característica de exactitud a la frecuencia y tratar de mantener el nivel de 60 Hz.

Se considera que la electricidad es de mala calidad en los siguientes tres casos:

- Si las variaciones sostenidas se encuentran fuera del rango permitido por un tiempo acumulado superior al 1% del periodo de medición
- Si en un período de medición se produce más de una variación súbita
- Si en un período de medición se producen violaciones a la integral de variaciones diarias de frecuencia.

### 5.3 COMPENSACIONES POR INFRACCIONES A LA FRECUENCIA

#### 5.3.1. COMPENSACIÓN POR VARIACIONES SOSTENIDAS

El periodo de medición es de 15 minutos de duración

$$C_{\text{sost}} = \sum_q \mathbf{b} \cdot \mathbf{B}_q \cdot \mathbf{E}(q)$$

Donde:

**q**.- Es el intervalo de medición de 15 minutos de duración en el se violan las tolerancias de los niveles de frecuencia.

**b**.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

**b** = 0.05 US\$/kWh

**B<sub>q</sub>**.- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo q, se calcula con dos decimales de aproximación de acuerdo a la siguiente tabla:

$\Delta f_q$ (%)	$B_q$
$0.6 <  \Delta f_q (\%)  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q (\%) $	$2 + ( \Delta f_q (\%)  - 1) / 0.1$

Tabla 3

**E(q)**.- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición q.

### 5.3.2. COMPENSACIONES POR VARIACIONES SUBITAS

El Intervalo de medición es de 1 minuto

$$C_{\text{sub}} = b' \cdot B_m \cdot P_m$$

Donde:

$b'$ .- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

$$b' = 0.05 \text{ US\$/kW}$$

$B_m$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ( $N_{\text{VSF}}$ ) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, se calcula con dos decimales de aproximación de acuerdo a la siguiente tabla:

$N_{\text{VSF}}$	$B_m$
$1 < N_{\text{VSF}} \leq 3$	1
$3 < N_{\text{VSF}}$	$2 + (N_{\text{VSF}} - 3)$

Tabla 4

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

$P_m$ .- Es la potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo (un mes), expresada en kW.

### 5.3.3. COMPENSACIONES POR VARIACIONES DIARIAS

El periodo que se considera es de 1 día en el cual

$$C = \sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$$

Donde:

d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

b''.- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

$$b'' = 0.05 \text{ US\$/kW}$$

B<sub>d</sub>.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (M<sub>VDF</sub>) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

M <sub>VDF</sub> (ciclos)	B <sub>d</sub>
600 < M <sub>VDF</sub> ≤ 900	1
900 < M <sub>VDF</sub>	3 + (  M <sub>VDF</sub> - 900  / 100 )

Tabla 5

P<sub>d</sub>.- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

## 5.4 METODOLOGIA DE CALCULO

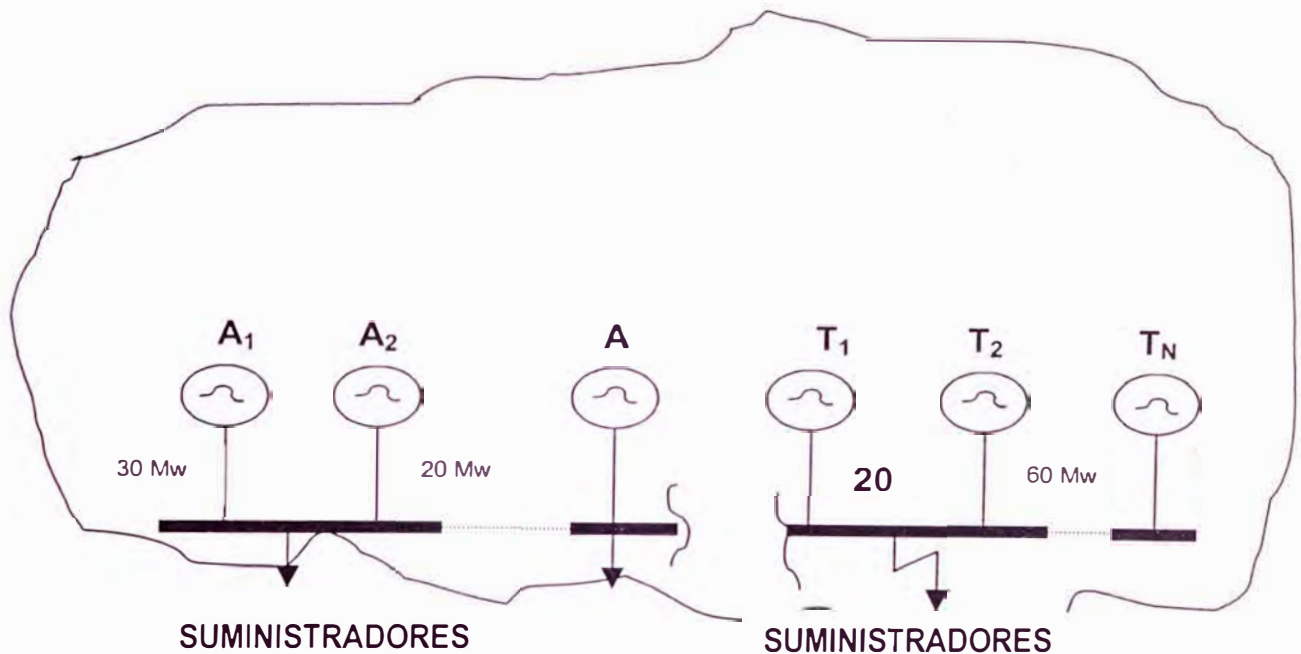


Figura 19

$\forall i = [1, 2, \dots, m]$  suministradores afectados.

$\forall j = [1, 2, \dots, n]$  suministradores transgresores.

### a. Variacion Sostenida

Se tiene debidamente identificados a los Suministradores responsables de las transgresiones así como a los suministradores afectados con la falla.

La falla (mala calidad del producto) se produjo por espacio de 36 segundos, donde los transgresores son dos integrantes cuya potencia que entregaban al sistema antes de la falla era de 20 Mw y 60 Mw respectivamente. Por otro lado las cargas que estaban entregando antes de la falla los suministradores afectados, eran de 30 Mw y 20Mw respectivamente.

### (i) Evaluación

- Indicador de calidad: Aplicando la siguiente expresión se determina, la variación porcentual de la frecuencia.

Suponiendo que como resultado se obtuvieran los siguientes resultados:

$$\Delta f_q(\%) = (f_q - f_n) / f_n * 100\%$$

$$\Delta f_q = 1.2\% \text{ y para este valor } B_q = 4$$

- Compensación total por variaciones Sostenidas de frecuencia.

$$CPVS = \sum_q b * B_q * E(q)$$

q: Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b: Compensación unitaria por violación de la frecuencia = 0.05US\$/kWh (Tercera Etapa)

$B_q$ : Factor de proporcional que esta definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%).

$E(q)$ : Energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición o falla

Nota: Solo se considera para un evento, donde  $q = 36$  s

Donde la energía suministrada de mala calidad durante el período "q" será:

$$E(q) = [30 + 20] * (36/60 * 60) * 1000 = 500 \text{ kWh}$$

Por lo tanto reemplazando datos se tiene:

$$M_T = CPVS = 0.05 \text{ US\$/kwh} * 4 * 500 \text{ kwh} = 100 \$$$

## (ii) Modo de compensación.

- ◆ Habrán “n” suministradores transgresores a la NTCSE
- ◆ Habrán “m” suministradores afectados por la transgresión que pagaron a su(s) cliente(s)

$$M_{ji} = \frac{T_j}{\sum_{j=1}^n T_j} * \frac{A_i}{\sum_{i=1}^m A_i} M_T$$

$M_{ji}$  : Monto que devuelve el suministrador transgresor “j” al suministrador afectado “i”

$A_i$  y  $T_j$  : Energía en kWh que estaba entregando o generando antes de la variación sostenida de la frecuencia.

$\forall i = 1, \dots, m$  : suministradores afectados.

$\forall j = 1, \dots, n$  : suministradores transgresores.

Aclaración: La devolución será ejecutada por los “n” transgresores a los “m” suministradores afectados del modo como se muestra en la siguiente matriz [ $m \times n$ ] de devoluciones por compensaciones:

$$M_{ji} \begin{pmatrix} M_{11} & M_{12} & M_{13} & \dots & M_{1n} \\ M_{21} & M_{22} & M_{23} & \dots & M_{2n} \\ M_{31} & M_{32} & M_{33} & \dots & M_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{m1} & M_{m2} & M_{m3} & \dots & M_{mn} \end{pmatrix}$$

Para el caso particular del problema, es decir:

$$J = 1 \text{ y } 2 \quad e \quad i = 1 \text{ y } 2$$

$$M_T = 100 \$$$

Y en función a los MWH generados o entregados antes del evento, tenemos:

$$M_{11} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{3}{20} * 100 = 15.\$$$

$$M_{12} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{1}{10} * 100 = 10\$$$

$$M_{21} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{9}{20} * 100 = 45.\$$$

$$M_{22} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{3}{10} * 100 = 30.\$$$

## b. Variaciones Súbitas

### (i) Evaluación

- Indicador de calidad expresado en Hz.

Supongamos que el caso anterior se dieron  $N_{VSF} = 8$  (variaciones súbitas).

Para este caso, en las peores condiciones le corresponde  $B_m = 7$

- Compensación total por variaciones Súbitas de frecuencia.

$$CPVSU = b' \cdot B_m \cdot P_m = M_T$$

$b'$ : Compensación unitaria por variación súbita de la frecuencia = 0.05US\$/kW ( Tercera Etapa)

$B_m$  : Factor de proporcional que esta definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ( $N_{VSF}$ ) que transgreden la tolerancia durante un período de Medición,



$P_m$  : Es la potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo, expresada en kW.

De donde: si han sido identificados 2 suministradores afectados, las variaciones súbitas para cada uno de ellos representa:

$$MT_1 = 0.05 \text{ US\$/kwh} * 7 * 30 * 1000 = 10500 \text{ \$}$$

$$MT_2 = 0.05 \text{ US\$/kwh} * 7 * 20 * 1000 = 7000 \text{ \$}$$

$$MT = 17500 \text{ \$}$$

## (ii) Modo de compensación.

- ◆ Habrán “n” suministradores transgresores a la NTCSE
- ◆ Habrán “m” suministradores afectados por la transgresión que pagaron a su(s) cliente(s)

$M_{ji}$  : Monto que devuelve el suministrador “j” al suministrador “i”

$Pa_{mi}$  y  $Pt_{mj}$ : Máximas Potencias en kW que estaban entregando o generando los suministradores afectados y transgresores respectivamente, durante el periodo de Control o la variación súbita de frecuencia.

$$M_{ji} = \frac{Pt_{mj}}{\sum_j^n Pt_{mj}} * \frac{Pa_{mi}}{\sum_i^m Pa_{mi}} CPVSU$$

$$\forall i = 1, \dots, m$$

$$\forall j = 1, \dots, n$$

$$M_{12} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{1}{10} * 17500 = 1750\$$$

$$M_{11} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{3}{20} * 17500 = 2625\$$$

$$M_{21} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{9}{20} * 17500 = 7875\$$$

$$M_{22} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{6}{20} * 17500 = 5250\$$$

### c. Variaciones Diarias

Para el mismo caso anterior, es decir para los suministradores transgresores (2) y afectados (2).

#### (i) Evaluación

- Indicador de calidad expresada en Ciclos.

Supongamos que durante la evaluación del indicador de calidad ( la Magnitud de la Integral de Variación Diaria de Frecuencia )  $M_{VDF}$  resultara 1850 ciclos por día de control, para este valor se obtiene el siguiente:

$$\boxed{\text{Para } M_{VDF} = 1600 \text{ ciclos, le corresponde } B_d = 10}$$

- Compensación total por variaciones Diarias de frecuencia.

$$CPVD = b'' * B_d * P_d = M_T$$

Habiéndose identificado 2 suministradores afectados que tienen que compensar a sus clientes por la transgresión a la NTCSE.

$$M_{T1} = 0.05 \frac{US\$}{kW} * 10 * 30 * 1000 kW = 15000\$$$

$$M_{T1} = 0.05 \frac{US\$}{kW} * 10 * 20 * 1000 kW = 10000\$$$

$$MT = 25000 \$$$

b'': Compensación unitaria por variación Diaria de la frecuencia = 0.05US\$/kW ( Tercera Etapa).

$B_d$  : Factor proporcional que esta definido en función a la Magnitud de la Integral de Variación Diaria de Frecuencia ( $M_{VDF}$ ) evaluada para el día "d", según lo indicado en la Tabla del margen de tolerancia de los indicadores de calidad Anexo 02.

$P_d$  : Es la potencia máxima suministrada durante el día "d", expresada en kW.

### (ii) Modo de compensación.

- ◆ Habrán "n" suministradores transgresores a la NTCSE
- ◆ Habrán "m" suministradores afectados por la transgresión que pagaron a su(s) cliente(s)

$$M_{ji} = \frac{Pt_{dj}}{\sum_{j=1}^n Pt_{dj}} * \frac{Pa_{di}}{\sum_{i=1}^m Pa_{di}} CPVD$$

- ◆  $M_{ji}$  : Monto que devuelve el suministrador "j" al suministrador "i"

$P_{a_{di}}$  y  $P_{t_{dj}}$ : Máxima Potencia en kW que estaba entregando o generando los suministradores afectados y transgresores durante el periodo de Control o la variación Diaria de frecuencia.

$\forall i = 1, \dots, m$ , suministradores afectados.

$\forall j = 1, \dots, n$ , suministradores transgresores.

$$M_{11} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{3}{20} * 25000 = 3750\$$$

$$M_{12} = \left(\frac{20}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{1}{10} * 25000 = 2500\$$$

$$M_{21} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{20}{20+30}\right) * M_T = \frac{3}{10} * 25000 = 7500\$$$

$$M_{22} = \left(\frac{60}{20+60}\right) * \left(\frac{30}{20+30}\right) * M_T = \frac{9}{20} * 25000 = 11250\$$$

## **CAPITULO 6**

### **ANÁLISIS DEL MODELO PROBABILISTICO DE LA RESERVA ROTANTE DEL SINAC – MAP COES**

En este capítulo describiremos la parte fundamental del desarrollo de la aplicación del MAP-COES, tal como establece el procedimiento del cálculo de la reserva rotante del COES, este es el aplicativo oficial de para dicho cálculo y adicionalmente se describen las funcionalidades e interacciones con sus fuentes de información que son el SICOES y el OASIDISP.

#### **6.1 TEORIA DE LA TÉCNICA PROBABILÍSTICA ESTABLECIDA PARA EL CALCULO DE LA RESERVA EN EL SISTEMA ELECTRICO PERUANO**

Utilizando la metodología probabilística de Roy Billinton, R.N Allan Longmans (1), que se basa en el índice de riesgo del sistema (Método PJM - PENNSILVANIA MARYLAND JERSEY) que considera la naturaleza estocástica de las unidades de generación y asociada con simulaciones de estabilidad transitoria de tiempo medio de pérdida de unidades de generación comunes en el sistema se definen los criterios para la determinación del margen de reserva rotante.

El método emplea índices de Energía esperada no servida, para la evaluación económica. Con la ayuda de ambos enfoques se determinar un nivel de reserva adecuado.

Otra manera de clasificar a la reserva rotante del SINAC es en reserva eficiente y reserva ineficiente.

**LA RESERVA EFICIENTE.-** Es empleada para el control de la frecuencia y es de respuesta rápida, a diferencia de las demás unidades que poseen estrecho margen de regulación, esta reserva la proporciona la Central Huinco y La Central Charcani V.

**LA RESERVA INEFICIENTE.-** Está presente a lo largo del día, pero es de escasa capacidad de respuesta para afrontar pérdidas de generación y variaciones imprevistas de la demanda con niveles de frecuencia aceptables.

La técnica probabilística, que considera el comportamiento estocástico de las unidades de generación es basada en el índice del riesgo del sistema, definido como la probabilidad de no satisfacer la demanda o de encontrarla a las justas en un tiempo determinado definido como el LEAD TIME, el Lead Time es tomado generalmente como el tiempo de arranque de una unidad marginal, en el SINAC el tiempo de arranque y de sincronización - puesta en paralelo de unidades térmicas de 150 MW y 50 MW oscila entre 30 y 10 minutos respectivamente.

El Lead Time (Tiempo de planeamiento de la operación) elegido fue de 30 minutos. A partir de las tasas de falla de las unidades se construye una tabla de probabilidad de salida basándose en las tasas de falla individuales de las unidades, modeladas éstas bajo dos estados y considerando la distribución de fallas de naturaleza exponencial.

### 6.1.1 Probabilidad de reemplazo de salida por falla.

Basados en la fórmula recursiva:

$$P(X) = (1-ORR) * P'(X) + ORR * P'(X-C)$$

Se construyen tablas de probabilidad de reemplazo de salida por falla.

### 6.1.2 Energía esperada no servida (EENS).

De la tabla de probabilidad de reemplazo de salida se obtiene la EENS en el tiempo del Lead Time.

El Costo de la Energía Esperada No Servida (CEENS) es:

$$CEENS = EENS * IEAR$$

**IEAR** Tasa de energía interrumpida

$$EENS = \sum (L - (C - X_{(k)})p_{(k)}) * T$$

Donde :

L = Demanda.

C = Capacidad máxima sincronizada.

$X_{(k)}$  = Valor discreto de la Tabla de Probabilidad de Salida.

$p_{(k)}$  = Probabilidad individual de la tabla de probabilidad de salida..

T = Lead Time = 0.5 h.

## 6.2 PREMISAS CONSIDERADAS

- Los índices de la tasa de falla fueron basados en la estadística desde Enero del 2001 a Marzo del 2002.
- Para las unidades nuevas se asumió una tasa de falla de (4 fallas en 1000 horas de operación). Estas tasas se actualizarán constantemente y hasta se pueden clasificar por periodos estacionales.

- La Tasa de Energía Interrumpida (IEAR) a 5 (\$/kWh), que es un valor estándar internacional (ver referencias 4 y 5), este valor es mucho mayor en otros sistemas (ver referencia 9) y corresponde al costo total de no ser abastecido la demanda por falla súbita e imprevista de las unidades o centrales de generación, dentro del mismo están considerados los costos por el kWh que los usuarios del sistema tuvieron a consecuencia de quedar sin suministro, este costo se puede obtener como:  $IEAR = \text{costo de racionamiento} + \text{costo por la energía no suministrada} + \text{costo a consecuencia de la interrupción en los usuarios finales}$ .
- El Costo de Racionamiento = U.S. \$ 0.25, valor fijado por la CTE, y corresponde al costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas, éste costo es calculado como un valor único y es representativo de los déficit más frecuentes que puede presentarse en el sistema eléctrico.
- El Lead Time  $T = 0,5$  h, corresponde al tiempo necesario para poder reemplazar la desconexión por falla de una unidad térmica por otra de similar capacidad. El tiempo tomado corresponde al esperado para que entre en servicio una unidad Diesel o a Gas (> 50 MW).
- Para obtener la constante de inercia del sistema se utiliza la metodología de la referencia bibliográfica (7), el cual establece una simplificación del sistema empleando mediciones de la característica del comportamiento de la frecuencia.



### 6.3 MODELAMIENTO DE DATOS

El manejo de datos del MAP-COES esta fuertemente integrada a la estructura de datos del SICOES, además relacionada con el Modelo de Despacho OASIDISP, este ultimo trabaja con una estructura mas simplificada y eficiente más acorde con el manejo de los costos variables que se agrupan de acuerdo a su afinidad funcional.

En la siguiente figura se muestra el flujo de datos de las fuentes de información para el MAP-COES, la información de las tasas de falla y las horas de operación no es un proceso permanente sino que se realiza después de periodos anuales o estaciones que definan comportamientos diferentes en los equipos.

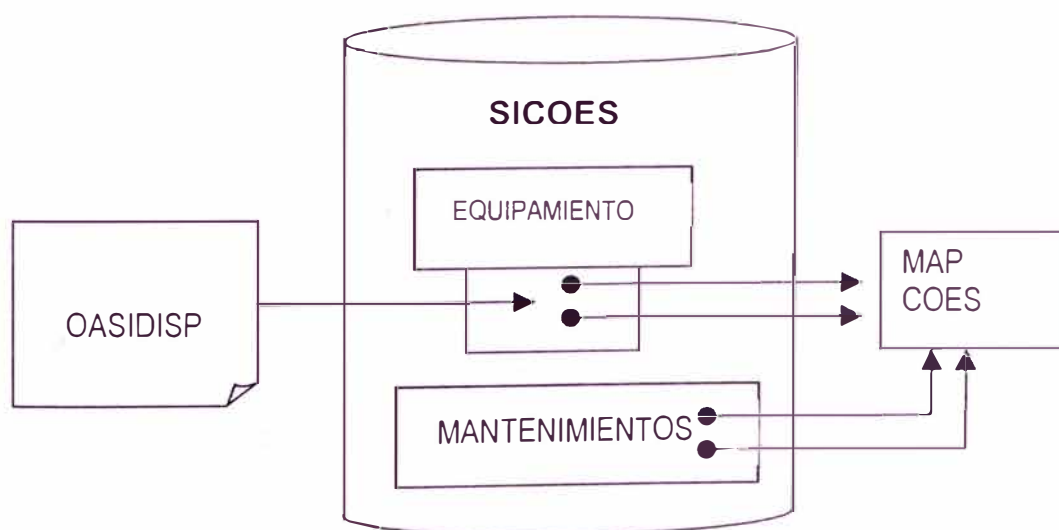


Figura 20 FLUJO DE INFORMACION PARA EL MAP COES

Como parte del OASIDISP también se maneja la estructura de los costos variables de los generadores térmicos e hidráulicos.

El diseño de la estructura de datos del modelo de la reserva MAP-COES respecto al existente del Sistema de Información del COES – SICOES, se relacionaron con los módulos siguientes:

#### **Modulo de Equipamiento.-**

Se definen todas las características de los equipos del sistema eléctrico en forma individual, a diferencia del modelo del Despacho OASIDISP donde las definiciones de "grupos eléctricos" se basa en la agrupación de unidades con características de operación semejantes por motivos de practicidad en el manejo de variables y costos.

#### **Modulo de Mantenimiento.-**

Se registran los mantenimientos programados anuales, mensuales, semanales y diarios.

#### **Modulo de Eventos y Mantenimientos Ejecutados.-**

Se registran los eventos importantes que ocurren en el sistema: fallas, secuencia de equipos que salieron fuera de operación por causa de las fallas, interrupciones de suministro, horas de operación de los grupos, mantenimientos ejecutados, y todo evento ocurrido, este modulo interactua en tiempo de ejecución en el registro inmediato de los eventos en la base de datos para que en forma instantánea este disponible.

#### **Modulo de Mediciones**

Modulo que registran la información histórica de valores o registros de los puntos de medición. Contiene información de medidores, cálculos de transferencia de potencia, valores instantáneos

de generación, información detallada de todos los puntos del SCADA por cada variación e información histórica de cada 15 minutos.

En el siguiente gráfico se muestra las tablas principales en un diagrama Entidad – Relación utilizadas en el SICOES que son relacionadas con el modelo MAP-COES

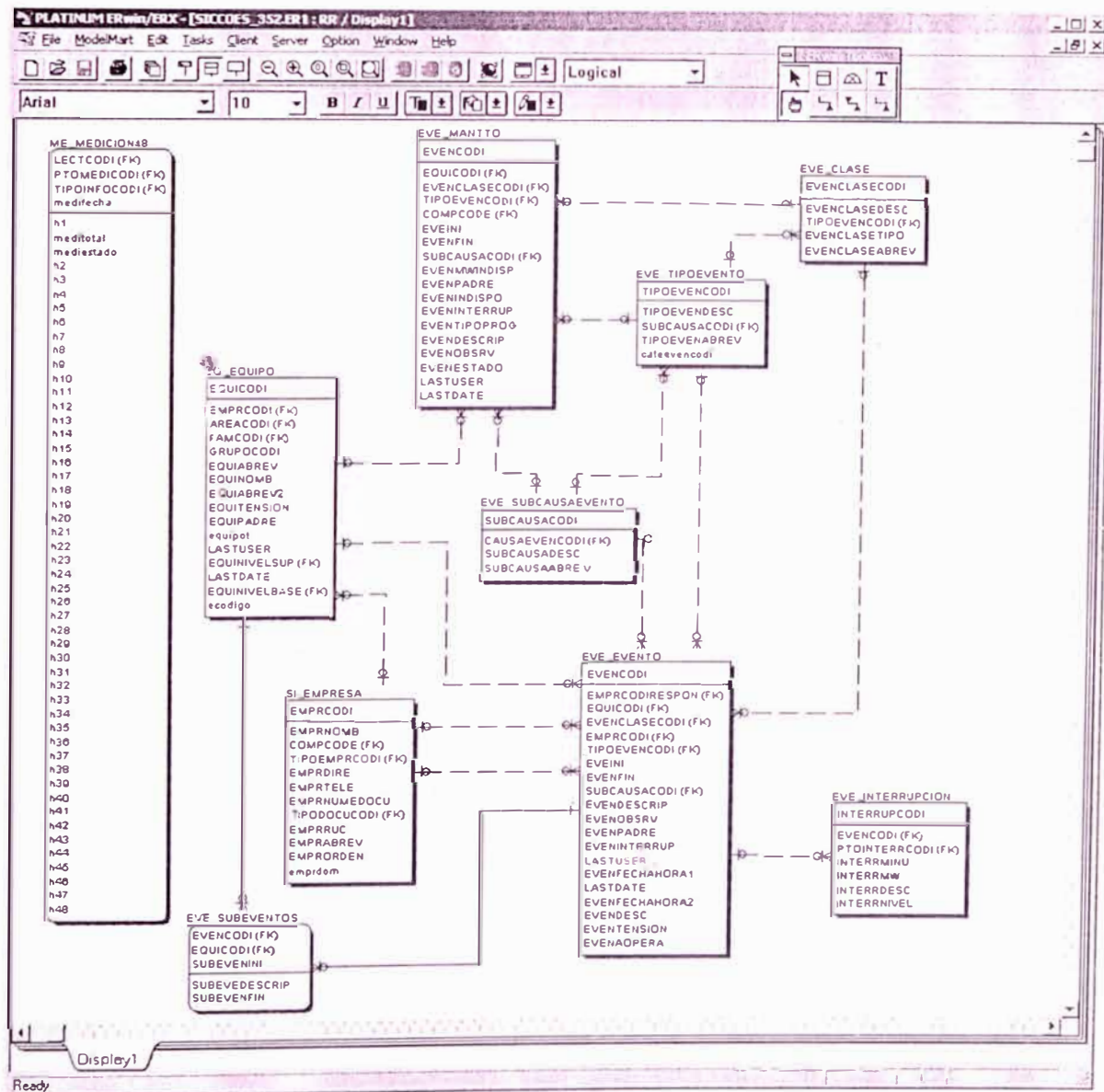


Figura 21

DESCRIPCIÓN DE LAS TABLAS PRINCIPALES QUE UTILIZA EL MAPCOES

Tabla de mantenimientos **EVE\_MANTTO**

Cuya estructura esta definida:

- EQUICODI.- Código del equipo para el mantenimiento
- EVENINI.- Fecha hora del inicio del mantenimiento
- EVENFIN.- Fecha hora del termino del mantenimiento
- EVENINDISPO.- Registra si el mantenimiento va ha generar indisponibilidad del equipo, existe caso de mantenimientos en caliente.
- EVENDESCRIP.- Descripción del mantenimiento
- EVENCLASECODI.- Clase de mantenimiento; anual, mensual, semanal, diario.
- TIPOEVENCODI.- Tipo de mantenimiento: preventivo, correctivo, ampliación.
- EVENMWINDISP.- Cantidad de MW indisponibles.
- SUBCAUSACODI.- Causa del mantenimiento.

#### Tabla del Despachos Programados ME MEDICION48

Este en una tabla **denormalizada** diseñada específicamente al requerimiento de almacenar información de producción, de todo un día, cada media hora (48 valores), quiere decir que un registro almacena un día de información de un generador.

Su estructura define los siguientes campos:

- LECTCODI.- Define a que grupo de puntos de información.
- PTOMEDICODI.- Define el punto de medición (generador)
- TIPOINFOCODI.- Unidad de los datos: MW, MVAR, S/. Hz..
- MEDIFECHA.- Fecha tipo año – segundo, al cual pertenecen los datos del registro

- MEDITOTAL.- Sumatoria de todos valores del día  $\sum_1^{48} h_i$ .
- h1 .. h48 .- Valores de las mediciones de todo el día: 0:15, 0:30, ..

### Tabla de los Equipos **EQ EQUIPO**

Esta tabla contiene información de todos los equipos de las empresas que pertenecen al COES y equipos principales de las distribuidoras y Clientes Libres. La estructura de esta tabla esta diseñada para soportar diferentes niveles de agrupación o desagregación. El nivel más bajo detalla todos los equipos del sistema sin considerar ningún tipo de agrupamiento, y este nivel se usa para el registro de mantenimientos.

- EQUIPADRE.- Equipo que representa el siguiente nivel.
- EQUITENSION.- Tensión de operación del equipo.
- ECODIGO.- Código único de identificación del equipo.
- EMPCODI.- Empresa propietaria del equipo.
- AREACODI.- Ubicación del equipo.
- EQUICODI.- código interno único del equipo.
- EQUINOMB.- Nombre del equipo.
- FAMCODI.- Tipo de Equipo.
- EQUIABREV.- identificación del equipo dentro del área ubicación.
- GRUPOCODI.- Código de la clasificación del agrupamiento para despacho del OASIDISP.

El modelo MAP-COES genera cursores (Tablas temporales) para el manejo de la data proveniente del SICCOES y para el proceso de generación de la tabla "riesgo – reserva". Este proceso esta dividido en dos lados, uno del calculo diario que utiliza el mantenimiento programado diario y

el despacho programado diario y por otro lado el semanal que procesa en forma semejante al anterior.

#### 6.4 DESARROLLO DEL APLICATIVO

Definiremos 3 procesos para explicar el tratamiento de la información del calculo:

- El proceso de obtención y adecuamiento de la información necesaria para el calculo de la reserva.
- El proceso de Cálculo.
- El proceso de aplicación de la reserva calculada en el despacho programado.

The screenshot shows the 'ASIGNACIÓN DE LA RESERVA' window in the Oasis software. The window has a title bar 'Oasis' and a menu bar. Below the menu bar, there are several tabs: 'Modelo de Estudio', 'Despacho diario', and 'Despacho Semanal'. The main area contains a table with the following columns: 'On line', 'Unidad', 'On line', 'Unidad', 'Ubicación', 'Empresa', 'P max', 'P min', 'Tasa Falta', and 'CRR compromiso'. The table lists various units and their associated data. Below the table, there are fields for 'Lead time de compromiso', 'margen oferta', 'demanda', and 'Margen de tiempo'.

