

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 066-2005-OS/CD

Lima, 13 de abril de 2005

VISTOS:

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC"); los informes técnicos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 y OSINERG-GART/DGN N° 008A-2005, y los informes emitidos por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2005-003, OSINERG-GART-AL-2005-024, OSINERG-GART-AL-2005-029, OSINERG-GART-AL-2005-031, OSINERG-GART-AL-2005-032, OSINERG-GART-AL-2005-044 y OSINERG-GART-AL-2005-050.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literal u), de su Reglamento General² aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³ aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴ (en adelante "LCE");

¹ **Artículo 3°.- Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

...

b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

...

² **Artículo 27°.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 52°.- Funciones del Consejo Directivo.-

Son funciones del Consejo Directivo:

...

u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.

...

³ **Artículo 22°.-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

...

h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

...

⁴ **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

...

a) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

...

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 066-2005-OS/CD**

Que, la norma “para la Fijación de Precios Regulados”, aprobada por el Consejo Directivo de OSINERG, mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD y modificatorias estableció, en su Anexo A, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación del estudio del COES-SINAC, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolució, etc.;

Que, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005, se ha iniciado el 14 de enero de 2005 con la presentación del Estudio Técnico Económico correspondiente por parte del COES-SINAC. El OSINERG, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que el COES-SINAC expusiera el contenido y sustento del Estudio Técnico Económico, la misma que se realizó el 25 de enero de 2005;

Que, seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al referido Estudio, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Artículo 52^{o5}) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG procederá a fijar y publicar las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, el 18 de marzo se publicó la Resolución OSINERG N° 044-2005-OS/CD, la cual dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija las Tarifas en Barra para el periodo mayo 2005 – abril 2006, y la relación de información de sustentó;

Que, posteriormente el OSINERG convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó el 29 de marzo de 2005, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis del Estudio Técnico-Económico del COES-SINAC y para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dicho estudio;

Que, el 1° de abril de 2005 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija las Tarifas en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y sugerencias de la Defensoría del Pueblo y de las empresas Eteselva S.R.L., ISA Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Red de Energía del Perú, Edecañete S.A., Cálidda y Transportadora de Gas del Perú S.A.; las cuales han sido publicadas en la página WEB del OSINERG y cuyo análisis se realiza en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005;

Que, asimismo, conforme se dispone en el Artículo 53° de la LCE⁶ y en el Artículo 129° de su Reglamento⁷, el OSINERG ha efectuado el procedimiento de comparación

⁵ **Artículo 52°.-** La Comisión de Tarifas de Energía comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.
El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.
OSINERG evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

⁶ **Artículo 53°.-** Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

⁷ **Artículo 129°.-** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 066-2005-OS/CD**

con los precios libres vigentes, cuyo resultado se encuentra en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE⁸, por el Artículo 215° de su Reglamento⁹ y por el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG¹⁰, el organismo regulador deberá fijar simultáneamente con las Tarifas en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación, así como el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico, conforme al mandato expreso del Artículo 119°, literal c), del Reglamento de la LCE¹¹;

concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

- a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;
- b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;
- c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse de los costos de transmisión;
- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
- e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8° de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

⁸ **Artículo 107°.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N°.17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

⁹ **Artículo 215°.-** El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra. Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

¹⁰ **Artículo 52°.- Funciones del Consejo Directivo.-**
Son funciones del Consejo Directivo:

- ...
- t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

...

¹¹ **Artículo 119°.** Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47° a 50° inclusive, de la Ley,

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 066-2005-OS/CD**

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE¹², corresponde al OSINERG fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de

en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

...
c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;

...
¹² **Artículo 136°.-** 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 (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 137°.- 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 Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de 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 de 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 determinará 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.

Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., el OSINERG deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual Garantizada (RAG), para el periodo anual comprendido entre el 1 de mayo de 2005 y el 30 de abril de 2006. Como quiera que dicha RAG influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar la misma junto con la determinación de las presentes Tarifas en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD se aprobó la Norma “Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea”, cuyo artículo 3° establece que la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de la Tarifa en Barra;

Que, en este sentido, se ha emitido el Informe Técnico OSINERG-GART/ DGN N° 008A-2005 que determina el Peaje por GRP para el segundo año de Cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta la Tarifa en Barra;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese las siguientes Tarifas en Barra para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan, así como las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Talara	220	17,23	10,94	8,73
Piura Oeste	220	17,22	11,09	8,83
Chiclayo Oeste	220	16,65	11,12	8,83
Guadalupe	220	16,52	11,20	8,88
Guadalupe	60	16,47	11,21	8,89
Trujillo Norte	220	16,26	11,24	8,89
Chimbote 1	220	15,82	11,13	8,82
Paramonga Nueva	220	15,87	11,36	8,77
Paramonga Existente	138	15,78	11,39	8,81
Huacho ¹³	220	16,02	11,66	8,83
Zapallal	220	16,26	12,19	8,88
Ventanilla	220	16,32	12,30	8,94
Lima (1)	220	16,45	12,53	8,97
Independencia	220	16,18	11,86	8,86
Ica	220	16,46	11,94	8,92
Marcona	220	16,98	12,02	9,03
Mantaro	220	15,20	10,29	8,55
Huayucachi	220	15,50	10,77	8,63
Pachachaca	220	15,69	9,93	8,66
Huancavelica	220	15,46	10,72	8,63
Callahuanca	220	15,98	11,22	8,79
Cajamarquilla	220	16,29	11,94	8,91
Huallanca	138	14,49	10,65	8,52
Vizcarra	220	15,65	10,77	8,67
Tingo María	220	14,87	10,43	8,45
Aguaytía	220	14,47	10,31	8,34
Pucallpa	60	15,33	10,45	8,42
Tingo María	138	14,79	10,29	8,43
Huánuco	138	15,35	10,34	8,55
Paragsha II	138	15,60	10,28	8,60
Oroya Nueva	220	15,65	10,01	8,66
Oroya Nueva (2)	50	15,79	10,08	8,71
Carhuamayo	138	15,75	10,16	8,52
Caripa	138	15,88	10,17	8,59
Condorcocha	44	16,05	10,18	8,60
Machupicchu	138	14,05	9,35	7,82
Cachimayo	138	15,07	9,63	8,06
Cusco (3)	138	14,99	9,65	8,07
Combapata	138	15,32	9,87	8,28
Tintaya	138	15,57	10,12	8,52
Ayaviri	138	15,07	9,94	8,39
Azángaro	138	14,79	9,84	8,32
Juliaca	138	15,94	10,20	8,58
Puno	138	16,29	10,30	8,67

¹³ Modificado mediante Fe de Errata publicada en 21 de abril de 2005. Antes decía "Guacho"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 066-2005-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Puno	220	16,30	10,33	8,68
Callalli	138	15,89	10,29	8,64
Santuario	138	16,00	10,38	8,70
Arequipa (4)	138	16,23	10,45	8,74
Socabaya	220	16,23	10,45	8,73
Cerro Verde	138	16,31	10,48	8,76
Repartición	138	16,35	10,49	8,76
Mollendo	138	16,48	10,50	8,76
Montalvo	220	16,53	10,49	8,78
Montalvo	138	16,52	10,49	8,78
Ilo ELP	138	16,75	10,55	8,82
Botiflaca	138	16,76	10,53	8,82
Toquepala	138	16,76	10,57	8,86
Aricota	138	16,55	10,49	8,82
Aricota	66	16,44	10,45	8,83
Tacna	220	16,67	10,53	8,78
Tacna	66	17,02	10,59	8,78
SISTEMAS AISLADOS				
Típico A (5)	MT	32,57	44,92	44,92
Típico B (6)	MT	23,60	21,35	21,35
Típico E (7)	MT	24,43	25,72	25,72
Típico F (8)	MT	34,21	57,78	57,78
Típico G (9)	MT	22,16	26,46	26,46
Típico H (10)	MT	21,39	19,41	19,41
Típico I (11)	MT	30,76	51,59	51,59

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV. Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Arequipa, Yura y Puquina-Omate-Ubinas se adoptará como referencia la Subestación Base Arequipa 138 kV.
- (5) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
- (6) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no

precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.

- (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado de generación Iquitos, aplicable al sistema de distribución eléctrica de Iquitos.
- (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) del departamento de Madre de Dios, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari.
- (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto - Bellavista, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Tarapoto, Tabalosos y Rioja.
- (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado de generación Bagua – Jaén, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Bagua – Jaén y Utcubamba.
- (11) S.E.B. Típico I: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes o atendidos por las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Se define:

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47°, incisos f) y g) de la Ley.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S./kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S./kW.h.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47°, incisos d) y g) de la Ley¹⁴.

¹⁴ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

...
b) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD.

A.1) PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) son los siguientes:

Cuadro N° 2

Sistema de Transmisión	PCSPT S/./kW-mes
SPT de REP	1,25
Celda 138 kV S.E. Azángaro	0,01
SPT de Eteselva	0,26
SPT de Redesur	0,94
SPT de Transmantaro	2,37
SPT de ISA	0,72
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	9,04
Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	0,74
Total SEIN	15,33

un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente;

...

f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior. En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente;

g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

...

A.2) PEAJES POR CONEXION EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del PCSPT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1, es igual a cero.

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor de Pérdida Marginal de Energía (FPME).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdida Marginal de Potencia (FPMP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 / FPME \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 / FPME \quad (5)$$

$$PPB1 = PPB0 / FPMP \quad (6)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Tarifas en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} * \text{FPME} + \text{CBPSE} \quad (7)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} * \text{FPME} + \text{CBPSE} \quad (8)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD.

B) Tarifas en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Se define:

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} * \text{FPMP} \quad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fíjese las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁵, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} & (1) \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} * \text{FTAPBP} + b * \text{FPM} & (2) \\ \text{FTC} &= \text{TC} / \text{TCo} & (3) \\ \text{FTAPBP} &= (1,0 + \text{TA_PBP}) / (1,0 + \text{TA_PBPo}) & (4) \\ \text{FPM} &= \text{IPM} / \text{IPMo} & (5) \end{aligned}$$

Cuadro N° 3

Sistema	a	b
SEIN	0,7968	0,2032

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados se utilizará el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

¹⁵ **Artículo 46°.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año. Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TCo = Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,263 por US Dólar.

TA_PBP = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00.

TA_PBPo = Tasa Arancelaria inicial igual a 4%

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 165,757078

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (7)$$

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (8)$$

$$\text{FD2} = \text{PD2} / \text{PD2o} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \text{FR6} &= \text{PR6} / \text{PR6o} && (10) \\ \text{FPGN} &= \text{PGN} / \text{PGNo} && (11) \\ \text{FCB} &= (\text{PCB} / \text{PCBo}) * \text{FTC} && (12) \end{aligned}$$

Cuadro N°4

Sistema	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1228	0,0289	0,2645	0,4675	0,0000	0,1163
Aislado A	0,1065	0,6327	0,0000	0,0000	0,2608	0,0000
Aislado B	0,2410	0,0000	0,0000	0,0000	0,7590	0,0000
Aislado E	0,2537	0,0000	0,5702	0,0000	0,1761	0,0000
Aislado F	0,0787	0,7306	0,0000	0,0000	0,1907	0,0000
Aislado G	0,2737	0,0000	0,4702	0,0000	0,2561	0,0000
Aislado H	0,3546	0,0353	0,0000	0,0000	0,6101	0,0000
Aislado I	0,0980	0,6580	0,0000	0,0000	0,2440	0,0000

Donde:

- PEMPO = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N° 2.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = Precio de referencia de importación del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial de referencia de importación del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.

- PR6 = Precio de referencia de importación del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial de referencia de importación del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo = Precio inicial de referencia de importación del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia (1)	Precio Inicial		
		Diesel N° 2 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	5,56	3,04	77,76
Aislado A y F	Callao	5,56	---	---
Aislado E y G	Iquitos	---	3,72	---
Aislado H	El Milagro	5,58	---	---
Aislado I	Pucallpa	6,36	---	---

Notas:

(1) Plantas con precios de referencia de importación¹⁶

- PGN = Precio Máximo de Referencia del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM.
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,1602 S./MMBtu.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

¹⁶ **Artículo 124º (Reglamento de la LCE).-**

...
 c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50º de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos y el carbón, se considerará como precios del mercado interno, los precios de referencia de importación que publique OSINERG. Las fórmulas de actualización considerarán los precios de referencia antes señalados.”

$$\text{PCSPT1} = \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} \quad (13)$$

$$\text{FAPCSPT} = I * \text{FTC} + m * \text{FPM} \quad (14)$$

$$I = 0,3712$$

$$m = 0,6288$$

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S./kW-mes.

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, y el cargo por Cargo por Garantía por Red Principal TGP y GNLC, se considerará $I = 1,000$ y $m = 0,000$.

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERG con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo 1° de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 4°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y al OSINERG, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 5°.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 1° de mayo del presente año.

Artículo 6°.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 6

Bloque	ctm. S./kVARh
Primero	1,308
Segundo	2,484
Tercero	3,664

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 7°.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBEMT$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S/./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S/./kW.h.

Artículo 8°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁷ será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo 9°.- Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 81,575 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 10°.- Fíjese en US\$ 59 924 605 el monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 1 de mayo de 2005 y el 30 de abril de 2006.

Artículo 11°.- Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

Cuadro N° 7

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	47 614 480	707 446
Celda 138 kV S.E. Azángaro	224 135	124 644
SPT de Eteselva	9 910 776	395 786
SPT de Redesur	35 566 662	421 934
SPT de Transmataro	89 741 980	706 685
SPT de ISA	27 213 491	569 837

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo 13° de la presente Resolución.

Artículo 12°.- Precísese que el margen de reserva considerado en la determinación de las Tarifas en Barra de los sistemas aislados Típico B, E, G y H es igual a 20% y de los sistemas aislados Típico A, F e I es igual a 30%, de acuerdo con los criterios

¹⁷ **Artículo 107°.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.
Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

establecidos en los informes que sustentan los cálculos correspondientes a estos sistemas.

Artículo 13°.- Las Condiciones de Aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 14°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión de los sistemas principales de transmisión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán al OSINERG la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar del OSINERG la información mencionada en el párrafo anterior.

El OSINERG publicará resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Sistema Principal de Transmisión, no contempladas al momento de emitir la presente Resolución.

Artículo 15°.- En los casos en que la presente Resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje secundario de transmisión y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD.

Artículo 16°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1° de mayo de 2005.

Artículo 17°.- Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 18°.- Incorpórese los Informes Técnicos [OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005](#) y [OSINERG-GART/DGN N° 008A-2005](#), Anexo1 y Anexo 2, como parte de la presente resolución.

Artículo 19°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe

**ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo**

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN
DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 066-2005-OS/CD**

Conforme lo dispone la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al servicio público de electricidad, debiendo el OSINERG fijar anualmente las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año .

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación OSINERG, contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Tarifas en Barra, dentro del Anexo A de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD que incluye los distintos procedimientos regulatorios que lleva a cabo a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

Asimismo, OSINERG procedió a adecuar, a raíz de las modificaciones introducidas a la Ley de Concesiones Eléctricas, mediante Ley 28447 publicada el 30 de diciembre del 2004, el procedimiento de Tarifas en Barra, introduciendo modificaciones a la citada Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", mediante Resolución 002-2005-OS/CD estableciéndose, entre otros, que las Tarifas en Barra son fijadas anualmente y que los precios vigentes a que se refiere el Artículo 50° de la Ley de Concesiones serán expresados antes de la publicación de la resolución tarifaria, a precios de marzo del año en que se fija dicha tarifa. Asimismo, se modificaron los ítems a) y j) del "Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados", estableciéndose para el primero, que la presentación del Estudio Técnico Económico por parte del COES, deberá ser antes del 15 de enero de cada año; y en cuanto al segundo ítem, que la publicación de la Resolución de la Tarifa en Barra deberá efectuarse quince días calendario antes de la vigencia de la tarifa (la tarifa entra en vigencia el 1° de mayo).

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838; el COES-SINAC presentó el Estudio Técnico Económico que contiene su propuesta tarifaria, correspondiente al período Mayo 2005 – Abril 2006, respecto de la cual se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación del referido estudio, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, prepublicación del proyecto de resolución que fija las Tarifas en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En aplicación de la función normativa del OSINERG, se procede a publicar la presente resolución que establece las Tarifas en Barra para el período Mayo 2005 – Abril 2006.

Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y que son los siguientes:

- a) Las Tarifas en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión, conforme lo disponen los Artículos 136° y 137° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- f) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 y OSINERG-GART/DGN N° 008A-2005, Anexos de la citada resolución.

La resolución de fijación de Tarifas en Barra, deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, 15 días calendario antes de su vigencia el 1° de mayo del 2005. Asimismo, deberá ser consignada junto con sus Anexos en la página Web del OSINERG, www.osinerg.gob.pe y se deberá publicar una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación.