RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 0940-2002-OS/CD

Lima, 12 de abril de 2002

VISTOS:

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; el Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") GART/RGT N° 019-2002 y el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2002-035.

CONSIDERANDO:

Que, el OSINERG de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley 27332[1], 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 General[2] aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas[3] 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 Eléctricas[4] (en adelante "LCE");

Que, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 124-2001-PCM, el Consejo Directivo de OSINERG, mediante Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD aprobó la norma "*Procedimientos para Fijación de Precios Regulados"* la

---

[1] **Artículo 3º. - 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 27º. – 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 52º. – 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 43º.-** Estarán sujetos a regulación de precios:
...
c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,
...

misma que contiene los Anexos A, B, C, D, E, F y G, en los que se establecen los distintos procedimientos de fijación de precios regulados que tiene a su cargo el OSINERG;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD, se dejó sin efecto la suspensión a que se refería el Artículo 2° de la Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD y se dispuso la postergación, únicamente para la fijación tarifaria correspondiente al periodo mayo – octubre 2002, de la fecha de inicio señalada en el procedimiento contenido en el Anexo A (Fijación de Tarifas en Barra) de la norma "*Procedimientos para Fijación de Precios Regulados*", la misma que debería ocurrir antes del 15 de marzo de 2002; asimismo, se postergaron en forma correspondiente las demás fechas establecidas en el mencionado procedimiento;

Que, asimismo, la norma "Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados", estableció en su Anexo B el Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión, cuyo desarrollo es independiente del procedimiento correspondiente a la fijación de Tarifas en Barra;

Que, la Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD, Artículo 3°, postergó en 60 días, únicamente para la regulación correspondiente al año 2002, el inicio del Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión, de modo tal que la fijación correspondiente a dicho procedimiento no resulta coincidente con la fecha de aprobación de las Tarifas en Barra, siendo necesario por tanto disponer que 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 N° 006-2001 P/CTE, situación que se mantendrá en tanto no se expida la resolución correspondiente a la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión, la cual se ha programado publicarse antes del 29 de junio de 2002;

Que, el proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe GART/RGT N° 019-2002, se ha iniciado el 7 de marzo de 2002 con la presentación del Estudio Técnico-Económico correspondiente por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC");

Que, el OSINERG, en cumplimiento del Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra (Anexo A) 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 12 de marzo de 2002;

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°[5]) 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 mensuales;

---

[5] **Artículo 52º.-** 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.
La Comisión de Tarifas de Energía 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 y 31 de octubre de cada año.

Que, posteriormente el OSINERG convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó el 27 de marzo de 2002, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante "GART") 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, asimismo, conforme dispone el Artículo 53° de la LCE[6] y Artículo 129° de su Reglamento[7], el OSINERG efectuó el procedimiento de comparación con los precios libres vigentes, cuyo resultado se encuentra en el Informe Técnico GART/RGT N° 019-2002;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE[8] y Artículo 215° de su Reglamento[9], el OSINERG deberá fijar simultáneamente con las Tarifas en Barra, el

---

[6] **Artículo 53º.-** 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 129º.-** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53º de la Ley, los 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 os 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 107º.-** 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 Nº.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 215º.-** El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107º de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

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 LCE[10];

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE[11], corresponde al OSINERG fijar el Ingreso Tarifario Esperado,

---

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125º del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

[10] **Artículo 119º.** 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 47º a 50º inclusive, de la Ley, 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;

…

[11] **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 (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 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

el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

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.

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	17,18	12,11	8,61
Piura Oeste	220	17,46	12,32	8,77
Chiclayo Oeste	220	17,28	12,17	8,67
Guadalupe	220	17,33	12,19	8,69
Guadalupe	60	17,28	12,19	8,70
Trujillo Norte	220	17,43	12,22	8,68
Chimbote 1	220	17,15	12,09	8,59
Paramonga	220	17,52	12,20	8,48

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.

Huacho	220	17,67	12,24	8,47
Zapallal	220	18,00	12,27	8,41
Ventanilla	220	18,07	12,31	8,44
Lima (1)	220	18,12	12,32	8,44
Independencia	220	17,62	12,05	8,33
Ica	220	17,87	12,13	8,38
Marcona	220	18,48	12,28	8,47
Mantaro	220	16,42	11,66	8,07
Huayucachi	220	16,84	11,83	8,16
Pachachaca	220	17,15	11,92	8,26
Huancavelica	220	16,72	11,77	8,14
Callahuanca	220	17,49	12,03	8,32
Cajamarquilla	220	17,92	12,22	8,41
Huallanca	138	15,75	11,57	8,29
Vizcarra	220	17,43	12,15	8,46
Tingo María	220	16,78	12,00	8,39
Tingo María	138	16,83	12,02	8,42
Huánuco	138	17,16	12,01	8,38
Paragsha II	138	17,26	11,99	8,36
Oroya Nueva	220	17,17	11,94	8,27
Oroya Nueva (2)	50	17,15	11,93	8,37
Carhuamayo	138	16,54	11,88	8,27
Caripa	138	17,13	11,96	8,32
Machupicchu	138	12,84	10,08	7,08
Cachimayo	138	13,74	10,43	7,33
Cusco (3)	138	13,85	10,47	7,35
Combapata	138	14,56	10,83	7,62
Tintaya	138	15,29	11,22	7,92
Ayaviri	138	14,81	11,01	7,82
Azángaro	138	14,54	10,90	7,73
Juliaca	138	15,83	11,28	7,93
Puno	138	16,15	11,44	8,03
Puno	220	16,15	11,46	8,04
Callalli	138	15,68	11,35	8,00
Santuario	138	15,94	11,46	8,08
Socabaya	138	16,25	11,54	8,12
Socabaya	220	16,26	11,56	8,10
Cerro Verde	138	16,31	11,57	8,13
Repartición	138	16,31	11,59	8,14
Mollendo	138	16,31	11,61	8,15
Montalvo	220	16,31	11,56	8,11
Montalvo	138	16,36	11,56	8,12
Ilo ELP	138	17,41	11,64	8,17
Botiflaca	138	16,61	11,61	8,16
Toquepala	138	16,64	11,71	8,22
Aricota	138	16,44	11,46	8,06
Aricota	66	16,42	11,43	8,04
Tacna	220	16,44	11,58	8,13
Tacna	66	16,54	11,61	8,14

SISTEMAS AISLADOS				
Típico A (4)	MT	19,62	27,07	27,07
Típico B (5)	MT	22,28	20,15	20,15
Típico C (6)	MT	22,22	22,56	22,56
Típico E (7)	MT	23,72	26,24	26,24
Típico F (8)	MT	19,33	32,64	32,64
Típico G (9)	MT	22,98	21,75	21,75
Típico H (10)	MT	22,27	18,29	18,29
Típico I (11)	MT	19,62	32,92	32,92

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 del Sistema Eléctrico Pasco perteneciente 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. 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 C, E, F, G, H e I siguientes.

(5) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H siguientes.

(6) S.E.B. Típico C: Sistema Aislado Pucallpa, perteneciente a la Empresa de Electricidad de Ucayali (Electro - Ucayali).

(7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado Iquitos, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.

(8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel Nº2) del departamento de Madre de Dios perteneciente a la Empresa Electro Sur Este S.A.

(9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto - Bellavista, perteneciente a la Empresa Electro - Oriente.

(10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado Bagua - Jaén.

(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 a las Empresas Electro-Ucayali o Electro-Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos C, E, F, G y H.

Se define:

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

PEBF = PEMF + CPSEE (2)

PPB = PPM + PCSPT (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 47º, 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 47º, incisos d) y g) de la Ley[12].

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).

---

[12] **Artículo 47º.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

...

d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;

...

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.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 Etecen	1,43
SPT de Etesur	0,27
SPT de Redesur	1,08
SPT de Transmantaro	2,80
SPT de Eteselva	0,33
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV	0,03
L.T. Piura – Talara 220 kV	0,18
Total SEIN	6,12

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.

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.

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:

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

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

PPB1 = PPB0 / FPMP (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:

PEBP1 = PEBP0 * FPME + CBPSE (7)

PEBF1 = PEBF0 * FPME + CBPSE (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

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:

PPB1 = PPB0 * FPMP (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 46º y 52º de la Ley de Concesiones Eléctricas[13], 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)

PPM1 = PPM0 * FAPPM (1)

[13] **Artículo 46º.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.
Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y en un diario de mayor circulación.

FAPPM = a * FTC * FTAPBP + b * FPM (2)

FTC = TC / TCo (3)

FTAPBP = (1,0 + TA_PBP) / (1,0 + TA_PBPo) (4)

FPM = IPM / IPMo (5)

Cuadro N°3

Sistema	a	b
SEIN	0,761	0,239

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).

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/. 3,446 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 7%

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 151,111959.

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

PEMP1 = PEMP0 * FAPEM (6)

PEMF1 = PEMF0 * FAPEM (7)

FAPEM = d * FTC + e * FD2 + f * FR6 + g*FPGN + s * FPM + cb*FCB (8)

FD2 = PD2 / PD2o (9)

FR6 = PR6 / PR6o (10)

FPGN = PGN/PGNo (11)

FCB = (0,3085 + 0,6915*FOBCB/FOBCBo)*FTC (12)

Cuadro N°4

Sistema	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0976	0,0155	0,2385	0,5798	0,0000	0,0686
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 C	0,2360	0,0000	0,5270	0,0000	0,2370	0,0000
Aislado E	0,2430	0,0000	0,5240	0,0000	0,2330	0,0000
Aislado F	0,0787	0,7306	0,0000	0,0000	0,1907	0,0000
Aislado G	0,2990	0,0000	0,2570	0,0000	0,4440	0,0000
Aislado H	0,2670	0,0000	0,0000	0,0000	0,7330	0,0000
Aislado I	0,0980	0,6580	0,0000	0,0000	0,2440	0,0000

Donde:

PEMP0 = 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 Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S/./Gln.

PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S/./Gln, según el cuadro siguiente.

PR6 = Precio Neto del petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S/./Gln. Para el caso del Sistema Aislado Típico C se empleará el precio de venta de Petróleos del Perú S.A. a Electro-Ucayali

PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S/./Gln, según el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia (1)	Precio Inicial (S/./Gln.)	
		Diesel N° 2 PD2o	Residual N° 6 PR6o
SEIN	Lima (2)	2,77	2,11
Aislado A y F	Lima (2)	2,77	2,11
Aislado C e I	Pucallpa	3,50	2,45
Aislado E y G	Iquitos	3,45	2,79

Notas:

(1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A.
(2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.

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 la Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE del 09.04.01.

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,244 S/./MMBtu.

FOBCB = Precio Referencial FOB promedio anual del Carbón Bituminoso determinado como la media aritmética de las tres fuentes de suministro (marcadores) que se indican en el Cuadro N° 6:

Cuadro N° 6

Marcador	País	Puerto	PCS kcal/kg
1	INDONESIA	Kalimantan	6 300
2	AUSTRALIA	Gladstone	6 500
3	AUSTRALIA	Newcastle	6 300

El promedio anual se calcula con las semanas correspondientes a los doce últimos meses, contados a partir del último mes con información disponible completa (el precio del mes es el promedio de las medias de los rangos publicados para las semanas que correspondan), tomados de las siguientes fuentes:

- A partir de diciembre 2001, en adelante: Publicación semanal "International Coal Report" publicada por "The McGraw-Hill Companies"; tabla "ICR Steam Coal Assessments", columna "Current Price"[14].

- Para los meses anteriores a diciembre 2001: publicación semanal "Coal Week International" publicada por "The McGraw-Hill Companies", tabla "Coal Week International Steam Coal Assessments", columna "Current Price Range".

En el caso del carbón de Newcastle – Australia de 6300 kcal/kg, se ha tomado como fuente el ICR a partir de diciembre de 2001, para cumplir con el procedimiento de calculo de promediar doce meses, se ha completado la información de los meses anteriores a diciembre 2001 del "Coal Week International" del carbón de Newcastle – Australia de 6500 kcal/kg ajustado a 6300 kcal/kg.

FOBCBo = Valor del FOBCB utilizado en los cálculos tarifarios. El Valor inicial es igual a 30,29 US$/Ton, calculado con información del "International Coal Report" del periodo abril 2001-marzo 2002.

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

[14] Esta publicación reemplazó al "Coal Week International" a partir de diciembre de 2001.

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:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (13)$$

$$FAPCSPT = l * FTC + m * FPM \quad (14)$$

$$l = 0{,}52$$

$$m = 0{,}48$$

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 Transmantaro y Redesur, se considerará l = 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) 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 1º 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° 7

Bloque	ctm. S/./kVARh
Primero	1,379
Segundo	2,618
Tercero	3,860

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 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 Medía 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 107º de la Ley de Concesiones Eléctricas[15] 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 86,15 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 10°.- 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° 8

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de Etecen	48 759 144	26 236
SPT de Etesur	9 197 544	133 054
SPT de Redesur	36 682 016	79 149
SPT de Transmantaro	95 173 578	0
SPT de Eteselva	11 154 934	2 761
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV	914 783	42
L.T. Piura – Talara 220 kV	6 236 878	58 428

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 12°

[15] **Artículo 107º.-** 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 Nº 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.

de la presente Resolución.

Los Ingresos Tarifarios Esperados serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución).

Artículo 11°.- 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 12°.- 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 13°.- La Barra de Referencia de Generación a que se refiere el inciso a) del Artículo 3° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, será aquella subestación que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente, de la relación indicada de Subestaciones Base del Cuadro N°1 de la presente Resolución.

Artículo 14°.- 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 N° 006-2001 P/CTE, situación que se mantendrá en tanto no se expida la resolución correspondiente a la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Artículo 15°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1º de mayo del año 2002.

Artículo 16°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 17°.- La presente Resolución y el Informe GART/RGT N°019-2002, como Anexo, deberán ser publicados en el Diario Oficial El Peruano y consignados en la página WEB de OSINERG: www.cte.org.pe