On line	Unidad	On line	Unidad	Ubicación	Empresa	P max	P min	Tasa Falta	CRR compromiso
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO1	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO1	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0001	0.0000722
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO2	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO2	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0002	0.0001825
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO3	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO3	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0000	0.0000361
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO4	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO4	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0001	0.0001454
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO5	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO5	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0001	0.0000722
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO6	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO6	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0001	0.0001093
<input checked="" type="checkbox"/>	MRO7	<input checked="" type="checkbox"/>	MRO7	CH MALITZARI	ELECTROPERU	104.50	30.00	0.0002	0.0001925
<input checked="" type="checkbox"/>	RON1	<input checked="" type="checkbox"/>	RON1	CH FEUTZASZI	ELECTROPERU	70.00	30.00	0.0002	0.0002176
<input checked="" type="checkbox"/>	RON2	<input checked="" type="checkbox"/>	RON2	CH FEUTZASZI	ELECTROPERU	70.00	30.00	0.0002	0.0001815
<input checked="" type="checkbox"/>	RON3	<input checked="" type="checkbox"/>	RON3	CH FEUTZASZI	ELECTROPERU	68.00	30.00	0.0001	0.0000722
<input type="checkbox"/>	MAK1	<input type="checkbox"/>	MAK1	CH TUMBE	ELECTROPERU	50.00	5.00	0.0051	0.0050561
<input type="checkbox"/>	MAK2	<input type="checkbox"/>	MAK2	CH TUMBE	ELECTROPERU	80.00	5.00	0.0174	0.0174223
<input type="checkbox"/>	EMD1	<input type="checkbox"/>	EMD1	CH CALLES NEDES	ELECTROPERU	1.80	1.20	0	0.0
<input type="checkbox"/>	EMD2	<input type="checkbox"/>	EMD2	CH CALLES NEDES	ELECTROPERU	1.80	1.20	0	0.0

Lead time de compromiso: 1.00 hrs

margen oferta: 1049.50

demanda: 730.00

Margen de tiempo: 10.0 min

Imprimir

Figura 22 APLICACIÓN MAP COES

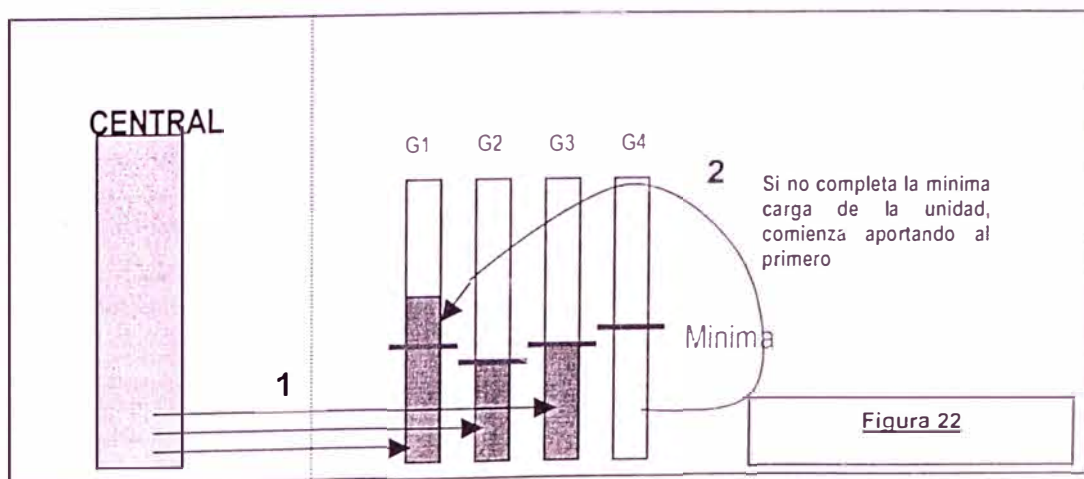
#### OBTENCIÓN Y ADECUAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.

En la programación del despacho, usando el OASISDIS la organización de los generadores se realiza al nivel de agrupamientos, ya sea como

Centrales (Mantaro, Huinco), agrupamientos por similitud funcional ( Piura 1, Piura2, Paita1 y Paita2) y equipos individuales (Ventanilla3, Ventanilla 4), como el proceso del calculo de la reserva rotante se realiza al nivel de grupos individuales, se implementó un proceso por el cual se realiza la desagregación de la disponibilidad de grupo a disponibilidades individuales. De los datos registrados a la fecha se tienen 88 agrupaciones y 195 unidades desagregados.

Para validar las indisponibilidades de los grupos en mantenimientos se asigno como valor de despacho igual a  $-1$  e forma ficticia, por lo que en el proceso no se tomara el estos grupos como parte del calculo de la reserva.

Para la parte de desagregación de la Centrales Hidráulicas en unidades hidráulicas el proceso comenzó por despachar según la potencia programada establecida primeramente estableciendo a mínima carga cada unidad, si en caso quedaba potencia y no cubría el mínimo de la siguiente unidad, este se aumentaba a la primera unidad, por supuesto estableciendo a la condición de no sobrepasar la potencia máxima del grupo hidráulico que venia a ser la potencia efectiva declarada en el Modulo de Equipamiento.



## PROCESO DE CALCULO

Para describir el proceso mas claramente se da un ejemplo de calculo, el cual inicialmente se muestra el calculo probabilistico y despues el metodo probabilistico de Roy Billinton, R.N Allan Longmans (1) este ultimo define la forma como se implementa el MAP-COES.

### Ejemplo considerando tres unidades de generaci3n: calculo de la probabilidad de reemplazo por fallas

Unidad	ORR (Probabilidad de falla)	CAPACIDAD (MW)
1	0.01	50
2	0.02	80
3	0.03	100

**Tabla 6**

Para las tres unidades:

N°	Probabilidad de Operaci3n	Probabilidad de Falla
1	P1	0.99
2	P2	0.98
3	P3	0.97

Tabla de Probabilidad



**Tabla 7**

Evento	Probabilidad individual	Potencia Indisponible (MW)	Probabilidad Acumulada	
Probabilidad que no falle ninguna unidad	$p_1 \cdot p_2 \cdot p_3$	0	1.000000	Probabilidad de falla de más de 0 MW
Probabilidad que falle la unidad 1 y operen las unidades 2 y 3	$q_1 \cdot p_2 \cdot p_3$	50	0.058906	Probabilidad de falla de más de 50 MW
Probabilidad que falle la unidad 2 y operen la unidad 1 y 3	$p_1 \cdot q_2 \cdot p_3$	80	0.049400	Probabilidad de falla de más de 80 MW
Probabilidad que falle la unidad 3 y operen la unidad 1 y 2	$p_1 \cdot p_2 \cdot q_3$	100	0.030194	Probabilidad de falla de más de 100 MW
Probabilidad que falle las unidades 1 y 2, y opere la unidad 3	$q_1 \cdot q_2 \cdot p_3$	130	0.001088	Probabilidad de falla de más de 130 MW
Probabilidad que falle las unidades 1 y 3, y opere la unidad 2	$q_1 \cdot p_2 \cdot q_3$	150	0.000894	Probabilidad de falla de más de 150 MW
Probabilidad que falle las unidades 2 y 3, y opere la unidad 1	$p_1 \cdot q_2 \cdot q_3$	180	0.000600	Probabilidad de falla de más de 180 MW
Probabilidad que fallen todas las unidades	$q_1 \cdot q_2 \cdot q_3$	230	0.000006	Probabilidad de falla de más de 230 MW

**Tabla 8**



La probabilidad de falla de más de una cierta cantidad X MW, es la suma de las probabilidades individuales de los casos que sean mayores o iguales a la cantidad X MW referida.

En sistemas reales, realizarlo por este método resultaría muy tedioso, es así que se hizo necesario buscar un mecanismo más sencillo, a través de una fórmula recursiva.

### COMPROBACIÓN POR FORMULA RECURSIVA

Los estados del sistema son:

que se indispongan o fallen igual o más de	0 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	50 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	80 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	100 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	130 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	150 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	180 (MW)
que se indispongan o fallen igual o más de	230 (MW)

Aplicando la fórmula recursiva:

$$P(X) = (1 - ORR) * P'(X) + ORR * P'(X - C)$$

P(X) Probabilidad que fallen más de X MW

P'(X) Probabilidad que fallen más de X MW del paso anterior

Se inicializa con:

P'(X)=1 SI  $X \leq 0$

P'(X)=0 Otros casos

Adicionando 0 MW

Los estados de indisponibilidad son: 0 MW

$$P(0)=1$$

Adicionando 50 MW

Los estados de indisponibilidad son: 0 y 50 MW

$$P(0)=1$$

$$P(50)=(1-0.01)*P'(50)+0.01*P'(50-50)=0.01$$

Adicionando 80 MW

Los estados de indisponibilidad son: 0, 50, 80 y 130 MW

$$P(0)=1$$

$$P(50)=(1-0.02)*P'(50)+0.02*P'(50-80)=0.98*0.01+0.02=0.0298$$

$$P(80)= (1-0.02)*P'(80)+0.02*P'(80-80)=0+0.02=0.02$$

$$P(130)= (1-0.02)*P'(130)+0.02*P'(130-80)= 0+0.02*0.01=0.0002$$

Adicionando 100 MW

Los estados de indisponibilidad son: 0 , 50, 80, 100, 130, 150 , 180 y 230

MW

$$P(0)=1$$

$$P(50)=(1-0.03)*P'(50)+0.03*P'(50-100)=0.97*0.0298+0.03= 0.058906$$

$$P(80)= (1-0.03)*P'(80)+0.03*P'(80-100)=0.97*0.02+0.03= 0.0494$$

$$P(100)= (1-0.03)*P'(100)+0.03*P'(100-100)= 0.97*0.0002+0.03=0.030194$$

$$P(130)=(1-0.03)*P'(130)+0.03*P'(130-100)=$$

$$0.97*0.0002+0.03*P'(30)=0.97*0.0002+0.03*0.0298= 0.001088$$

$$P(150)=(1-0.03)*P'(150)+0.03*P'(150-100)=$$

$$0.97*0+0.03*P'(50)=0.97*0+0.03*0.0298= 0.000894$$

$$P(180)=(1-0.03)*P'(180)+0.03*P'(180-100)=$$

$$0.97*0+0.03*P'(80)=0.97*0+0.03*0.02=0.0006$$

$$P(230)=(1-0.03)*P'(230)+0.03*P'(230-100)=$$

$$0.97*0+0.03*P'(130)=0.97*0+0.03*0.0002=0.000006$$

Como se observa, la tabla de probabilidad obtenida a través de la fórmula recursiva es

**Tabla de Probabilidad**

Potencia Indisponible	Probabilidad Acumulada
0	1.000000
50	0.058906
80	0.049400
100	0.030000
130	0.001088
150	0.000894
180	0.000600
230	0.000006

**Tabla 9**

Como las combinaciones al crear la tabla de riesgos es muy grande no sería factible trabajarlo como Arreglos (arrays) en memoria para una gran cantidad de equipos, por lo que se optó utilizar una tabla indexada en disco (cursor)

Para la implementación del programa se tiene 2 principales métodos dentro de una clase (programación orientada a objetos OOP)

La clase interactúa con la tabla de riesgo, su estructura es:

```

Clase Creserva
{
    //atributos:
    array ariesgo[];
    ....

    //metodos
    ....:
    double p (double preserva)
    {
        if(preserva <= 0)
            return 1;
        else
        {
            if (preserva > &mx) return 0;
            else
            {
                if (&ax[preserva]== -1)
                {
                    s = preserva
                    while( s < &mx )
                    {
                        s=s+1
                        if (&ax[s]>=0) return &ax[s] ;
                        else if (preserva >= this.vmax ) return 0;
                    }
                }
                else
                    return &ax[preserva] ;
            }
        }
    }
}
    ....

```

```

...

void adicionarunidad (Capacidad, ORR, Riesgo)
{
    scan -> criesgo //bloque para todos los niveles de generacion

        atemp[j]=criesgo.reserva+pcapacidad
        if (criesgo.reserva > 0)
        {
            p1 = p (criesgo.reserva)
            p2 = p (criesgo.reserva-pcapacidad)
            &ay[criesgo.reserva] = (1-porr)*p1+porr*p2
            criesgo.riesgo = &ay[criesgo.reserva]
            generatablariesgoreserva(criesgo.riesgo,criesgo.reserva)
        }

        endscan
    }
    .....
}

```

los arreglos "ax" y "ay" representan las tablas de riesgo siendo el primero el proceso anterior y el "ay" del proceso en curso y que intercambian sus contenidos en cada adición de una generador.

El metodo primario de adicionar al proceso una unidad es:

```

- bucle inicio // para todas las unidades

    Capacidad = potencia de la unidad

    ORR= leadtime * nrofallas / horasoperacion;

    xres.adicionarunidadt(Capacidad, ORR, Riesgo)

- bucle fin

```

Como se observa la llamada al objeto xres con el método adicionar unidad lo realiza a través de 3 parámetros: Capacidad, ORR y Riesgo.

## PROCESO DE APLICACIÓN DE LA RESERVA CALCULADA EN DESPACHO PROGRAMADO

Para la operación del MAP COES se realizara bajo el siguiente flujo

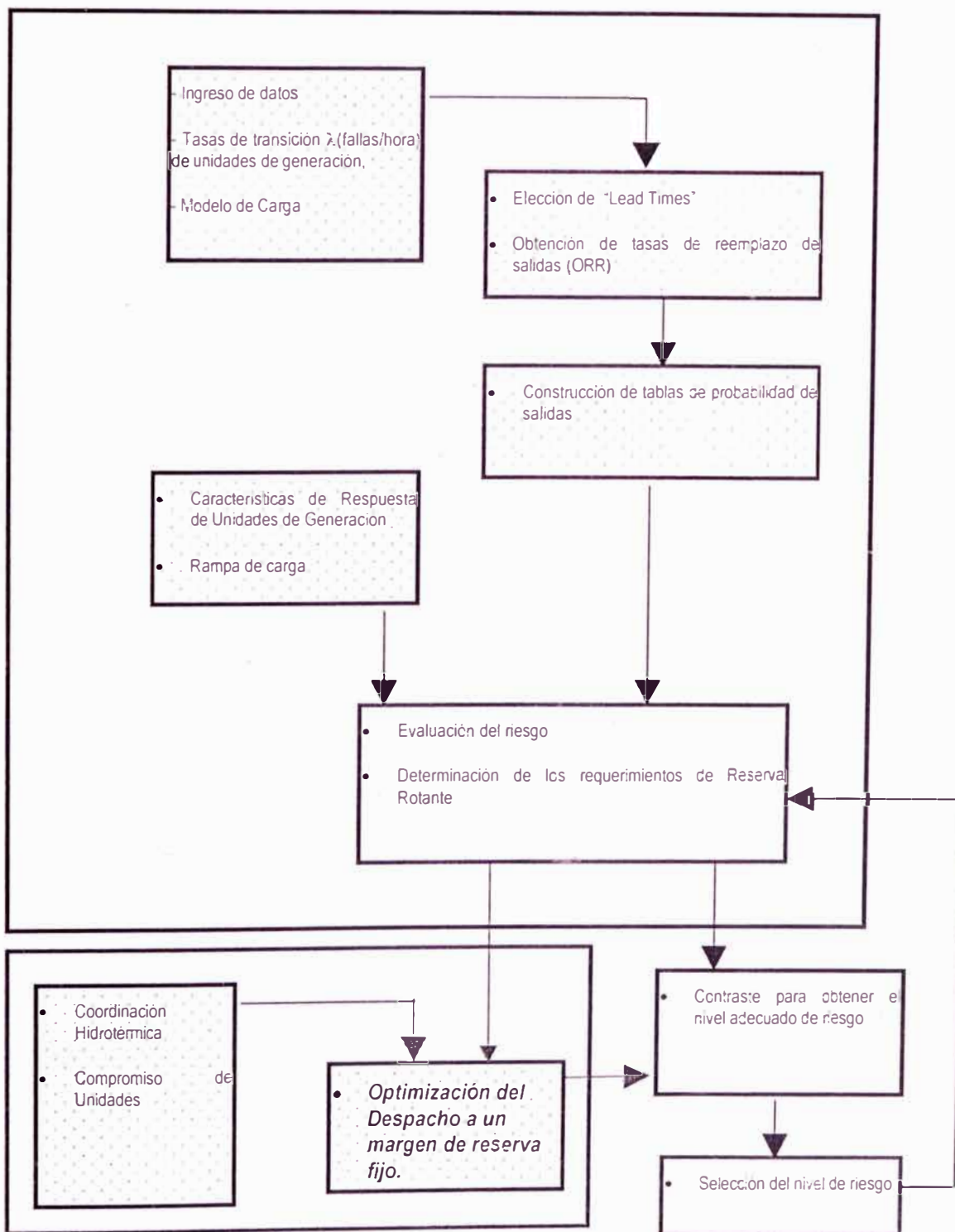


Figura 23 Flujo de la aplicación del cálculo de la reserva y evaluación del riesgo de falla

Para que la información que utiliza el MAPCOES este apropiadamente actualizada, se debe tener en cuenta que::

- La información de la tasa de fallas y horas de operación deben ser actualizadas por lo menos una vez al año o cuando equipos presentan un atípico comportamiento que este ocasionando fallas con mas periodicidad que lo esperado.
- El mantenimiento programado semanal o diario de los equipos generadores según corresponda y el despacho propuesto programado.

Una vez establecido el despacho programado semanal o diario en el OASIDISP, la información es cargada al MAPCOES, se realiza el proceso de calculo de las reservas cada 30 minutos.

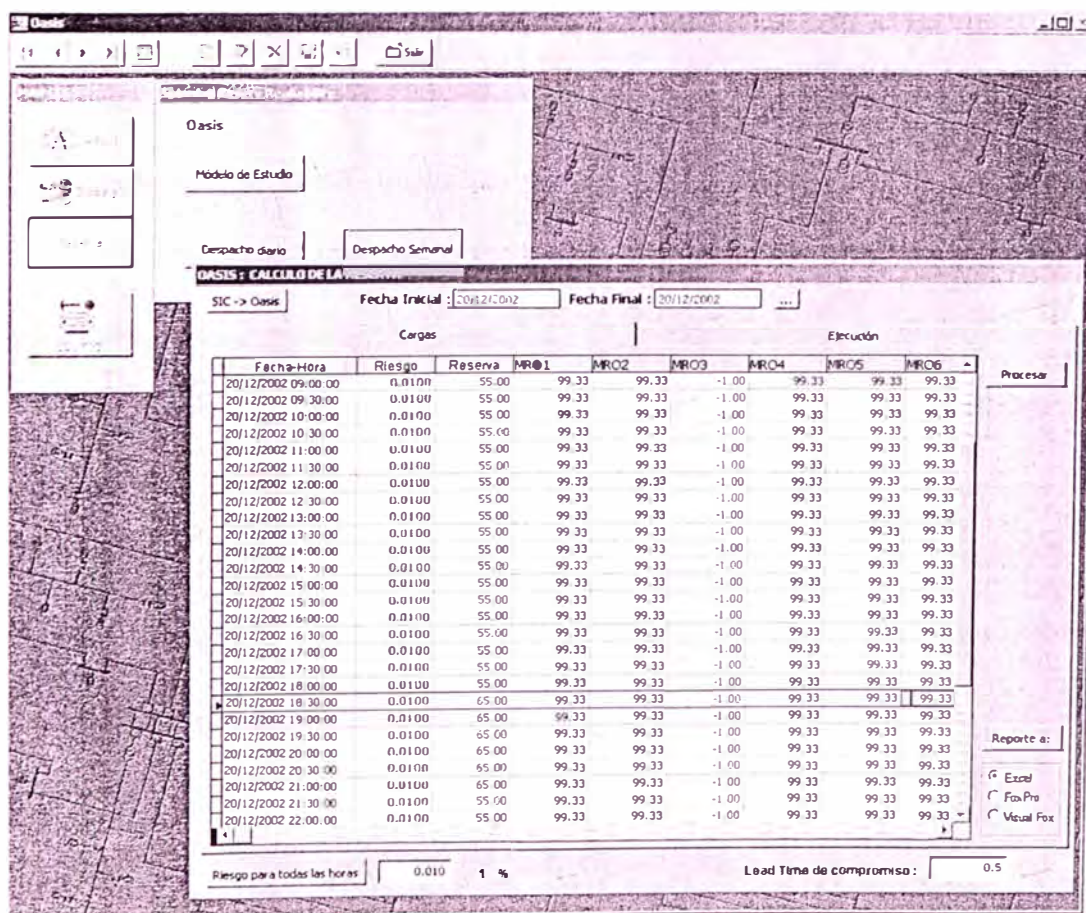


Figura 24 MAP COES Proceso de Cálculo de la Reserva rotante

## 6.5 NIVEL DEL RIESGO EN APLICACION DE LA NTOTR

El riesgo apropiado se define primeramente a través de una evaluación beneficio - costo de la reserva, el beneficio es qué monto de dinero se ahorraría por energía no suministrada (es decir el costo total de la energía esperada no suministrada) y el costo, es el costo de operación (si hablamos de muy largo plazo tendríamos que considerar además la inversión, pero no es el caso) con la reserva. En un diagrama costos vs reserva, el valor mínimo de la suma de ambos: el beneficio (CEENS) y el costo de operación arroja el nivel apropiado de la reserva, ahora a todo nivel de reserva existe un riesgo, a partir de allí se determinaría el riesgo óptimo teórico referencial.

Pero la realidad de la aplicación del nivel de riesgo se realiza basándose en el análisis por un lado en el nivel de reserva por cada tipo de evento y por el otro en la estadística de fallas que involucran aspectos que afectan la confiabilidad desde otros puntos de vista también relevantes como pruebas de generadores para ingresar al COES o después de mantenimientos mayores, pruebas de rechazos de generación, condiciones climáticas adversas, etc.

El rango de riesgos utilizados en el despacho actualmente varia en un rango del 1.0% al 1.5%:

El riesgo de 1.0 % en situaciones donde el sistema requiere mayor confiabilidad por situaciones de posibles contingencias por fenómenos climatológicos o situaciones de pruebas en los equipos del Sistema Eléctrico, actualmente la reserva varia entre 55 hasta 66 MW que viene a ser aproximadamente el 2% de la demanda total.

El riesgo de 1.5% en situaciones comunes de condiciones normales.



## 6.6 CORRIDA DEL MODELO

### - RESERVA PARA CADA NIVEL DE RIESGO EN CADA INSTANTE DEL DIA.

En la aplicación del despacho como se programa el estado del sistema cada media hora, para un día completo se establecen 48 registros correspondientes a cada media hora del día, el análisis de reserva vs riesgo se realiza para cada registro tal como se ve en la figura Riesgo Vs Reserva,

RESERVA	RIESGO				
0	1	38	0.0214569	77	0.005504777
1	0.032685732	39	0.021456714	78	0.005493248
2	0.032574251	40	0.021453483	79	0.005491128
3	0.032552728	41	0.019929648	80	0.5% 0.005490891
4	0.032104246	42	0.018922732	81	0.001505227
5	0.031723004	43	0.017299543	82	0.00150143
6	0.03172295	44	0.017295208	83	0.001498052
7	0.031722862	45	0.017293306	84	0.001465063
8	0.031722685	46	0.017292118	85	0.001461512
9	0.031592631	47	0.016792302	86	0.001458188
10	0.031592616	48	0.01679206	87	0.001452209
11	0.031592613	49	0.016790904	88	0.001449749
12	0.030988127	50	0.016789623	89	0.001446223
13	0.030901877	51	0.016781424	90	0.001444177
14	0.030744582	52	0.016780289	91	0.001444064
15	0.030744282	53	0.016779459	92	0.001437222
16	0.030121713	54	0.016776906	93	0.001433283
17	0.030121535	55	1.5% 0.016776117	94	0.001432628
18	0.030121459	56	0.011029877	95	0.001424941
19	0.029147653	57	0.011020359	96	0.001413049
20	0.029147214	58	0.011018871	97	0.001402017
21	0.028963666	59	0.011014547	98	0.001391346
22	0.028939029	60	0.011007228	99	0.001386007
23	0.027455236	61	0.011004123	100	0.001385907
24	0.027454842	62	0.011003566	101	0.001385121
25	0.027454627	63	0.011000739	102	0.001381884
26	0.027453915	64	0.010209557	103	0.001359542
27	0.027452804	65	0.010206207	104	0.001358281
28	0.027452748	66	1% 0.010206182	105	0.000984034
29	0.022529231	67	0.008939595	106	0.000980056
30	0.022528052	68	0.008938563	107	0.000977267
31	0.022527556	69	0.008894151	108	0.000975767
32	0.021747856	70	0.008888436	109	0.00095314
33	0.021514526	71	0.008683536	110	0.000952669
34	0.021512896	72	0.008682153		
35	0.021512394	73	0.008680951		
36	0.02151162	74	0.008673524		
37	0.021457861	75	0.005506747		
		76	0.005505215		

Tabla 10 Riesgo vs Reserva en la demanda máxima

- **RESERVA ROTANTE A INDICE DE RIESGO CONSTANTE DURANTE TODAS LAS HORAS DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO.**

Este criterio asume trabajar con un nivel de riesgo constante, algunos artículos y textos trabajan con un nivel de riesgo de 0.01 o menos. Bajo este criterio (Riesgo 0.01) se obtienen los siguientes resultados:

- 1- Bloque de Máxima Demanda (2350 MW): Reserva = 66 MW
- 2- Bloque de Media Demanda(2543 MW): Reserva = 55 MW.
- 3- Bloque de Mínima Demanda(2350 MW): Reserva = 55 MW; (con escasa presencia térmica en el sistema en este bloque)

En un sistema predominantemente hídrico el nivel de riesgo asociado a cada despacho es muy bajo.

Cuando ingresan a servicio unidades térmicas el riesgo se incrementa y es necesario un incremento en la reserva rotante.

Las unidades térmicas presentes frecuentemente en el sistema son unidades a carbón (vapor) todo el día 135 MW y unidades turbogases de 80 MW.

En la siguiente tabla se muestra la corrida del modelo para la programación del despacho diario del 6 de enero del 2003 para tres niveles de riesgo, y como se puede ver a mayor riesgo menor reserva.

Fecha Hora	con riesgo=0.5%	con riesgo=1%	con riesgo=1.5%	Demanda
6/1/2003 00:30	66	55	40	2038
6/1/2003 01:00	66	55	40	1983
6/1/2003 01:30	66	55	40	1945
6/1/2003 02:00	66	55	40	1911
6/1/2003 02:30	66	55	40	1889
6/1/2003 03:00	66	55	40	1873
6/1/2003 03:30	66	55	40	1867
6/1/2003 04:00	66	55	40	1877

6/1/2003 04:30	66	55	40	1897
6/1/2003 05:00	66	55	40	1919
6/1/2003 05:30	66	55	40	1952
6/1/2003 06:00	66	55	40	1962
6/1/2003 06:30	66	55	40	2039
6/1/2003 07:00	66	55	40	2117
6/1/2003 07:30	66	55	41	2194
6/1/2003 08:00	66	55	41	2262
6/1/2003 08:30	66	55	41	2327
6/1/2003 09:00	66	55	41	2370
6/1/2003 09:30	66	55	41	2425
6/1/2003 10:00	66	55	41	2457
6/1/2003 10:30	66	55	41	2477
6/1/2003 11:00	66	55	41	2486
6/1/2003 11:30	66	55	41	2491
6/1/2003 12:00	66	55	41	2486
6/1/2003 12:30	66	55	41	2463
6/1/2003 13:00	66	55	41	2432
6/1/2003 13:30	66	55	41	2413
6/1/2003 14:00	66	55	41	2420
6/1/2003 14:30	66	55	41	2414
6/1/2003 15:00	66	55	41	2424
6/1/2003 15:30	66	55	41	2420
6/1/2003 16:00	66	55	41	2425
6/1/2003 16:30	66	55	41	2435
6/1/2003 17:00	66	55	41	2420
6/1/2003 17:30	66	55	41	2382
6/1/2003 18:00	66	55	41	2221
6/1/2003 18:30	66	55	41	2474
6/1/2003 19:00	80	66	55	2777
6/1/2003 19:30	80	66	55	2805
6/1/2003 20:00	80	66	55	2796
6/1/2003 20:30	80	66	55	2775
6/1/2003 21:00	80	66	55	2739
6/1/2003 21:30	80	66	55	2695
6/1/2003 22:00	74	55	47	2594
6/1/2003 22:30	66	55	41	2500
6/1/2003 23:00	66	55	41	2308
6/1/2003 23:30	66	55	41	2320
7/1/2003 00:00	66	55	41	2224

Tabla 11 Reservas calculadas para diferentes niveles de riesgo 0.5%, 1% y 1.5%

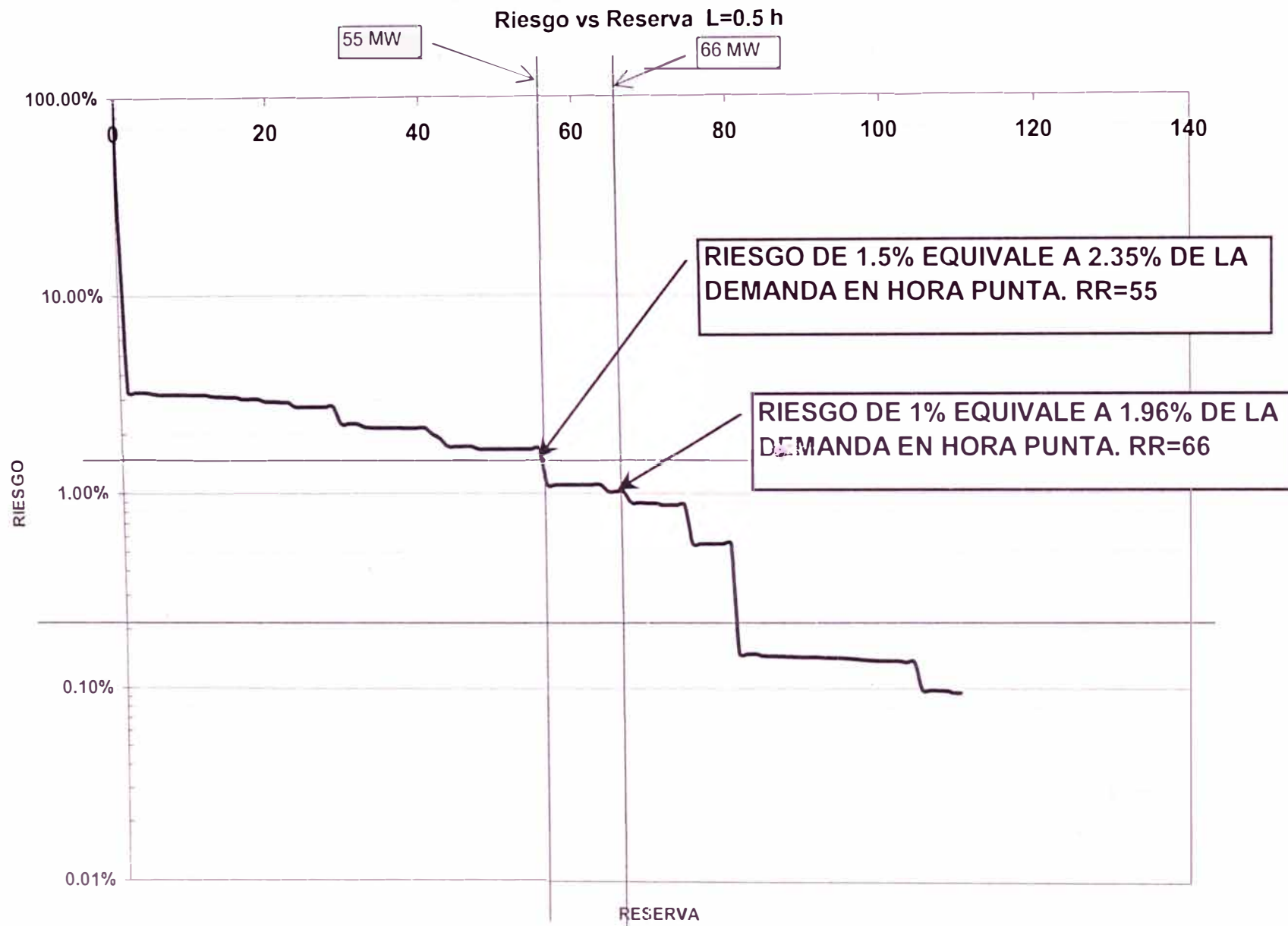
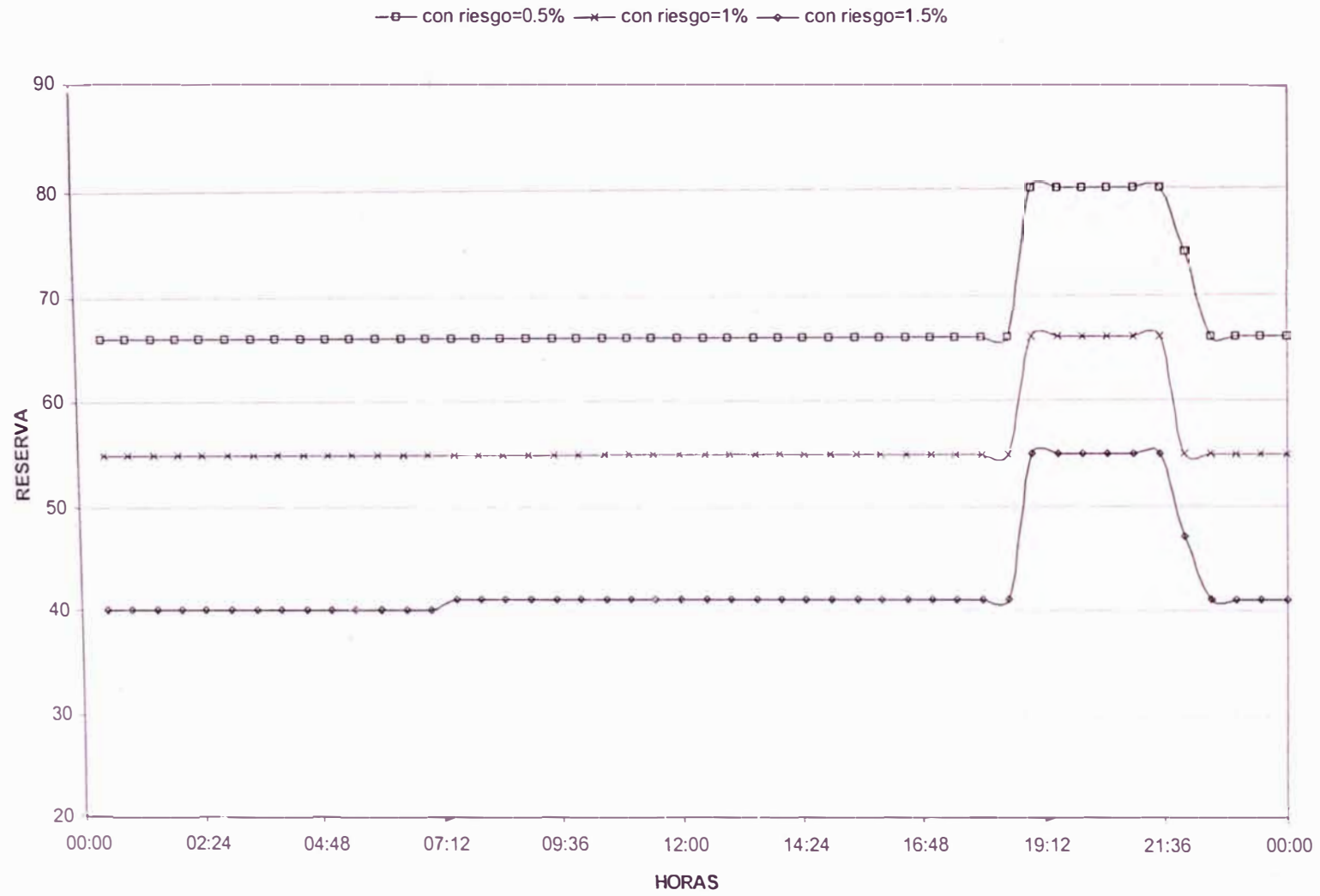


Figura 25 Riesgo vs Reserva



**Figura 26 Reserva Rotante requerida con diferentes niveles de riesgo**

## 6.7 APLICATIVO PARA LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DEL SINAC “OASIDISP”

OASIDIS es un aplicativo que maneja la información para el despacho programado del corto plazo, los despachos programados semanales y diarios de las unidades de generación hidráulica y térmica.

El OASIDISP tiene las siguientes características:

- La resolución del despacho es cada media hora.
- Cada registro de las medias horas representa puntos de despacho instantáneo
- Calcula los *costos de operación* del sistema, considerando costos variables, factores de penalización, costos ineficientes por arranque y parada, costos de arranque, etc.
- Calcula los marginales del despacho cada media hora: por potencia, por operación a mínima carga y no establece cuando la operación de los generadores se realiza por RPF, por requerimientos propios, por tensión, por límite de capacidad en líneas, etc.
- Es multi-escenario.- contempla el despacho distintas configuraciones topologías de la red eléctrica, por lo tanto almacena un juego de factores de penalización para cada escenario y puede establecer una configuración distinta de una hora a otra.
- Define las configuraciones hidrológicas de las cuencas para las centrales hidroeléctricas.
- Interfaces con “*El Modelo de Despacho Económico para la Programación de Corto Plazo*”, que optimiza el despacho para la programación semanal y diaria.

- Interactura directamente con la base de datos del SICOES y su información es publicada directamente a la WEB.

Di	Hora	Costo	Demanda	Deficit	Deficit Pz	Deficit Term	H. Deficit	MAN	RON	HUIN	Demanda	Max SAM	Vol Shpg	Q Shpg	QHunc	Vol P. F	Q P. H	GaltoC	Vol Ph	Q P
MAR	00:30	2630 40	0.0	0.0	0.00	2838 4	120.0	-2.6	2.5		2164.8	90.0	12.0	10.5	200	766.4	-7.4	600.0		
MAR	01:00	2630 55	0.0	0.0	0.00		69.9	620.0	206.7	69.9	2100.7	98.7	12	3.8	194.0	10.5	18.0	571.1		
MAR	01:30						37.4	620.0	206.7	37.4	2059.4	113.4	12	0.0	182.0	9.1	18.0	540.9		
MAR	02:00										2024.2	135.0	12	0.0	165.7	9.1	18.0	510.6		
MAR	02:30										2007.7	156.6	12	0.0	149.4	9.1	18.0	480.4		
MAR	03:00										2005.0	178.2	12	0.0	133.1	9.1	18.0	450.1		
MAR	03:30										1995.5	199.8	12	0.0	116.8	9.1	18.0	419.9		
MAR	04:00										2004.3	221.4	12	0.0	100.5	9.1	18.0	389.6		
MAR	04:30										2009.8	243.0	12	0.0	84.2	9.1	18.0	359.4		
MAR	05:00										2035.4	264.6	12	0.0	67.9	9.1	18.0	329.1		
MAR	05:30										2066.1	286.2	12	0.0	51.6	9.1	36.0	298.9		
MAR	06:00										2090.6	307.8	12	3.9	35.3	9.1	36.0	307.7		
MAR	06:30										2175.6	322.3	12	4.9	26.1	9.1	36.0	316.5		
MAR	07:00										2234.1	335.1	12	9.4	18.7	9.1	36.0	325.3		
MAR	07:30										2293.2	339.7	12	11.4	13.3	7.2	36.0	334.1		
MAR	08:00										2350.8	340.9	12	11.2	26.8	9.2	36.0	342.9		
MAR	08:30										2403.8	342.4	12	13.3	30.3	9.2	36.0	351.7		
MAR	09:00										2439.2	340.1	12	16.8	37.7	9.2	36.0	360.5		
MAR	09:30										2473.4	331.5	12	19.4	51.5	9.2	36.0	369.2		
MAR	10:00										2496.7	318.2	12	21.8	69.9	9.2	36.0	378.0		
MAR	10:30										2513.7	300.6	12	19.4	82.6	9.2	36.0	386.8		
MAR	11:00										2529.1	287.2	12	17.1	111.0	9.2	36.0	395.6		
MAR	11:30										2539.1	278.1	12	18.1	125.3	9.2	36.0	404.4		
MAR	12:00										2530.2	267.0	12	17.2	141.4	9.2	36.0	413.2		
MAR	12:30										2495.4	257.7	12	18.0	155.8	9.2	36.0	422.0		
MAR	13:00	2635 05	0.0	0.0	0.00		144.6	620.0	206.7	144.6	2463.8	246.8	12	14.8	171.8	9.2	36.0	430.8		
MAR	13:30	2635 10	0.0	0.0	0.00		126.4	620.0	206.7	126.4	2455.7	241.7	12	14.0	182.0	9.2	36.0	439.6		
MAR	14:00	2635 10	0.0	0.0	0.00		138.6	620.0	206.7	138.6	2457.8	238.1	12	14.2	190.7	9.2	36.0	448.4		
MAR	14:30	2635 08	0.0	0.0	0.00		176.7	620.0	206.7	176.7	2467.5	234.2	12	18.1	199.7	9.2	36.0	457.2		
MAR	15:00	2635 05	0.0	0.0	0.00		172.3	620.0	206.7	172.3	2463.1	223.2	12	17.7	205.8	9.2	36.0	466.0		
MAR	15:30	2635 03	0.0	0.0	0.00		173.3	620.0	206.7	173.3	2464.1	213.0	12	17.8	231.1	9.2	36.0	474.8		
MAR	16:00	2635 01	0.0	0.0	0.00		170.8	620.0	206.7	170.8	2461.5	202.6	12	17.5	244.6	9.2	36.0	483.6		

Figura 27 Aplicativo para la programación del despacho OASIDISP

## 6.8 SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL COES – SICOES

El COES como organismo que relaciona su actividad con todas las empresas de generación, transmisión y empresas importantes del sector eléctrico, maneja toda la información de sus equipos.

El sistema de información del COES-SINAC (SICOES) se define por si mismo como una extensión y complemento de las actividades operativas y de ingeniería del COES-SINAC, en tal sentido se puede establecer las siguientes definiciones:

- **El SICOES es un sistema de información para ingeniería y procesos operativos.**

Como tal su naturaleza es ser más que un soporte para manejo de información, teniendo parte activa en los procesos del COES-SINAC. Su desarrollo ha requerido de una gran interacción con los especialistas del COES-SINAC y en muchos casos el personal de sistemas ha participado directamente en proyectos, elaboración de procedimientos, participación directa en actividades operativas tales como la programación de la operación, evaluación de la operación, etc.

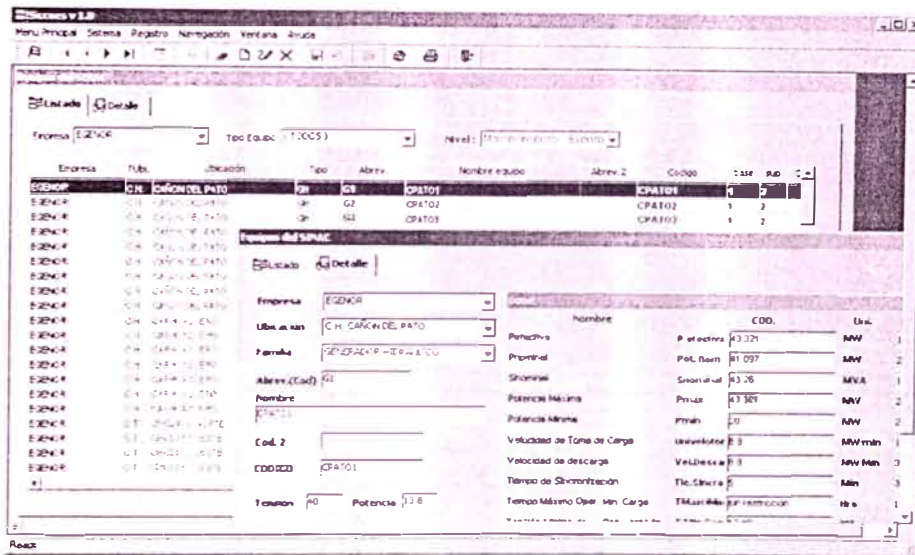
- **Los desarrolladores del "SICOES" deben estar especializados en los procesos del COES-SINAC.**

El Plan de Sistemas del COES-SINAC que anualmente se actualiza, refleja una estrategia de acercamiento a los procesos neurales del COES-SINAC a fin de lograr su sistematización, por otro lado su diseño debe ofrecer gran flexibilidad a los cambios y evolución de los procesos y procedimientos del COES-SINAC.



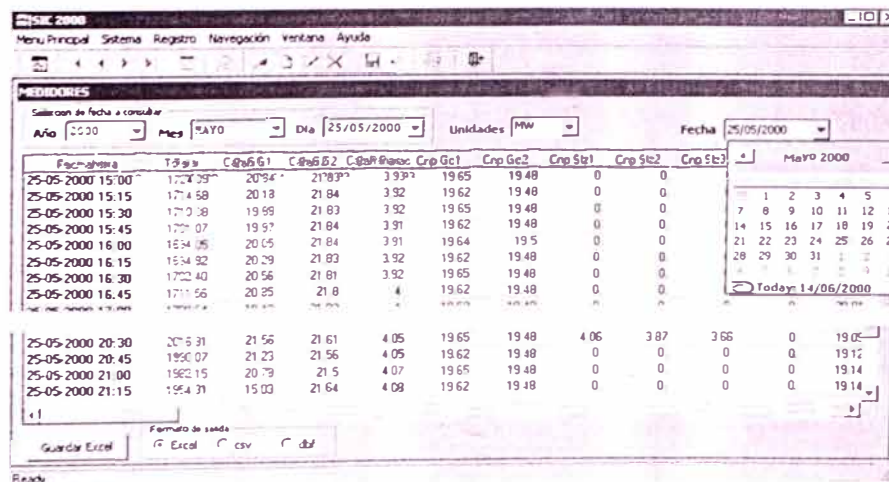
- El SICOES esta conformado por los siguientes módulos principales:

- Equipamiento: centrales, grupos generadores, líneas de transmisión, sub-estaciones, transformadores, equipos de protección, etc.



- Figura 28 Módulo Equipamiento SICOES

- Mediciones eléctricas: medidores de generación (15 min.), información de la operación diaria, programas de despacho semanal, diario e información de transferencias



- Figura 29 Módulo Mediciones SICOES

- Información histórica del SCADA cada 15 minutos de disponibilidad permanentemente y tablas circulares con todas las

modificaciones de los puntos de medición con disponibilidad de 2 meses. Se estima que a fines del 2003 se contara con aproximadamente 15,000 puntos de todo el Sistema Eléctrico Nacional.

- Mantenimiento programados anual, mensual, semanal, diario, y mantenimiento ejecutados.

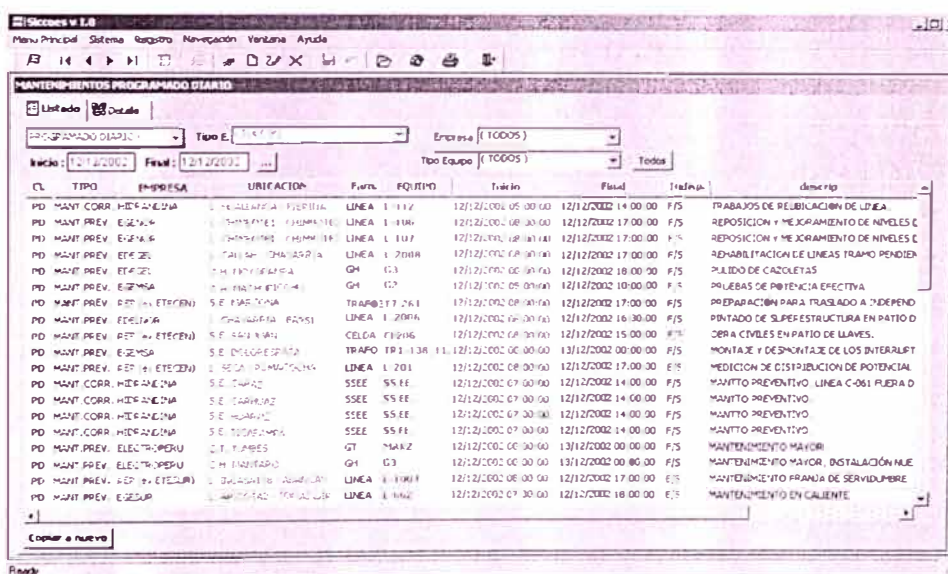


Figura 30 Módulo de Mantenimientos SICOES

Eventos de la operación, fallas e interrupciones de suministro.

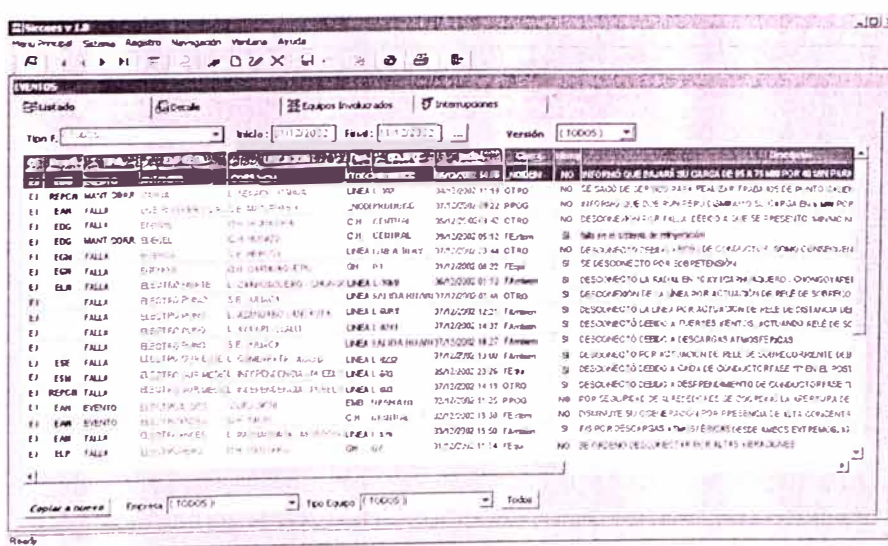


Figura 31 Módulo de Eventos SICOES

Horas de operación de los grupos de generación.

- Registro de frecuencia por NTCSE (por segundo), 12 puntos de medición: S.E. San Juan, S.E: Santa Rosa, S.E: Chiclayo, C.H. La Oroya, S.E Ica, C.T. Malacas, C.T. Tumbes, S.E. Socabaya, C.T. Calana, C.T. Chilina, C.H. San Gaban, C.T. Ilo, S.E. DoloresPata.

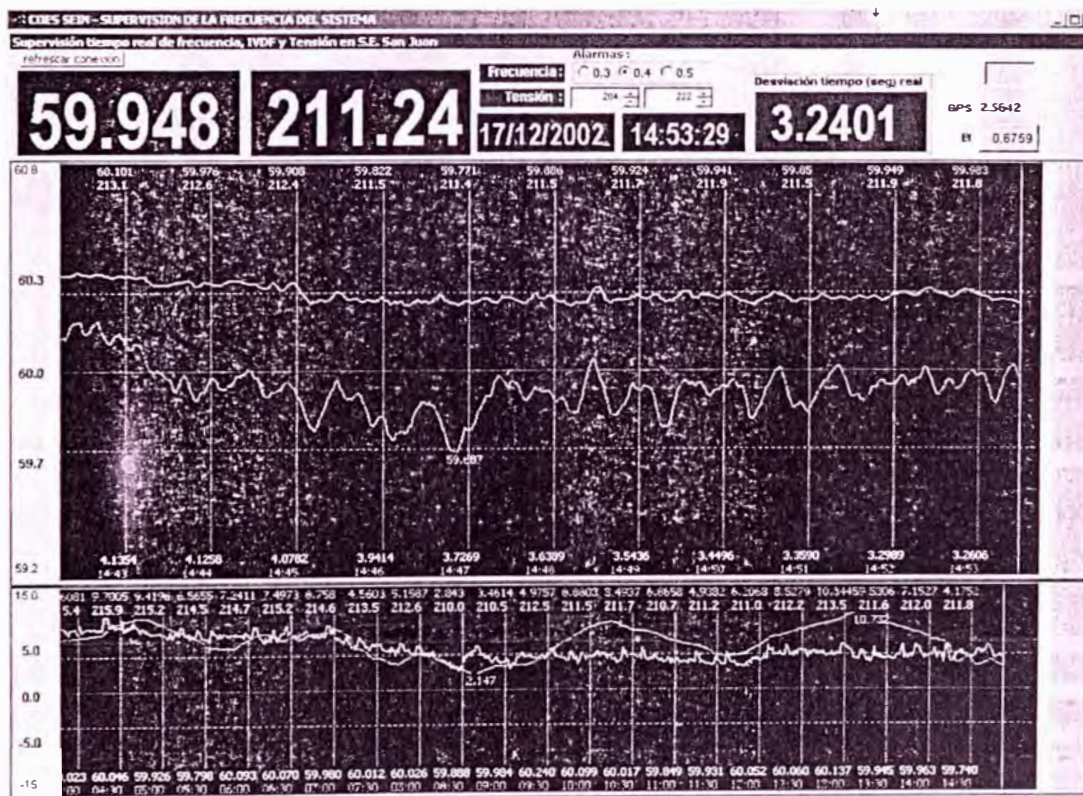


Figura 32 Registro de la Frecuencia en Tiempo Real

- La Base de Datos del "SICOES" se encuentra instalada sobre un motor de base de datos INFORMIX y SQL Server.

## **CAPITULO 7**

### **INCIDENCIA ECONOMICA DE LA APLICACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE**

Para evaluar los costos que implica la aplicación de la reserva rotante, primeramente se calcula la cantidad de reserva a reconocer a los generadores, esta reserva según el despacho programado es distribuida entre las centrales de Huinco, Charcani V, Carhuaquero y San Gaban.

Para establecer el costo de la energía regulante previamente explicaremos el proceso de calculo de los costos marginales ya que este se calcula a partir de ellos.

En la programación del despacho de generadores del Sistema Interconectado Nacional se considera el modelo uninodal, en otras palabras la oferta de generación y la demanda son modelados en una misma barra, que viene a ser en la S.E. Santa Rosa, por el cual debido su ubicación geográfica, los costos de operación de los generadores son corregidos por los factores de penalización de las barras en las que ellos se conectan.

Los costos de energía se establecen en aplicación de la teoría marginalista.

## 7.1 COSTOS MARGINALES

**Costo Marginal de Corto Plazo:** Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

**Costos Variables (CV):** Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

### Costos Variables de Centrales Térmicas

Para el cálculo de los costos variables de centrales térmicas se ordena a toda la demanda del día en 3 bloques: Base, media y punta. Para cada bloque se calculan los factores de penalización de cada barra.

Luego se genera una tabla que refleja un orden de mérito de las unidades de generación según su funcionalidad según sus costos variables afectados con dichos factores.

$$\mathbf{CV = CVC + CVNC}$$

### Costos Variables Combustibles CVC

Aquí los CVC dependen del Consumo de Combustible (CC) que se calculan a partir de las curvas características, y del Precio de combustible (Pc) que es informado por la División de Estudios, con el visto correspondiente de la Dirección de Operaciones, esto incluye, los componentes de este precio, como el precio de compra, de transporte, de tratamiento mecánico y químico, y financiero.

$$CVC = CC * Pc$$

CC: Consumo de Combustible.

Pc : Precio de combustible.

- **Costos Variables No Combustibles CVNC**

Ésta se basa en la información proporcionada para calcular la anualidad de mantenimientos.

$$CVNC = CUM * NUMu$$

CUM: Costo de una unidad de mantto.

$$CUM = GAM / NUMA$$

NUMu: # unidades en mantto en el periodo.

$$NUMu = k1*NA + k2*Ho$$

GAM: Gasto anual de mantenimiento.

k1, k2 -> Constantes TGs

NA: número de arranques.

Cabe la aclaración que cada registro en la tabla representa una funcionalidad de operación de cada unidad. Así por ejemplo, la unidad TG4 de la Central Térmica Malacas tiene los siguientes registros en la tabla:

	Cod.	Pe	EFIC. TERM.	CVNC	CVC	CV	FACTORES	STA. ROSA
	BTU/KWH	MW	KWH/GL				PENALIZ.	\$/ KWH
MALACAS TGN-4 (GAS)	11870.2	82.22	0.0906	0.0111	0.1113	0.12240	0.98203	0.12464
MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10102.4	79.81	13.0500	0.0080	0.4006	0.40857	0.98203	0.41605
MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10496.5	93.01	12.5600	0.0080	0.4162	0.42420	0.98203	0.43196
MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	12609.7	97.28	0.0647	0.0735	0.1559	0.22933	0.98203	0.23352
MALACAS TGN-4 (GAS+DIESEL CON H2O)								

**Tabla 12 Costos Variables de grupos termicos por funcionalidad**

### Costos Variables de Centrales Hidráulicas

En el caso de las centrales hidráulicas actualmente solo se considera a las Centrales de Malpaso y el complejo Mantaro como únicas centrales con capacidad de regulación de acuerdo con la optimización del lago Junín. En este sentido solo se tiene un valor del agua, el cual es calculado en forma semanal optimizando las aperturas del referido lago (JUNRED).

El costo variable de una Central hidráulica se calcula como la suma de:

- Valor Agua, que igual al Canon Agua, mas un costo agua que depende si la compuerta de Upamayo (lago Junín) esta abierta y las condiciones de vertimiento en algunos reservorios.
- El costo variable (S/./kW.h) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 50/2002)					
POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES					
EMPRESA CENTRAL		Pe		FACTORES	STA. ROSA
		MW		PENALIZ.	S/. KWH
EGENOR	CH CAÑON DEL PATO	260.73	0.00201	0.8728	0.00318
	(Sólidos en suspensión)				
Valor Agua (S/MWh)		0.872			

Tabla 13 Costos Variables de Centrales Hidráulicas

$$\text{COSTO EQ. STA ROSA} = 0.00201 / 0.8728 + 0.872 / 1000 = 0.00318 \text{ S/. / KWH}$$

## DETERMINACIÓN DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

- **Costo marginal en situación normal**

Para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional cada quince (15) minutos, se utiliza la información de energía de generación recibida de las empresas integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales para el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía.

Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Coordinador, se realiza cada quince (15) minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, en base a sus costos variables de operación. Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los costos entre el correspondiente factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están interconectadas.

La Central Marginal por cada período de quince minutos, es aquella cuyo costo variable (\$./kWh) es el mayor en dicho período y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el sistema.



- **Costo Marginal en Condición de Vertimiento**

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una condición de vertimiento se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

- **Costo Marginal en Condición de Racionamiento**

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una situación de racionamiento por déficit de generación eléctrica, es igual al costo de racionamiento fijado por la CTE.

- **Costo Marginal en Condición de Sub-sistemas**

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas por causas de mantenimiento o falla en las líneas que conforman el Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo es calculado para cada uno de los sub-sistemas, considerándolos en forma aislada.

- **Costo Marginal en Condición de Limite de Capacidad de Transmisión de Líneas**

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas debido a que se ha alcanzado el límite de capacidad de transporte de carga de las líneas, el Costo Marginal de Corto Plazo se calcula para cada uno de los sub-sistemas, considerando las restricciones de transmisión. Cuando una línea alcanza su máxima capacidad de transmisión determina costos marginales en cada sub-sistema formado en cada extremo de la línea.

## 7.2 COSTO DE LA ENERGIA REGULANTE

El costo unitario de energía para la regulación será la diferencia entre el costo marginal de la energía para ese periodo, sin considerar la reserva por RPF, y el costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de mérito asignada para dar reserva rotante; es decir:

$$Cue_i = [Cmg_i - Cvum_i] \dots \dots \dots (1)$$

Debiendo cumplirse:  $Cue_i \geq 0$

Donde:

$Cue_i$  : Costo unitario de energía regulante calculado para un período "i"

$Cmg_i$  : Costo marginal de la energía para el período "i"

$Cvum_i$  : Costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de méritos a la que se ha asignado la reserva rotante.

Tomando en cuenta las siguientes observaciones:

- De ser la máquina de la lista de méritos una hidráulica que determina el valor  $Cvum_i$  se considerará para este efecto que su costo variable es el valor agua del sistema más el canon de agua y los costos por sólidos en suspensión reconocidos y aprobados por la DOCOES.
- De tratarse de una máquina térmica, corresponderá a la de menor costo variable entre las despachadas hidráulicas y térmicas para ejercer la RPF.
- De existir déficit de regulación, se considera que el costo de la energía para regular es igual al costo marginal de la energía.

- Cuando la generación de la unidad no fue restringida en el PDO o por indicación del Coordinador a un valor determinado por necesidad de RPF, se considerará que no existe energía regulante compensable.

NOVIEMBRE 2002		COMPENSACION : NOVIEMBRE-2002			RESERVA ROTANTE A RECONOCER (MWh)					MONTO A SER COMPENSADO EN NUEVOS SOLES A				SUMA DE GENE+TRANSF
DIA	HORA	CMG SISTEMA	CV Ultm Maqui	CMGS-CV	CH HUINCO	CH CHARCANIV	CH MATUCANA	CH SAN GABAN	CH CARHUAGUERE	CH HUINCO + CH MATUCANA	CH CHARCANIV	CH SAN GABAN	CH CARHUAGU	TOTAL MWh
										273313	80698	0	0	1,869,732
05	18 00	0 0996166	0 00093404	0 0990						0 00	0 00	0 0	0 0	
05	18 15	0 17481921	0 00093404	0 1739						0 00	0 00	0 0	0 0	
05	18 30	0 17481921	0 00093404	0 1739						0 00	434 71	0 0	0 0	
05	18 45	0 19037223	0 00093404	0 1894	45	10				2131 18	473 60	0 0	0 0	
05	19 00	0 19037223	0 00093404	0 1894	45	10				2131 18	473 60	0 0	0 0	
05	19 15	0 19037223	0 00093404	0 1894	45	10				2131 18	473 60	0 0	0 0	
05	19 30	0 19037223	0 00093404	0 1894	45	10				2131 18	473 60	0 0	0 0	
05	19 45	0 19037223	0 00093404	0 1894	45	10				2131 18	473 60	0 0	0 0	
05	20 00	0 19037223	0 00093404	0 1894		10				0 00	473 60	0 0	0 0	
05	20 15	0 19037223	0 00093404	0 1894		10				0 00	473 60	0 0	0 0	
05	20 30	0 17481921	0 00093404	0 1739	45	10				1956 21	434 71	0 0	0 0	
05	20 45	0 11196778	0 00093404	0 1110	45	10				1249 13	277 58	0 0	0 0	
05	21 00	0 11196778	0 00093404	0 1110	45	10				1249 13	277 58	0 0	0 0	
05	21 15	0 11196778	0 00093404	0 1110	41 8	10				1161 14	277 58	0 0	0 0	
05	21 30	0 11065007	0 00093404	0 1097	34 1					934 51	0 00	0 0	0 0	
05	21 45	0 11065007	0 00093404	0 1097	37					1014 87	0 00	0 0	0 0	
05	22 00	0 11065007	0 00093404	0 1097	37					1014 87	0 00	0 0	0 0	
05	22 15	0 11065007	0 00093404	0 1097	31					850 30	0 00	0 0	0 0	
05	22 30	0 11065007	0 00093404	0 1097	31					850 30	0 00	0 0	0 0	
05	22 45	0 11065007	0 00093404	0 1097	31					850 30	0 00	0 0	0 0	

Figura 33 Cálculo del costo de la energía regulante

### 7.3 MECANISMO DE COMPENSACIÓN POR RESERVA DE ENERGIA REGULANTE

El siguiente mecanismo de compensaciones se aplicará para cada período de quince minutos, y será de aplicación tanto para el Sistema Integrado como para Subsistemas Temporalmente Aislados.

Se determina la potencia total generada en el Sistema en cada período.

Los bloques de energía resultante se valorizan de acuerdo al costo unitario de energía.

Se determina el costo total mensual (M) de la reserva rotante por RPF sobre la base de la reserva rotante ejecutada y el costo unitario de energía definido en el numeral 8.1. del presente procedimiento.

La compensación se hará mensualmente a todos los Integrantes del COES que realizaron la RPF con sus unidades o centrales y que han sido evaluados por la DOCOES como tal.

El pago por RPF de cada generador será en proporción a la energía generada y a la transferencia mensual de acuerdo a la siguiente fórmula:

#### **Para el Sistema Integrado**

Esta compensación es pagada por los generadores en proporción a la energía generada y transferida mensual de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_j = M * \frac{(G_j + T_j)}{\sum_{k=1}^n G_k + T_k} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

P<sub>j</sub>: Monto de la compensación realizada por el integrante "j" al integrante que brindó la RPF.

M: Costo total mensual a ser compensado por los integrantes.

G<sub>j</sub>: Energía generada mensual por el integrante j

T<sub>j</sub>: Transferencia mensual de energía del integrante "j" (compra efectuada por el generador "j" a otros, igual al saldo de valor negativo en el balance mensual de transferencia de energía)

G<sub>k</sub>: Energía total generada mensual por el integrante "k".

T<sub>k</sub>: Transferencia mensual de energía del integrante "k" (compra efectuada por el generador "K" a otros, igual al saldo del valor negativo en el balance mensual de transferencia de energía ).

n: Número de integrantes del COES.

RESUMEN BALANCE DE ENERGIA NOVIEMBRE 2002 (MWh)			
EMPRESA	SUMA DE ENTREGAS	SUMA DE RETIROS Y PERDIDAS	NETO TRANSFERENCIAS
ELECTROPERU	570,441.573	553,746.955	16,694.618
EDEGEL	387,699.556	242,549.608	145,149.948
ETEVENSA	0.000	29,133.077	(29,133.077)
CAHUA	23,495.149	30,931.319	(7,436.170)
EGENOR	178,483.972	145,594.309	32,889.663
ELECTROANDES	40,162.258	31,764.632	8,397.626
SHOUGESA	0.000	41,778.445	(41,778.445)
ENERGIA PACASMAYO	123.818	4,821.398	(4,697.580)
PESA	(4,318.302)	37,042.004	(41,360.306)
TERMOSELVA	21,404.826	70,699.846	(49,295.020)
EGEMSA	58,484.841	32,706.692	25,778.149
EGASA	46,312.963	54,064.225	(7,751.262)
EGESUR	7,415.926	18,328.032	(10,912.106)
ENERSUR	0.000	26,147.876	(26,147.876)
SAN GABAN	12,783.970	(12,796.579)	25,580.549
SALDO RESULTANTE		18,821.600	(18,821.600)
SALDO SIST. SECUNDARIO		15,526.003	(15,526.003)
SALDO GEN. DEL SUR		1,631.109	(1,631.109)
TOTAL	1,342,490.551	1,342,490.551	(0.000)

Valores negativos, indicados entre paréntesis.

**Tabla 14 Balance de Energia**

G & T - NOVIEMBRE 2002			
Empresa	Gener.(G)	Transf. (T)	Factor RPF
ELECTROPERU	562076.8	16694.6	0.341332
EDEGEL	397542.7	145149.9	0.176692
ETEVENSA	0.0	-29133.1	0.033019
CAHUA	27974.1	-7436.2	0.019089
EGENOR	214170.3	32889.7	0.078778
ELECTROANDES	98134.0	8397.6	0.053972
SHOUGESA	678.7	-41778.4	0.021495
ENERGIA PACASMAYO	14683.1	-4697.6	0.005369
PESA	427.2	-41360.3	0.024001
TERMOSELVA	21519.7	-49295.0	0.054233
EGEMSA	60219.6	25778.1	0.033876
EGASA	67945.5	-7751.3	0.044417
EGESUR	10907.9	-10912.1	0.012738
ENERSUR	99857.4	-26147.9	0.072168
SAN GABAN	75083.0	25580.5	0.028822
	1651220	35979	1.0

**Tabla 15 Tabla de Generacion - Transferencias netas y factor para la distribución del pago por Reserva**

### Para subsistemas temporalmente aislados del Sistema (áreas)

Para varios subsistemas temporalmente aislados habrá “n” costos totales  $M_1, M_2, \dots, M_n$  asociados que se evalúan de la misma forma para todo el Sistema integrado; donde cada integrante del COES puede compensar al regulador de la RPF, según su participación en cada subsistema temporalmente aislado, utilizando lo siguiente:

$$P_j = \frac{[G_{1j} + T_{1j}]}{\sum_{k_1=1}^{m_1} [G_{1k_1} + T_{1k_1}]} * M_1 + \frac{[G_{2j} + T_{2j}]}{\sum_{k_2=1}^{m_2} [G_{2k_2} + T_{2k_2}]} * M_2 + \dots + \frac{[G_{nj} + T_{nj}]}{\sum_{k_n=1}^{m_n} [G_{nk_n} + T_{nk_n}]} * M_n \quad (3)$$

$P_j$ : Monto de la compensación total realizada por el integrante “j” a los integrantes que brindaron la RPF en los “n” sistemas temporalmente aislados.

$M_n$ : Costo total mensual a ser compensado por el integrantes, en el sistema temporalmente aislado “n”

$G_{nj}$ : Energía mensual generada por el integrante “j” en el subsistema temporalmente aislado “n”.

$T_{nj}$ : Transferencia mensual de energía del integrante “j”

$G_{nk_l}$ : Energía total mensual generada por el integrante “kl” en el sistema temporalmente aislado “n”.

$T_{nk_l}$ : Transferencia mensual de energía del integrante “kl” en el sistema temporalmente aislado “n” (compra efectuada por el generador “kl” a otros, igual al saldo de valor negativo en el balance mensual de transferencia).

$m_1, \dots, m_l$ : Numero de integrante del COES que participan en cada sub sistema temporalmente aislado.

#### 7.4 COMPENSACIÓN A LA UNIDAD ADICIONAL QUE OPERA PARA MANTENER EL NIVEL DE RESERVA PARA LA RPF

- En los casos que sea necesaria la operación de una unidad adicional “k”, para mantener la reserva rotante de RPF, ésta no fija un nuevo costo marginal al sistema, debiendo ser compensada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$M_k = G_k(CV_k - C_{mg} * f_{pk}) \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

$M_k$ : Monto de la compensación a la unidad “k”.

$G_k$ : Energía inyectada por la unidad “k”

$CV_k$ : Costo variable de la unidad “k”.

$C_{mg}$ : Costo marginal del sistema.

$f_{pk}$ : Factor de pérdidas marginales de energía de la barra donde inyecta el generador “k”.

Esta compensación será pagada por los generadores en proporción a la energía generada y transferida mensual de acuerdo a la fórmula 2 ó 3, según sea el caso.

- Los gastos adicionales de arranque y parada, si son aplicables, se compensarán de acuerdo al Procedimiento para reconocimiento de costos eficientes de operación de las centrales térmicas.
- Queda establecido que ninguna unidad de generación será compensada simultáneamente por RPF, tensión u otro servicio. En caso de presentarse esta simultaneidad se considerará la compensación que resulte mayor de todas.

## 7.5 PROCESO DE VALORIZACION DE LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF).

Diariamente como parte de la información de evaluación de la operación del día, se registra las horas de operación de los grupos térmicos.

Los grupos que establecen el marginal son aquellos que han sido despachados por potencia o por energía. Y no establece marginal cuando han sido despachados por necesidad de RPF, por requerimientos propios de la empresa generadora, por limite de transmisión, a minima carga, por pruebas, por tensión, en sistema aislado y por seguridad.

Empresa	Ubicación	Equipo	En Paralelo	Fuera Paralelo	Tipo Operación
EDEGEL	STA. ROSA UTI	UT16	18/03/2002 07:43	18/03/2002 08:12	POR NECESIDAD DE RPF
EDEGEL	STA. ROSA UTI	UT16	18/03/2002 18:50	18/03/2002 19:46	POR NECESIDAD DE RPF
EEPSA	MALACAS	TG4	18/03/2002 07:49	18/03/2002 18:00	POR POTENCIA O ENERGIA
EEPSA	MALACAS	TG4	18/03/2002 18:00	18/03/2002 18:30	POR NECESIDAD DE RPF
EEPSA	MALACAS	TG4	18/03/2002 18:30	18/03/2002 22:30	POR POTENCIA O ENERGIA
EGASA	MCLLENDO DIESEL	CENTRAL	18/03/2002 17:52	18/03/2002 21:50	POR POTENCIA O ENERGIA
EGASA	CHILINA DIESEL	CENTRAL	18/03/2002 18:18	18/03/2002 18:24	POR REQUERIMIENTOS PROPIOS DE LA EMPRESA
EGASA	CHILINA DIESEL	CENTRAL	18/03/2002 18:24	18/03/2002 22:00	POR POTENCIA O ENERGIA
EGENOR	PIURA 1	CENTRAL	18/03/2002 19:01	18/03/2002 20:40	POR POTENCIA O ENERGIA
EGESUR	CALANA 123	CENTRAL	18/03/2002 18:26	18/03/2002 22:23	POR POTENCIA O ENERGIA
EGESUR	CALANA 4	GD4	18/03/2002 18:22	18/03/2002 22:33	POR POTENCIA O ENERGIA
ELECTROPERU	TUMBES	CENTRAL	18/03/2002 07:34	18/03/2002 09:00	POR NECESIDAD DE RPF
ELECTROPERU	TUMBES	CENTRAL	18/03/2002 09:00	18/03/2002 09:38	A MINIMA CARGA
ELECTROPERU	TUMBES	CENTRAL	18/03/2002 09:38	18/03/2002 13:53	POR POTENCIA O ENERGIA
ELECTROPERU	TUMBES	CENTRAL	18/03/2002 18:45	18/03/2002 22:01	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERGIAS PACASMAYO	PACASMAYO - SULZE	CENTRAL	18/03/2002 07:45	18/03/2002 09:00	POR NECESIDAD DE RPF
ENERGIAS PACASMAYO	PACASMAYO - SULZE	CENTRAL	18/03/2002 09:00	18/03/2002 09:23	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERGIAS PACASMAYO	PACASMAYO - SULZE	CENTRAL	18/03/2002 11:55	18/03/2002 13:49	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERGIAS PACASMAYO	PACASMAYO - SULZE	CENTRAL	18/03/2002 18:53	18/03/2002 21:28	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERGIAS PACASMAYO	PACASMAYO - MAN	MAN	18/03/2002 18:55	18/03/2002 21:59	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 00:00	18/03/2002 06:00	POR REQUERIMIENTOS PROPIOS DE LA EMPRESA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 06:00	18/03/2002 07:34	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 07:34	18/03/2002 09:00	POR NECESIDAD DE RPF
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 09:00	18/03/2002 09:37	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 09:37	18/03/2002 13:50	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 13:50	18/03/2002 18:18	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 18:18	18/03/2002 21:57	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERSUR	ILO 1	TV1	18/03/2002 21:57	19/03/2002 00:00	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 2	TV21	18/03/2002 00:00	18/03/2002 07:30	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 2	TV21	18/03/2002 07:30	18/03/2002 22:38	POR POTENCIA O ENERGIA
ENERSUR	ILO 2	TV21	18/03/2002 22:48	19/03/2002 00:00	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV4	18/03/2002 00:00	18/03/2002 06:00	POR REQUERIMIENTOS PROPIOS DE LA EMPRESA
ENERSUR	ILO 1	TV4	18/03/2002 06:00	18/03/2002 07:34	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV4	18/03/2002 07:34	18/03/2002 09:00	POR NECESIDAD DE RPF
ENERSUR	ILO 1	TV4	18/03/2002 09:00	18/03/2002 09:37	A MINIMA CARGA
ENERSUR	ILO 1	TV4	18/03/2002 09:37	18/03/2002 13:50	POR POTENCIA O ENERGIA

Figura 34 Registro de las horas de Operación de Grupos Térmicos



Al fin de mes, para el proceso de compensación de la RPF, se generan los reportes de los grupos térmicos que han sido despachados para mantener la reserva de los grupos hidráulicos que están designados para proporcionar la reserva rotante necesaria:

HORAS DE OPERACION DE LOS GRUPOS TERMICOS DEL COES POR NECESIDAD DE RPF

Desde: 01/11/2002 Hasta: 30/11/2002

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	INICIO	FINAL	OBSERVACIONES
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	6/11/2002 18:44	6/11/2002 20:27	
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	6/11/2002 18:40	6/11/2002 20:28	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	6/11/2002 18:37	6/11/2002 20:18	
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	7/11/2002 18:13	7/11/2002 20:17	
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	7/11/2002 18:10	7/11/2002 20:18	
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	11/11/2002 18:52	11/11/2002 19:52	O/P 19:50 H.
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	11/11/2002 18:33	11/11/2002 20:23	O/P 19:53 H.
EGESUR	C.T. CALANA 4	GD4	11/11/2002 18:36	11/11/2002 20:26	O/P 19:53 H.
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	12/11/2002 18:33	12/11/2002 19:48	
EGENOR	C.T. SULLANA	CENTRAL	12/11/2002 18:41	12/11/2002 19:40	
EGASA	C.T. CHILINA DIESEL	CENTRAL	13/11/2002 18:36	13/11/2002 19:26	O/P 19:20 H
EGENOR	C.T. CHICLAYO OESTE	CENTRAL	13/11/2002 18:48	13/11/2002 20:05	O/P 19:56 H
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	13/11/2002 18:30	13/11/2002 20:06	O/P 20:03 H
EGENOR	C.T. SULLANA	CENTRAL	13/11/2002 18:45	13/11/2002 20:02	O/P 19:56 H
EGESUR	C.T. MOQUEGUA	CENTRAL	13/11/2002 18:47	13/11/2002 19:48	O/P 19:47 H
EDEGEL	C.T. STA. ROSA UTI	UTI6	14/11/2002 18:43	14/11/2002 19:20	
EGASA	C.T. CHILINA DIESEL	CENTRAL	14/11/2002 18:31	14/11/2002 18:43	
EGASA	C.T. CHILINA DIESEL	CENTRAL	14/11/2002 18:54	14/11/2002 19:33	O/P A LAS 19:21 H
EGENOR	C.T. CHICLAYO OESTE	CENTRAL	14/11/2002 18:40	14/11/2002 19:45	O/P A LAS 19:32 H
EGENOR	C.T. PAITA 1	CENTRAL	14/11/2002 18:50	14/11/2002 19:45	O/P A LAS 19:21 H
EGENOR	C.T. PAITA 2	CENTRAL	14/11/2002 18:52	14/11/2002 19:18	
SAN GABAN	C.T. BELLAVISTA	CENTRAL	14/11/2002 19:04	14/11/2002 19:29	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	15/11/2002 18:18	15/11/2002 19:43	

ENERSUR	C.T. ILO 2	TV21	17/11/2002 18:04 17/11/2002 19:26
TERMOSELVA	C.T. AGUAYTIA	TG2	18/11/2002 18:22 18/11/2002 21:33 O/P 21:22 H.
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	19/11/2002 18:34 19/11/2002 20:09 O/P A LAS 19:37 H
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	19/11/2002 18:38 19/11/2002 20:09 O/P A LAS 19:37 H
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	19/11/2002 18:32 19/11/2002 20:08 O/P A LAS 19:44 H
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	20/11/2002 18:58 20/11/2002 19:54
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	20/11/2002 18:34 20/11/2002 20:20
EGESUR	C.T. CALANA 4	GD4	20/11/2002 18:38 20/11/2002 20:20
ENERGIA PACASMAYO	C.T. PACASMAYO - MAN	MAN	20/11/2002 19:15 20/11/2002 20:10
ENERGIA PACASMAYO	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	20/11/2002 19:05 20/11/2002 19:52
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	21/11/2002 19:30 21/11/2002 20:08 O/P A LAS 19:35 H
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	21/11/2002 19:30 21/11/2002 20:09 O/P A LAS 19:35 H
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	21/11/2002 19:30 21/11/2002 20:24 O/P A LAS 20:00 H
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	25/11/2002 18:48 25/11/2002 19:38
ENERGIA PACASMAYO	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	25/11/2002 18:47 25/11/2002 19:42
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	26/11/2002 18:35 26/11/2002 20:13 O/P A LAS 19:44 H
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	26/11/2002 18:38 26/11/2002 20:14 O/P A LAS 19:44 H
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	26/11/2002 18:36 26/11/2002 20:24 O/P A LAS 20:04 H
EDEGEL	C.T. STA. ROSA UTI	UTi5	28/11/2002 17:19 28/11/2002 17:42 EN LA CH SAM DEBIDO A FALLA
EDEGEL	C.T. STA. ROSA UTI	UTi6	28/11/2002 17:20 28/11/2002 17:45 EN LA CH SAM DEBIDO A FALLA
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	29/11/2002 18:50 29/11/2002 19:50
ENERGIA PACASMAYO	C.T. PACASMAYO - MAN	MAN	29/11/2002 18:50 29/11/2002 20:05
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	30/11/2002 19:03 30/11/2002 20:02
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	30/11/2002 18:50 30/11/2002 20:17
ENERGIA PACASMAYO	C.T. PACASMAYO - MAN	CENTRAL	30/11/2002 19:10 30/11/2002 20:08

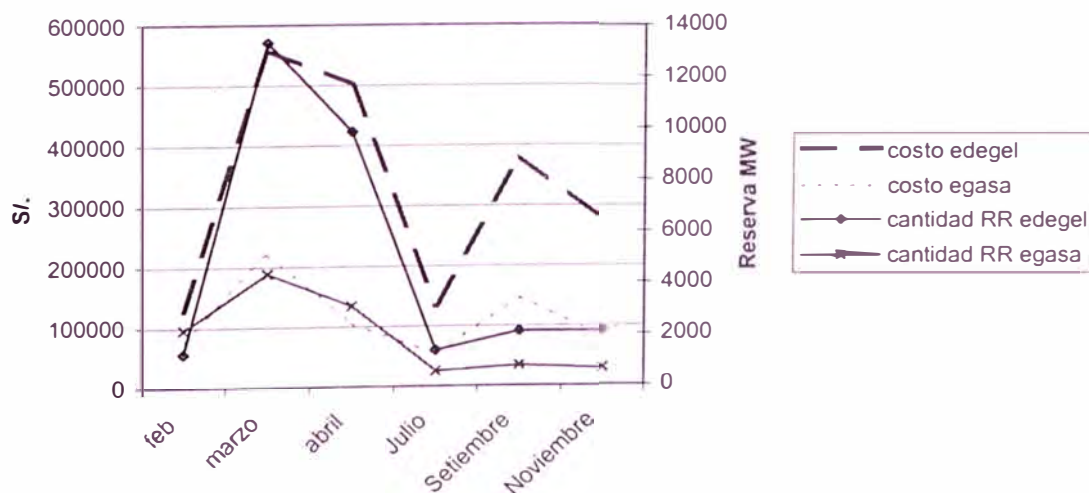
Tabla 16 Horas de Operación de Grupos Térmicos por necesidad de RPE

Luego, cada mes se evalúan las potencias de reserva rotante ejecutadas de los generadores que contribuyen a la Regulación Primaria de Frecuencia cada 15 minutos, y finalmente se realizan las compensaciones a los generadores que realizaron la regulación y a los generadores que permitieron esta.

AÑO	2002	Febrero	Marzo	Abril	Julio	Agosto	Setiembre	Noviembre
Cantidad Reserva Rotante	EDEGEL	1319	13315	9865	1394	2954	2128	2134.1
	EGASA	2246	4403	3137	594	1518	793	669.7
costo	EDEGEL	128887	558525	500932	134108	542673	380366	273313
	EGASA	79341	221909	105346	53455	277780	147910	80698

**Figura 35 Energía regulante compensada y su costo**

Meses de Febrero, Marzo y Abril es avenida y Julio Agosto y Setiembre en estiaje



**Figura 36 Energía regulante compensada y su costo**

HORA	Reserva MAP-COES (MW)	Asignada Huinco (MW)	Reserva Huinco (MW)	A reconocer Huinco (MW)	Total Huinco (MW)	Asignada Charcani V (MW)	Reserva Charcani V (MW)	A reconocer Charcani V (MW)	Total CH-V (MW)	Central Huinco				Central Charcani V			Asignada Carhuaq (MW)	Total Carhuaq (MW)	Asignada Matuc (MW)	Total Matuc (MW)
										G1	G2	G3	G4	G1	G2	G3				
2/11/2002 17:45	41.0	31.0	121.2		126.2	10.0	108.8		31.1	27.1	32.1	32.6	34.4	9.4	10.6	11.1				
2/11/2002 18:00	41.0	31.0	114.8		132.6	10.0	110.3		29.6	32.9	31.5	36.7	31.4	8.8	10.8	10.0				
2/11/2002 18:15	47.0	37.0	111.7		135.6	10.0	99.5		40.4	30.5	30.2	35.7	39.2	11.0	13.2	16.1				
2/11/2002 18:30	47.0	37.0	112.3		135.0	10.0	55.8		84.0	33.7	29.6	36.9	34.8	27.5	29.7	26.8				
2/11/2002 18:45	47.0	37.0	91.8		155.5	10.0	16.2	10.0	123.7	40.2	29.5	43.5	42.3	41.2	41.7	40.7				
2/11/2002 19:00	47.0	37.0	89.5		157.8	10.0	9.8	9.8	130.1	36.0	41.7	39.5	40.6	42.5	45.4	42.2				
2/11/2002 19:15	47.0	37.0	86.2		161.2	10.0	12.9	10.0	127.0	33.9	50.8	37.9	38.5	42.3	43.6	41.1				
2/11/2002 19:30	47.0	37.0	91.6		155.8	10.0	10.1	10.0	129.7	33.8	47.4	37.6	37.0	43.6	45.6	40.6				
2/11/2002 19:45	47.0	37.0	90.6		156.8	10.0	8.2	8.2	131.7	35.7	43.8	39.0	38.3	44.0	45.3	42.4				
2/11/2002 20:00	47.0	37.0	56.2	37.0	191.2	10.0	5.8	5.8	134.1	47.1	50.0	48.6	45.5	44.0	45.6	44.5				
2/11/2002 20:15	47.0	37.0	45.8	37.0	201.6	10.0	9.1	9.1	130.8	47.2	58.3	48.5	47.6	42.1	46.0	42.8				
2/11/2002 20:30	47.0	37.0	50.2	37.0	197.2	10.0	11.6	10.0	128.3	45.1	58.1	46.6	47.4	40.9	45.7	41.7				
2/11/2002 20:45	47.0	37.0	69.3	37.0	178.0	10.0	9.9	9.9	130.0	44.7	42.2	45.9	45.2	41.6	45.7	42.7				
2/11/2002 21:00	47.0	37.0	81.5	37.0	165.9	10.0	15.4	10.0	124.4	39.1	42.4	41.8	42.6	39.0	45.7	39.7				
2/11/2002 21:15	41.0	31.0	79.2	31.0	168.2	10.0	36.9	10.0	103.0	40.3	42.5	43.2	42.2	33.1	35.9	34.0				
2/11/2002 21:30	41.0	31.0	95.0	31.0	152.4	10.0	45.0	10.0	94.9	32.6	42.9	37.3	39.6	31.2	31.5	32.1				
2/11/2002 21:45	41.0	31.0	99.1	31.0	148.3	10.0	42.4	10.0	97.5	33.6	43.0	37.3	34.4	31.9	32.7	32.9				
2/11/2002 22:00	41.0	31.0	91.3	31.0	156.1	10.0	53.9	10.0	86.0	37.9	37.5	40.9	39.7	26.2	32.7	27.1				
2/11/2002 22:15	41.0	31.0	80.8	31.0	166.6	10.0	48.1	10.0	91.7	42.4	34.3	45.2	44.7	29.1	32.5	30.1				
2/11/2002 22:30	41.0	31.0	98.7	31.0	148.7	10.0	54.4	10.0	85.5	35.3	34.5	39.1	39.8	27.4	30.1	28.1				
2/11/2002 22:45	41.0	31.0	108.1	31.0	139.2	10.0	93.9	10.0	46.0	30.9	34.7	35.9	37.7	16.6	14.0	15.3				
2/11/2002 23:00	41.0	31.0	120.2		127.2	10.0	58.6		34.7	28.5	33.6	33.2	31.9	17.9	16.8					
2/11/2002 23:15	41.0	31.0	112.0		135.3	10.0	58.0		35.3	31.9	33.5	35.9	34.0	16.9	18.4					

**Tabla 17 Evaluación de la reserva rotante a compensar a grupos que realizan la RPF**

## COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE FEBRERO DE 2002

		COMPENSACION A EDEGEL														1,319MWh	
EDGEL		ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
24935		39,855	3,965	2,419	14,256	6,738	2,954	1,000	2,998	4,449	3,925	5,884	1,152	9,131	5,226	128,887	

		COMPENSACION A EGASA														2,246MWh	
EGASA		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
3622		24,534	15,350	2,441	1,489	8,776	4,148	1,818	616	1,845	2,739	2,416	709	5,621	3,217	79,341	

		COMPENSACION A SAN GABAN														251MWh	
SAN GABAN		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL	
806		6146	3845	611	373	2198	1039	456	154	462	686	605	178	1408	907	19,875	

		MWh														
EGENOR		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL	
0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

**Tabla 18 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Febrero 2002**

## COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE MARZO DE 2002

		COMPENSACION A EDEGEL														12315 MWh	
EDEGEL		ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
157581		199,470	23,656	12,610	73,769	39,454	16,649	7,320	16,455	24,168	20,647	42,418	8,706	46,580	26,623	558,525	

		COMPENSACION A EGASA														4,403 MWh	
EGASA		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
13972		65,704	51,906	7,792	4,154	24,299	12,996	5,484	2,411	5,420	7,961	6,801	2,868	15,343	8,769	221,909	

		COMPENSACION A SAN GABAN														
SAN GABAN		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL
0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

		COMPENSACION A EGENOR														195	
EGENOR		ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	CNP ENERGIA	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL	
2576		6965	0	0	0		0	0	0	575	0	0	0	0	930	8,469	

Tabla 19 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Marzo 2002

## COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE ABRIL DE 2002

COMPENSACION A EDEGEL		9865 MWh														
EDEGEL	ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
110,648	150,121	18,126	8,488	51,290	25,672	11,187	6,745	11,361	16,825	14,277	22,197	5,972	31,842	16,181	500,932	

COMPENSACION A EGASA		3,137 MWh														
EGASA	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
4,668	31,571	23,269	3,812	1,785	10,786	5,399	2,353	1,419	2,389	3,538	3,002	1,256	6,696	3,403	105,346	

COMPENSACION A SAN GABAN		0 MWh														
SAN GABAN	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

COMPENSACION A EGENOR		200 MWh														
EGENOR	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	CNP ENERGIA	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL	
90	264	195	0	15	0	0	30	12	20	0	0	0	0	29	655	

**Tabla 20 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Abril 2002**

## COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE AGOSTO DE 2002

COMPENSACION A EDEGEL															2954 MWh a compensar por RPF	
EDEGEL	ELECTROPERU	EDEVNSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
82620	178,063	18,694	10,641	43,849	30,676	10,120	2,952	15,631	34,327	18,655	23,393	6,977	50,771	15,303	542,673	

COMPENSACION A EGASA															1518 MWh a compensar por RPF	
EGASA	ELECTROPERU	EDEGEL	EDEVNSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL	
11974	91,146	42,291	9,569	5,447	22,445	15,702	5,180	1,511	8,001	17,571	9,549	3,571	25,989	7,833	277,780	

COMPENSACION A SAN GABAN															
SAN GABAN	ELECTROPERU	EDEGEL	EDEVNSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMPENSACION A EGENOR															
EGENOR	ELECTROPERU	EDEGEL	EDEVNSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 22 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Agosto 2002**



### COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE SETIEMBRE DE 2002

COMPENSACION A EDEGEL														2128 MWh	
EDEGEL	ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
65196	121,389	8,569	7,542	33,750	21,640	7,374	2,170	10,665	22,688	12,464	17,034	4,749	32,869	12,265	380,366

COMPENSACION A EGASA														793 MWh	
EGASA	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
6624	47,204	25,353	3,332	2,933	13,124	8,415	2,868	844	4,147	8,823	4,847	1,847	12,782	4,769	147,910

COMPENSACION A SAN GABAN														0 MWh	
SAN GABAN	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMPENSACION A EGENOR														100 MWh	
EGENOR	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL
1334	4797	2576	0	298	0	0	897	86	421	0	0	0	0	485	10,894

**Tabla 23 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Setiembre 2002**

## COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE NOVIEMBRE DE 2002

COMPENSACION A EDEGEL															
2134.1 MWh a compensar															
EDEGEL	ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	ENERGIA PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
58112	82,163	4,259	5,176	31,307	14,345	6,206	2,833	6,108	10,352	8,803	11,065	3,190	18,419	10,975	273,313

COMPENSACION A EGASA															
669.7 Mwh a compensar															
EGASA	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	E. PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
3267	24,259	17,158	1,257	1,528	9,244	4,236	1,832	836	1,804	3,056	2,599	942	5,438	3,241	80,698

COMPENSACION A SAN GABAN															
SAN GABAN	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	E. PACASMAYO	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMPENSACION A EGENOR															
EGENOR	ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	E. PACASMAYO	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 24 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia Noviembre 2002**

## **CAPITULO 8**

### **COMPARACIÓN CON MODELOS EN OTROS PAISES**

El objetivo del requerimiento de reserva fue establecido para la Regulación de la frecuencia y es controlada por los Generadores del Sistema, este capítulo analizaremos las formas como es en otros países es implementado el servicio complementario de la Reserva Rotante. Para lo cual estableceremos tres niveles de comparación:

- 1- Refiere a los servicios complementarios, este nos permite tener una visión general de que tipos de servicios implementan en otros países,
- 2- Referido fundamentalmente a la forma de implementación del cálculo de la reserva.
- 3- En aplicación de la Normas de Calidad, un análisis de los índices de calidad referidos a la aplicación de la reserva rotante.

#### **8.1 RESPECTO A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

##### **MERCADO ARGENTINO**

El mercado argentino ofrece los siguientes servicios complementarios:

- Control de Frecuencia Primaria
- Control de Frecuencia Secundaria

- Start Up
- Control de Voltaje y Despacho de Potencia Reactiva

Estos servicios son ofrecidos principalmente por los generadores.

## **MERCADO DE ESTADOS UNIDOS**

En el modelo Californiano la venta de los servicios complementarios al operador independiente del sistema (ISO) se encuentra separada del resto del mercado. El ISO controla, administra y regula los servicios complementarios de acuerdo a un estudio de demanda.

Algunos servicios complementarios que se ofrecen son:

- Reserva rotante (Spinning Reserve)
- Reserva de No-Giro (Non-Spinning Reserve)
- Reserva de Reemplazo (Replacement Reserve)
- Voltaje de Apoyo (Voltage support)
- Black Start

## **MERCADO DE INGLATERRA**

Los servicios complementarios en Inglaterra se negocian entre los generadores y la NGC (National Grid Company). En estas transacciones se definen los pagos y servicios.

Existen tres tipos de servicios 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
- Black Start
- Reserva rotante
- Restricciones (Constraints)

## **MERCADO AUSTRALIANO**

El mercado australiano posee una avanzada regulación y tarificación en los servicios complementarios. El NEM o National Electricity Market define los servicios complementarios para cada operador del sistema. Estos operadores (Transgrid y Victorian Power Exchange, VPX) pagan por los servicios y luego cobran un reembolso a los clientes.

La adquisición de estos servicios se realiza mediante contratos bilaterales de duración entre uno y tres años con los proveedores de los servicios complementarios, en los cuales los operadores del sistema actúan en forma coordinada en la adquisición de estos servicios.

Algunos servicios complementarios que se proveen son:

- Control de frecuencia ( frequency control)
- Control de voltaje (voltage control)
- Control de estabilidad (stability control)
- Control de carga en la red (networking load control)
- Partida del sistema o restablecimiento (System restart)

## MERCADO CHILENO

En el mercado chileno 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 la frecuencia y la tensión.

En el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos se especifican ciertas normas sobre algunos servicios complementarios:

- Compensación Síncrona
- Compensación Capacitiva y Reactiva
- Control de Frecuencia
- Margen de Operación
- Reserva Contingente
- Reserva en Caliente
- Partida en falsa
- Respuesta automática
- Reserva operacional
- Reserva rotante

## MERCADO PERUANO

En el mercado peruano solo se especifican en ciertas normas y procedimientos del COES sobre algunos servicios complementarios tales como:

- Control de Frecuencia
- Control de Tensión
- Reserva rotante

No existen disposiciones especiales que regulen los servicios complementarios. Existe una Norma para controlar la calidad de servicio donde se incluye la regulación de la frecuencia y la Tensión, así como un procedimiento de asignación, control y remuneración de la reserva rotante en el Sistema Interconectado Nacional - SINAC.

En el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas se especifican ciertos artículos sobre algunos servicios complementarios tales como Control de Frecuencia, Control de Tensión, Margen de Operación, Reserva rotante y Reserva operacional.

## 8.2 RESPECTO A LA IMPLEMENTACION DEL SERVICIO DE RESERVA

El servicio de reserva rotante de segundos, es de vital importancia para la seguridad del sistema, ya que es el responsable de compensar las desviaciones de frecuencia y evitar estados de funcionamiento extremos no deseados que pueden conducir a una desconexión automática de cargas cuando sucede una contingencia. Por lo tanto, bajo estas circunstancias, para una adecuada asignación de la reserva no sólo basta considerar la cantidad de la misma, sino también considerar su efectividad dentro del sistema, aspecto que solamente puede ser evaluado en forma precisa a través de estudios del comportamiento dinámico.

La reserva de segundos considerada como un producto que puede ser suministrado en forma competitiva, ha sido introducido en pocos mercados competitivos, tales como Nueva Zelanda, Australia, California, etc..

Sin embargo, las reglas para la comercialización de este servicio son diferentes en cada mercado ya que en algunos, las ofertas por el suministro del mismo son horarias, mientras que en otros, con contratos a largo plazo.

Tanto la determinación de un nivel óptimo de reserva como su distribución entre las unidades generadoras son puntos muy importantes a resolver en los sistemas eléctricos. Actualmente existen varios criterios utilizados para la determinación de los niveles de reserva rotante, algunos de los cuales se presentan a continuación:

- La cantidad de reserva debe ser igual a un porcentaje de la demanda del sistema, por ejemplo en East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR) el requerimiento tanto de reserva rotante como suplementaria es un 3% de la demanda pico diario.



- Un margen de reserva fijo determinado mediante algún criterio determinístico:

La reserva debe ser igual a la potencia de la unidad generadora más grande en operación.

La reserva debe ser igual a un valor fijo cualquiera o a un porcentaje de la potencia de la unidad generadora más grande en operación, tal como en el sistema MAAC (Mid Atlantic Area Council) que requiere un nivel de reserva rotante de 700 MW o la capacidad de la unidad más grande en operación, mientras que el requerimiento de reserva suplementaria es 1700 MW. Por otro lado, en Florida, se requiere una reserva rotante de sólo un 25% de la potencia de la unidad más grande en operación y un requerimiento de reserva suplementaria de 75% de la unidad más grande en operación .

- Una combinación de los anteriores.

Los principales inconvenientes de estos criterios son: no se consideran la probabilidad de falla de los diferentes componentes del sistema, la capacidad dinámica de respuesta que tienen las unidades generadoras según su tipo ni su eficacia desde el punto de vista geográfico-eléctrico.

El óptimo del sistema será alcanzado cuando la suma de los costos de operación y los costos esperados de interrupción sea mínima.

En esta sección se presentan las actuales consideraciones de la reserva de segundos en algunos sistemas eléctricos competitivos.

### **8.2.1. MERCADOS COMPETITIVOS DE ENERGÍA Y RESERVA**

Existen pocos países que han implementado un mercado en el que la reserva rotante de segundos es considerada como un servicio que puede ser suministrado en forma competitiva, tal es el caso de países como Nueva Zelanda, Australia e Inglaterra.

#### **SISTEMA DE NUEVA ZELANDA**

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda, está constituido por dos subsistemas que operan en AC, la isla norte y la isla sur, interconectadas por un línea HVDC de 1200 MW de capacidad. En la isla sur, la generación es completamente hidroeléctrica y los embalses poseen una capacidad de regulación estacional<sup>1</sup>. En general esta generación es suficiente para cubrir los requerimientos de la isla sur y permite exportar hacia la isla norte, donde hay una mezcla de generación hidroeléctrica y térmica. El 75 % es satisfecho con generación hidroeléctrica, el 7% geotérmica y el resto con una variedad de generación térmica.

El sistema eléctrico de nueva Zelanda, recientemente introdujo un mercado spot competitivo en el cual, un modelo basado en Programación Lineal (PL) es utilizado para coordinar el suministro de la energía y la reserva. Esto se lleva a cabo basándose en las ofertas realizadas por cada generador tanto de energía como de reserva, para determinar los precios por el suministro de los mismos.

En países con pequeños sistemas de potencia, como Nueva Zelanda, los requerimientos de reserva son probablemente los más importantes

<sup>1</sup> Regulación del recurso hidrológico.

después del cumplimiento de la ecuación de balance, necesaria para la determinación de los precios spot de la energía.

En el sistema de Nueva Zelanda, el requerimiento de reserva es definido de forma tal que el sistema sea capaz de soportar la contingencia simple más grande sin provocar desconexión de carga. Antes que la capacidad del vínculo de transmisión en DC desde la isla sur a la norte fuera expandido, el requerimiento de reserva era definido para soportar la falla de una unidad generadora de 250 MW. En este caso, se requería desde 250 a 300 MW de reserva dependiendo del nivel de la demanda y de la potencia de intercambio por el vínculo DC. Luego de la expansión de la capacidad del vínculo DC a 1230 MW, el requerimiento de reserva rotante ha incrementado considerablemente, de forma tal que la pérdida de un polo del vínculo HVDC normalmente le impone al sistema una pérdida del orden de 550 MW. Para cubrir esta falla, particularmente en periodos de baja demanda, el sistema requiere aproximadamente 800 MW de reserva rotante.

Este criterio de operación se basa esencialmente en el hecho de que la probabilidad de contingencias múltiples es muy pequeña.

Dado que en este sistema existe un suministro competitivo para la reserva rotante, la energía y la reserva<sup>2</sup> son simultáneamente optimizadas basadas en la ubicación, la cantidad y los precios ofertados por los participantes para el suministro de ambos servicios.

Cabe destacar que, de acuerdo al análisis bibliográfico realizado sobre el sistema de Nueva Zelanda, no se registra en la literatura ninguna

<sup>2</sup> La potencia y la reserva compiten entre sí en cada unidad generadora

regla referida a la responsabilidad u obligación de cada unidad generadora para el suministro de la reserva rotante de segundos.

El modelo utilizado para el despacho es determinístico, ya que, en la optimización no se considera la probabilidad de ocurrencia de las fallas.

Esta consideración no es consistente con la idea de minimizar los costos esperados totales del sistema (costos de operación y costos esperados de interrupción), sin embargo, refleja la importancia de la restricción de balance de la reserva o de mínima frecuencia ante fallas para el sistema de Nueva Zelanda.

En el proceso de optimización no se considera explícitamente el aspecto dinámico de respuesta para la asignación de la reserva entre las unidades generadores del sistema. El aspecto dinámico solo se considera para verificar que el nivel de reserva definido, satisface la restricción de mínima frecuencia. Si esta restricción de mínima frecuencia no es satisfecha, se utiliza un factor de ajuste en el nivel de reserva predefinido para asegurar siempre el cumplimiento de la misma.

La remuneración que percibe cada generador será tanto por energía como por reserva al precio marginal respectivo de cada servicio.

## **SISTEMA DE AUSTRALIA**

Una única red nacional interconectada no ha sido aún implementada debido a las grandes distancias involucradas. Desde el punto de vista eléctrico, Australia está conformada por varias áreas, muchas de las cuales permanecen en operación aislada. El sistema interconectado más grande de Australia es el Mercado Eléctrico Nacional (NEM), el cual, es conformado por

las siguientes áreas: Sydney, New South Wales (NSW), South Australia (SA), y Victoria (VIC).

El nivel de reserva es determinado para cada una de las áreas del NEM en función de la unidad generadora de mayor tamaño y de la demanda en cada área. El nivel de reserva requerido en el sistema interconectado NEM es alrededor de 1400 MW (NSW=660 MW, SA=260 MW y VIC=500 MW). Este nivel de reserva es importante si se lo compara con la demanda máxima del sistema interconectado que es alrededor de 10000 MW.

Cada generador realiza las ofertas por el suministro de determinados SC. Las mejores ofertas son tomadas para prestar el SC respectivo bajo contratos de suministro a largo plazo. Por ahora el generador no tiene la opción de cambiar estos precios; sin embargo, en el futuro, se prevén modificaciones en la normativa con respecto a las ofertas. Esto permitirá a los generadores realizar ofertas por el suministro de determinados SC de la misma manera que se realizan en el mercado actual de la energía, esto es, sobre una base de ofertas cada media hora.

Cada generador está obligado al suministro de una determinada cantidad de los diferentes SC de acuerdo a los contratos de conexión al sistema interconectado; pero sin percibir ninguna remuneración por el suministro de los mismos. Cada generador también está obligado a disminuir su generación para el suministro de cualquier SC si así fuese requerido por el operador del sistema pero, en este caso, el generador recibe una remuneración por la disminución en su generación. Esta obligación en los contratos de conexión probablemente será eliminada en la nueva normativa aún en discusión que podría entrar en vigencia el próximo año.

El despacho económico en este caso tiene como primer objetivo satisfacer la demanda y los SC, considerando su disponibilidad en primer término, resultante del despacho libre, o sea, sin imposiciones en este sentido. Si con esta disponibilidad de los SC obligatorios no se logra satisfacer el requerimiento de éstos, se procede a la selección de las ofertas respectivas para satisfacer el requerimiento.

Los precios resultantes de los SC pueden variar dependiendo de los siguientes factores:

Si el SC fue satisfecho sólo con el suministro obligatorio, el precio resultante es cero.

\_ Si fue requerido el uso de contratos para cubrir el requerimiento de SC, el precio resultante es el precio de la última oferta utilizada.

Si además de contratos fue necesario la reducción en la generación de determinada unidad para el suministro del SC; entonces, el precio resultante es el precio de la última oferta utilizada más el pago por compensación del generador que sufrió la reducción.

## **SISTEMA INGLÉS**

En el sistema Inglés, el requerimiento de reserva debe ser suficiente para soportar la falla de la unidad generadora más grande en operación o la pérdida del aporte de energía de mayor magnitud de las interconexiones.

En este sistema cada generador realiza sus ofertas, tanto por energía como por SC (ej. reserva). Las ofertas por la reserva son válidas por un periodo de tiempo largo ya que son valores acordados entre el generador y el operador del sistema. Estos valores dependen principalmente del tipo y tiempo de operación de la unidad.

El despacho económico ejecutado en el sistema interconectado England y Wales es secuencial ya que, realiza el despacho de la reserva después del despacho de la energía realizando los ajustes respectivos hasta que se logra satisfacer el requerimiento de reserva del sistema. Este despacho económico es muy similar al utilizado en el sistema de Australia.

La siguiente ecuación muestra la remuneración a cada generador en el sistema Inglés por los servicios de potencia-energía y de reserva. El último componentes representa la remuneración por reserva, tal como se mencionó en párrafos anteriores.

$$TEC = (G_i \lambda + R_i (\lambda - C_{Pi}) + R_i C_{Ri})$$

$$TEC = G_i \lambda + R_i (\lambda - C_{Pi} + C_{Ri})$$

donde:

$\lambda$  precio de mercado

$C_{Pi}$  oferta por el suministro de energía

$C_{Ri}$  oferta por la disponibilidad de reserva

$R_i$  reserva puesta a disposición

$G_i$  potencia generada

En cuanto a la remuneración por el servicio de reserva, existe una compensación a cada generador que suministra este servicio. Dicha remuneración está formada por dos componentes:

- El primero, consiste en un costo fijo acordado entre el generador y el operador del sistema  $C_{Ri}$ . Este componente se supone que compensa los costos de desgaste ocasionados por la operación en

puntos ineficientes. En la ecuación anterior, esta compensación es representada por  $R_i C_{Ri}$ .

El segundo, tiene como objetivo compensar a los generadores por la pérdida de beneficio ocasionado por la reducción de la generación para mantenerla como reserva. Este componente considera la diferencia entre el precio marginal del sistema y el precio ofertado por la unidad para el suministro de la energía. Es decir, este componente, compensa la ganancia perdida como consecuencia del mantenimiento de una determinada cantidad de reserva. En la ecuación anterior, esta compensación es representada por  $R_i (\lambda - C_{pi})$ .

### **8.2.2. MERCADO COMPETITIVO DE ENERGÍA CON RESERVA ROTANTE REGULADA**

Existen sistemas eléctricos que no consideran a la reserva rotante de segundos como un servicio que puede ser suministrado en forma competitiva como un mercado diferenciado del mercado de la energía. Este servicio es considerado en una forma particular en cada sistema, ejemplo de ello, es la consideración de la reserva rotante en el sistema Argentino.

### **SISTEMA ARGENTINO**

El sistema Argentino es el segundo de los países de América Latina que comenzó su proceso de desregulación del sector eléctrico (después de Chile). A partir de 1991, el sistema de generación y transmisión, hasta ese entonces propiedad del estado, se fue privatizando. Este proceso fue



acompañado con la implementación de mecanismos de comercialización y fijación de precios de la energía.

El mercado de la energía ha dado pasos muy importantes en torno a la desregulación y competencia, pero no así desde el punto de vista de los servicios complementarios, a pesar que existe una desagregación de los mismos. El ámbito en el cual se rigen no es aún competitivo y las señales económicas, no incentivan el suministro de estos servicios en tal sentido.

Las fuertes penalizaciones son las señales que obligan a los generadores a suministrarlos.

Dado que no existe un mercado para el suministro del servicio de la reserva rotante de segundos, no existen ofertas de suministro para este servicio, los generadores seleccionados para proporcionarlo, tienen que cumplir solamente con determinadas condiciones de equipamiento para poder ser habilitados.

El sistema actual, se caracteriza por el hecho de que todos los generadores tienen la misma responsabilidad con el sistema para el mantenimiento de una determinada cantidad de la reserva sin hacer distinción entre las unidades con respecto a su probabilidad de falla.

### **8.2.3 MERCADOS REGULADOS**

En este tipo de mercados la separación de la generación, transmisión y distribución en unidades de negocio independientes no ha sido realizada por completo y gran parte de los mismos están aún en manos del estado.

Mercado peruano aun en proceso a la desregularización se considera un mercado regulado para el tema de la reserva.

Muchos países latinoamericanos mantienen todavía este tipo de mercados.

## **SISTEMA IRLANDA**

El sistema Irlandés es relativamente pequeño ya que tiene una capacidad instalada de aproximadamente 4100 MW. Los modelos actuales de despacho consideran, como criterio de seguridad para este sistema, que la reserva debe ser igual a la magnitud de la unidad generadora más grande en operación, que podría en algunos casos representar el 25% de la generación total. Se considera que éste, es el peor de todos los escenarios y que ninguna falla de otra unidad de menor generación podría causar el efecto que produce la primera.

### **8.3 DE LA COMPARACION DE LOS INDICES DE CALIDAD DE LA FRECUENCIA**

#### **NORMAS PERUANAS**

Para evaluar el parámetro frecuencia la Norma NTSE considera tres índices:

- Variaciones sostenidas -  $\Delta f_k$
- Variaciones súbitas -  $VSF$
- Integral de variaciones diarias de frecuencia -  $IVDF$

Las definiciones corresponden a:

$$\Delta f_k = \frac{f_k - f_N}{f_N} * 100$$

$$VSF = \sqrt{\left[ \frac{1}{1 \text{ min.}} \int f^2(t) dt \right]} - f_N$$

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

donde:

- $f_k$  : Valor instantáneo de frecuencia, medido en un punto cualquiera de la red, en un intervalo de medición  $k$  de quince (15) minutos
- $f_N$  : Valor de frecuencia Nominal del sistema (60Hz.)
- $\Gamma$  Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo termino, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IDVF

Las tolerancias permitidas para cada índice son:

Variaciones sostenidas -  $\Delta f_k = \pm 0.6\%$

Variaciones súbitas -  $VSF = \pm 1 \text{ Hz}$

Integral de variaciones diarias de frecuencia -  $IVDF = 600 \text{ ciclos}$

Se considera que la electricidad es de mala calidad en los siguientes

tres casos:

- Si las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango permitido por un tiempo acumulado superior al 1% del periodo de medición
- Si en un período de medición se produce más de una variación súbita

- Si en un período de medición se producen violaciones a la integral de variaciones diarias de frecuencia

El período de medición es de un mes calendario coincidiendo con el período de control.

Los COES (y los encargados de la operación del sistema en tiempo real el caso de sistemas aislados) son los responsables de realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de frecuencia para el sistema y/o partes de él, durante todo el periodo de medición.

## **NORMAS COLOMBIANAS**

La Norma Colombiana de considera estándares de calidad para frecuencia ( Res. CG|REG 070-98) establece que la frecuencia nominal del sistema son 60 Hz, y en condiciones normales su rango de variación está entre 59.8 y 60.2 y en estados de emergencia, déficit de energía, fallas o estados de restablecimiento, el rango establecido para la frecuencia está entre 57.5 y 63 Hz.

Las normas colombianas no establecen períodos de medición ni compensaciones por violación de las tolerancias establecidas.

El único indicador establecido por la NTCSE que se puede comparar con el indicador de frecuencia estipulado en la norma colombiana es el  $\Delta f_k$  Variaciones sostenidas, para el caso peruano la tolerancia es  $\pm 0.6\%$  y para el caso colombiano es  $\pm 0.33\%$ , donde se puede concluir que normatividad colombiana es más restrictiva para las tolerancias de este indicador, aclarando que en Colombia, no se establece porcentaje de tiempo en el cual se espera que la frecuencia este dentro del los limites establecidos.

## NORMAS CHILENAS

Para el sistema eléctrico chileno la frecuencia nominal es 50 Hz. y la norma de calidad establece que en condiciones normales, el valor promedio de la frecuencia, medida en intervalos de tiempo de 10 seg. durante siete días corridos, deberá encontrarse en el rango siguiente<sup>3</sup>:

- Sistemas con capacidad mayor a 100MW
  - sobre 49.8 y bajo 50.2 durante al menos el 99% del período
  - entre 49.3 y 49.8 durante no más de un 0.5% del período
  - entre 50.2 y 50.7 durante no más de un 0.5% del período
- Sistemas con capacidad entre 1.5 MW a 100MW
  - sobre 49.8 y bajo 50.2 durante al menos el 99% del período
  - entre 49.3 y 49.8 durante no más de un 1.5% del período
  - entre 50.2 y 50.7 durante no más de un 1.5% del período

El indicador establecido por la NTCSE,  $\Delta f_k$  Variaciones sostenidas se puede comparar con este indicador de frecuencia estipulado en la norma chilena es el, para el caso peruano la tolerancia es  $\pm 0.6\%$  el 99% del tiempo y para el caso chileno es  $\pm 0.4\%$  el 99% del tiempo, donde se puede concluir que la norma chilena es mas restrictiva respecto del rango de variación. Hay que resaltar que en Chile se tienen restricciones para la frecuencia durante todo el tiempo, en cambio en Perú, la frecuencia puede teóricamente, tomar cualquier valor durante el 1% del tiempo.

<sup>3</sup> Solo se incluyen los rangos para sistemas con condiciones similares al Perú.

## **NORMAS ARGENTINAS**

La frecuencia nominal del sistema eléctrico argentino es 50 Hz.

La variación permitida es de  $\pm 0.2\%$  y en el caso Peruano es de 0.6 %.

## **NORMAS HOLANDESAS**

La frecuencia nominal del sistema eléctrico holandés es 50 Hz. y para sistemas interconectados , en condiciones de operación normal, se permite una tolerancia de  $\pm 1\%$  ( 49.5 a 50.5 Hz) durante el 95% del tiempo de una semana para el valor medio de la frecuencia registrada sobre 10 s y las normas establecen que el 100% del tiempo (una semana) la frecuencia debe estar entre -6% y +4% (47 a 52 Hz).

Aunque las normas holandesas prevén rangos amplios, el Consultor entiende que los reglamentos que rigen el desempeño del sistema eléctrico son las normas de la UCPTTE, organismo que regula la operación del sistema europeo interconectado.

## CUADRO RESUMEN

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los rangos permitidos para la variación sostenida de frecuencia en los diferentes países.

PAIS	Frecuencia (Hz)	Tolerancia (%)
Perú	60	+ 0.6 % durante 99% del periodo de medición
Colombia	60	$\pm 0.33\%$ en condiciones de operación normal
Chile	50	$\pm 0.4$ % durante 99% del periodo de medición $\pm 1.4\%$ durante 0.5 % del periodo de medición*
Argentina	50	$\pm 0.2$ %
Holanda	50	$\pm 1$ % durante 95% del periodo de medición -6 y +4 % durante 100% del periodo de medición

Tabla 25 Cuadro resumen rangos permitidos a la variación sostenida de frecuencia

## CAPITULO 9

### CONCLUSIONES

La función de todo Sistema de Suministro de Energía Eléctrica es satisfacer la demanda con adecuados niveles de calidad y confiabilidad tanto en operación normal como así también, ante perturbaciones. La calidad del suministro está estrechamente relacionada al mantenimiento de adecuados niveles de frecuencia y de tensión. Un efectivo control de los mismos es vital para el desempeño satisfactorio de los sistemas eléctricos.

Cuando se incrementa la reserva rotante del sistema, se incrementan los costos de operación, sin embargo disminuye el costo de la energía dejada de suministrar al sistema debido a que se está otorgando mayor confiabilidad. Por lo tanto es necesario determinar una reserva óptima asociado a un mínimo costo total del sistema. Esto se realiza como consecuencia de la experiencia de la aplicación del modelo a nuestra realidad.

Para el mantenimiento de adecuados niveles de frecuencia tanto en operación normal como así también ante fallas, el sistema necesita disponer de:

1. Suficiente reserva rotante de segundos RRS (para la Regulación primaria de Frecuencia RPF) necesaria para detener la caída de la



frecuencia durante los primeros segundos posteriores a la perturbación.

2. Suficiente reserva rotante de minutos RRM (para la Regulación Secundaria de Frecuencia RSF) necesaria para llevar la frecuencia a valores nominales una vez que con la Reserva de Segundos se alcanzó un valor estacionario de la frecuencia diferente al nominal. Esta RRM sirve para recuperar la RRS utilizada inicialmente y preparar al sistema para soportar otra eventual falla.

La RPF está caracterizada por provocar pequeñas desviaciones (5%) en la potencia de salida de las unidades generadoras con tiempos de actuación muy cortos (30 segundos). Desde un punto de vista técnico-operativo, el suministro de la RPF debe ser realizado tanto por unidades generadoras térmicas como así también por hidráulicas. Una correcta distribución de la RRS entre estas unidades puede provocar una mejor respuesta del sistema ante diferentes tipos de perturbaciones.

En la formulación de la optimización del despacho se establece la reserva rotante los realizarían las unidades hidráulicas, tal como se establece para operación, pero en cuando se presentan ciertos sistemas aislados se utilizan generadores térmicos como C.T. Calana en la zona de Tacna, C.T. Mollendo, C.T. Ilo, etc

Cuando en la programación del despacho se establece un menor nivel riesgo de falla, mayor será la cantidad de reserva utilizada, o también se puede decir que a mayor riesgo de falla menor reserva, motivo por

el cual en la norma NTOTR se establece un límite máximo de riesgo de operación, en el COES para el sistema eléctrico peruano este valor es del 1.5%.

- En el SINAC, para proveer la reserva rotante en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia RPF, se han definido a los siguientes generadores: en el área Centro Norte es la Central Huinco con sus generadores G1 y G3, con respaldo de la C.H. Carhuaquero, en el área Sur es la C.H. Charcani V con uno de los 3 generadores, con respaldo de la C.H. San Gabán.
- Para proveer la suficiente capacidad de regulación en situaciones donde el límite de requerimiento por la demanda es suficiente, pero no para los grupos antes mencionados a que puedan dar reserva, se ponen en operación grupos térmicos para mantener el nivel de reserva requerido.
- Para la compensación de la reserva, solo se realiza en aquellas horas del día en que los grupos son forzados a bajar carga para poder disponer de la reserva requerida, mas no son compensados cuando por despacho existe una reserva natural (no forzada), esto quiere decir que la compensación solo se realiza en la hora de máxima demanda donde se presenta esta situación.
- Para analizar los requerimientos de reserva rotante por el lado de cantidades de energía es variable y estacional, de modo que en épocas de avenida cuando existe suficiente agua como se emplean menos unidades térmicas que en épocas de estiaje se requerirá menos cantidad de reserva rotante, asimismo los costos de la reserva como

están directamente relacionados con el marginal de ese momento, en avenida los costos son mas caros por unidad de reserva que en el estiaje.

- De acuerdo a procedimiento 22 se establece una lista previa para la clasificación de las maquinas a regular, en la lista se muestra a la C.H. San Gabán como la primera, pero debida a la ubicación en una zona de problemas de estabilidad y a su reservorio más pequeño que Charcani V, este funciona como respaldo para la regulación, además cuando la C.H. San Gabán realiza la función de regulación la variación de su carga causa notables variaciones de tensión en la zona.
- La asignación de un porcentaje fijo de margen de reserva todo el tiempo no resulta adecuado, pues la confiabilidad del sistema es variable en el tiempo, por lo que en situaciones de posible contingencia se trabaja con un riesgo de falla menor, como por ejemplo cuando hay pruebas de unidades de generación, por el cual se aumenta el valor de la reserva.
- La formulación del modelo del cálculo de la reserva solo contempla la participación de los generadores basado en su tasa de fallas con la premisa que dichos eventos son mutuamente excluyentes. Para incluir la participación de líneas se tendría que realizar otro modelamiento ya que el riesgo de salida de alguna líneas afectan la salida de otros equipos.

## CAPITULO 10

### BIBLIOGRAFIA

- Realibility Evaluation of Power System. Roy Billinton, R.N Allan Longmans, London/Plenum Press, 1984. En el texto se incluye la teoría básica para la evaluación de confiabilidad de Sistemas de Potencia.
- Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems.R. Billinton N. Chowdhury IEEE Transactions on Power Systems, November 1988.
- Unit Commitment in Interconnected Generating Systems using a Probabilistic Technique. R. Billinton N. Chowdhury IEEE Transactions on Power Systems, November 1990
- Risk Constrained Economic Load Dispatch in Interconnected Generation Systems R. Billinton N. Chowdhury IEEE Transactions on Power Systems, November 1990.
- Assessment of spinning reserve in interconnected generation systems with Export/Import constraints. R. Billinton N. Chowdhury IEEE Transactions on Power Systems, August 1989.
- Application of Probability Methods to Determination of Spinning Reserve Requirements for PJM Interconnection. AIEE 1967.

- Power System Spinning Reserve Determination in a configuration multisystem PAS 92 (1972)
- A Realibility Test System for Educational Purposes - Basic Data. R Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K Debnath. IEEE Transactions on Power Systems, August 1989. Muestra resultados de evaluación de confiabilidad en un sistema pequeño.
- Realibility Differentiated Pricing of Spinning Reserve. Shams N. Siddiqi, Martin L. Baughman. IEEE Transactions on Power Systems August 1995. Representa el artículo más importante, pues analiza los requerimientos de reserva rotante de potencia activa y reactiva desde el punto de vista de la confiabilidad diferenciada. Los márgenes de reserva se obtienen a partir de optimizar las funciones de máxima utilidad y minimizar los costos de operación, incluyendo restricciones de la transmisión y requerimientos de regulación de tensión. Los precios óptimos incluyen fundamentalmente costos incrementales de operación y costos marginales de salida.
- Operating Reserve Risk Assessment in Composite Power Systems. Guangbin Lian, Roy Billinton. IEEE Transactions on Power Systems August 1994. El artículo hace referencia a la reserva de operación considerando, generadores, líneas de transmisión y elementos de subestaciones. Hace uso de la matriz de transición estocástica, no utiliza métodos enumerativos.
- Economic Allocation of Regulation Margin. IEEE Transactions on Power Systems, July/August 1971. Realiza una diferenciación entre margen de regulación y reserva rotante, establece los márgenes de

regulación sujeto a condiciones de optimización del costo de operación.

- Power Generation Operation and Control. A. Wood. F. Wollenberg. JHON WILEY & SONS. 1996.
- Procedimiento N ° 22 Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional. COES SINAC 2001.
- Requerimientos de Reserva Rotante del SICN. CONIMERA 1999.

## CAPITULO 11

### ANEXOS

- ANEXO 1: LISTA DE MERITOS DE LAS UNIDADES DE GENERACION HIDRAULICA PARA LA RPF.
- ANEXO 2: REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA RPF Y ESTADISTICO.
- ANEXO 3: MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS Y LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.
- ANEXO 4: COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA MES DE MARZO 2002.
- ANEXO 5: NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS ( NTCSE ) – CALIDAD DE PRODUCTO – FRECUENCIA.
- ANEXO 6: NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS (NTOTR).

## ANEXO 1

### LISTA DE MERITOS DE LAS UNIDADES DE GENERACION HIDRAULICA PARA LA RPF

LISTA DE MERITOS DE LA UNIDADES DE GENERACION HIDRAULICA PARA RPF

EMPRESA	UBICACION	UNIDAD	Estatismo	Potencia	Potencia	Velocidad	Indicador RPF
			Valor Actual	Máxima	Minima	de Toma de Carga	
SAN GABAN	SAN GABAN II	G1	3	58.1	0	165	3195.50
SAN GABAN	SAN GABAN II	G2	3	58.1	0	165	3195.50
EDEGEL	HUINCO	G3	1.05	63	30	30	942.86
EDEGEL	HUINCO	G1	1.05	62	30	30	914.29
EDEGEL	HUINCO	G2	1.5	64	30	30	680.00
EGASA	CHARCANI V	G1	3	48.33	5	47	678.84
EGASA	CHARCANI V	G2	3	48.33	5	47	678.84
EGASA	CHARCANI V	G3	3	48.33	5	47	678.84
EDEGEL	HUINCO	G4	1.5	63	30	30	660.00
EDEGEL	MATUCANA	G1	2.8	63	25	30	407.14
EDEGEL	MATUCANA	G2	2.8	63	25	30	407.14
EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	6	30.15	6	90.45	364.06
EGEMSA	MACHUPICCHU	G2	6	30.15	6	90.45	364.06
EGEMSA	MACHUPICCHU	G3	6	30.15	6	90.45	364.06
EDEGEL	CHIMAY	G1	4	76.5	16	10	151.25
EDEGEL	CHIMAY	G2	4	76.5	16	10	151.25
ELECTROPERU	MANTARO	G4	5	102.46	30	10	144.92
ELECTROPERU	MANTARO	G1	5	101.49	30	10	142.98
ELECTROPERU	MANTARO	G2	5	100.61	30	10	141.22
ELECTROPERU	MANTARO	G3	5	100.61	30	10	141.22
ELECTROPERU	MANTARO	G5	5	75.93	30	10	91.86
ELECTROPERU	MANTARO	G6	5	75.82	30	10	91.64
ELECTROPERU	MANTARO	G7	5	75.64	30	10	91.28



ELECTROANDES	YAUPI	G3	5	21.21	1.5	20	78.84
ELECTROANDES	YAUPI	G4	5	21.08	1.5	20	78.32
ELECTROANDES	YAUPI	G1	5	20.99	1.5	20	77.96
ELECTROANDES	YAUPI	G5	5	20.88	1.5	20	77.52
EDEGEL	YANANGO	G1	4	41	10	10	77.50
ELECTROANDES	YAUPI	G2	5	20.76	1.5	20	77.04
EDEGEL	CALLAHUANCA	G4	4	35.21	15	15	75.79
EGENOR	CARHUAQUERO	G1	3	32.08	10	10	73.60
EGENOR	CARHUAQUERO	G3	3	32.08	10	10	73.60
EGENOR	CARHUAQUERO	G2	3	31.2	10	10	70.67
CAHUA	CAHUA	G1	4	22	0	10	55.00
CAHUA	CAHUA	G2	4	22	0	10	55.00
ELECTROPERU	RESTITUCION	G2	5	70.83	35	6	43.00
ELECTROPERU	RESTITUCION	G1	5	70.35	35	6	42.42
EGENOR	CANON DEL PATO	G1	5	43.321	20	8.8	41.04
EGENOR	CANON DEL PATO	G6	5	43.317	20	8.8	41.04
EGENOR	CANON DEL PATO	G5	5	43.197	20	8.8	40.83
ELECTROPERU	RESTITUCION	G3	5	68.58	35	6	40.30
EGENOR	CANON DEL PATO	G4	5	42.525	20	8.8	39.64
ELECTROANDES	MALPASO	G2	3	12.78	1	10	39.27
EGENOR	CANON DEL PATO	G3	5	42.231	20	8.8	39.13
EGENOR	CANON DEL PATO	G2	5	41.961	20	8.8	38.65
ELECTROANDES	MALPASO	G1	3	12.08	1	10	36.93
ELECTROANDES	MALPASO	G4	3	11.93	1	10	36.43
ELECTROANDES	MALPASO	G3	3	11.23	1	10	34.10
EDEGEL	MOYOPAMPA	G3	5	23.98	8	10	31.96
EDEGEL	MOYOPAMPA	G1	4	20.69	8	10	31.73
EDEGEL	MOYOPAMPA	G2	4.5	20.04	8	10	26.76
EDEGEL	HUAMPANI	G1	3	15.76	6	7.5	24.40
EDEGEL	HUAMPANI	G2	3	14.41	6	7.5	21.03
EGASA	CHARCANI VI	G1	5	9.1	0.5	9	15.48
EDEGEL	CALLAHUANCA	G1	3	13.43	8	6	10.86
EDEGEL	CALLAHUANCA	G3	3	13.28	8	6	10.56
EDEGEL	CALLAHUANCA	G2	3	13.14	8	6	10.28
ENERGIA PACASMAYO	GALLITO CIEGO	G1	5	19.5	10	3.4	6.46
ENERGIA PACASMAYO	GALLITO CIEGO	G2	5	19.5	10	3.4	6.46

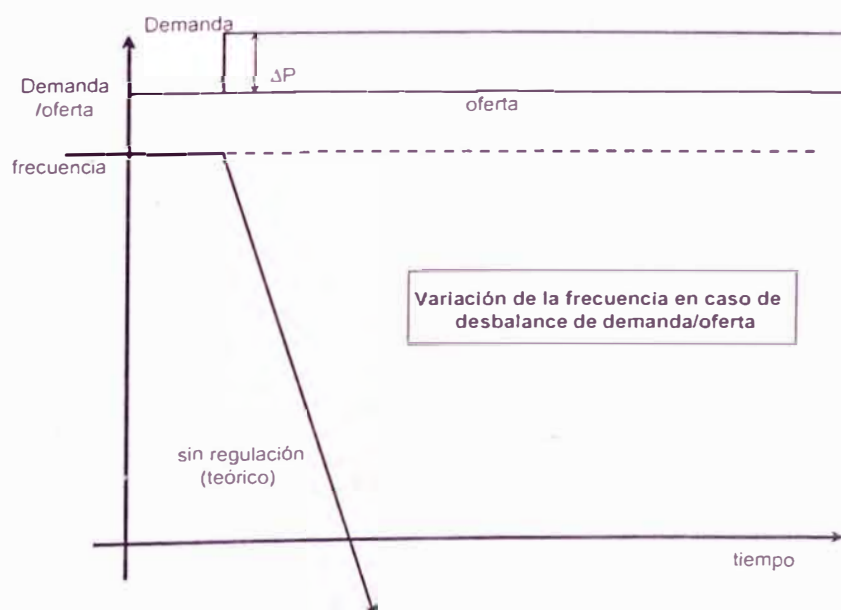
EGASA	CHARCANI IV	G1	5	5.17	0.5	4.93	4.60
EGASA	CHARCANI IV	G2	5	5.17	0.5	4.93	4.60
EGASA	CHARCANI IV	G3	5	5.17	0.5	4.93	4.60
EGESUR	ARICOTA II	G1	3	12.4	0.5	1	3.97
EGESUR	ARICOTA I	G2	3	11.3	0.5	1	3.60
EGESUR	ARICOTA I	G1	3	11.2	0.5	1	3.57
ELECTROANDES	OROYA	G1	5	3.14	0.37	2.5	1.39
ELECTROANDES	PACHACHACA	G1	5	3.11	0.37	2.5	1.37
ELECTROANDES	PACHACHACA	G2	5	3.1	0.37	2.5	1.37
ELECTROANDES	PACHACHACA	G3	5	3.1	0.37	2.5	1.37
ELECTROANDES	PACHACHACA	G4	5	2.94	0.37	2.5	1.29
ELECTROANDES	OROYA	G3	5	2.8	0.37	2.5	1.22
ELECTROANDES	OROYA	G2	5	2.76	0.37	2.5	1.20
EGASA	CHARCANI III	G1	5	2.1	0.3	2.1	0.76
EGASA	CHARCANI III	G2	5	2.1	0.3	2.1	0.76
EGASA	CHARCANI I	G1	5	0.92	0.1	0.92	0.15
EGASA	CHARCANI I	G2	5	0.92	0.1	0.92	0.15
EGASA	CHARCANI II	G1	5	0.2	0.1	0.2	0.00
EGASA	CHARCANI II	G2	5	0.2	0.1	0.2	0.00
EGASA	CHARCANI II	G3	5	0.2	0.1	0.2	0.00
CAHUA	PARIAC	CH-1			0		0.00
CAHUA	PARIAC	CH-2			0		0.00
CAHUA	PARIAC	CH-3A			0		0.00
CAHUA	PARIAC	CH-3N			0		0.00
CAHUA	PARIAC	CH4 - G1			0		0.00
CAHUA	PARIAC	CH4 - G2			0		0.00
EGEMSA	HERCCA	G1		0.42			0.00
EGEMSA	HERCCA	G2		0.42			0.00

## ANEXO 2

### REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA RPF Y ESTATISMO

#### PRINCIPIOS

Permanente, la producción debe ser igual a la consumación. Si no es el caso, la frecuencia cambia. Por ejemplo, si no hay regulaciones en las plantas y si la demanda aumenta en escalón la frecuencia va a bajar siguiendo una derecha. Es la respuesta teórica:

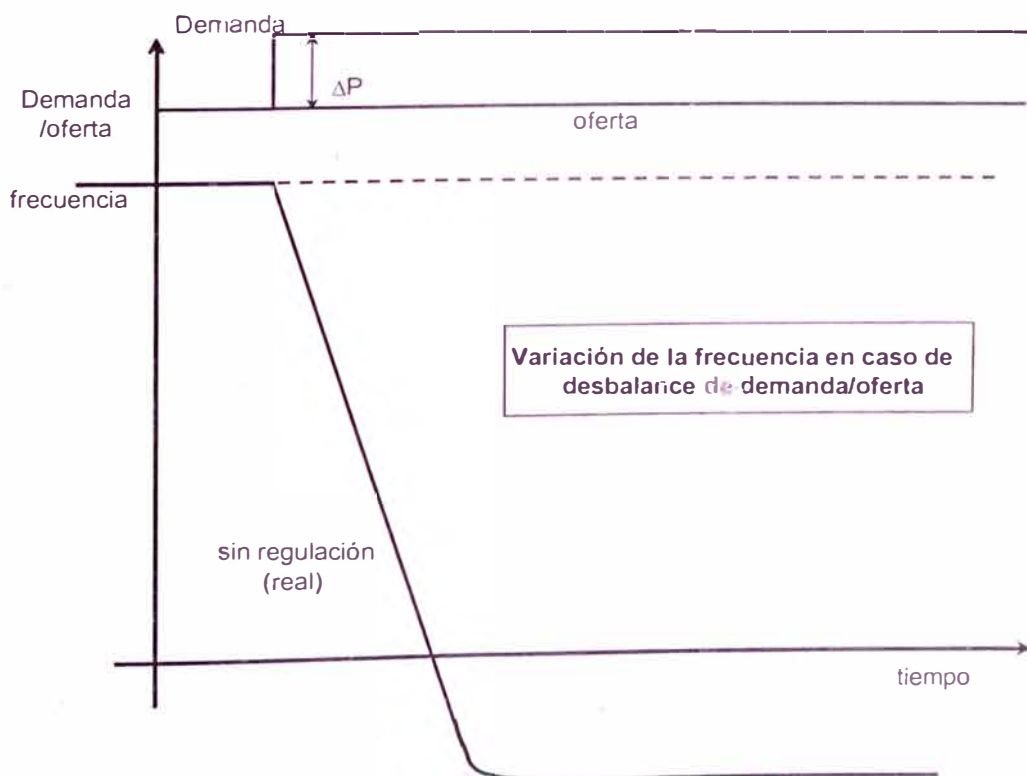


El esquema arriba muestra la respuesta de la frecuencia (abajo), la suma de la potencia entregada por todas las unidades del sistema (oferta) y la potencia consumida por todos los consumidores del sistema (demanda).

La pendiente de la derecha es función de la inercia del sistema (suma de las inercias de todos los grupos y de todos los motores de los consumidores). Si la inercia aumenta, la pendiente disminuye.

La pendiente es también función de la desbalance relativa (variación de potencia dividida por la potencia entregada). Si la variación relativa de potencia aumenta, la pendiente aumenta también.

La realidad es un poquito diferente de la teoría, por que la potencia consumida cambia en función de la frecuencia. Si la frecuencia disminuye, la potencia consumida disminuye también (es una regulación primaria de frecuencia "natural"). La consecuencia es una estabilización de la frecuencia, pero muy bajo:



No es posible de operar un sistema con solamente la regulación natural. El sistema necesita una regulación que cambia la potencia entregada si la potencia consumida cambia por que no es posible de controlar la potencia consumida.

Hemos visto que la frecuencia es un indicador de la desbalance de potencia (mas precisamente la frecuencia es la integración de la desbalance de potencia). Si conocemos la frecuencia, sabemos que hacer. Si la frecuencia es menos que 60 Hz, significa que no hay suficiente de potencia entregada. Si la frecuencia es mas que 60 Hz, hay demasiado de potencia.

James Watt ha inventado un sistema que permite de regular la a potencia entregada a partir de la medida de frecuencia. Es la "regulación primaria de frecuencia". El principio es muy simple. En cada unidad hay un sistema que cambia la potencia siguiente la diferencia de frecuencia:

$$\Delta P = -k * \Delta f$$

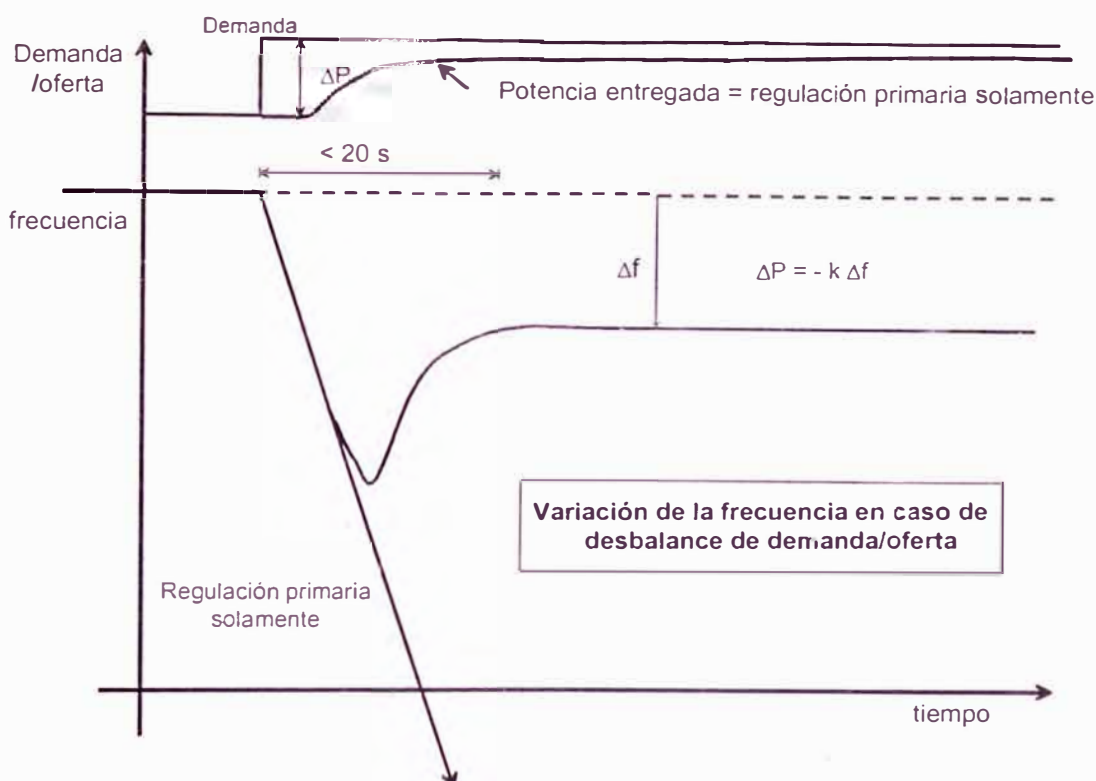
Con

$\Delta P$  = variación de potencia entregada en MW

$\Delta f$  = variación de frecuencia en Hz (frecuencia actual – 60Hz)

k = coeficiente de participación en MW/Hz

La consecuencia es en caso de desbalance una estabilización de la frecuencia:



Podemos ver que al inicio, la respuesta de frecuencia es la misma que en el caso sin regulación. Es por que, hay un retraso debido a las insensibilidades mecánicas de las válvulas y del sistema hidráulico de los grupos. Después décimas de segunda (o segundos para los grupos los mas lentos), la potencia de los grupos aumenta y el efecto es que la caída de frecuencia disminuye. La potencia aumenta todavía, y la frecuencia empieza a aumentar hasta la estabilización. Pero al fin, la frecuencia no esta igual a 60Hz, hay siempre una diferencia. La razón es que la acción de la regulación es proporcional, consecuentemente hay un acción si hay una variación de frecuencia ( $\Delta P = -k * \Delta f$ ). De ese comportamiento podemos deducir:

- si el coeficiente  $k^4$  es grande, la variación final de frecuencia será pequeña,
- si el retraso de acción es corto, la caída de frecuencia será limitada,
- si la inercia del sistema es importante la caída de frecuencia será mas lenta,
- si la variación relativa de potencia es pequeña, la variación final de frecuencia será pequeña y la caída de frecuencia será mas lenta.

Podemos ver el interés de la interconexión que aumenta la inercia del sistema y disminuye la variación relativa de potencia en caso de falla de un grupo.

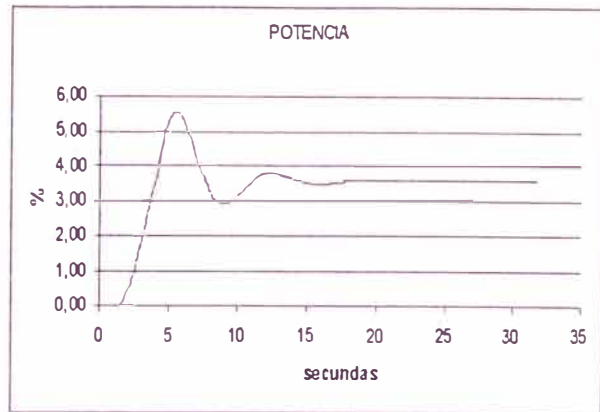
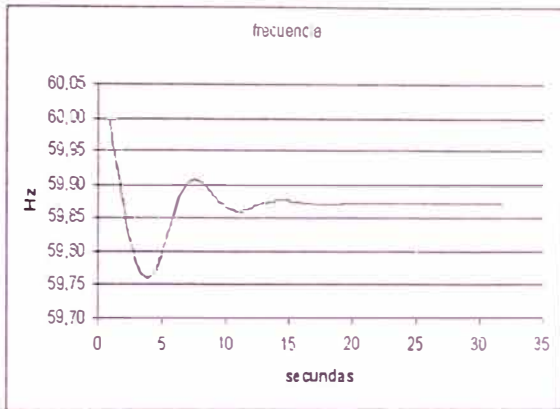
Podemos ver también el interés de participar mucho a la regulación primaria de frecuencia (mucho grupos con participaciones grandes) y rápidamente.

Después, hay algunas simulaciones que muestran las consecuencias de los diferentes parámetros. Los parámetros iniciales de la simulación son:

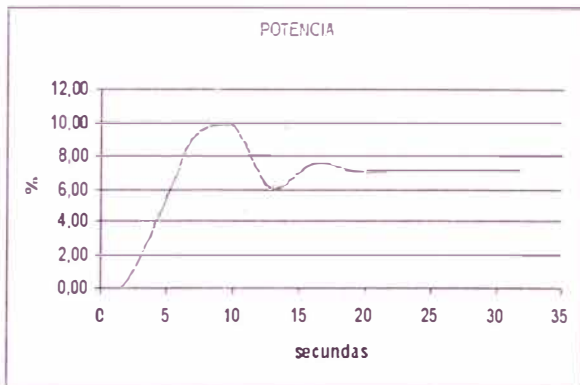
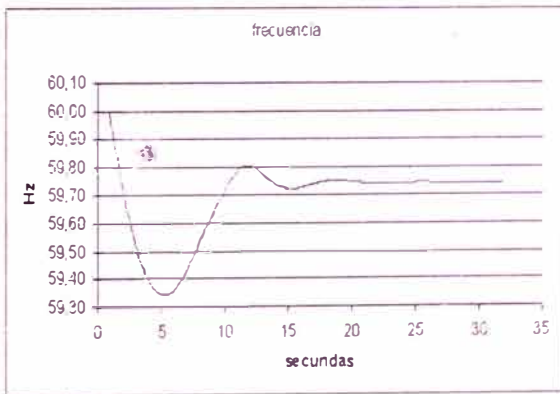
- inercia 19 s
- retraso 0,5 s
- participación 6% (estatismo)
- falla relativa de potencia 4%
- Potencia entregada/consumida = 100

---

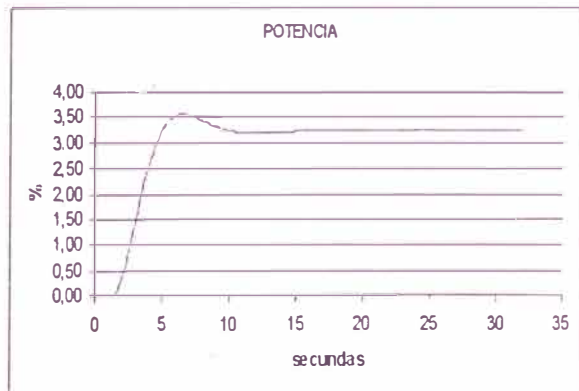
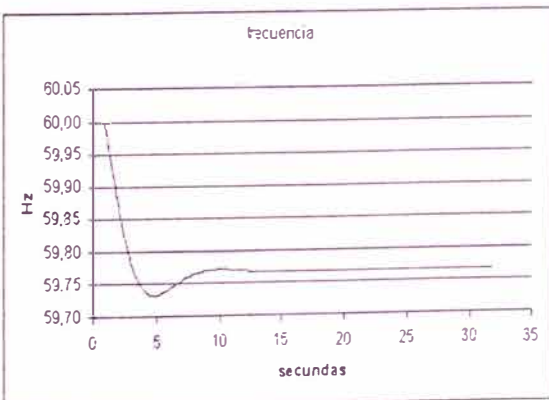
<sup>4</sup> Ese coeficiente  $k$  esta en realidad la suma de todos los coeficientes  $k$  de todos los grupos del sistema que participan a la regulación primaria de frecuencia



Con la falla de potencia multiplicada por 2:

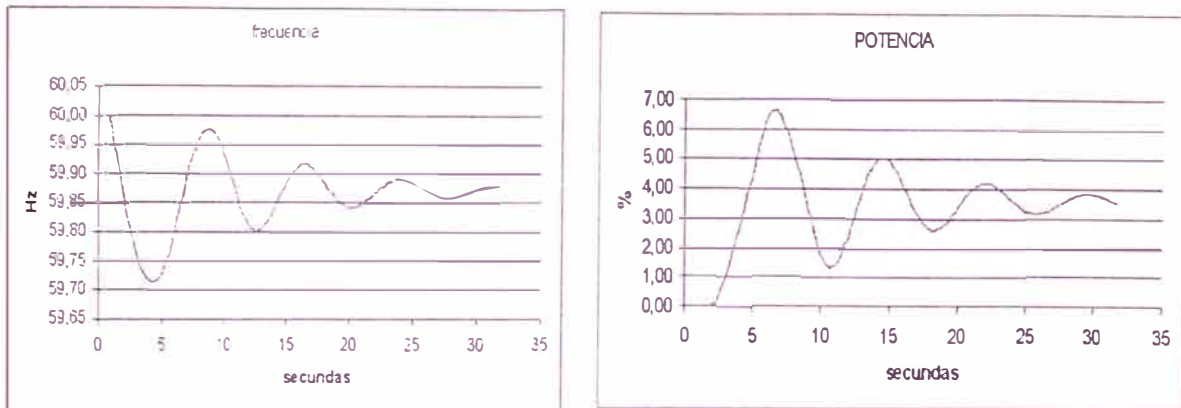


Con la participación dividida por 2:



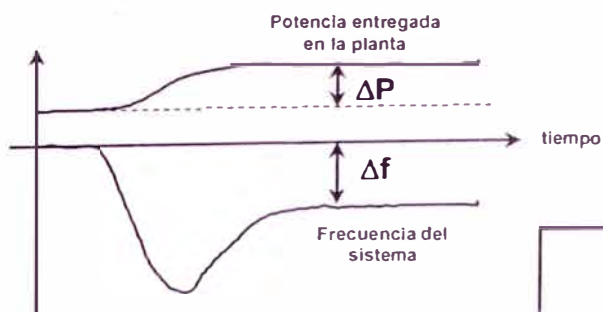


Con el retraso multiplicado por 2:



Podemos ver que el cambio de los parámetros tiene una influencia sobre la dinámica y la estabilidad del sistema. Por ejemplo, la aumentación del retraso disminuye la estabilidad, hay oscilaciones a la limita de la estabilidad. Es el mismo fenómeno si la participación es demasiado larga con estatismo menos que 3%.

El estatismo es una manera diferente de presentar la participación a la regulación primaria de frecuencia. La definición del estatismo y la relación con el coeficiente de participación son las siguientes:



$$\Delta P = -k \Delta f \Rightarrow k = \frac{P_0}{60 * s}$$

$P_0$  = potencia máxima de la planta

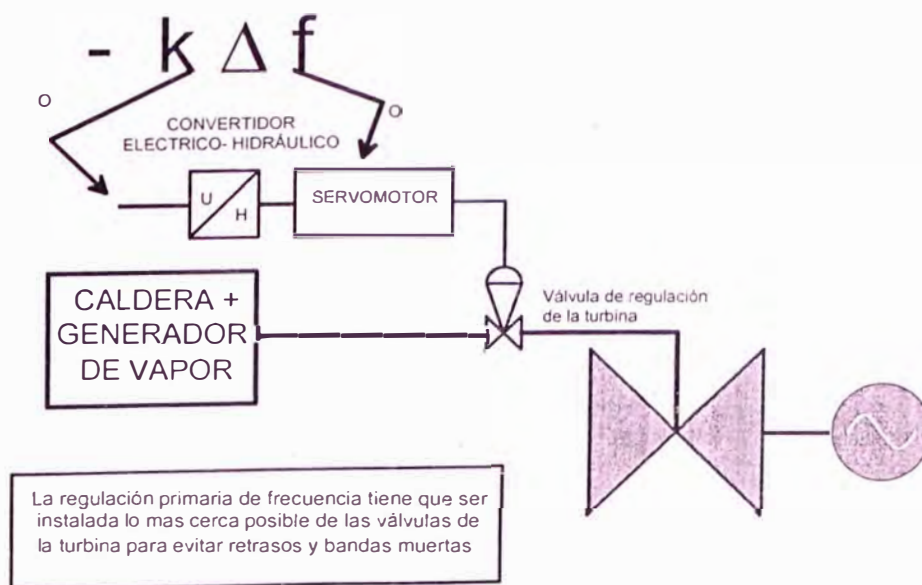
$$s = \frac{\frac{\Delta f}{50}}{-\frac{\Delta P}{P_0}}$$

## APLICACIÓN PRACTICA

En los grupos, el sistema de participación a la regulación primaria de frecuencia es frecuentemente el mismo que la regulación de velocidad, especialmente para los grupos viejos.

La regulación de velocidad de los grupos permite de pasar de 0 r.p.m. a la velocidad nominal y de sincronizar el grupo. Cuando el grupo esta sincronizado, la velocidad del grupo esta un múltiplo de la frecuencia del sistema. Como el principio de la regulación de velocidad es el mismo que la regulación primaria de frecuencia, la regulación de velocidad esta usada para la regulación primaria. Por ejemplo, esta el caso de Aricota.

Hemos visto que la regulación primaria de frecuencia debe estar la mas rápida posible. Es necesario también para la regulación de velocidad, especialmente para la sincronización. Por eso, es necesario que el sistema de regulación sea el mas próximo posible de las válvulas de control de la turbina.



Hay principalmente tres maneras de establecer la regulación primaria de frecuencia en los grupos:

- directamente en la parte hidráulica del servomotor con una bomba cuya presión es proporcional a la velocidad del grupo (turbinas a vapor de Chilina por ejemplo), la presión de óleo obra directamente sobre el servomotor,
- con un regulador de Watt (con bolas) que cambia la consigna de posición del servomotor (Aricota por ejemplo),
- en la parte electrónica si hay un convertidor electro-hidráulico (Ilo 2 por ejemplo).

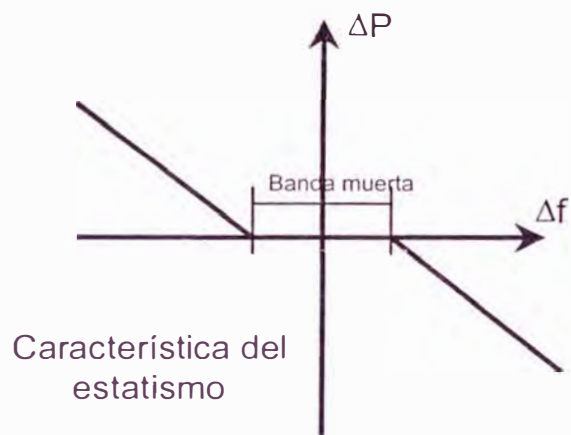
Las tres posibilidades son buenas si no hay demasiadas insensibilidades o bandas muertas<sup>5</sup>. Con las dos primeras posibilidades el problema es que hay insensibilidades mecánicas que están difícil a medir. Esas insensibilidades pueden estar importante (200 o 300 mHz).

Con los sistemas electrónicos los insensibilidades son bajos (20 a 50 mHz), pero es posible de añadir bandas muertas que limiten la acción de la regulación primaria de frecuencia.

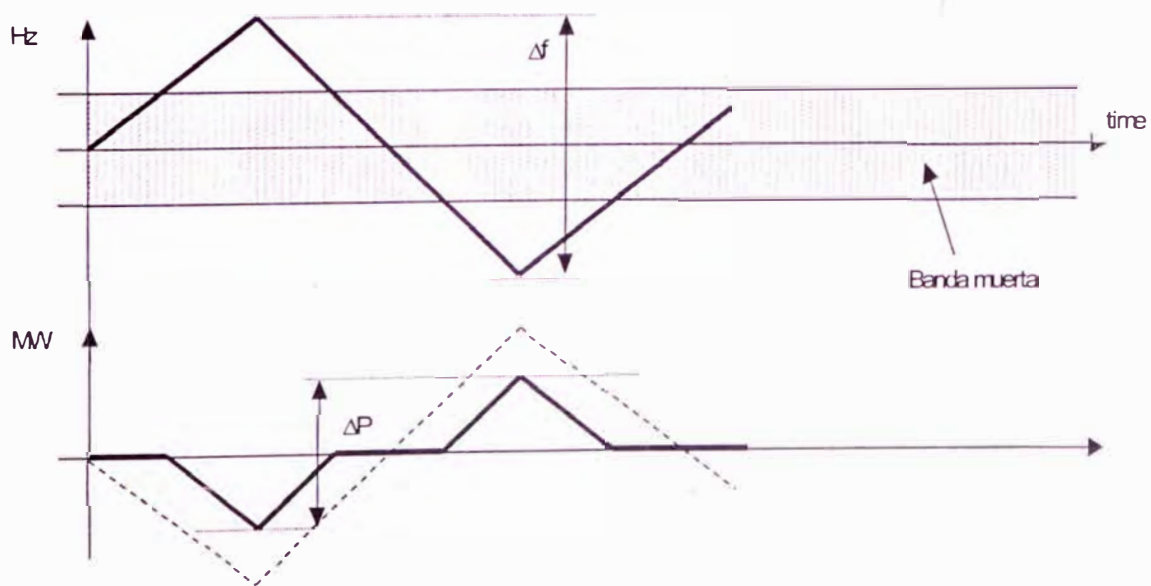
Hemos visto que la respuesta de los grupos a una caída de frecuencia debe ser muy rápida. Si hay una banda muerta, significa que no hay acción del grupo mientras que variación de la frecuencia sea menos que la banda muerta:

---

<sup>5</sup> Consideramos que un insensibilidad es un consecuencia del sistema y de la mecánica interna, no se puede quitar. Una banda muerta es un insensibilidad voluntaria que esta añadida en la regulación para limitar la acción de la regulación primaria. Los ajustes de una banda muerta pueden estar modificado.



En ese caso, la banda muerta esta equivalente a un retraso + una participación reducida. Podemos verlo con el esquema siguiente:

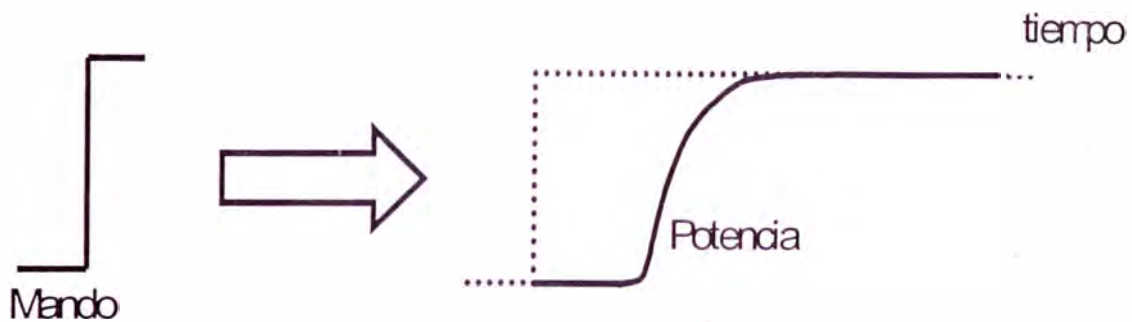


Influencia de las bandas muertas.

## USOS INTERNACIONALES

### Dinámica

Cualquier es el grupo, la respuesta a una caída teórica en escalón de frecuencia tiene esa forma:

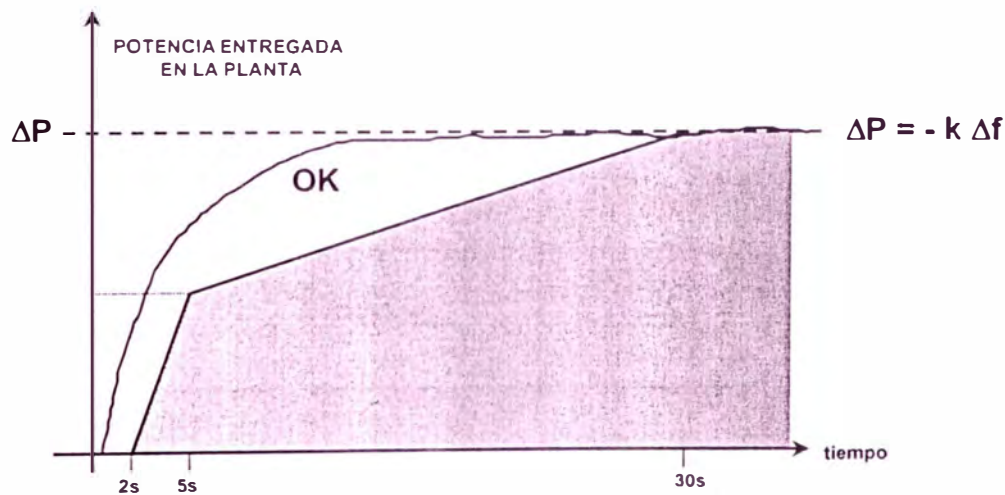


Hay de primo un retraso, después una parte casi derecha y al fin una parte redondeada.

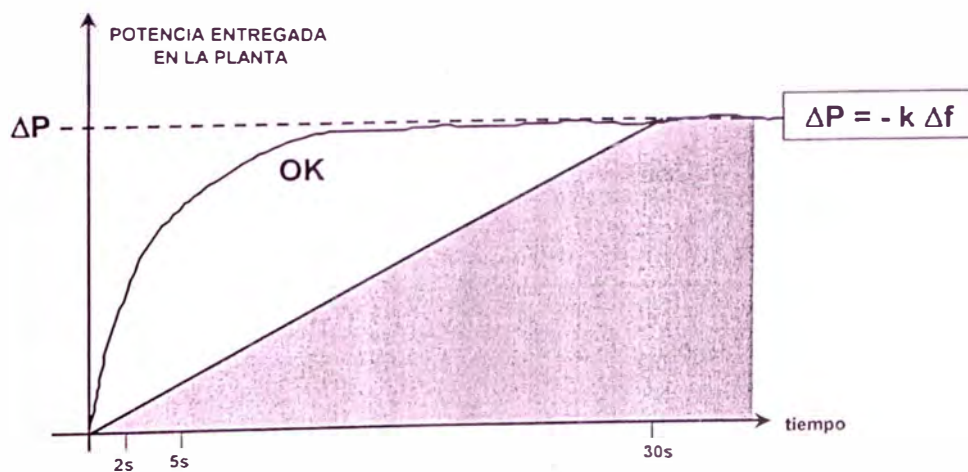
El retraso puede ser casi igual a 0 para los grupos a vapor en modo coordinado hasta 2 o 3 minutos para los grupos a carbón en modo prioridad a la caldera.

La parte derecha corresponde a la limitación física de la velocidad de apertura del servomotor (el tiempo necesario para llenar de óleo el servomotor).

Podemos imaginar que un grupo que tiene 2 minutos de retraso no esta interesante para la regulación primaria de frecuencia. Una buena respuesta esta rápida sin retraso. En Francia consideramos que una respuesta correcta debe estar más rápida que la parte en gris del esquema siguiente:



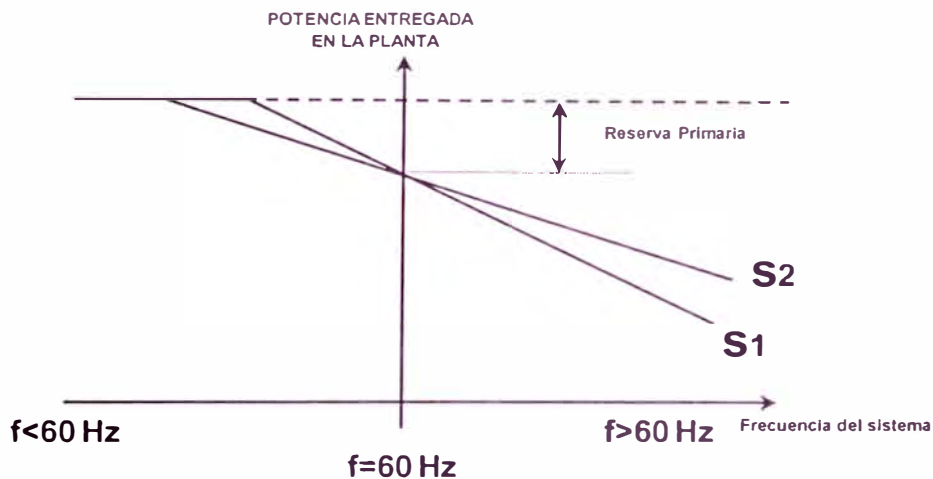
La recomendación de UCPTTE (asociación de los sis de Europa ) es menos exigente:



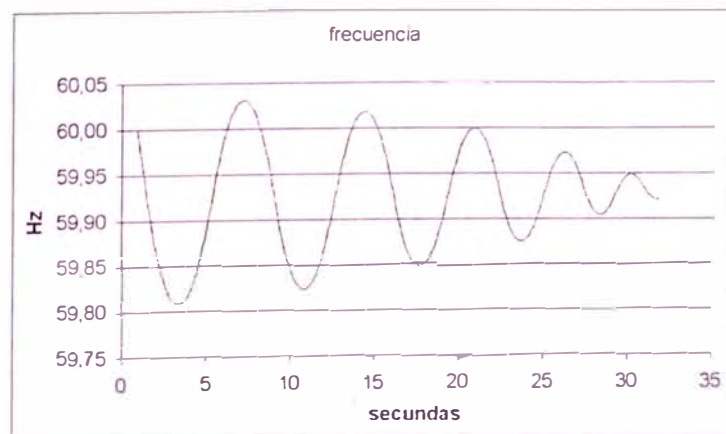
En Alemania la especificación es un poquito diferente, la respuesta debe ser más rápida que un filtro del primo orden  $(1/1+Tp)$  con  $T=7,2s$ .

## ESTATISMO

El estatismo es importante por que tiene una influencia sobre la manera cuya la reserva de los grupos esta entregada:



Si el estatismo es pequeño (S1), la reserva será entregada para una pequeña variación de frecuencia. Es interesante para la regulación primaria de frecuencia de tener el estatismo el mas pequeño posible. Pero, si existe varios grupos relativamente cercanos y el estatismo esta pequeño (menos que 3%), hay un riesgo de inestabilidad del sistema (oscilaciones entre centrales).



Las practicas internacionales son de tener estatismos entre 3 y 6% para cada tipo de grupo.

## **ANEXO 3**

### **MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS Y LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

La búsqueda de eficiencia en el consumo y en la generación de la electricidad a través de incentivos económicos está guiando a muchos países a reestructurar el manejo de sus sistemas eléctricos de potencia. La percepción pública de una operación ineficiente de los monopolios y que las nuevas tecnologías de generación han disminuido la importancia de las economías de escala han provocado que los gobiernos promuevan la competencia en el sector eléctrico.

En las últimas dos décadas, la competencia ha estado sustituyendo a la regulación en los principales sectores económicos del mundo, incluyendo transporte, telecomunicaciones y gas natural. En cada una de estas industrias el desarrollo de la competencia ha tenido su respectiva evolución.

La transición hacia la competencia es un fenómeno mundial. En años recientes un número considerable de países incluyendo Inglaterra (1990-1991), Nueva Zelanda (1996), Noruega (1991), Chile (comienzo de los 80) Argentina (1991), España etc., han realizado significativos avances hacia la privatización e introducción de la competencia en la industria eléctrica.

La tecnología cambiante, los nuevos participantes en el mercado de la energía y algunas normas reguladoras sobre el libre acceso al esencial



sistema de transmisión (a generadores y potenciales usuarios en el mercado mayorista) han acelerado el proceso de competencia que requerirá importantes cambios en la operación e instauración de un mercado eléctrico.

Una característica distintiva de las estructuras competitivas es la necesidad de la identificación y separación de las funciones básicas. En el caso de los mercados eléctricos, dichas funciones son: generación, transmisión y distribución<sup>6</sup>. Las mismas pueden ser abiertas a la competencia en la medida que resulten lo suficientemente atractivas desde un punto de vista económico. De otro modo puede constituir un cuello de botella para la competencia de otras funciones básicas. Este proceso es llamado “desagregación” (unbundling en inglés). Una estructura desagregada contrasta con la estructura conocida como verticalmente integrada, donde todas las tareas o funciones son tratadas en forma embebida con un objetivo común, que es, minimizar el costo total de operación de la empresa, sujeta a algunas restricciones de seguridad.

En los monopolios verticalmente integrados, la determinación de los precios para la energía y algunos Servicios Complementarios se basa principalmente en los costos medios de producción de todos los productos agrupados; en cambio en los mercados competitivos, esto se realiza mediante la teoría de costos marginales.

¿Por qué la industria eléctrica debe tender hacia la competencia?  
¿Pueden los actores del sistema en su conjunto beneficiarse de la

---

<sup>6</sup> En una estructura verticalmente integrada las tareas o funciones de generación, transmisión y distribución son realizadas por la misma empresa.

competencia en la industria eléctrica?. Lo que se pretende con esta tendencia es hacer más eficiente al sistema disminuyendo los costos y favorecer a los consumidores. En este nuevo escenario competitivo algunos generadores serán beneficiados mientras otros no tendrán tantos beneficios como los tenían en la estructura monopólica. Adicionalmente sin el libre acceso al sistema de transmisión (característica particular de los sistemas competitivos), los productores independientes con unidades generadoras de alta eficiencia y de bajo costo de producción, no podrían haberse insertado en los sistemas. La desagregación de los servicios de las empresas podría resultar en una tarifa más justa asignada a cada tarea o función individual.

Estas tarifas pueden reflejar más fielmente el valor actual de las tareas o funciones desagregadas comparadas con una sola tarifa de los sistemas monopólicos que debido a exigencias de confiabilidad del suministro pueden producir una tendencia hacia la sobreinversión, la cual, se traslada a los precios afectando la eficiencia y la competitividad en la economía.

Con la apertura de la industria de la electricidad hacia la competencia, nuevas estructuras de organización han evolucionado de tal forma de poder manejar las necesidades cambiantes con respecto a la administración, planificación, operación y control de los sistemas eléctricos. Inevitablemente estas nuevas estructuras y tecnologías están aún emergiendo y podrían diferir de una región a otra según las características particulares de cada sistema.

Las estructuras y modelos de mercado desarrollados actualmente dependen de las características propias de cada sistema en particular. Los avances logrados en los diferentes países con respecto al desarrollo de

mercados de la energía han sido considerables. Actualmente, los estudios se extienden y orientan hacia la incorporación de los SC en mercados competitivos.

Algunos países han realizado avances en la incorporación de mercados de SC adicionales al mercado de la energía, por ejemplo Nueva Zelanda, Australia y el sistema de California.

La estructuración de un mercado para cada uno de estos SC involucra la determinación del precio spot de mercado y la forma de adquisición y suministro de los mismos.

La mayor parte de los estudios realizados para incrementar la competencia entre empresas, señalan al denominado modelo Pool como el modelo más viable para la operación de un mercado competitivo.

En la figura 1.1 se muestra la estructura convencional de un modelo Pool.

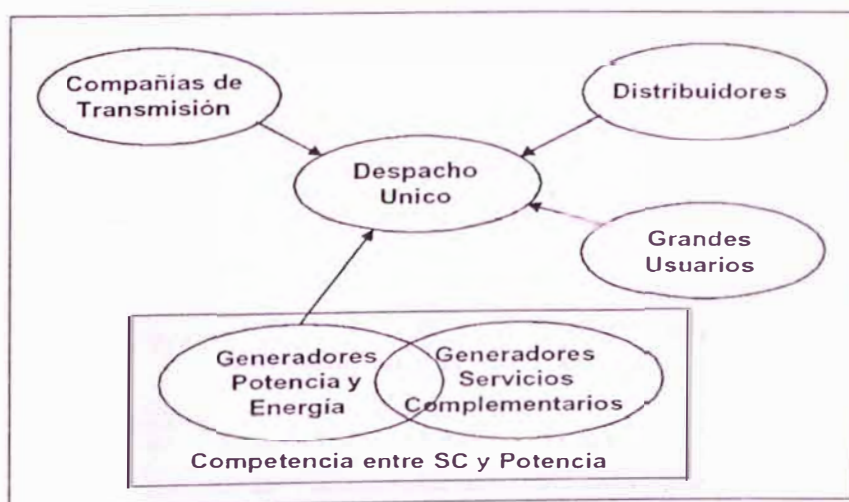


Figura 1.1: Estructura del Modelo Pool

En el modelo Pool participan productores independientes, empresas de transmisión, cogeneradores, empresas de distribución, etc. Los participantes compiten entre sí a través de las ofertas que cada uno realiza para el

suministro de un determinado producto o servicio. Las ofertas de energía son recibidas por un operador independiente del sistema, el cual, despacha las unidades generadoras comenzando desde las más baratas hacia las más caras hasta que la carga sea suministrada por completo. El organismo independiente que recibe las ofertas es usualmente llamado operador independiente del sistema (OIS en castellano, ISO en inglés).

Existen adicionalmente estructuras bajo las cuales el ISO realiza la tarea de operación del sistema mientras que la energía y los SC son negociados en una bolsa de comercialización.

En este modelo Pool mostrado en la figura 1.1, las compañías de generación suministran la energía eléctrica que es entregada a las compañías de distribución y a los grandes usuarios (consumidores finales) a través de las compañías de transmisión. En general algunos SC asociados con el sistema de generación compiten entre sí y con el servicio de la energía.

Las funciones que realiza el ISO son:

- Coordinar la programación diaria y el balance de potencia en tiempo real para todos los participantes del Pool.
- Satisfacer todos los estándares de confiabilidad y de operación regionales.
- Supervisar la operación de los recursos de transmisión en las empresas transportistas.
- Manejar las congestiones y las restricciones en la red de transmisión.
- Proveer información transparente.

La estructura de la figura 1.1 es similar a la adoptada para el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino MEM establecida en 1991, ver figura 1.2.

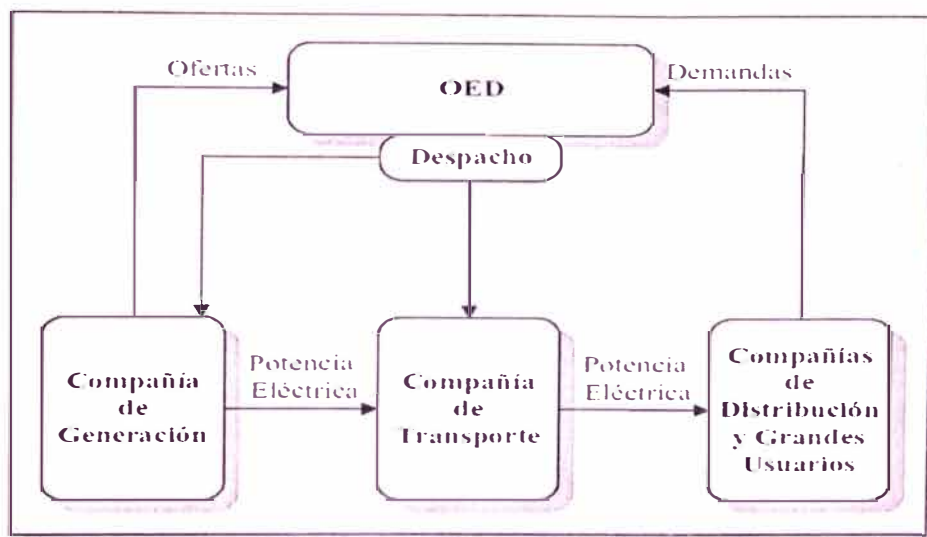


Figura 1.2: Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino

El organismo encargado del despacho (OED) recibe en forma centralizada las ofertas de las compañías de generación. En el caso de las unidades térmicas, las ofertas de energía están basadas en costos auditados, mientras que en las hidráulicas, las ofertas son libres. Con la nueva reestructuración propuesta para el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, las ofertas de los generadores térmicos también serán libres. El procedimiento consiste en que las compañías de distribución y los grandes usuarios, realizan un pronóstico de la carga esperada y el OED despacha la generación de tal forma de minimizar los costos totales esperados para el suministro de la demanda. La compañía de transmisión cumple un rol pasivo vinculando la generación con la carga y recibiendo por tal servicio una remuneración para cubrir sus costos de operación y mantenimiento y un beneficio económico mínimo asegurado.

Otra estrategia de operación de los participantes del mercado es bajo contratos bilaterales en los cuales los distribuidores y/o grandes usuarios

- La necesidad de estar preparado para la siguiente contingencia, más que para las condiciones actuales domina el diseño y la operación de todo el sistema.
- El mantenimiento de la confiabilidad, normalmente requiere que las acciones sean tomadas casi instantáneamente.

De los requerimientos presentados anteriormente, resultan clasificados como servicios de confiabilidad: **Regulación, Reserva Operativa<sup>7</sup>, Desbalance de Energía, Control de Tensión, Estabilidad de la Red y Arranque sin Red**. La **Regulación**, la **Reserva Operativa**, el **Desbalance de Energía**, mantienen el balance instantáneo de la generación y la demanda.

El **Control de Tensión** y la **Estabilidad de la Red** son instantáneos por naturaleza, y sin ellos la red no puede operar. Sin el servicio de **Arranque sin Red**, el sistema no puede restablecerse después de un colapso.

### **(3) Mercado competitivo para la provisión de los Servicios Complementarios**

La evolución de los mercados competitivos indica que paulatinamente se necesitará instrumentar explícitamente los SC, de tal forma de asegurar el éxito de los mismos basado en el interés de los actores. Si un servicio puede ser suministrado en forma competitiva, es necesario que el mercado pueda

---

<sup>7</sup> La reserva operativa está conformada por la reserva rotante y la reserva suplementaria.

determinar: la cantidad óptima, las características del servicio a suministrar, el precio para la remuneración y las responsabilidades de los actores.

Los mercados competitivos pueden casi seguramente ser instrumentados para seis de los servicios relacionados a la generación: **Regulación, Seguimiento de Carga, Reserva Operativa (Rotante y Suplementaria), Suministro de Respaldo y Desbalance de Energía.**

Los mercados competitivos podrían desarrollarse para otros tres servicios:

**Control de Tensión, Arranque sin Red y Estabilidad de la Red.** Para el mantenimiento de la confiabilidad, estos tres servicios deben ser entregados en ubicaciones específicas de la red y solamente el operador del sistema puede determinar dónde estos servicios son requeridos.

El esquema de la estructura de un mercado y la interacción entre cada uno de los agentes se ha mostrado en la figura 1.1. Además de la competencia entre unidades de generación, también es conveniente mencionar que aún en las unidades generadoras, estos servicios compiten entre sí, tal es el caso del servicio de reserva rotante en las unidades generadoras, ya que a mayor requerimiento de reserva rotante, existe menor disponibilidad de potencia para venderla como energía al mercado.

## **ANEXO 4**

**COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA MES  
DE MARZO 2002.**



COMPENSACION POR REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL MES DE MARZO DE 2002

COMPENSACION A EDEGEL														TOTAL
ELECTROPERU	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGASA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
197,522	23,425	12,487	73,049	39,069	16,487	7,249	16,295	23,932	20,445	42,004	8,621	46,125	26,363	553,071

COMPENSACION A EGASA														TOTAL
ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	SAN GABAN	TOTAL
65,051	51,390	7,715	4,112	24,058	12,867	5,430	2,387	5,366	7,882	6,733	2,830	15,191	8,682	219,700

COMPENSACION A SAN GABAN														TOTAL
ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	EGENOR	ELECTROANDES	SHOUGESA	CNP ENERGIA	EEPSA	TERMOSELVA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	TOTAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COMPENSACION A EGENOR														TOTAL
ELECTROPERU	EDEGEL	ETEVENSA	CAHUA	ELECTROANDES	SHOUGESA	TERMOSELVA	CNP ENERGIA	EEPSA	EGEMSA	EGESUR	ENERSUR	EGASA	SAN GABAN	TOTAL
7237	0	0	0	0	0	0	0	597	0	0	0	0	966	8,800

INFORME EE-058-2002

CUADRO N° 6-B

COMPENSACION A EDEGEL POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO Hrs	ENERGIA MWh	CVr S/./KWh	MONTO A COMPENSAR A EDEGEL EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	(S/.)	
UTI 5	11	0.70	23.01	0.2802	130	103	15	8	48	26	11	5	11	16	13	28	6	30	17	468
	14	0.52	20.53	0.2533	252	199	30	16	93	50	21	9	21	30	26	53	11	59	34	903
	15	0.93	22.15	0.3252	417	329	49	26	154	82	35	15	34	50	43	89	18	97	56	1,496
	18	0.32	9.84	0.2513	110	87	13	7	41	22	9	4	9	13	11	23	5	26	15	396
	19	0.58	22.46	0.2599	14	11	2	1	5	3	1	1	1	2	1	3	1	3	2	51
UTI 6	11	0.98	21.79	0.3321	420	331	50	27	155	83	35	15	35	51	43	89	18	98	56	1,506
	14	1.55	52.24	0.2831	1,104	872	131	70	408	218	92	41	91	134	114	235	48	258	147	3,964
	16	0.83	20.55	0.3153	427	338	51	27	150	85	36	16	35	52	44	91	19	100	57	1,534
	18	0.28	13.22	0.1950	144	114	17	9	53	29	12	5	12	17	15	31	6	34	19	518
	18	0.92	32.79	0.2726	527	416	62	33	195	104	44	19	43	64	55	112	23	123	70	1,892
<b>TOTAL</b>	<b>7.62</b>	<b>238.58</b>	<b>0.2768</b>	<b>3,545</b>	<b>2,801</b>	<b>420</b>	<b>224</b>	<b>1,311</b>	<b>701</b>	<b>296</b>	<b>130</b>	<b>292</b>	<b>430</b>	<b>367</b>	<b>754</b>	<b>155</b>	<b>828</b>	<b>473</b>	<b>12,729</b>	

CUADRO N° 6-C  
COMPENSACION A CNP-ENERGIA POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO HRS	ENERGIA MWH	CVr1 SI./KWh	MONTO A COMPENSAR A CNP ENERGIA EN NUEVO SOLES (SI.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	(SI.)	
MAN	7	0.23	0.58	0.1651	5	4	1	0	2	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	17
SULZER	2	0.57	5.62	0.1475	27	22	3	2	10	5	2	1	2	3	3	6	1	6	4	98
	5	0.68	10.05	0.1475	35	27	4	2	13	7	3	1	3	4	4	7	2	8	5	125
	7	0.23	6.02	0.1475	20	16	2	1	7	4	2	1	2	2	2	4	1	5	3	71
	18	1.25	16.07	0.1502	257	203	31	16	95	51	21	9	21	31	27	55	11	60	34	924
	21	0.43	7.28	0.1502	32	26	4	2	12	6	3	1	3	4	3	7	1	8	4	116
	25	1.45	21.46	0.1502	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	26	0.58	8.93	0.1502	70	55	8	4	26	14	6	3	6	8	7	15	3	16	9	252
	27	0.85	18.52	0.1502	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30	1.40	19.68	0.1502	216	171	26	14	80	43	18	8	18	26	22	46	9	50	29	775
<b>TOTAL</b>	<b>7.68</b>	<b>114.21</b>	<b>0.1323</b>	<b>662</b>	<b>523</b>	<b>79</b>	<b>42</b>	<b>245</b>	<b>131</b>	<b>55</b>	<b>24</b>	<b>55</b>	<b>80</b>	<b>69</b>	<b>141</b>	<b>29</b>	<b>155</b>	<b>88</b>	<b>2,378</b>	

CUADRO N° 6-D

COMPENSACION A EGENOR POR REGULACION DE FRECUENCIA

MARZO 2002

DIA	TIEMPO	ENERGIA	CVr1 SI./KWh	MONTO A COMPENSAR A EGENOR EN NUEVO SOLES (SI.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	(SI.)	
Chiclayo	22	1.10	11.27	0.2041	718	136	22	13	78	37	16	5	16	24	21	32	6	50	29	705
Piura 1	7	0.25	0.81	0.1895	10	6	1	1	4	2	1	0	1	1	1	1	0	2	1	32
	17	0.88	9.95	0.1895	31	20	3	2	11	5	2	1	2	4	3	5	1	7	4	101
	22	1.28	12.12	0.1895	65	41	7	4	23	11	5	2	5	7	6	10	2	15	9	211
	27	0.82	8.78	0.1895	8	5	1	0	3	1	1	0	1	1	1	1	0	2	1	25
	30	0.43	3.46	0.1895	47	30	5	3	17	8	3	1	4	5	5	7	1	11	6	153
<b>TOTAL</b>	<b>3.67</b>	<b>35.11</b>	<b>0.1920</b>	<b>380</b>	<b>237</b>	<b>38</b>	<b>23</b>	<b>136</b>	<b>64</b>	<b>28</b>	<b>10</b>	<b>29</b>	<b>42</b>	<b>37</b>	<b>56</b>	<b>11</b>	<b>87</b>	<b>50</b>	<b>1,228</b>	

CUADRO N° 6-E  
COMPENSACION A ETEVENSA POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO Hrs	ENERGIA MWh	CVrf S/./KWh	MONTO A COMPENSAR A ETEVENSA EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	( S/.)	
TG 4	14	1.00	97.41	0.2206	3,744	2,958	444	237	1,385	741	313	137	309	454	388	796	163	874	500	13,442
TOTAL	1.00	97.41	0.2206	3,744	2,958	444	237	1,385	741	313	137	309	454	388	796	163	874	500	13,442	

CUADRO N° 6-F  
COMPENSACION A EEPSA POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO HRS	ENERGIA MWh	CVrf S/./KWh	MONTO A COMPENSAR A EEPSA EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Etevensa	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	( S/.)	
TGN 4	17	9.50	211.16	0.1193	3,604	2,847	427	228	1,333	713	301	132	297	437	373	766	157	842	481	12,938
	18	0.35	11.43	0.1008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	9.85	222.60	0.2202	3604	2847	427	228	1333	713	301	132	297	437	373	766	157	842	481	12,938	

CUADRO N° 6-G  
COMPENSACION A TERMOSELVA POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO HRS	ENERGIA MWh	CVrf S/./KWh	MONTO A COMPENSAR A TERMOSELVA EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	( S/.)	
TG1	6	3.50	140.19	0.0541	3,140	2,481	372	199	1,161	621	262	115	259	380	325	668	137	733	419	11,273
	19	0.68	37.86	0.0494	348	275	41	22	129	69	29	13	29	42	36	74	15	81	46	1,249
TOTAL	4.18	178.06	0.0518	3488	2755	414	221	1290	690	291	128	288	423	361	742	152	815	466	12,522	

**CUADRO N° 6-H**  
**COMPENSACION A EGESUR POR REGULACION DE FRECUENCIA**  
 March-2002

UNIDAD	FECHA/DIA	TIEMPO hr	ENERGIA MWh	CVH \$/KWh	Edegel \$/	ELP \$/	Egenor \$/	Etevensa \$/	Eepsa \$/	Cahua \$/	CNP \$/	ELA \$/	Shougesa \$/	Termoselva \$/	Egasa \$/	SGB \$/	Enersur \$/	Egesur \$/	Egamsa \$/	TOTAL \$/	
C.T. CALANA 4	02	1.50	5.471	0.121340	3	4	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	14
	16	2.25	10.689	0.121340	18	23	8	3	2	1	1	4	2	3	5	3	5	1	2	81	
	23	2.25	11.319	0.121340	74	94	35	11	8	6	3	19	8	11	20	13	22	4	10	338	
	29	1.75	8.159	0.121340	139	176	65	21	14	11	6	35	15	21	37	23	41	8	18	630	
	30	1.00	5.912	0.121340	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	
	31	0.75	4.074	0.121340	43	54	20	6	4	3	2	11	5	7	12	7	13	2	6	196	
C.T. CALANA 123	02	1.50	15.451	0.123416	16	20	7	2	2	1	1	4	2	2	4	3	5	1	2	71	
	16	2.25	33.491	0.123416	71	90	33	11	7	6	3	18	8	11	19	12	21	4	9	325	
	23	2.25	33.961	0.123416	239	302	112	36	25	19	11	60	25	37	64	40	71	13	31	1.085	
	29	2.00	25.263	0.123416	441	558	206	66	46	35	20	110	47	68	119	75	130	24	58	2.004	
	30	1.00	17.532	0.123416	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	31	0.75	12.295	0.123416	135	172	63	20	14	11	6	34	14	21	36	23	40	7	18	616	
CT MOQUEGUA	05 Feb	0.75	0.470	0.200290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	06 Feb	0.00	0.000	0.200290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	08 Feb	0.00	0.000	0.200290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>184.086</b>		<b>1,181</b>	<b>1,495</b>	<b>553</b>	<b>177</b>	<b>123</b>	<b>94</b>	<b>55</b>	<b>296</b>	<b>125</b>	<b>181</b>	<b>318</b>	<b>199</b>	<b>349</b>	<b>65</b>	<b>155</b>	<b>5,366</b>	

**CUADRO N° 6-I**  
**COMPENSACION A EGASA POR REGULACION DE FRECUENCIA**  
 March-2002

UNIDAD	FECHA/DIA	TIEMPO hr	ENERGIA MWh	CVH \$/KWh	Edegel \$/	ELP \$/	Egenor \$/	Etevensa \$/	Eepsa \$/	Cahua \$/	CNP \$/	ELA \$/	Shougesa \$/	Termoselva \$/	Egasa \$/	SGB \$/	Enersur \$/	Egesur \$/	Egamsa \$/	TOTAL \$/
SULZER CHILINA	02	1.25	7.718	0.13246	20	25	9	3	2	2	1	5	2	3	5	3	6	1	3	90
	05	0.90	2.974	0.13246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	05	1.00	6.631	0.13246	10	13	5	2	1	1	0	3	1	2	3	2	3	1	1	46
	07	1.25	11.096	0.13246	19	24	9	3	2	1	1	5	2	3	5	3	6	1	2	85
	23	1.75	12.128	0.13349	114	144	53	17	12	9	5	29	12	17	31	19	34	6	15	519
	30	0.75	5.712	0.13349	61	77	29	9	6	5	3	15	6	9	16	10	18	3	8	277
GD MOLL	05	2.50	35.168	0.14781	309	392	145	46	32	25	14	77	33	47	83	52	91	17	41	1.406
	26	2.50	52.143	0.14892	223	282	104	33	23	18	10	56	24	34	60	38	66	12	29	1.014
	30	3.00	43.183	0.14892	221	279	103	33	23	18	10	55	23	34	59	37	65	12	29	1.003
<b>TOTAL</b>			<b>176.751</b>		<b>977</b>	<b>1,236</b>	<b>457</b>	<b>147</b>	<b>102</b>	<b>78</b>	<b>45</b>	<b>245</b>	<b>103</b>	<b>150</b>	<b>263</b>	<b>165</b>	<b>289</b>	<b>54</b>	<b>128</b>	<b>4,438</b>

CUADRO N° 6-J  
COMPENSACION A ENERSUR POR REGULACION DE FRECUENCIA  
March-2002

UNIDAD	FECHA/DIA	TIEMPO hr	ENERGIA MWh	CWR \$/KWh	Edegel \$/	ELP \$/	Egenor \$/	Etevensa \$/	Eepsa \$/	Cahua \$/	CNP \$/	ELA \$/	Shougesa \$/	Termoselva \$/	Egasa \$/	SGB \$/	Enersur \$/	Egesur \$/	Egema \$/	TOTAL \$/	
DS Cañabo	24	0.75	1617	0.231414	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT ILO 1	01	1.75	17.800	0.046114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2/1	11	1.50	14.771	0.054563	14	18	7	2	1	1	1	3	1	2	4	2	4	1	2	63	
	14	0.75	7.586	0.049584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18	1.50	15.204	0.054941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30	0.75	7.337	0.076162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	31	0.75	7.976	0.065679	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT ILO 1	30	0.75	32.810	0.076369	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3	31	0.75	25.630	0.065886	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT ILO 1	01	1.75	49.918	0.046114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV4	10	2.25	75.643	0.051501	26	33	12	4	3	2	1	6	3	4	7	4	8	1	3	117	
	11	1.50	55.362	0.054563	56	71	26	8	6	4	3	14	6	9	15	9	17	3	7	255	
	14	0.75	22.091	0.049584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18	1.50	48.630	0.054941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT ILO 2	20 Feb	0.00	0.000	0.000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV1																					
<b>TOTAL</b>			<b>382.374</b>		<b>96</b>	<b>121</b>	<b>45</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>24</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>26</b>	<b>16</b>	<b>28</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>436</b>	

CUADRO N° 6-K  
COMPENSACION A ELECTROPERU POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO HRS	ENERGIA MWH	CVrt \$/KWh	MONTO A COMPENSAR A ELECTROPERU EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	( S/.)	
TUMBES																				
1	1.23	0.41	0.1343	269	213	32	17	100	53	22	10	22	33	28	57	12	63	36	967	
4	1.33	15.35	0.1343	236	186	28	15	87	47	20	9	19	29	24	50	10	55	31	847	
10	0.88	11.14	0.1343	239	189	28	15	88	47	20	9	20	29	25	51	10	56	32	858	
18	1.43	17.02	0.1343	225	178	27	14	83	45	19	8	19	27	23	48	10	53	30	809	
21	0.67	6.93	0.1343	12	9	1	1	4	2	1	0	1	1	1	2	1	3	2	42	
21	1.08	16.80	0.1343	104	82	12	7	38	21	9	4	9	13	11	22	5	24	14	373	
23	1.63	22.87	0.1343	338	267	40	21	125	67	28	12	28	41	35	72	15	79	45	1,214	
26	0.80	10.16	0.1476	79	63	9	5	29	16	7	3	7	10	8	17	3	19	11	285	
27	0.87	5.92	0.1476	85	67	10	5	31	17	7	3	7	10	9	18	4	20	11	305	
30	1.73	24.03	0.1476	221	175	26	14	82	44	18	8	18	27	23	47	10	52	30	795	
TOTAL	11.66	130.62	0.1383	1809	1429	215	114	669	358	151	66	149	219	187	385	79	422	241	6,494	

CUADRO N° 6-L  
COMPENSACION A SHOUGESA POR REGULACION DE FRECUENCIA  
MARZO 2002

DIA	TIEMPO HRS	ENERGIA MWH	CVrt \$/KWh	MONTO A COMPENSAR A SHOUGESA EN NUEVO SOLES (S/.) POR:															TOTAL	
				ELP	Edegel	Eteven	Cahua	Egenor	ELA	Shougesa	Cnp-Energ.	Eepsa	Termoselva	Egamsa	Egasa	Egesur	Enersur	SGaban	( S/.)	
CUMMINS																				
17	0.57	0.72	0.1770	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	3.50	4.34	0.1770	30	24	4	2	11	6	2	1	2	4	3	6	1	7	4	107	
24	0.50	0.43	0.1772	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	1.62	2.01	0.1772	17	14	2	1	6	3	1	1	1	2	2	4	1	4	2	62	
30	0.55	0.59	0.1772	6	4	1	0	2	1	0	0	0	1	1	1	0	1	1	20	
TOTAL	6.73	8.09	0.1771	53	42	6	3	19	10	4	2	4	6	5	11	2	12	7	189	

## **ANEXO 5**

**NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS**

**NTCSE**

**CALIDAD DE PRODUCTO – FRECUENCIA**

# NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

## I. OBJETIVO

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.

## II. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquéllos que resulten aplicables.).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.)
- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.
- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

## III. ALCANCES

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y de aplicación supletoria de la voluntad de las partes para aquel suministro que, conforme a Ley, pertenece al régimen de libertad de precios. En este último caso, las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en contratos de suministro de servicios serán aplicadas supletoriamente.

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

▪ *Párrafo según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

▪ *Nota 1.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente:  
"Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

- a) Los Sistemas Aislados Menores;*
- b) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
- c) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 1 000 kW.  
Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW."*

▪ *Nota 2.- El artículo 2° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999-04-11 dispone lo siguiente:  
"Disponer que el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial, pueda restituir la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en cualquiera de los sistemas a que se hace referencia en el artículo anterior, que considere conveniente. Los concesionarios involucrados serán notificados con un (1) año de anticipación."*



▪ *Nota 3.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001-07-17 modifica el artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 de acuerdo a lo siguiente: “Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

- a) Los Sistemas Aislados Menores;*
- b) Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
- c) Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 500 kW.*

*Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.*

*No se iniciará la cadena de pago de compensaciones en las localidades afectas a esta suspensión.”*

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

**a) Calidad de Producto:**

- Tensión;
- Frecuencia;
- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).

**b) Calidad de Suministro:**

- Interrupciones.

**c) Calidad de Servicio Comercial:**

- Trato al Cliente;
- Medios de Atención;
- Precisión de Medida.

**d) Calidad de Alumbrado Público:**

- Deficiencias del Alumbrado.

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma” y “Autoridad” se deberá entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la presente Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía -OSINERG-, respectivamente.

## IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

### TÍTULO PRIMERO

#### 1. DISPOSICIONES GENERALES

**1.1** En la presente Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

**1.2** Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquéllos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

**1.3** Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector

eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

## TÍTULO SEGUNDO

### 2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

**2.1. Primera Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

- a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.
- b) Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.
- c) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:
  - Para el cálculo de los indicadores;
  - Para la comparación con los estándares de calidad; y
  - Para la transferencia, a la Autoridad, de la información requerida por ella.

Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma. Tratándose exclusivamente de la base de datos que contenga el esquema de alimentación de un Suministrador a cada uno de sus Clientes en baja tensión, como se detalla más adelante, su implementación puede prolongarse hasta antes de finalizar la Segunda Etapa. En este caso, se debe probar, al finalizar la primera etapa, que se ha logrado un avance mínimo real del 30% en su implementación, con lo que se dará por autorizado.

- d) Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.
- e) Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de estos programas queda circunscrita a esta Primera Etapa. La Autoridad debe pronunciarse dentro de los quince (15) días calendario de presentado el programa. En caso contrario, se tendrá por aprobado. Las observaciones de la Autoridad deben ser subsanadas en un plazo máximo de quince (15) días calendario.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

**2.2 Segunda Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la Primera.

El incumplimiento con los plazos y Programas de Adecuación planteados en la Primera Etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

▪ *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 dispone lo siguiente: "ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000."*

- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Ampliase hasta el 31 de diciembre del 2001, el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.”*
- *Nota 3.- El artículo 5° del DS N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.”*

**2.3 Tercera Etapa.-** Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

- *Nota 1.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM publicado el 2000-07-27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:  
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.  
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*
- *Nota 2.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*
- *Nota 3.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:  
Zona de concesión de Lima: 50% de los montos calculados para los dos primeros semestres, 100% del monto calculado a partir del tercer semestre.  
Zona de concesión fuera de Lima: 30% del monto calculado para el primer semestre, 60% de los montos calculados para el segundo y tercer semestre, 100% a partir del cuarto semestre.”*
- *Nota 4.- La segunda disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:  
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y, 100% del monto calculado a partir del tercer trimestre de la Tercera Etapa.  
Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa.”*

## TÍTULO TERCERO

### 3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

**3.1** El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del Suministrador:

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.

- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
- e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;
- f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

3.1 El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del Suministrador:

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la Autoridad; estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma;
- e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;
- f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

- *Inciso d) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 056-99-EM publicado el 1999.11.08, dispone lo siguiente: "Precisar que el Artículo 10° del Decreto Supremo N° 009-99-EM incluye las mediciones de la calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial; y, calidad de alumbrado público."*
- *Nota 2.- El artículo 2° del D.S. N° 056-99-EM, publicado el 1999.11.08 dispone lo siguiente: "En caso que, al amparo de las disposiciones contenidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, las empresas eléctricas hayan efectuado compensaciones por incumplimiento de dicha norma a favor de sus clientes hasta el día 11 de octubre de 1999, gozarán de un crédito por los montos compensados, que podrá ser aplicado contra futuras compensaciones frente a dichos clientes en los periodos que correspondan. En caso contrario, tales compensaciones deberán serles restituidas."*
- *Nota 3.- El artículo 10° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 2000.04.11 dispone lo siguiente: "Iniciar las mediciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a partir del 12 de octubre de 1999."*

**3.2** Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

**3.3** Los propietarios de instalaciones de transmisión, redes de acceso libre, u otras instalaciones complementarias de un sistema eléctrico, son responsables ante sus Clientes por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones. Los Suministradores de estos servicios son responsables ante sus Clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

**3.3** Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**3.3** Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

Ante una falla en el sistema de transmisión, no se considerarán, durante un intervalo de 10 minutos, las transgresiones por calidad del producto en lo referente a tensión y frecuencia, que origine dicha falla. Si vencido el período de tiempo indicado, estos parámetros sobrepasan las tolerancias establecidas, la responsabilidad por el período siguiente a los 10 minutos de tolerancia será de los generadores.

▪ *Último párrafo añadido por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**3.4** La calidad del servicio eléctrico a Clientes libres, los límites de emisión de perturbaciones de estos Clientes y las compensaciones a que hubiere lugar deben ser fijados por contrato. Los contratos de suministro de energía, para el mercado libre y para el mercado del Servicio Público de Electricidad, deben incluir condiciones que permitan al Suministrador controlar las perturbaciones propias y aquéllas que un Cliente suyo pudiera introducir en el sistema y por las cuales, el Suministrador es responsable. Los contratos para la utilización de instalaciones de transmisión, transformación, distribución y/o compensación, también deben incluir condiciones equivalentes. Supletoriamente se aplican las especificaciones de la Norma.

**3.5** En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables,

todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

3.5 En caso de transferencias de energía en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; y, en quince (15) días calendario de ocurrido el hecho elevará a la Autoridad el respectivo informe, técnicamente sustentado, para que los integrantes del sistema responsables efectúen las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. La Autoridad fiscalizará el fiel cumplimiento de este plazo en función de su competencia, definida en el Título Cuarto de la presente Norma y aplicando otros numerales que crea conveniente. Tratándose de casos en los que: i) El Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema resulte responsable, asume responsabilidad el encargado de dicha función; ii) Sea difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen responsabilidad solidaria, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

3.6 Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado de este hecho por su Suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente la falta del Cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la Autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

3.7 A partir de la Segunda Etapa, los Clientes tienen un plazo máximo de sesenta (60) días calendario contados desde la notificación, por parte de su Suministrador, para mejorar sus niveles de emisión de perturbaciones. Al cabo de este plazo, su Suministrador queda facultado a suspenderle el servicio.

- *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, durante la Segunda Etapa.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:*

*“Artículo 6°.- Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.*  
*Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.”*

3.8 Durante el plazo a que se hace referencia en el numeral anterior, el Cliente es responsable ante su Suministrador por las compensaciones que éste efectúe a terceras partes, y cuya causa probada sea estrictamente la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas para el Cliente.

3.9 Se considera como prueba fehaciente de la emisión de perturbaciones por parte de un Cliente a los resultados de un proceso de medición tal como lo establece la Norma.

## TÍTULO CUARTO

### 4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

4.1 Fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma.

4.2 Proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la presente Norma y sus Bases Metodológicas.

4.2 Proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la presente norma y expedir sus Bases Metodológicas.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999.04.11*

4.3 Resolver, en segunda y última instancia, los pedidos o reclamos presentados por las Empresas de Electricidad o los Clientes, relacionados con el cumplimiento de la Norma.

4.3 Resolver los pedidos, reclamos o controversias presentadas por las Empresas de Electricidad o los Clientes, respecto al cumplimiento de la Norma, de acuerdo a las instancias y procedimientos establecidos en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM o la norma que lo sustituya.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

4.4 Verificar el pago de las compensaciones a los Clientes y Suministradores en concordancia con la Norma.

4.5 Imponer multas por incumplimiento de lo establecido en la Norma.

## TÍTULO QUINTO

### 5. CALIDAD DE PRODUCTO

5.0.1 La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en periodos mensuales, denominados "Periodos de Control".

5.0.2 De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individuales, se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuos, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Periodo de Control. A estos periodos se les denomina "Periodos de Medición".

5.0.3 En cada Periodo de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos periodos se denominan "Intervalos de Medición". En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los "Intervalos de Medición" son de un (1) minuto.

5.0.4 Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente.

5.0.5 Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

5.0.6 Cuando se detecten deficiencias en la Calidad del Producto, en una Etapa, y éstas persistan en una posterior, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y

potencias contratada o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad correspondientes a cada Etapa.

**5.0.7** Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si este fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Período de Medición se haya comprobado que la Calidad de Producto satisface los estándares fijados por la Norma.

- **Nota 1.-** El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: *“Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales.”*
- **Nota 2.-** La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: *“Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:  
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.  
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*
- **Nota 3.-** El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: *“Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*

## 5.1 TENSION

**5.1.1 Indicador De Calidad.-** El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal ( $V_N$ ) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\%; \quad (\text{expresada en: } \%) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 1})$$

- **Nota 1.-** El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: *“Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada.”*
- **Nota 2.-** El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 7° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente: *“Artículo 7°.- Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes a la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.  
Para el caso de Media Tensión, durante un periodo de 10 años contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la Autoridad podrá disponer, por excepción, el cálculo de indicadores de calidad de tensión en función de la tensión de operación, siempre que se cumpla con un plan de adecuación determinado por la misma Autoridad. El plazo para la adecuación no deberá exceder el periodo de 10 años al que se refiere este párrafo.”*

**5.1.2 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5$  0% de



las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

**5.1.2 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

▪ *Texto del último párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

**Compensaciones Por Variaciones De Tensión =  $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$ .....(Fórmula N° 2)**

Donde:

**p.-** Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

**a.-** Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Primera Etapa:  $a=0.00$

Segunda Etapa:  $a=0.01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $a=0.05$  US\$/kWh

**$A_p$ -** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p$  (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 1**

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$	Red Sec. Rural* $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1	-
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	6	1
$10.0 <  \Delta V_p  \leq 12.5$	12	12
$12.5 <  \Delta V_p  \leq 15.0$	24	24
$15.0 <  \Delta V_p  \leq 17.5$	48	48
$ \Delta V_p  > 17.5$	96	96

\* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

**E(p)-** Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

**5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

**Compensaciones Por Variaciones De Tensión =  $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$ .....(Fórmula N° 2)**

Donde:

**p.-** Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

**a.-** Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Primera Etapa:  $a=0.00$

Segunda Etapa:  $a=0.01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $a=0.05$  US\$/kWh

**$A_p$ -** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p$  (%), medido en el intervalo  $p$ , de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$	Red Sec. Rural* $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1	NA
$7.5 <  \Delta V_p $	$2 + ( \Delta V_p  - 7.5)$	NA
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	NA	1
$10.0 <  \Delta V_p $	NA	$2 + ( \Delta V_p  - 10)$

\* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

$A_p$ , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA : No Aplicable.

$E(p)$ - Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición  $p$ .

• **Texto de la tabla N° 1 según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

**5.1.4 Control.-** El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

**5.1.4 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:"

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

▪ *Primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**5.1.5** La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

**5.1.6** Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas en todo momento; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición determinado, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros se encuentran en la(s) parte(s) del ramal “aguas-arriba”, desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

**5.1.6** Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal “aguas-arriba” o “aguas-abajo”, según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

## 5.2 FRECUENCIA

**5.2.1 Indicadores De Calidad.-** El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia ( $\Delta f_k$ ) 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 sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 3})$$

**5.2.2** Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea  $f(t)$  de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{[(1/1 \text{ minuto}) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt] - f_N}; \text{ (expresada en: Hz)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 4})$$

$$IVDF = \int_0^{24 \text{Hrs}} [f(t) - f_N] dt; \text{ (expresada en: Ciclos)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 5})$$

**5.2.2** Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea  $f(t)$  de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{\left[ \left( \frac{1}{1 \text{ minuto}} \right) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt \right] - f_N}; \text{ (expresada en: Hz).....(Fórmula N° 4)}$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24\text{Hrs}} [f(t) - f_N] dt; \text{ (expresada en: Ciclos).....(Fórmula N° 5)}$$

Donde:

$\Gamma$  : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula N° 5, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

▪ *Fórmula N° 5 según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**5.2.3 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)) :  $\pm 0.6 \%$ .
- Variaciones Súbitas (VSF') :  $\pm 1.0 \text{ Hz}$ .
- Variaciones Diarias (IVDF') :  $\pm 12.0 \text{ Ciclos}$ .

**5.2.3 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)) :  $\pm 0.6 \%$ .
- Variaciones Súbitas (VSF') :  $\pm 1.0 \text{ Hz}$ .
- Variaciones Diarias (IVDF') :  $\pm 600.0 \text{ Ciclos}$ .

- *Tolerancia sobre variaciones diarias según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*
- *Nota 1.- El artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999. 04.11, dispone lo siguiente: "Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en tales sistemas.*

*Los incrementos a que se hacen referencia en el párrafo que antecede, serán aplicables hasta la interconexión del SIS al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN); y para el caso de los Sistemas Aislados Mayores, hasta cuando éstos se interconecten a un sistema mayor. De producidas las situaciones previstas, serán de aplicación las tolerancias establecidas para el sistema mayor.*

*Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, es mayor de 5 MW y menor de 100 MW."*

- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 modifica al artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente : "Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.*

*Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:*

- a) *A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o*
- b) *A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.*  
*Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro*

$M_{VDF}$  que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro  $\Gamma$  a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.”

- Nota 3.- Último párrafo del artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 modificado por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17, de acuerdo a lo siguiente :

“Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.

Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:

- a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o
- b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.

Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro  $M_{VDF}$  que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro  $\Gamma$  a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para Sistemas Aislados Menores, el control de la frecuencia se efectúa sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia.

Para efectos de este artículo se considera como:

- Sistema Aislado Mayor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.
- Sistema Aislado Menor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW.”

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al tres por ciento (3%) del Período de Medición; ii) si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del Período de Medición; ii) si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

- Texto del inciso i) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17

5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en los numerales 5.2.3 y 5.2.4 de la Norma.

5.2.6 Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición, a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia contratada o energía entregada en condiciones de mala calidad.

**Compensaciones Por Variaciones Sostenidas =  $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$ .....(Fórmula N° 6)**

Donde:

- q.-** Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.
- b.-** Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:  
Primera Etapa: **b=0.00**  
Segunda Etapa: **b=0.01 US\$/kWh**  
Tercera Etapa: **b=0.05 US\$/kWh**
- B<sub>q</sub>-** Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 2**

$\Delta f_q$ (%)	<b>B<sub>q</sub></b>
$0.6 <  \Delta f_q  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q  \leq 1.4$	10
$1.4 <  \Delta f_q $	100

**E(q)-** Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición q.

**Compensaciones Por Variaciones Súbitas =  $b' \cdot B_m \cdot P_m$  .....(Fórmula N° 7)**

Donde:

- b'-** Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:  
Primera Etapa: **b'=0.00**  
Segunda Etapa: **b'=0.01 US\$/kW**  
Tercera Etapa: **b'=0.05 US\$/kW**
- B<sub>m</sub>-** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia (**N<sub>VSF</sub>**) que transgreden las tolerancias durante el Periodo de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 3**

<b>N<sub>VSF</sub></b>	<b>B<sub>m</sub></b>
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF} \leq 7$	10
$7 < N_{VSF}$	100

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

**P<sub>m</sub>-** Es la potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo (un mes), expresada en kW.

**Compensaciones Por Variaciones Diarias =  $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$ .....(Fórmula N° 8)**

Donde:

- d.-** Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

- b''**.- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:  
 Primera Etapa:  $b''=0.00$   
 Segunda Etapa:  $b''=0.01$  US\$/kW  
 Tercera Etapa:  $b''=0.05$  US\$/kW

**B<sub>d</sub>**.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia ( $M_{VDF}$ ) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 4

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$12 < M_{VDF} \leq 60$	1
$60 < M_{VDF} \leq 600$	10
$600 < M_{VDF}$	100

Tabla N° 4

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$600 < M_{VDF} \leq 900$	1
$900 < M_{VDF} \leq 1200$	10
$1200 < M_{VDF}$	100

■ Tabla según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11

**P<sub>d</sub>**.- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

**5.2.6** Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia o energía suministrada en condiciones de mala calidad.

Compensaciones por Variaciones Sostenidas =  $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$ .....(Fórmula N° 6)

Donde:

q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

- Primera Etapa:  $b=0.00$   
 Segunda Etapa:  $b=0.01$  US\$/kWh  
 Tercera Etapa:  $b=0.05$  US\$/kWh

**B<sub>q</sub>**.- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

$\Delta f_q$ (%)	$B_q$
$0.6 <  \Delta f_q  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q $	$2 + ( \Delta f_q  - 1)/0.1$

$B_q$ , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

**5.2.7 Control.-** El control y los registros del comportamiento de la frecuencia se realiza en puntos cualesquiera de la red, de manera continua. Es decir, el Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control, y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

**5.2.7 Control.-** Los COES, y los encargados de la operación en tiempo real para el caso de sistemas aislados, son los responsables de realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema y/o partes de él, durante todo el período de medición; y de entregar esta información a la autoridad y a los integrantes del sistema que la requieran. El Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**5.2.7 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad.

Durante todo el período de medición, el coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, están obligados a realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema y/o de aquellas de sus partes que podrían operar temporalmente de manera separada, y de entregar esta información a la Autoridad y a los integrantes del sistema. El Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**5.2.8** La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

### 5.3 PERTURBACIONES

**5.3.1** La Autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se controla el Flicker y las Tensiones Armónicas.

El Flicker y las Armónicas se miden en el voltaje de *Puntos de Acoplamiento Común (PAC)* del sistema, de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique la Autoridad en su oportunidad.

▪ *Nota .- La cuarta disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente:*

*“Cuarta.- En el caso de clientes libres y clientes potenciales emisores de perturbaciones, que antes de la promulgación de la Norma potenciaron sus instalaciones eléctricas contra emisión de perturbaciones bajo estándares diferentes a la IEC pero reconocidos internacionalmente, serán aceptados dichos estándares después de la sustentación ante la Autoridad y verificación respectiva.”*

**5.3.2 Indicadores De Calidad.-** Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

- Para FLÍCKER: El Índice de Severidad por Flicker de corta duración ( $P_{st}$ ) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).



## **ANEXO 6**

**NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN  
TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**NTOTR**

# NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

## I. OBJETIVOS

La presente norma tiene como objetivo establecer obligaciones para los integrantes de un sistema interconectado y para el Coordinador de la Operación del Sistema, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real del sistema.

## II. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 2°, 9°, 31°, 32°, 39°, 40°, 41° y 102° y aquéllos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y aquellos que lo modifican (Artículos 58°, 80° al 83°, 91° al 99°, 196°, 201°, 202°, 239° y aquéllos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

## III. ALCANCES

Son alcances de la presente norma:

- a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos interconectados;
- b) Establecer las obligaciones de los integrantes de un sistema interconectado relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control del sistema, la que debe ser transferida al Coordinador de la Operación del Sistema, a la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) y/o a otros integrantes; incluyendo su forma y oportunidad de entrega;
- c) Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación del Sistema relacionadas con la operación del sistema y con la información que debe transferir a los integrantes y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

## IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

### TÍTULO PRIMERO

#### 1.0 DISPOSICIONES GENERALES

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma”, “Dirección”, “OSINERG”, y “Coordinador” se debe entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a la Dirección General de Electricidad, al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, y al Coordinador de la Operación del Sistema, respectivamente.

- j) Características de regulación de frecuencia (estatismos, banda muerta, parámetros del modelo y su función de transferencia);
- k) Los sistemas de desconexión automática de generación (DAG);
- l) Sobrecargas admisibles de sus equipos;
- m) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

**2.1.2** Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La configuración de las subestaciones;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean;
- c) Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.);
- d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- e) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

**2.1.3** Los titulares de redes de distribución y los clientes libres deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La configuración de las subestaciones y redes que posean;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
- c) Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo de carga;
- d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- e) Los pronósticos de demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
- f) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

**2.1.4** Todo cambio de la información a que se refiere esta sección, debe ser comunicada al Coordinador, con copia a la DOCOES, con dos (2) semanas de anticipación y ratificada en el momento del cambio.

## 2.2 EN TIEMPO REAL

**2.2.1** Los titulares de generación que operen conectados al sistema deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- b) La posición de los interruptores;
- c) En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
- d) En caso de centrales hidráulicas, los caudales y los niveles de las presas;
- e) Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
- f) Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
- g) Las señales de alarma de centrales, subestaciones, generadores y transformadores con el detalle que el Coordinador establezca;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.2.2** Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- b) La posición de los interruptores;
- c) La posición de los taps de los transformadores;
- d) Los niveles de tensión de barra;

- e) Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores;
- f) La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva;
- g) Las señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva, con el detalle que el Coordinador establezca;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.2.3** Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.

**2.2.4** Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta sección, los integrantes del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

## TÍTULO TERCERO

### 3.0 INFORMACIÓN DEL COORDINADOR

**3.0.1** El Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real del sistema utilizando información de tipo satelital. Los integrantes del sistema y la DOCOES están obligados a usar esta referencia.

**3.0.2** El Coordinador está obligado a suministrar oportunamente, a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Así mismo, el Coordinador está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que ésta requiera. Para la transferencia de información en tiempo real, la DOCOES es responsable de enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, el sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

**3.0.3** El Coordinador dará acceso a la DOCOES y a los integrantes del sistema, a la siguiente información:

- a) El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva;
- b) Los costos marginales, costos diarios de operación/raionamiento del sistema;
- c) Las perturbaciones ocurridas;
- d) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla;
- e) Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades;
- f) Las disposiciones de reprogramación de la operación del sistema;
- g) Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc;
- h) El registro de la frecuencia;
- i) Otra información técnica adicional que sea requerida por el COES.

**3.0.4** Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro a más del cinco por ciento (5%) de la demanda del sistema, el Coordinador elevará un informe preliminar, sobre su ocurrencia, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por el COES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

## TÍTULO CUARTO

### 4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACIÓN

#### 4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO

**4.1.1** El Programa de Operación Anual y el Programa de Operación Mensual elaborados por la DOCOES, serán remitidos a los integrantes del sistema y al Coordinador, por vía electrónica, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Anual: Será entregado antes de finalizar la primera quincena de octubre de cada año. Este programa comprende el período enero-diciembre del siguiente año;
- b) El Programa de Operación Mensual con un horizonte de programación anual: Será entregado con una anticipación mínima de 32 horas a la entrada en vigencia del programa. Este programa comprende el programa anual de operación a partir del mes calendario siguiente.

#### 4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO

**4.2.1** El Programa de Operación Semanal y el Programa de Operación Diario elaborados por la DOCOES serán remitidos por vía electrónica a los integrantes del sistema y al Coordinador, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Semanal (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Mensual): Será entregado antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana. Este programa comprende el período sábado-viernes siguiente.
- b) El Programa de Operación Diario (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Semanal): Será entregado antes de las 14:00 horas de cada día; y, de ser necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas del mismo día, que incluirá el resultado de la operación de ese día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período 00:00-24:00 horas del día siguiente.

#### 4.3 REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

**4.3.1** El sistema interconectado opera, en tiempo real, bajo las disposiciones del Coordinador, siguiendo el Programa de Operación Diario. Sin embargo, este programa podrá ser reformulado bajo las condiciones y criterios que se definen en el numeral 4.3.3. La Reprogramación será efectuada por la DOCOES o por el Coordinador. En el caso que, respondiendo a una misma circunstancia, ambos realicen la reprogramación, tendrá prioridad la que emitió la DOCOES de acuerdo a los plazos que se establece en 4.3.2.

**4.3.2** Cuando la reprogramación es efectuada por la DOCOES, ésta tiene la obligación de enviarla al Coordinador y a los integrantes del sistema en un plazo máximo de dos (2) horas. La reprogramación, en todos los casos, entra en vigor en un plazo máximo de una (1) hora luego de haber sido recibida por el Coordinador.

**4.3.3** El COES elabora los Procedimientos Operativos donde se fijan los criterios y condiciones bajo los cuales se debe reformular el Programa de Operación Diario. Estos procedimientos deben ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

**4.3.4** En todos los casos, la reprogramación será remitida a todos los integrantes del sistema por vía electrónica o por fax solo en caso de desperfecto. La reprogramación reemplaza, para todos los efectos, al Programa de Operación Diario desde su puesta en vigencia por el Coordinador, hasta las 24:00 horas del mismo día. Los integrantes del sistema están obligados a cumplir con la reprogramación.

## TÍTULO QUINTO

### 5.0 DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

**5.0.1** El Coordinador es el responsable de coordinar la operación en tiempo real del sistema interconectado. La operación en tiempo real del sistema incluye:

- a) Las tareas de ejecución de la programación de corto plazo del sistema interconectado o su reprogramación;
- b) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, resguardando de la calidad del servicio y seguridad del sistema;
- c) La operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y
- d) La ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

**5.0.2** Luego de haber transcurrido los estados de alerta y emergencia, y mientras no se disponga de programas de operación actualizados, el Coordinador dirigirá la operación del sistema considerando, en lo posible, criterios de operación a mínimo costo y observando los procedimientos operativos del COES.

### 5.1 RESERVA ROTANTE

**5.1.1** El COES establecerá la reserva rotante, fijando el valor máximo de riesgo de falla para la operación del sistema.

**5.1.2** El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del sistema, en todo momento, sea inferior al valor máximo fijado de acuerdo al párrafo anterior.

### 5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS

**5.2.1** En tiempo real, los integrantes del sistema supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.

**5.2.2** En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

### 5.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN

**5.3.1** Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

**5.3.2** Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.

**5.3.3** Los integrantes del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles adecuados de tensión.

**5.3.4** El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del  $\pm 2.5\%$  de su tensión de operación.

**5.3.5** El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal.

**5.3.6** El COES, mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra.

**5.3.7** El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no-sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión de operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.

**5.3.8** Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

### 5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

**5.4.1** Los titulares de generación son responsables por la regulación de frecuencia del sistema bajo las directivas del Coordinador.

**5.4.2** Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria de frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

**5.4.3** De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectúa la regulación secundaria de frecuencia.

**5.4.4** La frecuencia del sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los indicadores:

- a) Variaciones Sostenidas de Frecuencia
- b) Variaciones Súbitas de Frecuencia
- c) Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia

**5.4.5** Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden tolerancias en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de tolerancias.

**5.4.6** Si el error acumulado de frecuencia, en un momento determinado del día, excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.

**5.4.7** El Coordinador registrará, adicionalmente, la Integral de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anuales.

## 5.5 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

**5.5.1** El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.

**5.5.2** Las maniobras requeridas por los integrantes del sistema, por mantenimiento o pruebas, se sujetarán a aquellas incluidas en el Programa de Operación Diario. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

**5.5.3** El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones de los integrantes del sistema en coordinación con éstos y la DOCOES. Los integrantes del sistema, son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y autorizadas por el Coordinador, en coordinación con éste. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y equipos.

**5.5.4** La comunicación entre el Coordinador y los integrantes del sistema, o viceversa, debe contener, en forma explícita, lo siguiente:

- a) El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
- b) La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
- c) La disposición correspondiente;
- d) La hora en que debe ejecutarse;
- e) La hora en que se imparte.

**5.5.5** Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfonos siempre con grabación permanente. De ser requerida, se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.

**5.5.6** El supervisor de turno del integrante del sistema que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara de la disposición. Tratándose de códigos, siglas, u otras construcciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.

**5.5.7** Mediante un estudio, el COES establecerá las secuencias para conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los integrantes.

## 5.6 REPROGRAMACIÓN O COORDINACIÓN DEFECTUOSAS

**5.6.1** La reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador, deben considerar: la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros, por lo que los integrantes del sistema deben verificar



inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.

**5.6.2** De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier integrante las deberá comunicar inmediatamente al Coordinador para su corrección, con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en casos excepcionales. Simultáneamente, remitirán copia de la reclamación a los demás integrantes por el mismo medio.

**5.6.3** El Coordinador evaluará inmediatamente la reclamación; aceptándola o rechazándola, sustentando su decisión; luego comunicará su decisión a todos los integrantes por vía electrónica o excepcionalmente por fax. De aceptarla, corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

## 5.7 SALIDA INTEMPESTIVA DE EQUIPOS

**5.7.1** Cuando una unidad sale intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, en esa magnitud, la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable, preferentemente.

**5.7.2** Cuando un equipo de transmisión que enlaza centros de generación, sale de operación intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo:

- a) Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable;
- b) Para el área con exceso, dispondrá preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuados las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de centrales hidráulicas.

**5.7.3** En ambos casos, el integrante del sistema cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerita, informando sobre el hecho inmediatamente a la DOCOES quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

## 5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

**5.8.1** Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada, el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y observando, en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre operación a mínimo costo. En ambos casos, y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando por lo menos un alcance semanal.

## 5.9 INCREMENTO O DISMINUCIÓN DE CAUDALES

**5.9.1** Cuando los caudales de las centrales de pasada aumentan, el Coordinador puede variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y de operación a mínimo costo, del modo siguiente:

- a) Si operan centrales hidráulicas y térmicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de las unidades térmicas considerando la operación del sistema a mínimo costo;
- b) Si sólo operan centrales hidráulicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de aquéllas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento. Alcanzado el vertimiento por una central, dispondrá el incremento de la generación de todas las que han alcanzado esta condición y las de pasada, en proporción a la potencia que podría generarse por los caudales que se verterían y de los caudales de las de pasada, para cada central respectivamente;
- c) En condiciones de sobre oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a su potencia efectiva considerando sus restricciones operativas.

En todos los casos, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando para ello, por lo menos, un alcance semanal.

**5.9.2** Cuando disminuyan significativamente los caudales de centrales hidráulicas, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema.

## TÍTULO SEXTO

### 6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

#### 6.1 RACIONAMIENTO

**6.1.1** El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, etc.

**6.1.2** Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficits de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

**6.1.3** El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los integrantes, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, éstos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

**6.1.4** Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.

**6.1.5** Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

**6.1.6** El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, elaborará los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diario siguientes.

## 6.2 RECHAZOS AUTOMÁTICOS DE CARGA

**6.2.1** El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del sistema antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

**6.2.2** El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:

- a) Niveles máximo y mínimo de frecuencia;
- b) Valores máximos y mínimos de tensión;
- c) Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
- d) Priorización de desconexión de cargas;
- e) Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
- f) Segmentación del Sistema en áreas de operación aislada;
- g) Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución priorizarán la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria.

## TÍTULO SÉTIMO

### 7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACIÓN

#### 7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA

**7.1.1** Inmediatamente después de producida una perturbación, el Coordinador, en comunicación con los integrantes del sistema, determinará la configuración y estado del

sistema y dispondrá las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal.

**7.1.2** El Coordinador puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del COES, quien las pre-establece.

## 7.2 RECUPERACIÓN DEL SISTEMA

**7.2.1** Luego de producida una perturbación, y transcurridos los estados de alerta y emergencia, el Coordinador, en comunicación con los integrantes, determinará la configuración y el estado de la red y el sistema; definirá el plan de restablecimiento; y lo implementará en coordinación con los integrantes, quienes ejecutarán sus disposiciones y lo informarán, hasta conseguirlo. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los integrantes del sistema para ejecutar maniobras obligándolos a informar.

**7.2.2** El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará estrechamente con los integrantes la regulación secundaria de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los integrantes del sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

**7.2.3** Los integrantes del sistema, involucrados con la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador, en un plazo máximo de sesenta (60) minutos de ocurrida. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de sesenta (60) minutos, y lo remitirá a los integrantes del sistema por vía electrónica o excepcionalmente por fax. En un plazo máximo de sesenta (60) minutos, los integrantes del sistema presentarán sus observaciones a dicho informe por el mismo medio, las que serán examinadas por el Coordinador. En un plazo no mayor de dos (2) horas de ocurrida la perturbación, y considerando las observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los integrantes del sistema y a la DOCOES.

## TÍTULO OCTAVO

### 8.0 DEL ANÁLISIS POSTERIOR DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

**8.0.1** El OSINERG tiene la función de supervisar la operación en tiempo real, promoviendo la seguridad del sistema y la calidad del servicio, verificando que la operación se realice al mínimo costo, garantizando la transparencia de toda información relacionada con el despacho y operación del sistema y proponiendo las sanciones que se aplican por los incumplimientos. Con dicho fin OSINERG podrá conformar, si fuera necesario, un Comité Técnico Consultivo.

### DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

**Primera.** Las instalaciones nuevas que se integren al sistema deben estar provistas de los sistemas de comunicación y control requeridas por la Norma.

**Segunda.** Los titulares de los sistemas principales de transmisión, de común acuerdo, designarán a su representante para efectuar la coordinación de la operación en tiempo

real del sistema. Mientras no exista acuerdo, el titular con mayores activos patrimoniales en el Sistema de Transmisión Principal asumirá esta función.

**Tercera.** El Coordinador, el COES y/o los integrantes del sistema deben informar los casos de incumplimiento de la Norma al OSINERG para que se apliquen, a quienes corresponda, las sanciones correspondientes.

**Cuarta.** Los representantes de los integrantes del sistema a los que se refiere el numeral 8, se elegirán de común acuerdo dentro de cada segmento del sistema. En caso de no haber acuerdo, el segmento será representado por el integrante cuya potencia máxima comprada, vendida, distribuida o transmitida sea mayor.

En el capítulo tres se describe las características técnicas necesarias para el diseño de una máquina conformadora de placas para precipitados de un Electrofiltro, que son las siguientes :

- El ancho total de las placas de precipitados es de 495 mm. con un tolerancia de +/- 1.0 mm.
- La longitud total de las placas de precipitados es de 7,850 mm. con un tolerancia de +/-2.5 mm.

Debe mantenerse el paralelismo y distancia entre cada juego de placas y en toda su longitud.

En el capítulo cuatro se desarrolla lo siguiente: diseño de la máquina que sea capaz de fabricar las placas de precipitación, selección del material con las características y propiedades similares a las originales, verificación de las características mecánicas y físicas del material por medio de un análisis de laboratorio de los componentes del material de la placa.

En el capítulo quinto se describe el proceso de operación, es decir:

- a.- Preparación de la materia prima, que debe estar recortada con las siguientes dimensiones : ancho 572 mm., longitud 7850 mm. y espesor 1.0 mm.
- b.- El material así procesado se coloca sobre la mesa de alimentación de la máquina y manualmente se ingresa dentro del primer juego de rodillos.

En el capítulo sexto se detalla los costos de construcción de la máquina conformadora.