



The World Bank



Energy Sector Management  
Assistance Programme



**BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER**

**PROYECTO CIER 03 – Fase I**  
**INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS**  
**EL MARCO REGULATORIO EN PERU**

**Mercados Energéticos S.A.**  
**Power Systems Research, Inc**  
**Mercados de Energía S.A.**  
**Power Technologies, Inc**  
**Sigla S.A.**

**Junio de 2000**

<b>1</b>	<b>ASPECTOS INSTITUCIONALES.....</b>	<b>3</b>
1.1	Las Instituciones del Sector.....	3
1.2	Participación del Capital Privado.....	6
1.3	Garantías y Medidas de Promoción a la Inversión.....	7
1.4	Eficiencia y Transparencia.....	7
<b>2.</b>	<b>TRANSMISION.....</b>	<b>8</b>
2.1.	Peajes de Transmisión.....	9
2.1.1	<i>Ingreso Tarifario por Potencia.....</i>	<i>9</i>
2.1.2	<i>Ingreso Tarifario por Energía.....</i>	<i>10</i>
2.1.3	<i>Peaje por Conexión.....</i>	<i>10</i>
2.2.	Peajes en las Redes de Distribución.....	10
2.3.	Uso de Bienes Públicos y de Terceros.....	11
<b>3.</b>	<b>MERCADO SPOT Y A TERMINO.....</b>	<b>12</b>
3.1.	Sistema de Precios de la Energía.....	12
3.2.	Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Publico.....	12
3.3.	Establecimiento del Costo Marginal de la Energía.....	13
3.3.1	<i>Despacho Económico.....</i>	<i>15</i>
3.3.2	<i>Fijación del costo marginal.....</i>	<i>15</i>
3.3.3	<i>Cálculo de la Energía Firme Anual contratable.....</i>	<i>16</i>
3.4.	Determinación de la Potencia Firme.....	16
3.5.	Verificación de Disponibilidad de las Unidades Térmicas.....	19
3.6.	Tratamiento de la exportación e importación.....	20
<b>4.</b>	<b>ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES.....</b>	<b>20</b>
4.1.	Valorización de las Transferencias de Energía en el Sistema Principal de Transmisión.....	21
4.2.	Detalle de las Transacciones de Energía.....	21
4.2.1	<i>Pago Mensual.....</i>	<i>22</i>
4.3.	Transacciones de Potencia.....	22
4.4.	Transacciones de Energía Reactiva.....	22
4.5.	Resolución de Conflictos.....	23
4.6.	Estrategia Técnico-económica aplicada en relación con la calidad.....	23
4.7.	Costo de Racionamiento.....	23
<b>5.</b>	<b>PROCEDIMIENTOS DE OPERACION.....</b>	<b>24</b>
5.1.	Coordinación de Maniobras.....	24
5.2.	Estados de Alerta, Emergencia y Recuperación.....	25
5.2.1	<i>Estados de Operación.....</i>	<i>26</i>
5.2.2	<i>Diagnóstico Preliminar y Final.....</i>	<i>27</i>
5.3.	Pruebas de Energización de Generadores.....	28
5.4.	Programación de los Mantenimientos.....	28
5.5.	Verificación de la Sobrecarga de Equipos.....	29
5.6.	Regulación de Tensión.....	29
5.7.	Regulación de Frecuencia.....	30
<b>6.</b>	<b>REQUERIMIENTOS TECNICOS.....</b>	<b>31</b>

6.1. Criterios generales de diseño y criterios operativos .....	31
6.2. Reservas.....	31
6.3. Esquema de Alivio de Cargas.....	31
6.4. Reconocimiento de Costos Por Regulación de Tensión en Barras del Sistema.....	32
6.5. Reactivo.....	32
<b>7. SITUACION OPERATIVA.....</b>	<b>33</b>
<b>8. ASPECTOS INSTRUMENTALES .....</b>	<b>33</b>
8.1. Modelos de despacho .....	33
8.2. Modelos de simulación.....	34
8.2.1 <i>Determinación del valor del agua</i> .....	34
8.2.2 <i>Transferencias de Potencia</i> .....	35
8.3. Sistema de información en tiempo real.....	37
8.4. Sistema de medición.....	37

## DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

### 1 ASPECTOS INSTITUCIONALES

#### 1.1 Las Instituciones del Sector.

La organización del sector eléctrico peruano fue definida en la Ley de Concesiones Eléctricas que define las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica y fue precisada en múltiples reglamentos y normas complementarios.

La legislación se desarrolló durante 1991, tomando como base el modelo chileno, con adecuaciones. Un aspecto a destacar es el excesivo detalle técnico de la Ley Marco, lo que dificulta la evolución del cuerpo regulatorio.

Los organismos creados por la Ley son:

- I) El **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG**, constituido como un organismo público con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, es el encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos así como de las relacionadas a la conservación y protección del medio ambiente.

El OSINERG está conducido por un Consejo Directivo, integrado por 5 miembros, cuyas funciones esenciales son:

- a) Resolver, como última instancia administrativa, las reclamaciones derivadas de la prestación del Servicio Público de Electricidad y las apelaciones que se interpongan contra las resoluciones de gerencia mediante las cuales se impongan sanciones y/o multas.
- b) Disponer las fiscalizaciones que estime convenientes.
- c) Decidir, de conformidad con las pautas generales que establezca el Consejo Directivo, la realización de inversiones u otras operaciones con los fondos de OSINERG.

En relación a fiscalización o policía del servicio, se prevé que controlará:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios en relación con la prestación del servicio público (ejecutado mediante un control por resultados a realizar por inspectores especialmente contratados);
- b) El cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema - COES.

Se prevé aplicar compensaciones, sanciones y/o multas por incumplimientos de contratos o infracciones a la Ley. En general, los ingresos obtenidos por compensaciones serán abonados a los usuarios afectados, y los provenientes de sanciones y/o multas integrarán los recursos propios del OSINERG.

- II) Los **COMITÉS DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO (COES)**, constituidos uno para cada sistema interconectado, el COES-SICN y el COES-SUR. Los COES han sido creados como Organismos Técnicos cuya personería jurídica la Ley no indica explícitamente. Al interconectarse los sistemas

mediante la línea 230 kV Mantaro-Socabaya de 628 km de longitud, actualmente en construcción, el COES-SUR se integrará al COES-SINC.

Los COES tienen como objetivo coordinar la operación al mínimo costo de las centrales y los sistemas de transmisión, garantizando la seguridad de abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos.

Sus funciones básicas son:

- a) Planificar la operación del Sistema Interconectado, comunicar a sus integrantes los programas de operación, controlar su cumplimiento y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- b) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico.
- c) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras.
- d) Garantizar a todos sus integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite establecido en relación con la demanda, a precio regulado.

De acuerdo con los artículos 1° y 39° de La Ley, integran el COES los titulares de centrales de generación con potencia efectiva superior al 2% de la del sistema y que comercialicen en él más del 35% de su energía (aquellos que comercialicen toda su energía mediante contratos pueden ser miembros opcionalmente) y los titulares de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren conectadas en el Sistema.

Un aspecto destacable es la ausencia de la demanda en el COES, siendo que no están representados en él los distribuidores ni los grandes consumidores. En rigor, la acción del COES se orienta fundamentalmente a normar la relación entre los generadores del sistema y, en los aspectos comerciales, a la relación entre estos y el sistema de transmisión.

Los órganos del COES son:

- El Directorio
- La Dirección de Operaciones.

Son miembros del Directorio todos los integrantes del COES. La Ley exige que los integrantes del Directorio sean profesionales titulados, con una experiencia mínima de 15 años, preferentemente, en empresas del sistema eléctrico de potencia.

La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo y de administración del COES. Las atribuciones básicas de la Dirección de Operaciones son:

- a) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado, y controlar su cumplimiento.
- b) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- c) Ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas en relación al cumplimiento del programa operativo y de los programas de mantenimientos mayores.
- d) Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico.
- e) Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES, resultantes de la operación a mínimo costo del sistema.
- f) Calcular la potencia y la energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema.

- g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes, a precios de potencia de punta en barras.
- h) Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlos al Directorio.
- i) Adoptar las decisiones que sean necesarias en la operación en tiempo real ante imprevistos, priorizando la programación y los criterios de seguridad.

Las disposiciones de la Dirección de Operaciones, que estén sustentadas en Reglamentos y/o Procedimientos aprobados por el Directorio conforme al Estatuto, obligan a todos los integrantes.

La Dirección de Operaciones establece los Comités Técnicos que, con la participación de representantes de los integrantes, intervienen en la determinación de las transferencias de energía; las transferencias de potencia de punta; la fijación de los costos marginales de corto plazo en las barras de entrega y retiro; los programas de operación semanal y de mediano y largo plazos; los estudios para la fijación tarifaria; etc.

Los recursos económicos del COES provienen esencialmente de los aportes de sus integrantes.

**III) La COMISION DE TARIFAS DE ENERGIA (CTE)**, como un organismo técnico y descentralizado del Ministerio de Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte y distribución de hidrocarburos por ductos.

La Comisión de Tarifas de Energía cuenta con un Consejo Directivo integrado por 5 miembros, conformado por:

- a) Un representante de la Presidencia del Consejo de Ministros, quien lo preside;
- b) Un representante del Ministerio de Energía y Minas;
- c) Un representante del Ministerio de Economía y Finanzas;
- d) Un representante del Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;
- e) Un representante del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual- INDECOPI.

Sus funciones básicas son las siguientes:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica;
- b) Aprobar en Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución y transmisión
- c) Fijar el margen de reserva firme objetivo, los factores de disponibilidad teórica y el costo de racionamiento.

El presupuesto de la Comisión es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y se cubre con los aportes anuales que efectúan los concesionarios y empresas de electricidad y los concesionarios de transporte de hidrocarburos y de distribución de gas natural.

La CTE es la entidad encargada de la ejecución de los estudios técnicos para la determinación de las tarifas en barra y para la determinación de las tarifas a usuarios finales del servicio público de electricidad.

**IV)** La **DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD**, como dependencia del Ministerio de Energía y Minas, adopta e implementa las funciones que la regulación le asigna a éste, en particular aquellas de seguimiento de la evolución del sector y planificación orientativa del mismo.

En general, las autoridades del sector consideran que regulación presenta los siguientes aspectos:

- En generación: un sistema de costos declarados, que es necesario sustentar. Es posible que se evolucione hacia un sistema de precios. El impacto del descubrimiento del gran yacimiento de gas Camisea aún está por producirse.
- En transmisión y redes de distribución: donde se ha avanzado en perfeccionar el libre acceso de terceros a la red de alta tensión pero falta mejorar el acceso a la red de los distribuidores.
- En tipificación de grandes usuarios del Mercado: el límite presente de 1 MW parece tender a reducirse.
- En competencia: un aspecto aún por perfeccionar, el mercado debe desarrollarse.
- En lo estructural: el desafío de convertir al COES en un mercado, siendo que su comportamiento hoy lo asemeja más a una asociación de productores. La participación de la demanda en el mercado es un aspecto pendiente, como en muchos mercados de la región.

## **1.2 Participación del Capital Privado**

La Ley indica que se requiere concesión para el desarrollo de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW.

Requiere solamente autorización tanto para la generación termoeléctrica como para la generación hidroeléctrica y geotérmica de potencia instalada menor a 10 MW y superior a 500 kW respectivamente.

Las concesiones y autorizaciones indicadas las otorga el Ministerio de Energía y Minas, mediante la Dirección General de Electricidad.

Existen concesiones temporales y concesiones definitivas. Las primeras permiten asegurar a las empresas un tiempo suficiente a fin de realizar la evaluación del negocio. Las concesiones definitivas permiten utilizar bienes de uso público e imponer servidumbres para la construcción de centrales, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.

Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a:

- a) Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;

- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión;
- c) Aplicar los precios regulados que se fijan de conformidad con las disposiciones de la Ley;

### **1.3 Garantías y Medidas de Promoción a la Inversión**

La caducidad de una concesión, por razones no previstas en la Ley, deberá ser indemnizada al contado, sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión generaría a su propietario, empleando la Tasa de Actualización establecida del 12%.

La Ley asigna a los concesionarios y las empresas dedicados con exclusividad a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, los siguientes beneficios:

- a) Pago hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF sobre la importación de bienes de capital para nuevos proyectos.
- b) Garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, Estabilidad Tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros.

La retribución al Estado por uso de la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país por concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, será como máximo del 1% del precio promedio de energía a nivel generación.

### **1.4 Eficiencia y Transparencia**

La estrategia para obtener y mantener la competencia en el sector se basó en:

- Separar las actividades de generación, transmisión principal y distribución
- Permitir la concentración vertical u horizontal en esas actividades si no disminuyen o dañan la libre competencia en las mismas o en los mercados relacionados.
- Crear un mercado en cada sistema interconectado, habilitando transacciones entre generadores a costo marginal y contratos a término para las demás transacciones.
- Dar libertad para desarrollar actividades de generación, sujetas a normas.
- Establecer un mercado libre para clientes de más de 1 MW, límite que se revisa cada 4 años.
- Otorgar libre acceso al sistema de transmisión con peajes que responden a inversión más costo operativo.

Se aprecia que si bien la CTE mantiene su independencia de criterio técnico, su dependencia con el Ministerio de Energía y Minas la hace potencialmente influenciada por la política del Gobierno.

La **LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO DEL SECTOR ELÉCTRICO** requiere autorización previa para las concentraciones de tipo vertical u horizontal en la generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica.

A los efectos del control se ha constituido el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI, como ente responsable de otorgar la autorización. La Ley prescribe que los actos celebrados sin su autorización carecen de valor legal.

La concentración horizontal requiere autorización cuando la actividad concentrada alcance o supere el 15% del mercado.

En los casos de actos de concentración vertical se requiere autorización cuando se alcance o supere el 5% de cualquiera de los mercados involucrados.

La Ley prevé sanciones severas para aquellas empresas que contravengan las disposiciones tendientes a evitar la concentración.

Se prevé que el OSINERG determine semestralmente los porcentajes de participación en el mercado de las empresas que desarrollan actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica.

## **2. TRANSMISION**

La Ley define al Sistema Interconectado como el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

La Ley define al Sistema Principal de Transmisión (SPT) como la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

La Ley define al Sistema Secundario de Transmisión (SST) como la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Debido no estar representadas las demandas en el COES y pese a las amplias responsabilidades que le asigna la regulación a éste, en la práctica la responsabilidad por la operación del Sistema Interconectado se encuentra delegada al centro de control de la transportista. Esta realidad se está reflejando progresivamente en la regulación, asignando al representante de los titulares del Sistema Principal de Transmisión el carácter de Centro Coordinador de la Operación del Sistema.

El acceso a las redes de transporte y distribución es libre en cuanto a la capacidad efectivamente remanente de dichas instalaciones luego de la atención de los compromisos de los agentes que las construyeron.

La empresa de transmisión, ETECEN, de propiedad estatal, es responsable de las interrupciones de servicio, aunque no de aquellas originadas en la fuerza mayor, este aspecto se encuentra regulado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Puede indicarse que no existe un procedimiento explícito para financiar la expansión de la transmisión, estando librada la construcción de nuevos vínculos a la iniciativa privada, sin un mecanismo de decisión que recoja la voluntad del conjunto de los potenciales usuarios. El artículo 33 de la Ley indica que los interesados deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario.

En la práctica, la empresa de transmisión realiza las inversiones en el SPT y recupera estas a partir de una compensación pagada por los Agentes del Mercado que cubre el costo total de transmisión, recogida mediante el peaje de conexión y el ingreso tarifario.

Cuando la línea corresponde al SST, el generador interesado financia la línea y recupera su inversión mediante la correspondiente compensación, ocurriendo lo mismo con un distribuidor.

Para el caso de líneas de interés común o difuso, no resulta fácil identificar la voluntad de expandir. Puede comentarse que para la línea Mantaro-Socabaya que vinculará los sistemas Centro Norte y Sur fue necesario introducir un esquema competitivo novedoso.

Mediante ese sistema competitivo (BOOT: Build, Own, Operate and Transfer), un agente asume el riesgo de concretar la obra a cambio de percibir el correspondiente peaje. Para ello, en aquellos casos donde se identifica que existen beneficios para el usuario final, el Estado propicia la obra y la concursa, adjudicándola al oferente que presenta el menor Valor Nuevo de Reposición.

El manejo de la congestión no es explícito, no reconociéndose ingresos en tal concepto, aunque se sancionen precios locales en aquellas áreas desvinculadas del sistema.

La CTE regula los peajes de transmisión y distribución independientemente de sí corresponden a transacciones para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

### **Remuneración de la Transmisión**

En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la CTE, define el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión y regula las tarifas a aplicar por el uso de dichos sistemas.

La Ley establece que los concesionarios de los SST están obligados a permitir la utilización de estos por terceros, quienes deberán asumir los costos de expansión de dichos SST de ser esta necesaria y las compensaciones por uso que correspondan, según los valores que defina la CTE. En casos de uso a contraflujo del uso preponderante no se pagará compensación alguna.

Los generadores conectados al Sistema Principal, abonan mensualmente a su propietario, una compensación (remuneración) que cubre el Costo Total de Transmisión, formado por la anualidad de la inversión más los costos estándares de operación y mantenimiento de un Sistema Económicamente Adaptado.

Los generadores transfieren los peajes a sus clientes como adicional al precio de la energía. A partir de una modificación regulatoria implementada en 1999, se verifica la transferencia de los peajes efectivamente pagados.

La Ley define al Sistema Económicamente Adaptado como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

La anualidad de la inversión se calcula considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización fijada en el 12%.

La compensación indicada más arriba, se abona a través de dos conceptos, denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión. El primero resulta de la transmisión de potencia y energía por la línea, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

#### **2.1.1 Ingreso Tarifario del SPT**

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión resulta igual a la suma de los ingresos tarifarios por potencia y energía en todos los tramos que constituyen dicho sistema y se determina para los próximos doce meses ex – ante en el estudio de fijación tarifaria que realiza la

CTE cada mes de mayo.

El cálculo del ingreso tarifario esperado se realiza mediante simulaciones de flujo de cargas y cálculo de factores de penalización de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 135 del Reglamento

a) **Ingreso Tarifario por Potencia**

El Ingreso Tarifario Esperado de Potencia de cada titular del SPT se determina ex ante en el Estudio de Fijación Tarifaria, que realiza anualmente la Comisión de Tarifas de Energía. El ingreso tarifario mensual de cada titular es igual a la suma de los ingresos tarifarios mensuales que correspondan a los tramos que conforman su red.

El monto establecido se carga a los generadores en proporción directa a sus ingresos por potencia, tal como se los define en el artículo 109 del Reglamento.

El saldo resultante para la Empresa de Transmisión es el Ingreso Tarifario de Potencia real mensual.

a) **Ingreso Tarifario por Energía**

El Ingreso Tarifario por Transmisión de Energía se determina de manera similar a lo indicado y resulta del Estudio de Fijación Tarifaria que realiza anualmente la CTE.

b) **Peaje por Conexión**

El Peaje por Conexión en el SPT resulta como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

Los agentes generadores se responsabilizan por los pagos del Peaje por Conexión en proporción a su recaudación por peaje por conexión y será abonado mensualmente en la misma oportunidad en que abonen el ingreso tarifario esperado, según el artículo 137 del Reglamento.

La CTE fija anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le proporciona el respectivo COES y entra en vigencia el 1° de mayo de cada año.

### **2.1.2 Compensaciones en el SST**

Para el SST las compensaciones por el uso de redes del SST son también reguladas por la CTE a partir de fecha reciente.

Si bien no existen valores regulados de uso general, el peaje a abonar puede estimarse ex – ante a partir de los peajes concedidos. Al efecto se publica un Boletín de Mercado Libre donde se consignan los precios a los cuales se pueden transar los peajes más la energía, aunque insuficientemente desagregados.

### **Peajes en las Redes de Distribución**

Los peajes en las redes de distribución resultan del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), correspondiendo solo a los costos de inversión y las pérdidas de potencia y energía atribuibles a una red adaptada (sin incluir costos administrativos), y son regulados por la CTE. En caso de discrepancia, como en el caso de la transmisión, se encuentran sujetos al arbitrio del OSINERG.

Si bien en lo formal, los peajes en las redes de distribución se encuentran establecidos, se estima que su equidad debe aún demostrarse, atento a la permanencia de los grandes usuarios

conectados a esas redes en el ámbito de las distribuidoras.

La determinación del VAD se basa en una empresa modelo eficiente y considera los siguientes componentes:

- a) Costos administrativos (facturación y cobranza);
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización del 12% anual.

El VAD se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que establece el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de la CTE.

Los componentes del VAD se calculan para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la CTE, la que elabora los Términos de Referencia correspondientes y supervisa el avance de los estudios.

Los estudios de costos consideran criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

La CTE establece los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

### **Uso de Bienes Públicos y de Terceros.**

Los concesionarios de transmisión (al igual que los demás concesionarios), sujetándose a las disposiciones que establezca el Reglamento, están facultados a usar las calles y caminos públicos, cortar los árboles que molesten los tendidos y colocar soportes o anclajes en las fachadas de los edificios y postes delante de ellas. Se prevé la obligación del concesionario de resarcir los costos de reposición de las áreas afectadas.

En cuanto a las servidumbres vinculadas al servicio eléctrico, la Ley contempla que estas podrán ser:

- a) De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas;
- b) De electroductos para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución;
- c) De ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad;

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, establece y modifica las servidumbres. Al efecto, deberá oír al titular del predio sirviente, siguiendo el procedimiento administrativo establecido.

Establecer una servidumbre obliga al propietario del predio a aceptarla y a su titular a indemnizar el perjuicio que ella cause y a pagar por el uso del bien gravado. La indemnización debe resultar de un acuerdo de partes, o ante discrepancia la fijará el Ministerio de Energía y Minas; el concesionario deberá abonar dicha indemnización al propietario del predio sirviente, antes de la iniciación de las obras e instalaciones.

En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre la propiedad

privada.

La servidumbre requiere que las nuevas edificaciones respeten las distancias mínimas de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad.

## **MERCADO SPOT Y A TERMINO**

### **Sistema de Precios de la Energía**

La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros en competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia.

La CTE verifica que los precios regulados vigentes no difieran en más de un 10% de los libres; para ello los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros en el régimen de libertad de precios deberán indicar separadamente los precios de generación a nivel de la barra de referencia de generación y los peajes de transmisión y distribución.

Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Además de las ventas a usuarios finales, están sujetos a regulación de precios los siguientes:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES; no aplicable entre generadores con contrato por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador;
- b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;
- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

### **Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Publico.**

Existe un mecanismo a seguir por la CTE para la fijación de tarifas máximas reguladas en barra para la venta de energía destinada al servicio público de electricidad a los concesionarios de distribución. Las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijadas semestralmente y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.

Para la fijación de Tarifas en Barra cada COES debe efectuar y remitir a la CTE los siguientes cálculos:

- a) Proyectar la demanda para los próximos 48 meses y estimar la oferta a partir del Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;
- b) Determinar el programa de operación que minimice los costos de operación y de racionamiento, actualizado con la tasa del 12% anual;
- c) Calcular los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema según el programa de operación anterior;
- d) Determinar el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período, como un promedio ponderado de los costos marginales, actualizados;
- e) Determinar la unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual y calculará la anualidad de su inversión con la Tasa de Actualización del 12% estableciendo así el techo para el precio básico de la potencia de

punta;

- f) Determinar el precio básico de la potencia de punta;
- g) Calcular para las barras del sistema los factores de pérdidas de potencia y de energía en la transmisión. Estos factores serán iguales a 1.00 en la barra en que se fijen los precios básicos;
- h) Determinar el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión y,
- i) Determinar el Precio de Energía en Barra, para las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

En las barras del Sistema Secundario de Transmisión, el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

La CTE evaluar los cálculos y luego de su análisis, fija y publica las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señala el Reglamento.

### **Establecimiento del Costo Marginal de la Energía.**

El COES establece semanal y diariamente los costos marginales en el sistema. Al presente utiliza para ello un modelo uninodal que no contempla adecuadamente el sistema de transmisión.

Para el establecimiento del costo marginal considera el **COSTO VARIABLE (CV)** de cada unidad generadora, definido como el Costo de Operación Eficiente de la unidad, según el régimen de carga.

Este costo está integrado por:

- los Costos Variables Combustibles (CVC),
- los Costos Variables No Combustible (CVNC) y
- el Costo por Combustible de arranque-parada y de baja eficiencia en la rampa de carga y descarga (CCbef).

El **Costo Variable Combustible (CVC)** es el gasto en combustible en que se incurre para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio generando a una potencia determinada.

Se calcula como:

$$\text{CVC} = p_c / R$$

Donde:

$p_c$  Costo de combustible, (\$/galón)

$R$  Rendimiento del grupo, definido por una expresión matemática en función de la potencia de operación, (kWh/galón).

El costo de combustible  $p_c$  considera el costo total disponible y listo para quemarse, por lo que cada galón incluye el precio de combustible ex - planta, los costos de transporte, los costos de tratamiento y los costos de financiamiento.

El Rendimiento del grupo R se halla de la curva o fórmula sustentada en función de la potencia, la cual tiene la siguiente forma:

$$R = R_n * \ln(a * P + b) / \ln(a * P_n + b)$$

Donde

R	Rendimiento a la Potencia P (kWh/galón)
P	Potencia requerida para despacho (MW)
R <sub>n</sub>	Rendimiento Nominal real (kWh/galón)
P <sub>n</sub>	Potencia Nominal real (MW)
a,b	Constantes particulares de la unidad

El Rendimiento Nominal Real (R<sub>n</sub>) corresponde a la eficiencia estándar que da el fabricante, adaptada a las condiciones del sitio, en función del nivel de potencia con que se despacha la unidad. Se establece a partir de datos de las unidades suministrados por los fabricantes.

Los generadores deben suministrar los datos referidos a los combustibles y eficiencias con una periodicidad variable según el dato.

El **Costo Variable No Combustible (CVNC)** es el gasto en una gestión de mantenimiento óptima, teniendo en cuenta solo el mantenimiento de los Quemadores y de la Conducción de Gases Calientes en función del régimen de carga. Se calcula mediante la siguiente función:

$$CVNC = CUM * NUM$$

Donde

CVNC: Costo Variable No Combustibles, (\$)

CUM: Costo de Unidad de Mantenimiento, (\$/arranque ó \$/ho – hora de operación ó \$/heo – hora equivalente de operación).

NUM: Numero de Unidades de Mantenimiento, arranques, horas de operación (ho), horas equivalentes de operación (heo).

Los gastos mantenimiento futuros ocasionados por la operación en el presente dependerán del Número de Unidades de Mantenimiento (NUM) número que es función de los arranques u horas de operación u Horas equivalentes anuales a las que genera la unidad.

A partir de los conceptos anteriores, se efectúa un flujo de 20 años de los gastos en reparaciones a realizar y se halla la anualidad a una tasa del 12% anual.

El Costo Unitario por Mantenimiento (CUM) se encuentra de dividir la anualidad por el número de arranques u horas estimados.

Los costos se evalúan para el régimen de operación esperado para el período venidero, estimado a partir del período precedente.

El **Costo por Combustible del Arranque y Parada, y de baja eficiencia de la Rampa carga-descarga (CCbef)** se determina mediante la expresión:

$$CCbef = NA * p_c * GCbef$$

Donde

$p_c$  : Costo de combustible, (\$/galón)

GCbef: Combustible en arranque-parada y de baja eficiencia en la rampa de carga-descarga al 100%.

NA : Número de arranques

Considera el consumo de combustible incurrido durante el arranque hasta alcanzar el paralelo así como el consumo hasta la parada. Resulta básicamente un costo standard por arranque-parada para cada unidad de generación.

El consumo de combustible de baja eficiencia en la rampa de carga y descarga corresponde a la marcha ineficiente durante el proceso de carga hasta potencia nominal y la descarga desde la misma potencia, descontado el costo de combustible que se hubiera erogado con una operación eficiente.

### **2.1.3 Despacho Económico**

Para hallar la combinación de costos de producción mínimos, se programa el despacho de las centrales térmicas considerando sus CV, donde sus CVC corresponden a la potencia que se requiera, a los cuales se le adicionan los CVNC y los Ccbef correspondientes.

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 Centro Coordinador de la Operación (CCO), se realiza cada 15 minutos un ordenamiento de mérito de las centrales, según sus CV. Estos CV están referidos a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los CV determinados como se indicó, por el factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están conectadas las unidades.

### **2.1.4 Fijación del costo marginal.**

La fijación del costo marginal se efectúa cada 15 minutos. Las situaciones previstas son las siguientes:

- Costo Marginal en Situación Normal

Se utiliza la información recibida de los integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales en el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía.

La central que margina en cada período de 15 minutos, es aquella cuyo costo variable es el mayor del período y que tiene capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que margina.

- Costo Marginal en Condición de Vertimiento

El costo marginal de corto plazo para condición de vertimiento resulta considerando únicamente el canon por uso del agua más 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 para una situación de racionamiento por déficit de generación, es igual al costo de racionamiento fijado por la CTE.

- Costo Marginal en Condición de Subsistemas (áreas físicamente desvinculadas)

Cuando el sistema se divide en subsistemas por causas de mantenimiento o falla en las líneas del Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo se calcula para cada uno de

los subsistemas, considerándolos en forma aislada.

- Costo Marginal en Condición de Límite de Capacidad de Transmisión de Líneas (áreas económicamente desvinculadas)

Cuando el sistema se divide en subsistemas debido a alcanzar el límite de capacidad de las líneas del Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo se calcula para cada uno de los subsistemas, considerando las restricciones de transmisión, asignando al área los sobrecostos de generación requerida.

### **2.1.5 Cálculo de la Energía Firme Anual contratable**

El COES debe verificar que el total de la energía firme de un generador (propia y contratada), cubra sus compromisos de venta, inclusive pérdidas de transmisión.

Se define la Energía Firme como la máxima producción esperable en condiciones de hidrología seca para las unidades hidroeléctricas y de indisponibilidad esperable para las unidades térmicas.

Para las centrales térmicas, se parte de la tasa de indisponibilidad media para las unidades térmicas, proporcionada por la CTE. En cuanto a la potencia efectiva, se adoptan los valores proporcionados por las Empresas y verificados por el COES.

La energía firme de cada central térmica se calcula considerando su tasa de indisponibilidad media anual. Para ello se toma la potencia efectiva de cada unidad o grupo de unidades y se multiplica por su disponibilidad y por el período de tiempo anual (8760 horas), dicho producto representa la energía firme de la unidad o grupo de unidades.

Para las centrales hidroeléctricas, se parte de los valores mensuales de caudales (energía generable) registradas para cada central desde el año 1956 hasta el año anterior al de cálculo. Estos valores mensuales se totalizan para cada central y se suman con las demás centrales, a fin de tener valores totales anuales.

Esos valores totales son ordenados en forma descendente y a continuación se halla el valor total que se aproxime más a un 95% de excedencia, con lo que se determina el año al que pertenecen dichos datos.

Identificado el año, se regresa al cuadro de datos por cada empresa o central y se encuentra individualmente para dicho año la energía firme de cada empresa o central.

### **Determinación de la Potencia Firme**

La regulación prevé que se remunere la potencia firme disponible o la potencia generada, la mayor.

La normativa identifica a la Potencia Firme como aquella que puede suministrar cada central o unidad en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a un valor preestablecido.

Se denomina período de punta al período de 6 meses durante el cual se presenta el menor caudal en las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia del orden de 95%. Se asume que en dicho período se presentará la demanda máxima del sistema, durante 8 horas diarias.

El cálculo de la potencia firme de un año se efectúa en la segunda quincena del mes de diciembre del año anterior y considera solamente las unidades de generación que hayan estado disponibles para operación por más del 50 % del período de punta de dicho año. Para ello el COES utiliza un modelo denominado PFIRME.

La demanda máxima media horaria del sistema será determinada como la potencia promedio del período de 15 minutos de mayor producción de energía en barras de generación.

Los datos de partida del modelo PFIRME son:

- Proyección de Demanda Máxima de Punta.
- Proyección de Energía del período de punta junio-noviembre.
- Valores de indisponibilidad en horas de punta de las unidades térmicas.
- Potencias efectivas de las unidades térmicas, según ensayos efectuados por el COES.
- Energías mensuales generables de centrales hidroeléctricas, en base a la información estadística disponible, calculadas y sustentadas por las empresas integrantes.
- Capacidad de regulación diaria para 8 horas (embalses) de las centrales hidroeléctricas, según datos debidamente sustentados proporcionados por las empresas integrantes.

La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) La Potencia Firme de una unidad térmica es igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad.
- b) La Potencia Firme de una central hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por su factor de presencia.
  - I) El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad de la central en el mes de cálculo.
  - II) La Potencia Garantizada de una central hidroeléctrica es igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de capacidad de regulación horaria, más la Potencia Garantizada como central de pasada.
    - i) La Potencia Garantizada con el reservorio de capacidad de regulación horaria, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de capacidad de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.
    - ii) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.
  - III) La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.
  - IV) La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:
    - i) Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.
    - ii) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.
    - iii) Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en valuación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.
    - iv) La energía garantizada por la central para el período de evaluación será igual a la

suma de las energías de los meses que conforman dicho período.

- v) En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.

Para el cálculo de la Energía Garantizada de las centrales hidroeléctricas se utiliza el modelo JUNRED-JUNTAR.

- c) El Factor de Disponibilidad de una unidad o central se calcula como:

$$\text{Disponibilidad} = 1 - \frac{S1 + S2}{P_{\max} * T_c}$$

Donde:

$P_{\max}$  = Potencia efectiva máxima de la unidad o central, expresada en MW

$T_c$  = Período de control acumulado, expresado en horas, correspondiente a un período de 10 años.

$S1$  (MWh) = Sumatoria de energías no disponibles debido a desconexiones programadas.

$S2$  (MWh) = Sumatoria de energías no disponibles debido a desconexiones forzadas.

Considerándose a esos efectos solo las energías no disponibles debido a causas propias de la unidad o central. La falta de transporte de gas se considera causa propia.

- d) La potencia firme requerida resulta del cubrimiento de la curva de carga prevista a nivel generación.
- e) Cada 4 años, o ante la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fija las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.
- f) Cada 4 años el Ministerio define las horas de punta del sistema para efectos de evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES implementó procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.
- g) Para cubrir la máxima demanda prevista en el sistema eléctrico cuando la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se prevé seguir el siguiente procedimiento secuencial:
- i) disminuir las exigencias en el número de horas de regulación,
  - ii) reducir la probabilidad de excedencia hidráulica, y
  - iii) disminuir la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.
- h) La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria se ubicará tentativamente en el bloque de punta (8 horas), mientras sus excedentes se incorporan a la generación de pasada. La generación de pasada será ubicada inicialmente en el bloque de base (24 horas).
- i) El excedente de potencia hidroeléctrica es igual a la diferencia de la potencia máxima garantizable y la suma de las potencias colocadas en los bloques de punta y base.
- j) El excedente de potencia termoeléctrica es igual a la diferencia entre la potencia efectiva multiplicada por el factor de disponibilidad (potencia máxima garantizable) y la potencia colocada en la curva de carga.

- k) Se determina el excedente total de potencia como la suma de los excedentes de potencia termoeléctrica e hidroeléctrica.
- l) Se determina un factor, no mayor a 1, igual al cociente de la potencia del bloque de punta instantánea (duración 15 min.) y el excedente total de potencia.
- m) La potencia colocada por cada una de las unidades termoeléctricas y centrales hidroeléctricas en el bloque de punta instantánea, es igual al producto de su respectivo excedente de potencia y el factor determinado.
- n) La potencia firme de cada unidad termoeléctrica es igual a la suma de su potencia firme colocada en la curva de carga más la parte de su potencia colocada en el bloque de punta instantánea.
- o) La potencia firme de cada central hidroeléctrica es igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, punta y punta instantánea.

El procedimiento de remuneración de la potencia firme fue cuestionado durante el año 1998, resultando en un cambio regulatorio en 1999. Los cuestionamientos se dirigían a la señal económica de la regulación vigente, que alentaba la instalación de unidades térmicas obsoletas en vez de impulsar la renovación del parque y resultaron del enfrentamiento entre los generadores hidroeléctricos y los térmicos, dirigidos a mejorar la participación de los primeros en la distribución de la remuneración por potencia.

A consecuencia del cambio regulatorio, la remuneración por potencia fue establecida de manera de no superar a la demanda más reservas y asignada en razón del costo marginal previsto.

### **Verificación de Disponibilidad de las Unidades Térmicas**

Por su incidencia económica en la operación del sistema y en las transferencias de potencia, la disponibilidad de unidades de generación térmica es materia de fiscalización por el COES.

La indisponibilidad de las unidades generadoras es objeto de control estadístico por el COES, por lo que debe ser informada oportunamente la indisponibilidad por mantenimiento en los programas de mantenimiento y la indisponibilidad repentina, total o parcial, inmediatamente de ocurrida.

La verificación deberá tener carácter de sorpresiva y se realiza, como mínimo, 2 veces al año.

Se faculta al COES disponer la verificación en la oportunidad que lo considere necesaria. Adicionalmente, el COES podrá acordar la ejecución de esta verificación, así como la presencia de representantes de las empresas en las mismas.

La unidad bajo fiscalización podrá ser dispuesta a operar a distintos niveles de carga, independientemente del costo marginal del sistema.

Si al disponerse el arranque de una unidad generadora, ésta no estuviera disponible, por estar en mantenimiento no informado, o no lograra tomar la carga dispuesta por el COES, dentro de la primera hora siguiente, se considerará a la unidad indisponible por el período que resultara menor, hacia atrás, desde su última operación ó 30 días anteriores a la fecha, y en adelante hasta que se supere la causa de la indisponibilidad.

Similarmente, en caso de encontrarse una indisponibilidad parcial no informada previamente, se considerará la unidad parcialmente indisponible por el período que resultara menor, hacia atrás, desde su última operación con disponibilidad plena ó 30 días anteriores a la fecha, y en adelante hasta que se supere la causa de la indisponibilidad.

En caso de reincidencia, en el curso de los siguientes 365 días, se duplicará el período de

indisponibilidad de la unidad, según lo indicado más arriba.

Por no estar programadas, la operación de las unidades bajo fiscalización no marcarán el costo marginal de la operación, por lo tanto el margen adicional de costos (costo variable de operación - costo marginal), sus costos de arranque y parada y otros de baja eficiencia, le serán compensados sólo en caso de haber pasado satisfactoriamente la fiscalización, a partir de un fondo de penalidades recaudado y administrado por el COES.

### **Tratamiento de la exportación e importación**

La regulación no contempla al presente la exportación e importación de energía eléctrica. No obstante ello, en el ámbito de la Dirección General de Electricidad se encuentran en distinto grado de avance varios proyectos de interconexiones eléctricas de potencia con las Repúblicas del Ecuador, Chile y de Bolivia.

La interconexión prevista con Ecuador pareciera ser de sustento político más que económico, relacionada con esfuerzos dirigidos a minimizar las trazas del pasado conflicto limítrofe entre ambos Estados. A partir de ese concepto se puede apreciar que, llegado el momento, se efectuarán todos los cambios regulatorios que sean necesarios.

Al respecto, la Dirección aprecia que:

- a) el procedimiento para concretar la obra, de aproximadamente 150 km de línea de 230 kV, debe ser el BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), empleado para la línea Mantaro-Socabaya, antes referida,
- b) se requerirán adecuaciones regulatorias en ambos países, inclusive compatibilizar aspectos tarifarios.

El estudio de esta interconexión se inició en Octubre de 1999, habiendo avalado ambos Ministerios el equipo de trabajo. Sin embargo, las reuniones previstas a efectos de definir los mecanismos de financiamiento no se han llevado a cabo, debido a los disturbios políticos registrados en Ecuador.

La Dirección estima que debe insistirse en el análisis económico de rentabilidad de la obra. Existen fondos aplicables del denominado Fondo Binacional, constituido con aportes de ambos países y los Terceros Países garantes del Tratado de Río de Janeiro.

La interconexión con Bolivia, a conformarse mediante una línea entre las localidades de Sacaban y Puerto Maldonado, responderá exclusivamente a rentabilidad económica.

Este proyecto tiene elaborada su ingeniería de detalle, pero la rentabilidad estimada no lo hace atractivo, al menos hasta que se desarrolle la región de Madre de Dios en Perú.

Existe un tercer proyecto, correspondiente a una interconexión entre el sistema SUR y el sistema del Norte Grande chileno, con sensibles excedentes de energía, que hasta el momento se ve como no viable económicamente.

### **ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES**

El COES es responsable de la elaboración del Informe de la Valorización de Transferencias de Energía. Se prevé que las empresas integrantes del COES le entregarán la información pertinente en el transcurso de los primeros 5 días del mes.

El COES procesará la información y elaborará el respectivo Informe en el lapso de 2 días calendario y enviará el Informe de Valorización de Transferencias de Energía y los cálculos

correspondientes a las empresas integrantes para su revisión. Las empresas integrantes presentarán sus observaciones a la Dirección de Operaciones dentro de los 2 días calendario de recibido.

A las 9:00 horas del siguiente día útil al vencimiento del plazo para recibir las observaciones, los integrantes del COES se reunirán para aprobar el informe correspondiente. Si no hubiera acuerdo, se aprobará la valorización con cargo a emitirse los ajustes que resulten pertinentes.

### **Valorización de las Transferencias de Energía en el Sistema Principal de Transmisión**

La periodicidad de la valorización es mensual, correspondiente a las transferencias de energía desde las 00:00 horas del primer día del mes hasta las 24:00 horas del último día del mes.

La normativa denomina entregas a los aportes de energía de una central generadora o a la inyección de energía desde una línea de transmisión hacia una barra y retiros a la energía que es vendida en una barra por un generador a un cliente, mediante un contrato comercial externo al COES; los clientes pueden ser empresas distribuidoras o clientes libres que no pertenecen al COES.

Un generador que hace un contrato de compra de energía firme a otro generador también se denomina cliente.

En el caso de la Empresa de Transmisión, el retiro corresponde a la energía que va desde una barra hacia la línea.

La Barra de Transferencia del COES es aquella barra en donde existen entregas y/o retiros de 2 ó más integrantes del COES.

Cada Empresa integrante del COES presentará la información de sus entregas y retiros de energía provenientes de medidores, para períodos de 15 minutos en las barras de transferencia.

El COES calculará los factores de pérdidas marginales más adecuados para su aplicación en la valorización de las transferencias de energía. A falta de dicha información se utilizarán los factores de pérdidas marginales de energía mensuales por bloques calculados para la Fijación Tarifaria vigente.

Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados al Costo Marginal de Corto Plazo de su barra, ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor (excedentario) o deudor (deficitario) de cada integrante.

En los casos de excesos de consumo con relación a los compromisos pactados, éstos corresponderán a retiros del generador que lo abastece y de haber 2 o más generadores que abastecen simultáneamente un mismo consumo, dichos excesos de consumo serán repartidos entre ellos proporcionalmente a sus compromisos contractuales.

Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada integrante deficitario a los integrantes excedentarios, se proratea su saldo en la proporción en cada uno éstos participen en el saldo positivo total.

### **Detalle de las Transacciones de Energía**

El COES reconoce los costos variables incurridos por las unidades térmicas, durante su operación, teniendo en cuenta una gestión óptima, según el siguiente procedimiento.

Los costos que serán reconocidos mensualmente en las Valorizaciones de Transferencias de Energía que efectúa el COES, se realiza a través de dos conceptos:

- 1) Por Transferencias de Energía y
- 2) Por Compensaciones.

Para las Transferencias de Energía, el Costo Marginal de Corto Plazo de la Unidad Térmica Marginal será el que resulte de sumar su Costo Variable (CV) correspondiente a la potencia media generada mensual, más el Costo Variable No Combustible (CVNC), que considera solo los gastos de mantenimiento.

Los CV y CVNC se calculan como ya se vio, siendo la potencia media mensual:

$$P_m = (E_t - NA * E_{c-d}) / (t_t - NA * t_{cd})$$

Donde:

$P_m$ : Potencia promedio mensual de generación (MW)

$E_t$ : Energía total inyectada al sistema en el mes (MWh)

$E_{c-d}$ : Energía generada en los períodos de carga y descarga a la potencia base de 0% a 100% y viceversa respectivamente, (MWh)

$t_t$ : Tiempo total en paralelo al sistema del mes (horas)

$t_{cd}$ : Tiempo de duración de los períodos de carga y descarga a la potencia base de 100%, (horas).

NA: Número de arranques efectivos, con sincronismo al sistema, durante el mes

Las compensaciones cubren los costos CCbef incurridos en razón del arranque-parada y los consumos de baja eficiencia en las rampas de carga y descarga.

El Costo a compensar se calcula mensualmente como se vio, considerando el parámetro NA como el número de arranques efectivos del mes.

### **2.1.6 Pago Mensual**

Los pagos y cobros por concepto de la Valorización de las Transferencias de Energía entre integrantes excedentarios y deficitarios respectivamente, se efectúan conforme lo visto, mientras los pagos en concepto de Valorización de las Compensaciones que corresponden a cada integrante, lo efectuarán estos en proporción a la energía total que hayan retirado del Sistema para sus clientes libres y distribuidoras.

### **Transacciones de Potencia**

La potencia se remunera mensualmente prorrateando el valor anual determinado ex – ante, mediante el procedimiento descrito precedentemente, corregido por disponibilidad de las unidades.

El valor presente de la remuneración por potencia se encuentra en el orden de los 80 U\$\$/kW – año.

### **Transacciones de Energía Reactiva**

Las transacciones de reactivo entre integrantes del COES en el Sistema Principal de Transmisión se determinan y valorizan mensualmente.

Se remunera la energía reactiva entregada por los generadores durante los períodos de punta, de 10:00 a 12:00 y de 18:00 a 23:00 hs.

El costo unitario del kVARh es único para el sistema y se determina en base a la mensualidad correspondiente al costo de un banco de capacitores de 30 MVAR para 220 kV, considerando una tasa de 12% y 30 años de vida útil (fuente de energía reactiva de menor costo hipotéticamente conectada al sistema principal de transmisión). La formación de este costo unitario no parece lo suficientemente transparente.

Se reconocerá en favor de Empresa de Transmisión los costos asociados a aquellos equipos que proveen compensación reactiva al sistema y que no están incluidos en otra remuneración, limitados a aquellos correspondientes a los equipos de compensación de menor costo capaces de brindar un servicio equivalente.

### **Resolución de Conflictos**

La Ley prevé que todas las desavenencias, conflictos o controversias que pudieran derivarse de la aplicación de la Ley, el Reglamento, así como del Estatuto y los Reglamentos y Procedimientos del COES, se resuelvan mediante arbitraje.

La CTE resuelve como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes.

### **Estrategia Técnico-económica aplicada en relación con la calidad**

La estrategia regulatoria relativa a la transferencia de calidad entre agentes se apoya en los siguientes conceptos:

- La demanda debe contratarse en su totalidad, siendo responsables los distribuidores de indemnizar a sus clientes ante las interrupciones de servicio.
- Los generadores son responsables de hacer llegar su producción al punto de retiro de las demandas.
- Consecuentemente, los generadores deben indemnizar a las demandas por las fallas en la red de transmisión principal y secundaria.

Las responsabilidades económicas en caso de fallas se establecen en el ámbito del Comité Técnico del COES y, si no puede asignarse a un agente en particular, debe ser soportado por todos los integrantes del COES.

Ello condiciona el desempeño de: a) la empresa de transmisión ETECEN, que tiene un solo representante en el Comité y b) los distribuidores, que no están representados. Por esos motivos resulta difícil asegurar que la asignación de responsabilidades ante fallas se ejercita con transparencia.

### **Costo de Racionamiento**

La CTE define el costo de racionamiento o falla como el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calcula como valor único y se busca que sea representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico. Al presente el costo de racionamiento es de 250 U\$/MWh.

La regulación trata este valor como un costo de desabastecimiento, relacionado con un preaviso de falta de servicio, es decir no se corresponde con cortes intempestivos de servicio.

Se prevé que cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro a más del 5% de la demanda del sistema, el COES elevará un informe preliminar, sobre su ocurrencia, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección, y al OSINERG, dentro de las 2 horas de ocurrido. Este informe es ampliado con otro sustentado dentro de las 48 horas de producido el evento.

Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluyen programas de racionamiento, si se prevén déficits de potencia. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio. Los titulares de generación comunican a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El COES supervisa el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diarios.

Se raciona a las empresas distribuidoras y clientes libres, atendidos por miembros del COES, en proporción a sus demandas máximas. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, el COES pronostica 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 pronostican la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

La responsabilidad de la operación en tiempo real en relación a este respecto, como a todo lo referente a instrucciones en tiempo real, se encuentra a cargo del Centro Coordinador de la Operación del Sistema (CCO).

Las cargas especiales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser rotativo y equitativo para las cargas restantes. Se entiende por cargas especiales a hospitales, clínicas, y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico resulta de importancia vital.

Si una empresa distribuidora o cliente libre excede su potencia racionada, el COES le intima a sujetarse al programa en un plazo de 15 minutos. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, podrá disponer la desconexión de sus cargas.

El COES informa diariamente sobre la ejecución de los programas de racionamiento, y sustenta los cambios realizados. Evalúa también su cumplimiento, y basado en estos resultados, elabora los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diarios siguientes.

## **PROCEDIMIENTOS DE OPERACION**

### **Coordinación de Maniobras**

El COES dispone la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión, así como de aquellos equipos de distribuidores o de clientes libres que considere necesario.

Las maniobras requeridas de los integrantes del sistema, por mantenimiento o pruebas, se sujetan a aquellas incluidas en el Programa de Operación Diario. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

El CCO define la secuencia de maniobras de las instalaciones de los integrantes del sistema en coordinación con éstos. Los integrantes del sistema son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas, en coordinación con éste. Toda maniobra se efectúa considerando la seguridad de las personas y equipos.

Existen procedimientos para protocolizar las comunicaciones entre el CCO y los integrantes del sistema, o viceversa.

Toda disposición o información operativa se emite a través de teléfonos con grabación permanente. De ser requerida, se emite la disposición o su confirmación por escrito. Tratándose de códigos, siglas, u otras construcciones similares, en un mensaje hablado, se utiliza el código fonético internacional.

En el estado normal, la secuencia de desconexión de una línea es la siguiente:

- a) El titular de la línea solicita al CCO su desconexión;
- b) El CCO adecua las condiciones operativas del sistema para minimizar el efecto de la desconexión;
- c) El CCO dispone iniciar las maniobras; y bajo sus órdenes, los titulares de las instalaciones de los extremos de la línea proceden del siguiente modo, informando al CCO al concluir cada paso:
  - i) Abren los interruptores en la secuencia indicada por el CCO;
  - ii) Abren los seccionadores de línea;
  - iii) Cierran los seccionadores de puesta a tierra y colocan tarjetas de seguridad y placas de aviso.

En el estado normal, la secuencia de conexión de una línea es la siguiente:

- a) El titular de la línea solicita al CCO su conexión;
- b) El CCO adecua las condiciones operativas del sistema para minimizar el efecto de la conexión;
- c) El CCO dispone iniciar las maniobras; y bajo sus órdenes, los titulares de las instalaciones de los extremos de la línea proceden del siguiente modo, informando al CCO al concluir cada paso:
  - i) Desconectan los seccionadores de puesta a tierra, retiran las tarjetas de seguridad y/o placas de aviso;
  - ii) Cierran los seccionadores de línea;
  - iii) Cierran los interruptores en la secuencia dispuesta por el CCO. El segundo interruptor se cierra a través de un proceso de sincronización, de ser necesario.

### **Estados de Alerta, Emergencia y Recuperación**

Cada CCO ha establecido procedimientos para coordinar la operación en tiempo real del sistema correspondiente, que responden a lineamientos similares.

Tales procedimientos contemplan que las necesidades del sistema y la ocurrencia de eventos imprevistos en la operación, exigen la reprogramación del Programa de Operación Diario (PDO) y/o decisiones sobre maniobras en equipos principales del sistema, que deben coordinarse.

Los estados operativos previstos esos procedimientos son: operación normal, alerta, emergencia y recuperación, mientras los actores de los mismos son:

CC: Centros de Control de las empresas.

CPP: Comité de Planeamiento, Programación y Coordinación constituido por representantes técnicos designados por las empresas

La configuración del sistema prevista en el PDO resulta de una evaluación económica y de calidad y seguridad y está definida por las generadoras, el sistema de transmisión principal y los sistemas de transmisión secundarios.

La responsabilidad de la regulación de tensión en cada área corresponde en un primer nivel a los CC. En un segundo nivel corresponde al CCO dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

El CCO establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables de efectuar su regulación. La regulación primaria es responsabilidad de todas las centrales de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, de las centrales de regulación secundaria.

### **2.1.7 Estados de Operación**

Se consideran los cuatro estados indicados de operación en el Sistema: Normal, Alerta, Emergencia y Recuperación.

#### **Operación en estado normal**

El CCO coordina la ejecución del PDO en estado normal, manteniendo y verificando básicamente las siguientes condiciones:

- Los niveles de tensión deben estar en el rango de  $\pm 5\%$ .
- La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz, aceptándose variaciones lentas (minutos) en el rango de  $\pm 0,10$  Hz y variaciones rápidas (segundos) de  $\pm 1 \%$ .
- La carga de los transformadores de potencia y líneas de transmisión en los valores nominales.
- Verificar la magnitud de la reserva rotante del sistema.

De producirse variaciones con relación a lo programado ó indisponibilidad forzada de equipos principales, el CCO reprogramará el PDO para que la operación del resto del día mantenga los criterios de economía, seguridad y calidad del suministro.

#### **Operación en Estado de Alerta**

En estado de alerta, el CCO debe coordinar las acciones para tratar de restablecer el estado normal de operación y minimizar el riesgo de pasar al estado de emergencia.

Las condiciones del estado de alerta son las siguientes:

- Los niveles de tensión están en el rango entre  $\pm 5\%$  y  $\pm 10 \%$ .
- La frecuencia del sistema está fuera del rango de operación normal pero no es inferior a 59.4 Hz ni superior a 60.6 Hz.
- Los transformadores de potencia o las líneas de transmisión operan con sobrecarga respecto a lo definido en el estado normal.

#### **Operación en Estado de Emergencia**

Producido un estado de emergencia en el sistema, el CCO coordina las siguientes acciones:

- a) Si la emergencia se origina en las instalaciones de las empresas integrantes del COES, se tratará de seguir operando las líneas de interconexión entre áreas o entre empresas, en condiciones que la configuración de la red lo permita, manteniendo la frecuencia y tensión lo mas cerca posible a los valores de estado normal.
- b) Si la emergencia tiene su origen en otra área no perteneciente a integrantes del COES, una vez estabilizada la red de dicha área, el CCO se informará del estado de la red local y

coordinará las necesidades de suministro de parte del sistema.

Producida una contingencia que afecta capacidad de generación y/o de transmisión, a fin de lograr estabilizar la totalidad del sistema o parte del mismo, atendiendo a la frecuencia y los niveles de tensión en la red, se tomarán las siguientes medidas:

- A fin de estabilizar la frecuencia: usar las reservas y/o efectuar restricciones de carga.
- A fin de estabilizar los niveles de tensión: usar las reservas, los medios de compensación, efectuar la conexión o desconexión de líneas secundarias o de cargas.

#### Operación en Estado de Recuperación

Luego de una perturbación, transcurridos los estados de alerta y/o emergencia, el CCO en coordinación con los integrantes, determina la topología y el estado de la red y el sistema, define el plan de restablecimiento y lo implementa en coordinación con los integrantes, quienes ejecutan sus disposiciones y le informan hasta lograrlo. El CCO puede otorgar autonomía a los integrantes del sistema para ejecutar maniobras obligándolos a informar.

El CCO coordinará las maniobras de rearmado de la red siguiendo las siguientes fases:

- a) Cada CC inicia las acciones de reconocimiento, identificación y evaluación del tipo y magnitud de falla y lo notifica al CCO.
- b) Una vez reconocida la perturbación y las condiciones finales de la red, el CCO coordina la secuencia de maniobras de recuperación. En caso de colapsos parciales, el proceso parte de las islas resultantes de la operación del sistema de islas eléctricas.

Las responsabilidades resultan en dos fases: a) autorrestablecimiento y b) coordinada.

En la fase de autorrestablecimiento, acciones previamente definidas permiten la recuperación de las zonas, independientemente de la comunicación del CCO con el CC respectivo.

En la fase coordinada, los CC deben dar continuidad al proceso, sincronizando las zonas de autorrestablecimiento y recuperando las cargas bajo su control, bajo órdenes del CCO.

El plan de recuperación está sujeto a sufrir revisiones periódicas, teniendo en cuenta la expansión del sistema eléctrico y previendo el ingreso de nuevas instalaciones.

Durante el rearmado de la red de transmisión se prever optar por energizar las líneas sea de forma gradual (con tensión lentamente creciente) o plena (con tensión plena).

La selección entre ambas opciones depende de las disponibilidades de potencia y los tiempos admisibles involucrados.

En la etapa final de la recuperación, el CCO dispone o autoriza la reconexión de cargas y coordina la regulación manual de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los integrantes del sistema informan al CCO su carga efectivamente reconectada.

#### **2.1.8 Diagnóstico Preliminar y Final**

Los integrantes del sistema, involucrados en una perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y remitirlo al CCO dentro de la hora de ocurrida. Con estos diagnósticos, y demás elementos de juicio a disposición, el CCO elabora el informe preliminar de la perturbación dentro de los 15 minutos, y lo remite a los integrantes del sistema.

Con los comentarios de los integrantes a ese informe, dentro de las 2 horas de ocurrida la perturbación, el CCO elabora su informe definitivo.

La perturbación recibe posterior análisis por parte del Comité de Análisis del COES. Este Comité está conformado por representantes de los integrantes y se reúne semanalmente.

Las funciones esenciales del Comité son: a) analizar y evaluar los procedimientos seguidos por el COES para operar el sistema, b) estudiar las perturbaciones producidas, investigar sus causas y evaluar sus efectos y, c) evaluar la actuación de los sistemas de protección y recomendar las acciones correctivas necesarias.

El COES envía semanalmente al OSINERG y a los integrantes del sistema, un informe completo sobre las incidencias producidas en el sistema durante el período.

### **Pruebas de Energización de Generadores**

La normativa contempla el procedimiento a seguir para programar la operación de unidades de generación en prueba, sean nuevas o luego de un trabajo de mantenimiento, estableciendo: a) las previsiones ante fallas de las unidades, b) el reconocimiento de la energía inyectada al sistema y c) las compensaciones a reconocer a los generadores por afectación de sus compromisos.

La empresa generadora deberá requerir al COES la autorización para la conexión de la unidad al sistema, presentando su programa de energización, para su consideración en la programación del mantenimiento mayor y mensual.

La unidad en prueba será programada como forzada, siguiendo el programa de pruebas aprobado. La oportunidad de la prueba se hará con criterio de operación económica, buscando minimizar el costo de operación.

El costo marginal del sistema será fijado por la unidad que margina, considerando el costo variable de la unidad en prueba igual a cero. La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones a otros generadores por desplazamiento. Los costos de baja eficiencia (arranques, carga mínima, etc.) no serán reconocidos a las unidades en prueba.

Para la prueba se deberá programar una reserva rotante especial, mientras que para la desconexión a plena carga, se programará reserva rotante adicional para RPF. Los costos de las reservas rotantes, especial y adicional para RPF, serán asumidos por el generador propietario de la unidad en prueba.

Para las unidades nuevas, el generador deberá presentar un informe que detalle el cumplimiento de las pruebas protocolares previas y avale que el grupo está listo para ser sometido a pruebas con carga. Debe comprobarse que la unidad haya sido sincronizada y operada con carga mínima durante 30 minutos como mínimo.

Si como consecuencia de las pruebas y ensayos de unidades nuevas se produjera la desconexión de clientes de algunos de los generadores del COES por falla o por desconexión programada, el titular a cargo de la unidad en prueba asumirá la compensación que los generadores afectados tengan que efectuar a sus clientes de acuerdo a ley, por las desconexiones originadas.

### **Programación de los Mantenimientos**

La normativa establece las pautas para la elaboración de los programas de mantenimiento del equipamiento de generación y transmisión principal del sistema, define las responsabilidades de las empresas, la información necesaria y el control de su cumplimiento.

Las empresas deben presentar programas de mantenimiento de sus equipos o unidades, incluyendo fechas previstas y períodos alternativos para su ejecución. En ellos se podrá incluir información adicional necesaria para evaluar las ventajas o desventajas de realizar el mantenimiento en diferentes fechas.

Las desconexiones y conexiones de las unidades generadoras y equipos de transmisión por mantenimiento deben ser coordinadas y autorizadas por el COES, en cuyo ámbito se discute y resuelve la necesidad y oportunidad de los trabajos. Los mantenimientos correctivos de urgencia solo requieren autorización.

No se admite programar mantenimientos simultáneos de generadores que resulten en una reserva de generación disponible inferior al 10% de la demanda activa total del Sistema o Subsistemas que quedaren conformados.

Los mantenimientos de equipos de transmisión que puedan ocasionar racionamientos a los clientes, tanto en el sistema principal como en el secundario, deberán ser previamente acordados con las empresas involucradas de acuerdo a la programación de mantenimiento anual.

En lo posible, no se programarán más de dos interrupciones por punto de suministro a clientes o por circuito al año, por mantenimiento de las instalaciones y, con un máximo de 12 horas de interrupción por vez.

Debido a las condiciones dinámicas de la demanda, incertidumbre hidrológica, indisponibilidad forzada de equipos, etc., previa coordinación con la empresa que corresponda, el COES está facultado a postergar la ejecución de aquellos trabajos de mantenimiento, que hayan sido oportunamente programados, y que conlleven a situaciones riesgosas para la operación normal del sistema.

### **Verificación de la Sobrecarga de Equipos**

En tiempo real, los integrantes del sistema supervisan que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al CCO.

En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunica al CCO, quien dispone las medidas necesarias para reducir la carga del equipo.

### **Regulación de Tensión**

Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

El COES es responsable de la programación anual, mensual, semanal y diaria de la operación del sistema, la que debe considerar los niveles de tensión en las barras del sistema en la optimización del despacho de centrales. Debe efectuar también el despacho que sea necesario para regular las tensiones en la operación en tiempo real.

Las unidades generadoras deben entregar potencia reactiva hasta su límite técnico.

Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución son regulados directamente por sus titulares.

Los integrantes del sistema están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el COES, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de barra adecuados.

El CCO es responsable de establecer, supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión.

Las tensiones de barra se reducen con el siguiente orden de prioridad:

- Reducción de la tensión de generación;

- Cambio de tap en transformadores;
- Desconexión de condensadores;
- Conexión de reactores;
- Desconexión de líneas.

Las tensiones de barra se elevan con el siguiente orden de prioridad:

- Conexión de líneas;
- Desconexión de reactores;
- Conexión de condensadores;
- Cambio de tap en transformadores;
- Elevación de la tensión de generación;
- Utilización de la reserva fría;
- Rechazo manual de carga.

El CCO puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva fría para elevar la tensión de una barra de retiro (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 voltajes inferiores al 95% de su tensión de operación.

Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

### **Regulación de Frecuencia**

Las unidades de generación son responsables por la regulación de frecuencia, bajo la coordinación del CCO. Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.

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

Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia y/o Variaciones Súbitas de Frecuencia exceden tolerancias, el CCO dispone inmediatamente las medidas correctivas necesarias para forzar la frecuencia dentro de tolerancias.

Si el error acumulado de frecuencia excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el CCO establece una estrategia de recuperación y la implementa. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinan que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.

El COES registra, adicionalmente, la Integral de Variaciones Semanales, Mensuales, y Anuales de Frecuencia.

## **REQUERIMIENTOS TECNICOS**

### **Criterios generales de diseño y criterios operativos**

No se han sancionado criterios generales de diseño y criterios operativos que regulen la expansión y el uso del sistema de transmisión.

En la etapa de proyecto, los agentes interesados en la expansión consultan al COES y a ETECEN, cuyas opiniones son vinculantes.

Respecto a los criterios operativos, el COES aprueba caso por caso los criterios empleados, considerando la opinión de ETECEN. El uso del sistema hecho por los agentes puede ser limitado hasta que se satisfagan las condiciones técnicas de la transmisión.

En general, a nivel de la red de 230 kV y sus subestaciones elevadoras y reductoras, se satisface el criterio N-1. Esta característica no se sostiene en las redes de menor tensión, existiendo numerosas alimentaciones radiales.

### **Reservas**

El COES-SICN dispone de reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, que en horas de punta resulta del orden del 1,5% de la generación, estando la regulación secundaria a cargo de determinados generadores que prestan ese servicio.

No existe servicio de reserva operativa en el SICN.

En cuanto a la reserva fría, esta está a cargo de unidades turbogas de arranque rápido (5 a 20 minutos).

En el COES-SUR los servicios de reserva son precarios, debido a dificultades surgidas entre los generadores de la región. La interconexión Norte-Sur, en proceso de construcción obligará a replantear el problema, que causa trastornos a la operación de ese sistema.

### **Esquema de Alivio de Cargas**

El COES-SINC efectúa anualmente los estudios necesarios para preestablecer los esquemas de alivio de cargas para contener situaciones de inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de alivio de carga son comunicados a todos los integrantes del sistema antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos deben implantarlos antes del 31 de diciembre del mismo año.

Los esquemas de alivio automático de cargas consideran:

- a) Durante períodos de inestabilidad se evita, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz, para no reducir la vida útil de las unidades térmicas;
- b) El nivel mínimo de frecuencia para el sistema lo determina la capacidad de las unidades térmicas y siempre se fija por debajo de 58 Hz. La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias inferiores a ese nivel mínimo;
- c) Si la frecuencia permanece por más de 15 segundos entre el nivel mínimo y 58.5 Hz, pueden desconectarse unidades;
- d) El nivel máximo de frecuencia para el sistema es de 63 Hz. La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores a ese nivel máximo;
- e) Si la frecuencia permanece por más de 15 segundos entre los 62 Hz y el nivel máximo, pueden desconectarse unidades;

- f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos, 10 segundos después de una salida intempestiva de equipo, para la primera etapa del esquema;
- g) El alivio automático de carga no debe originar sobrefrecuencias;
- h) El sistema puede operar segmentado;
- i) En los esquemas de alivio automático por mínima frecuencia, se incluye hasta el 60% de las cargas de un titular de generación, en orden descendente de prioridad;
- j) Los titulares de generación son responsables de priorizar la demanda de sus clientes;
- k) Se comunica a los clientes la prioridad asignada por circuito;
- l) Se puede utilizar relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia, mínima tensión, máxima tensión, e inversión de potencia, con temporización.

El COES-SUR carece de un sistema generalizado de alivio de cargas, estando tal función a cargo de un único Gran Usuario que presta ese servicio.

### **Reconocimiento de Costos Por Regulación de Tensión en Barras del Sistema**

El COES prepara un informe sobre cada uno de los eventos por los que se reconocerán los mayores costos por generación adicional respecto al óptimo resultante del refuerzo de tensión. En base al informe y los cambios en las entregas de energía al sistema calcula los montos a ser reconocidos.

El COES determina el sobrecosto de la operación, con respecto al costo total resultante de un programa de operación sin problemas de tensión, resultante de la necesidad de arrancar o variar la carga de una o más unidades de generación solo por regulación de tensión en algunas barras del sistema.

Para la evaluación de costos incurridos se consideran los costos variables, combustibles y no combustibles. Los costos por rendimiento térmico y los costos de arranque, toma de carga y parada se calculan de acuerdo a lo visto, debiendo considerarse la potencia real generada.

Las empresas generadoras que contribuyen a mejorar el nivel de tensión en barras del sistema con autorización del COES, son aquellas que, para despachar potencia reactiva, deben variar el aporte de energía activa respecto a los valores programados por mínimo costo; aumentando unas y disminuyendo otras sus aportes de energía. El arranque de unidades no programadas a ese efecto no formará costo marginal.

El generador que incrementa su aporte de energía (registrada por los medidores con intervalo de 15 minutos) deberá ser compensado económicamente en un monto igual al sobrecosto incurrido respecto al costo marginal sancionado.

El generador que disminuye su aporte deberá ser compensado en un monto igual a la energía sustituida, valorizada a un costo unitario igual a la diferencia entre el costo marginal sancionado y el costo variable de la planta.

Las compensaciones a las empresas afectadas se calcular mensualmente, como un ajuste al cálculo de transferencias de energía.

### **Reactivo**

Además de la obligación descrita antes para todos los agentes, los distribuidores deben mantener un factor de potencia igual o mejor a 0,95 en su punto de recibo.

## **SITUACION OPERATIVA**

Debe destacarse que, en lo referente a aspectos operativos, no existe ingerencia del regulador, visto la división de responsabilidades detallada bajo el título estrategia de calidad. Ello resulta en un conflicto entre la responsabilidad de cada titular de operar sus instalaciones y la obligación de coordinación asignada al COES y al CCO.

La regulación no permite operar bajo condiciones de riesgo de colapso total del sistema, aunque admite condiciones de colapsos regionales.

Los riesgos de colapso en el sistema parecen ser menores, reducidos a colapsos parciales por caída de tensión en el área de Lima, resultante de déficit de reactivo.

El amortiguamiento del sistema ante pequeñas perturbaciones exhibe al presente algunos inconvenientes, relacionados con la falta de regulación de los estabilizadores de potencia de que disponen algunos generadores.

Por otra parte, una de las líneas del sistema, la línea Lima - Chimbote 230 kV, ha sufrido frecuentes salidas de servicio durante los últimos meses, debido a necesidades de renovación no satisfechas.

No obstante lo detallado más arriba, el sistema eléctrico no ha sufrido fallas de importancia tal que sensibilizaran a la sociedad o movilizaran la acción de los organismos de control. Al respecto solo pudo identificar una interrupción de unos 10 días de duración, con desabastecimiento de demandas residenciales por unos 9 MW en el área denominada Callejón de Huaylas.

En anexo se incluyen dos cuadros resumen de las perturbaciones registradas en la red de ETECEN durante los años 1995 a 1997 y 1998 a 1999.

## **ASPECTOS INSTRUMENTALES**

### **Modelos de despacho**

El modelo de despacho utilizado al presente sigue los lineamientos del modelo GOL utilizado en el sistema chileno. Se trata de un modelo uninodal y uniembalse, que solo optimiza la cuenca del lago Junin.

Este modelo se utiliza también para el cálculo tarifario (estacional) y se referencial para la operación semanal.

Se trata de un modelo sencillo, que si bien no produce una optimización semanal fina, habilita el despacho del agua y el uso de la generación térmica según orden de mérito.

La falta de representación del sistema de transmisión obliga a la introducción manual de las restricciones de transporte, realizado mediante un sistema de planillas electrónicas.

El COES-SICN ha contratado el desarrollo de un modelo más avanzado a la Universidad Nacional de San Juan, en Argentina.

La Universidad ha desarrollado ya lo referente al mediano plazo (anual), restando lo relativo al corto plazo (semanal y diario) que tiene algunas demoras debido a las exigencias de representar adecuadamente las restricciones de transmisión.

La CTE, por su parte, se encuentra también desarrollando un modelo de mediano plazo, que no ha sido aún experimentado por el COES.

En cualquier caso, la regulación requiere que la Dirección General de Electricidad apruebe el modelo utilizado, lo que ha ocasionado demoras, de manera que recién en estos momentos se está comenzando a emplear la nueva herramienta informática disponible.

## **Modelos de simulación**

### **2.1.9 Determinación del valor del agua**

#### **Objetivo**

El objetivo de la simulación es determinar el Valor del Agua semanal utilizando la programación dinámica del modelo JUNRED con etapas semanales para el primer mes, procesando el modelo con el mismo horizonte de tiempo utilizado en la última fijación tarifaria.

#### **Herramientas**

Para ello se utilizan las siguientes herramientas informáticas:

**HEC-4** Programa que analiza caudales de estaciones de registro inter-relacionadas para determinar sus características estadísticas y generar una secuencia de caudales futuros.

**JUNRED** Programa que optimiza la utilización del Lago Junín, determinando los mínimos costos futuros actualizados de operación y falla del Sistema Interconectado Centro Norte SICN para cada hidrología considerada, en cada estado (nivel del lago) y cada etapa (mes/semana del período de análisis). En base a los resultados determina el Valor del Agua para cada caso.

**VAS** Valor del Agua Semanal. Es la variación del costo futuro actualizado de operación y falla del SICN con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana.

#### **Procedimiento**

Para la primera semana: Se toman los promedios de los caudales naturales de los últimos siete días, que corresponden a los caudales desde el día miércoles de la semana anterior hasta el día martes de la semana en curso. Cuando dentro de dicho período existan días con caudales atípicos, el número de días a promediar podrá ser modificado por acuerdo del COES en base a la evaluación estadística. Para la determinación de estos caudales naturales se usarán las lecturas de las estaciones Upamayo, Puente Chulec y Mejorada.

Para las siguientes semanas, hasta completar el mes, se asumirán los caudales pronosticados por el programa de cálculo HEC-4, utilizando para ello la hidrología histórica mensual hasta el mes anterior.

Para los meses de Noviembre a Mayo se usará toda la hidrología histórica mensual disponible y para los meses de Junio a Octubre la hidrología histórica reducida disponible para años similares.

Para el caudal natural afluente al Lago Junín, se deberá determinar en la data histórica los años hidrológicos más próximos a la hidrología que se está registrando. Las hidrologías más próximas se determinarán utilizando los caudales naturales del Río Mantaro. Se debe considerar una comparación de los caudales naturales presentados los últimos tres meses anteriores con la data histórica anual, en base a la menor desviación cuadrática total del período de tres meses. De esta comparación se elegirán los dos años más próximos, los mismos que se usarán para seleccionar las hidrologías correspondientes a la data estadística de los afluentes al Lago Junín. El caudal a utilizar será el promedio de los valores vinculados a los años seleccionados.

Si en los últimos siete días, las centrales consideradas de pasada no presentaron limitaciones operativas en su disponibilidad de generación, se usarán estos datos de generación en los tres bloques considerados para la etapa semanal. Para este efecto se usará la base de datos de

generación horaria que utiliza el COES.

En caso de existir limitaciones operativas en la semana previa, se utilizará como aporte de las centrales de pasada, el aporte que el COES programe para la semana en curso.

Para las siguientes etapas semanales, hasta completar el mes, se usará como aporte de pasada los datos de las matrices de potencia generable mensual (del archivo de datos DEMFIL.DAT del programa JUNRED), cuya energía sea concordante con la prevista en la programación mensual que efectuó el COES-SICN.

En cuanto al pronóstico de la demanda del SICN, el procedimiento será:

Para la demanda de las etapas semanales:

Primera semana.- Se utilizará la demanda pronosticada por el COES.

Siguientes semanas hasta completar el mes.- Se usará la demanda prevista para la primera semana, ajustándose las siguientes semanas en base a la energía prevista para el mes en la programación mensual del COES-SICN, pero descompuesta en semanas, adoptando una tasa uniforme de crecimiento.

Para las demandas mensuales:

Para los meses siguientes, hasta completar el primer año, se considerará la demanda mensual prevista en el programa anual de operación del COES-SICN, la cual reflejará las tendencias de la demanda histórica considerando la estructura del consumo anual, y los últimos datos registrados.

Para las demandas mensuales de los años siguientes se utilizarán las tasas de crecimiento adoptadas para la última propuesta de fijación tarifaria.

Programación del mantenimiento.

Para la primera etapa semanal se considerarán los mantenimientos programados por el COES previstos en el Programa Anual de Operación.

Para las siguientes etapas y meses del primer año, se considerarán los programas de mantenimiento aprobados en el Programa Anual de Operación.

Para los meses de los años siguientes, se considerarán los programas de mantenimiento utilizados en la última propuesta de fijación tarifaria.

Resultados

Toda la información anterior será ingresada al programa JUNRED, que luego de su ejecución determinará como resultado el Valor del Agua Semanal para los diferentes estados del Lago Junín.

### ***2.1.10 Transferencias de Potencia***

Objetivo

Determinar las transferencias de potencia de los agentes en los puntos de entrega/retiro de la red (barras de transferencia).

Herramienta

Se utiliza el modelo NEWFL de C.E.S.I (Flujo de cargas), corrido para la hora de punta anual del sistema.

Datos

Potencia Firme de las centrales generadoras instaladas en el sistema, calculado por el COES.

Configuración del sistema de transmisión ó ubicación de las barras de transferencia, determinado por el COES.

Compromisos de suministro previstos para la hora de demanda máxima anual, proporcionado por cada empresa integrante para las diferentes barras de transferencia.

Precios de Potencia de Punta en Barras en que se originen las transferencias (Tarifas de barra de potencia fijadas por la Comisión de Tarifas de Energía).

#### Procedimiento

Se calcula el flujo de carga del sistema utilizando el modelo aprobado, considerando la oferta en barras de generación, igual a la potencia firme de las unidades generadoras determinadas por el COES y como cargas en cada barra, los compromisos de suministro de potencia de punta proporcionados por cada empresa integrante, inclusive la empresa de transmisión.

Del resultado del flujo de carga se obtienen para cada empresa las potencias entregadas (Entregas) y las potencias retiradas (Retiros) en cada barra donde se produce transferencias de potencia.

En cada barra de transferencia se debe cumplir que la sumatoria de entregas (signo positivo) y retiros (signo negativo) sea cero.

Para determinar las transferencias de Potencia de Punta se realiza un balance por cada empresa calculando la diferencia entre la suma de sus entregas y la suma de sus retiros.

Si la diferencia resulta positiva se trata de una empresa excedentaria y si resulta negativa se trata de una empresa deficitaria. La sumatoria de las diferencias resultantes de todas las empresas integrantes es igual a cero.

Para valorizar las transferencias de potencia mensual se aplica el precio de potencia de punta en barra a las entregas y retiros por cada barra.

Para cada empresa se determina su saldo como la diferencia de la sumatoria de las valorizaciones de sus entregas menos la sumatoria de las valorizaciones de sus retiros.

La sumatoria de los saldos de todas las empresas integrantes es igual a cero.

El saldo resultante de la Empresa de Transmisión es el Ingreso Tarifario de Potencia real mensual.

Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada integrante deficitario a los integrantes excedentarios se prorroga su saldo en la proporción en que cada uno de éstos participen en el saldo positivo total.

Mensualmente se efectuará un ajuste si se produce un cambio en el precio de potencia de punta en barra, realizando la valorización con este nuevo precio.

Mensualmente se realizará el ajuste del Ingreso Tarifario por potencia, considerando la diferencia entre el Ingreso Tarifario Esperado de Potencia y el Ingreso Tarifario real. Esta diferencia se prorroga en proporción a la potencia firme de las empresas generadoras integrantes.

El Ingreso Tarifario Esperado de Potencia es el determinado en el Estudio de Fijación Tarifaria vigente, que varía de acuerdo al tipo de cambio del dólar del último día del mes.

En los casos de excesos de consumo de potencia de punta con relación a los compromisos pactados, estos corresponderán a los retiros del generador que lo abastece y de haber dos o más generadores que abastecen simultáneamente un mismo consumo, dichos excesos de consumo serán repartidos entre ellos proporcionalmente a sus compromisos contractuales.

### **Sistema de información en tiempo real**

La información en tiempo real de la generación se recibe en el CCO,.

Existe al presente un sistema de información en tiempo real que cubre aproximadamente el 70% de la generación, recibándose el resto de la información por vía telefónica.

En particular el total de la generación de EDEGEL, correspondiente al área de Lima, entrega la información en tiempo real, que sirve para supervisar el estado de la reserva rotante, aportada por esa generación.

La generación de Electroperú, en particular la Central Mantaro, entrega información cada minuto.

También se recibe en el CCO información en tiempo real del estado de los embalses, en particular el embalse de Huinco, el reservorio más importante del país.

También se recibe la información en tiempo real correspondiente a las subestaciones del sistema principal de transmisión.

La regulación prevé obligación de entrega de información por los agentes, a implementarse durante los próximos 2 años.

### **Sistema de medición**

Ambos sistemas eléctricos no tienen aún instalado sistemas de medición comercial, resultando que las mediciones son remitidas al COES respectivo por los integrantes del sistema.

Este tema ha merecido discusiones en el ámbito de ambos COES y se está estudiando al presente la implementación de un sistema integrado de medición comercial.

Cuadro N° 1

ESTADÍSTICA DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN (1995, 1996, 1997).

Código	Nombre	Longitud km	1995										1996										1997									
			TIPO DE FALLA										TIPO DE FALLA										TIPO DE FALLA									
			I	II	III	IV	V	VI	Total Fallas 100 km-año	N° Fallas/ 100 km-año	Total Fallas 100 km-año	N° Fallas/ 100 km-año	Total Fallas 100 km-año	N° Fallas/ 100 km-año																		
L-238	Chichayo Oeste - Piura Oeste	211.20	0	14	2	1	0	2	19	9.00	0	2	2	0	0	0	4	1.89	0	2	0	1	0	0	3	1.42						
L-236	Guadalupe - Chichayo Oeste	83.74	0	2	0	0	1	0	3	3.58	0	1	1	0	1	0	3	3.58	0	0	0	2	1	0	3	3.58						
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	0	1	0	1	0	0	2	1.94	0	0	1	2	0	3	2.90	0	0	2	1	1	1	4	3.87							
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	0	1	3	1	9	0	14	10.47	0	2	2	0	2	6	4.49	0	0	0	1	3	0	4	2.99							
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	0	0	1	1	0	0	2	0.90	0	0	2	0	0	2	0.90	0	0	1	0	0	0	1	0.45							
L-213	Zapallal - Paramonga Nueva	163.98	0	0	2	1	0	0	3	1.83	0	1	0	0	0	1	0.61	1	1	0	0	0	0	2	1.22							
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	0	1	1	1	1	0	4	22.20	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	1	5.55							
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	1	9.45							
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	1	9.45							
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	0	0.00							
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	0	0.00							
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00							
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00							
L-207	Independencia - San Juan	214.75	0	2	1	1	0	0	4	1.86	0	1	3	0	0	4	1.86	0	0	0	0	0	0	0	0.00							
L-208	Independencia - San Juan	216.31	0	0	0	0	0	1	1	0.46	0	0	0	0	1	2	3	1.39	0	0	0	0	0	1	0.92							
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	0	4	1	1	0	2	8	3.81	0	2	0	2	0	1	5	2.38	0	1	0	0	0	1	0.48							
<b>TOTAL LINEAS DE LA COSTA</b>			<b>1687.28</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>60</b>	<b>3.60</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>41</b>	<b>2.46</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>24</b>	<b>1.44</b>					
L-220	Campo Armíño - Huayucachi	76.59	1	0	0	0	0	0	1	2	2.61	4	0	0	0	0	4	5.22	2	0	0	0	0	0	2	2.61						
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	5	3	0	0	2	1	11	4.51	5	4	1	0	1	3	14	6.74	3	3	2	0	0	3	11	4.51						
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	4	10	1	1	2	6	24	21.39	8	4	2	0	0	1	15	13.37	3	0	0	0	0	0	3	2.67						
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	0	3	1	0	1	0	5	4.46	1	0	0	0	0	1	0.89	3	0	0	0	0	0	0	3	2.67						
L-218	Campo Armíño - Pachachaca	194.82	4	0	0	0	0	0	4	2.05	2	0	2	0	0	1	5	2.57	2	0	0	0	0	0	2	1.03						
L-219	Campo Armíño - Pachachaca	194.82	1	0	3	0	1	0	6	2.57	1	0	1	0	0	0	2	1.03	1	0	0	0	0	0	1	0.51						
L-201	Campo Armíño - Pomacocha	192.22	2	1	1	1	0	2	7	3.64	4	0	0	0	0	1	5	2.60	8	0	0	0	0	3	11	5.72						
L-202	Campo Armíño - Pomacocha	192.22	4	0	0	0	0	0	4	2.08	10	1	1	0	0	0	12	6.24	9	0	1	1	0	1	12	6.24						
L-203	Campo Armíño - Independencia	247.25	3	1	3	2	1	1	11	4.45	2	3	0	0	0	0	5	2.02	5	5	2	0	0	1	13	5.26						
L-204	Campo Armíño - Huancavelica	66.47	1	0	0	0	0	0	1	1.50	1	0	1	0	0	1	3	4.51	3	0	0	0	0	0	3	4.51						
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	1	1	5	0	0	4	11	6.08	1	0	1	0	0	1	3	1.66	2	8	1	0	0	0	11	6.08						
L-222	Pachachaca - Callahuana	72.64	2	1	0	0	0	0	3	4.13	0	0	1	0	0	0	1	1.38	1	0	0	0	0	0	1	1.38						
L-223	Pachachaca - Callahuana	72.64	2	0	0	0	0	0	2	2.75	1	0	0	0	0	1	1.38	0	0	1	1	0	0	2	2.75							
L-226	Pomacocha - Pachachaca	134.6	2	0	0	0	0	1	3	22.29	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00						
<b>TOTAL LINEAS DE LA SIERRA</b>			<b>1972.40</b>	<b>32</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>93</b>	<b>4.72</b>	<b>40</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>71</b>	<b>3.60</b>	<b>42</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>75</b>	<b>3.80</b>					
<b>TOTAL ETECEN 220 KV</b>			<b>3639.68</b>	<b>32</b>	<b>42</b>	<b>27</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>183</b>	<b>4.20</b>	<b>40</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>112</b>	<b>3.08</b>	<b>43</b>	<b>22</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>99</b>	<b>2.72</b>					
<b>PORCENTAJE (%)</b>				<b>21%</b>	<b>27%</b>	<b>19%</b>	<b>8%</b>	<b>11%</b>	<b>14%</b>		<b>36%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>	<b>5%</b>	<b>9%</b>	<b>10%</b>	<b>43%</b>	<b>22%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>	<b>6%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>	<b>6%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>						

Tipo	Descripción	I	II	III	IV	V	VI	Total	%
I	Fenómenos Naturales	32	42	27	13	17	22	153	21%
II	Condiciones Ambientales	4	10	1	1	2	6	24	36%
III	Equipos, materiales y accesorios	1	3	1	0	1	5	19	19%
IV	Error humano	0	0	0	0	0	0	0	0%
V	Terceros	0	0	0	0	0	0	0	0%
VI	Otras causas	0	0	0	0	0	0	0	0%

Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo  
 Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad  
 Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra y protección  
 Error de maniobra, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo  
 Interferencia y/o de accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas a ETECEN  
 Fallas fugaces, no eliminadas, no clasificadas

C:\Indices\Estadistica\Resumen\_Anuales.xls[Resumen]

