1999-03-19.-D.S. N° 004-99-EM Modifican el Reglamento de la ley de Concesiones eléctricas *(1999-03-20)* Incluye modificación según D.S. N° 004-2003-EM (2003-02-20)

Nota.- El artículo 2° de este Decreto Supremo ha sido derogado por Decreto Supremo N° 025-2001-EM publicado el 2001-05-30.

DECRETO SUPREMO
Nº 004-99-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 26980 se modificaron, entre otros, el inciso f) del artículo 47° y el artículo 60° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como la definición de Potencia Firme contenida en el Anexo del citado Decreto Ley;

Que, las modificaciones antes referidas se orientan a perfeccionar la operación eficiente y económica de los sistemas interconectados, por lo que es necesario establecer criterios y procedimientos para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta, las compensaciones a los propietarios del Sistema Principal y Secundario de Transmisión, y la valorización de las Transferencias de Potencia entre generadores que conforman un COES, requiriéndose en consecuencia modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, en cumplimiento de la segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, debe establecerse un procedimiento de transición a efectos de facilitar la aplicación de los criterios y procedimientos a que se refiere el considerando que antecede, a las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes a la fecha de publicación de la Ley N° 26980;

De conformidad con el inciso 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo Primero.- Modifícanse, los artículos 22°, 23°, 86°, 91°, 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 121°, 126°, 135°, 136°, 137°, 139°, 140° y 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93/EM, en los términos siguientes:

Artículo 22°.- ...
"g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del artículo 47° de la Ley, según el procedimiento definido en el artículo 126° del Reglamento;"
...
"j) Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el artículo 126° del Reglamento."

Artículo 23°.- ...
"b) Evaluar el cálculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior;"

...
"e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del Artículo anterior."

Artículo 86°.-...
"f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del artículo 40° de la Ley; y,
g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto."

Artículo 91°.- ...
"g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;"

"**Artículo 103º**.- La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:
a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los periodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.
b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

En caso que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año en evaluación, se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidráulica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente artículo."

"**Artículo 109º**.- El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;
b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema; y
c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia."

"**Artículo 110º**.- 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 será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.

I) El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.

II) La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

III) La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, 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 regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada esta a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.

IV) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del periodo de evaluación. El periodo de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.

V) 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 periodo de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.

VI) La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

1) 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.

2) 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.

3) Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

4) La energía garantizada por la central para el periodo de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho periodo.

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

c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

I) Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;

II) Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;

III) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

IV) Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,

V) Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.

d) Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará 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.

e) Cada 4 años el Ministerio definirá 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 podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.

f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio."

"**Artículo 111°**.- La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.

a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:
   I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;
   II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;
   III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;
   IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el artículo 137° del Reglamento;
   V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;
   VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.

b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).

c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
   I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el

factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 112º**.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del artículo 111° del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.

II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el artículo 110° del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.

2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.

IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del artículo 111° del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).

VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

c) Incentivos a la Disponibilidad:

I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;

III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 113º**.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:
   I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.
   Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.
   II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del periodo en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el artículo 127° del Reglamento.
   III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del artículo 111° del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.
   IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.
   V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el periodo de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.
   VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el periodo de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.
   VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.
b) La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión."

"**Artículo 121º**.- El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55º de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119º del Reglamento, y no hayan sido observados por ésta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios de barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.

En los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a este aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento."

"**Artículo 126º**.- La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, así como el Precio Básico de la Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:
   I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
   II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
   III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
   IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
   V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
   VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.
b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
   I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79º de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.

   II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
      1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
      2) El costo de instalación y conexión al sistema.
   III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 135º**.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60º de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

a) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retiro;
b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
e) El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.
El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 136º**.- El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 137º**.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el Artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
   I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
   II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;
d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el artículo 111° del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 139º**.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62º de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el artículo 128 del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el artículo 49° de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"**Artículo 140º**.- La dirimencia a que se refiere el inciso a) del artículo 22° del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean estos empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de dirimencia."

Artículo 201°.- ...
"c) ...
V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES."
...
"h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG, o sin haber dado el aviso a que se refiere el artículo 87° de la Ley;"
...
"p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión."

Artículo Segundo.- El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980 tendrá una vigencia de 4 años, contados a partir del 1 de mayo de 1999. Las Centrales sujetas al procedimiento de transición son aquellas que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraban interconectadas y operando en un COES. El procedimiento de transición consta de las siguientes partes:

a) Se determina el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente manera:

I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.

b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente manera:

I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.

c) Los montos mensuales del Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Para cada unidad generadora se determina el Efecto Bruto como la diferencia de su Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo, se denominarán Aportantes y en las que sea negativo se denominarán Acreedoras.

II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento transitorio y aportarán a la "Cuenta de Ajuste" como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior.

III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior al -2% del Ingreso Anterior, estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la "Cuenta de Ajuste" hasta un máximo igual a la diferencia entre el Ingreso Nuevo menos el 98% del Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo del 10% de su potencia firme.

IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definido en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para las Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.

V) El factor de reparto de la "Cuenta de Ajuste" para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia más el producto de su potencia contratada con el mercado regulado por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste" es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.

VI) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del dinero aportado a la "Cuenta de Ajuste".

VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del dinero total disponible en la "Cuenta de Ajuste" por el factor de reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste".

VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenido en el artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.

d) Para efectos de la aplicación del presente artículo, el factor por Incentivo al Despacho será igual a cero.

El Ministerio definirá los procedimientos complementarios para la aplicación de este artículo.

- ***Artículo derogado por D.S. N° 025-2001-EM publicado el 2001-05-30***

Artículo Tercero.- Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el literal d) del artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

Periodo	Factor por Incentivo al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación

Primer año	0	5%
Segundo año	0	4%
Tercer año	0	3%
Cuarto año	0	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto año	20%	2%
Sétimo año y siguientes	30%	0%

Artículo 3°.- Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el inciso d) del Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

Período	**Factor por incentivo al Despacho**	**Factor por Incentivo a la Contratación**
Primer año	0%	5%
Segundo año	0%	4%
Tercer año	0%	3%
Cuarto año	0%	2%
Quinto año	**0%**	**2%**
Sexto año	20%	2%
Sétimo año y siguientes	30%	0%

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-2003-EM del 2003-02-20***

Artículo Cuarto.- Las modificaciones de los artículos 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 136° y 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas a que se refiere el artículo primero del presente Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 1 de mayo de 1999, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del presente Decreto Supremo.

Artículo Quinto.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- El COES adecuará los siguientes procedimientos y los presentará al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación, según el cronograma que se detalla:

a) Procedimientos de transferencia de potencia: 3 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
b) Procedimientos de transferencia de energía: 6 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
c) Procedimientos de operación: 9 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Segunda.- El periodo de vigencia de la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será de 8 años.

Tercera.- Los procedimientos sobre transferencias de potencia y energía, así como compensaciones por el uso del Sistema Principal de Transmisión, vigentes a la fecha de

publicación del presente Decreto Supremo, continuarán aplicándose hasta el 30 de abril de 1999.

Cuarta.- El COES y la Comisión de Tarifas Eléctricas, para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los artículos 136° y 137° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo.

Quinta.- El Margen de Reserva Firme Objetivo, definido en el artículo 126° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo, para las fijaciones de las tarifas de barra comprendidas en el periodo mayo de 1999 a octubre del 2000, será igual a 19% y 9.5% para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SIS), respectivamente. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta para el mismo periodo será igual a 5% para ambos sistemas eléctricos.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de marzo de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas