RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 1417-2002-OS/CD

Lima, 05 de julio de 2002

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD, el Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo "B" quedó asimismo aprobado el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión";

Que, mediante Resolución OSINERG N° 1414-2002-OS/CD se aprobaron las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") de las empresas que presentaron propuestas dentro del procedimiento regular establecido en el Anexo "B" – "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión";

Que, mediante Resolución OSINERG N° 1415-2002-OS/CD se aprobaron, asimismo, las tarifas y compensaciones de las instalaciones secundarias de la empresa ENERSUR S.A. en concordancia con el procedimiento establecido con anterioridad a la vigencia de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada con Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD y como consecuencia de la fijación de tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión se aprobaron las correspondientes a la empresa Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR"), las relacionadas con los sistemas de generación / demanda regulados por la Resolución N° 006-2001 P/CTE y las de aquellas empresas que no presentaron propuestas de tarifas y compensaciones y para las cuales no existe un estudio en particular. Asimismo, la Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD aprobó el procedimiento de liquidación anual para los ingresos que corresponde percibir a la empresa REDESUR por las instalaciones de transformación 220/66/10 kV en la Subestación Tacna;

Que, conforme se señala en la parte final del Artículo 1° de la Resolución OSINERG N° 1414-2002-OS/CD y de la Resolución OSINERG N° 1415-2002-OS/CD, así como en los Artículos 2° al 4° de la Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD, los valores correspondientes a las tarifas y compensaciones aprobadas en dichas resoluciones serán consignados en resolución complementaria;

Que, antes de la próxima regulación anual de transmisión se prevé el ingreso al servicio de las instalaciones de la línea secundaria de transmisión Aguaytía - Pucallpa 138 kV, la cual se encuentra sujeta al régimen de contrato BOOT y no ha sido incluida en la presente regulación, motivo por el cual deberá preverse lo necesario para la determinación de sus respectivos cargos por transmisión;

Que, similarmente, durante los próximos meses se prevé la suscripción por el Estado Peruano del Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica

ETECEN - ETESUR lo que podría dar lugar a la modificación de los cargos por transmisión que se consignan en la presente resolución y por tanto corresponde prever la realización de los cambios que fueran necesarios;

Que, conforme se señala en el Artículo 14° de la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD, la presente resolución consigna los cargos de peaje secundario por transmisión y sus fórmulas de actualización así como los factores de pérdidas marginales que deben sustituir a los aprobados mediante la Resolución N° 006-2001 P/CTE; y

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.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Consígnese las siguientes Tarifas correspondientes a la Transmisión Secundaria a que se refiere el Artículo 43°, inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas[1] según se indica:

1 PEAJES EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales de Generación. Las Subestaciones Base (S.E.B.) son aquellas que fueron publicadas en el Cuadro N° 1 de la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD.

1.1 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Se define:

$$CPSEE = CPSEE01 + CPSEE02 \qquad (1)$$

Donde:

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

CPSEE01 : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local, expresado en ctm. S/./kW.h, que se agrega en las Subestaciones Base del SEIN.

CPSEE02 : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía General, expresado en ctm. S/./kW.h, que se agrega en las Subestaciones Base del SEIN.

---

[1] **Artículo 43º.-** Estarán sujetos a regulación de precios:
...
b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;
...

El cargo CPSEE01 de las Subestaciones Base del SEIN corresponde a las instalaciones secundarias señaladas en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión KV	CPSEE01 ctm. S/./kW.h	Instalaciones Secundarias	Cargos ctm. S/./kW.h
Ica	220	0,3047	L.T. Independencia-Ica [*]	0,3047
Marcona	220	1,1401	L.T. Independencia-Ica [*]	0,3047
			L.T. Ica-Marcona [*]	0,8354
Paragsha II	138	0,2461	L.T. Pachachaca-Oroya Nueva [*]	0,0983
Oroya Nueva	220		Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV; L.T. Oroya - Fundición; L.T. Malpaso-Carhuamayo	0,1478
Oroya Nueva	50			
Carhuamayo	138			
Caripa	138	0,0983	L.T. Pachachaca-Oroya Nueva [*]	0,0983
Montalvo	220	0,4376	SST de ENERSUR	0,4376
Montalvo	138			
Ilo ELP	138			
Botiflaca	138			
Toquepala	138			
Tacna	66	0,6688	S.E. Tacna - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA	0,6688

[*] Los cargos correspondientes a estas Instalaciones son resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución N° 006-2001 P/CTE.

En todas las otras Subestaciones Base del SEIN, el CPSEE01 será igual a cero.

Para todas las Subestaciones Base del SEIN, el cargo CPSEE02 será igual a 0,0859 ctm. S/./kW.h y corresponde a las instalaciones secundarias señaladas en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Código Instalación	De Subestación	A Subestación	CPSEE02 ctm. S/./kW.h
L-238	Chiclayo	Piura	0,0609
L-232 L-233	Chimbote	Trujillo	
L-242 L-243	Zapallal	Ventanilla	
L-244 L-245 L-246	Ventanilla	Chavarría	
L-2010 L-2011	Santa Rosa	San Juan	
L-1008	Tintaya	Santuario	0,0250
L-1011 L-1012	Santuario	Socabaya	
L-1015	Montalvo	Toquepala	
L-1013	Socabaya	Cerro Verde	

1.2 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del CPSEE para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1

de la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD, es igual a cero.

2 PEAJES EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1

Se define:

MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.

AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV.

MT : Media Tensión, mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

2.1 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA PARA EMPRESAS ESPECÍFICAS

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE que considera los cargos del transporte y transformación hasta el nivel correspondiente, será igual a los valores que se indican a continuación:

Cuadro N° 3

Empresa	**Concesionarios / SST**	**CBPSE en Puntos de Venta de Energía (ctm. S/./ kW.h)**	
		a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTRONORTE	ELECTRONORTE	0,1598	0,5551
	DEPOLTI	0,4045	0,4821
	ADINELSA	0,1183	0,1573
	TOTAL	0,6826	1,1945
ELECTRONOROESTE	ELECTRONOROESTE	0,5740	0,9076
	ADINELSA	0,0818	0,1197
	TOTAL	0,6558	1,0273
HIDRANDINA	HIDRANDINA	0,5168	0,7830
ELECTROCENTRO	ELECTROCENTRO [1]	0,9051	1,4451
	ADINELSA	0,1039	0,1039
	ELECTROPERÚ	0,0449	0,0681
	TOTAL	1,0539	1,6171
ELECTROCENTRO	ELECTROCENTRO - PASCO [2]	--	0,0572
LUZ DEL SUR	LUZ DEL SUR	0,1737	1,0062
EDELNOR	EDELNOR	0,5042	0,9603

ELECTROANDES	ELECTROANDES PASCO OESTE [3]	1,8633	4,3923
	ELECTROANDES PASCO OROYA [4]	0,1731	2,2737
	ELECTROANDES PASCO NORTE [5]	0,7096	1,1393

[1] Corresponde a todas las instalaciones del SST de ELECTROCENTRO, excepto las que se encuentran en los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.

[2] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROCENTRO de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.

[3] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROANDES comprendidas entre la barra Oroya Nueva 50 kV y las subestaciones San Mateo, Andaychagua y Chumpe.

[4] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROANDES comprendidas entre la barra Oroya Nueva 50 kV y las subestaciones Alambrón, Fundición y Oroya (C.H. Oroya).

[5] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROANDES comprendidas entre la barra Carhuamayo 50 kV y la subestación Goyllarisquisga.

Las siguientes consideraciones se aplican a los cargos señalados en el Cuadro N° 3:

- El CBPSE se aplicará a los sistemas eléctricos pertenecientes a las empresas indicadas. En el caso de EDELNOR se aplicará sólo al sistema eléctrico Lima Norte.

- Para el cálculo de los Precios en Barra de los sistemas eléctricos Cajamarca y Namora se deberá tomar como barra de referencia Trujillo Norte 220 kV.

- Para el cálculo de los precios en la Barra Equivalente de MT se aplicará los cargos CBPSE en MT, totales, antes indicado en b).

- Para determinar la Tarifa en Barra que aplicarán los generadores por las ventas de energía en las barras de Alta Tensión o Media Tensión a las empresas indicadas se considerará que el valor del CBPSE es igual a cero.

- Para el cálculo del CBPSE, en MT del mercado regulado, de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 se aplicará el cargo CBPSE de ELECTROCENTRO – PASCO más 2,0728 ctm. S/./ kW.h que corresponde al CBPSE por las instalaciones de ELECTROANDES.

- A partir de la entrada en operación comercial de la C.H. Huanchor, los cargos CBPSE de ELECTROANDES PASCO OESTE, en AT y MT, serán 1,6340 y 4,1630 ctm. S/./ kW.h, respectivamente. Asimismo, el valor indicado en el párrafo anterior será 2,0115 ctm. S/./ kW.h.

2.2 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA PARA EMPRESAS NO INDICADAS EN EL NUMERAL 2.1

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE será el resultado de agregar, al Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación CBPST, el producto del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte CBPSL por la longitud de la línea y por la variable C.

Se define:

$$CBPSE = CBPST + CBPSL * L * C \qquad (2)$$

Donde:

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

C : Variable dependiente de los MW*km totales retirados de cada línea, según se detalla más adelante.

CBPSE : Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado en ctm. S/./kW.h.

CBPST : Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, expresado en ctm. S/./kW.h. En caso de no existir la transformación el valor de CBPST es igual a 0,0.

CBPSL : Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, expresado en ctm. S/./kW.h-km.

Los valores CBPST, CBPSL y C se indican a continuación:

2.2.1 Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación (CBPST)

Cuadro N° 4 [*]

Instalación	MAT a AT ctm. S/./kW.h	AT a MT ctm. S/./kW.h	MAT a MT ctm. S/./kW.h
Transformador	0,1662	0,3059	0,4721
Celda Primario	0,1389	0,2216	0,3606
Celda Secundario	0,0532	0,0609	0,0892
Celda LÍnea MT	---	0,0539	0,0788
Total	0,3583	0,6423	1,0007

[*] Los cargos CBPST son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución N° 006-2001 P/CTE.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación será de: 0,1832 ctm.S/./kW.h, 0,0695 ctm.S/./kW.h y 0,0359 ctm.S/./kW.h, para el Transformador, la Celda Primario y la Celda Secundario; respectivamente.

Los CBPST son determinados desde el nivel de tensión donde se localiza el

precio básico de referencia hasta el nivel de tensión del cliente. En el caso de cambios en el sentido del flujo, se calculará los valores intermedios de los precios de referencia hasta llegar al cliente.

2.2.2 Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte (CBPSL)

Cuadro N° 5 [*]

Nivel de Tensión	AT ctm. S/./(kW.h-km)	138kV ctm. S/./(kW.h-km)	220kV ctm. S/./(kW.h-km)
Línea de Transmisión	0,0120	0,0084	0,0036
Celda Salida	0,0020	0,0011	0,0002
Celda Llegada	0,0020	0,0011	0,0002
Total CBPSL	0,0160	0,0106	0,0040

[*] Los cargos CBPSL son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución N° 006-2001 P/CTE.

2.2.3 Variable C:

El valor de la variable C para cada línea de transmisión depende de los MW*km totales retirados desde la línea de transmisión considerada, durante el período relevante para la facturación, de acuerdo al procedimiento establecido en las Condiciones de Aplicación (Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias).

El valor de C es como sigue:

C = 1,0 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o inferior a LI.

C = 0,7 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es superior a LI e inferior a LS.

C = 0,3 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o superior a LS.

Los valores de LI y LS son los siguientes:

Cuadro N° 6

Nivel de Tensión	LI	LS
220 kV	15000	20000
110 a 138 kV	6500	8000
AT	1000	1250

3 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES POR TRANSMISIÓN

3.1 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA (FPME)

3.1.1 Para las empresas señaladas en el numeral 2.1

El Factor de Pérdidas Marginales de Energía FPME será el siguiente:

Cuadro N° 7

Empresa	FPME en Puntos de Venta de Energía (ctm. S/./ kW.h)	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
Electronorte	1,0210	1,0301
Electronoroeste	1,0284	1,0375
Hidrandina	1,0210	1,0301
Electrocentro	1,0249	1,0340
Luz del Sur	1,0052	1,0233
Edelnor	1,0052	1,0220
Electroandes	1,0142	1,0233

3.1.2 Para todas las empresas excepto las señaladas en numeral 2.1

Se define:

FPME = FPET * (1 + PEL/100 * L) (3)

POR TRANSFORMACIÓN:

Cuadro N° 8

Relación de Transformación	FPET
De MAT a AT	1,0052
De MAT a MT	1,0141
De AT a MT	1,0088

POR TRANSPORTE:

Cuadro N° 9

Nivel de Tensión	PEL %/km
220 kV	0,0426
110 a 138 kV	0,0481
Menor a 100 kV	0,0920

Donde:

FPET : Factor de Pérdidas Marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPET es igual a 1,0.

PEL : Pérdidas Marginales de Energía por Transmisión, en %/km.

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Energía será: 1,0025.

3.2 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA (FPMP)

3.2.1 Para las empresas señaladas en el numeral 2.1

El Factor de Pérdidas Marginales de Potencia FPMP será el siguiente:

Cuadro N° 10

Empresa	FPMP en Puntos de Venta de Energía (ctm. S/./ kW.h)	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
Electronorte	1,0252	1,0409
Electronoroeste	1,0336	1,0495
Hidrandina	1,0274	1,0431
Electrocentro	1,0290	1,0448
Luz del Sur	1,0088	1,0352
Edelnor	1,0088	1,0336
Electroandes	1,0196	1,0352

3.2.2 Para todas las empresas excepto las señaladas en numeral 2.1

Se define:

$$FPMP = FPPT * (1 + PPL/100 * L) \qquad (4)$$

POR TRANSFORMACIÓN:

Cuadro N° 11

Relación de Transformación	FPPT
De MAT a AT	1,0063
De MAT a MT	1,0175
De AT a MT	1,0111

POR TRANSPORTE:

Cuadro N° 12

Nivel de Tensión	PPL %/km.
220 kV	0,0529
110 a 138 kV	0,0596
Menor a 100 kV	0,1145

Donde:

FPPT : Factor de Pérdidas Marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0.

PPL : Pérdidas Marginales de Potencia por Transmisión, en %/km.

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Potencia será: 1,0040.

4 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus actualizaciones, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 3°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo 2°.- Consígnese las siguientes Compensaciones correspondientes a la Transmisión Secundaria a que se refiere el Artículo 43°, inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas según se indica:

1. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE GENERACIÓN / DEMANDA

Los titulares de las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional pagarán compensaciones por el uso de las Instalaciones Secundarias señaladas en el Cuadro N° 2, de acuerdo con lo que se indica en el Cuadro N° 13:

Cuadro N° 13

TITULAR DE GENERACIÓN	COMPENSACIÓN MENSUAL (Nuevos Soles /mes)	
	ETECEN	ETESUR
TERMOSELVA	9 161	0
EGECAHUA	31 567	1 145
ENERGIA PACASMAYO	0	5 917
EDEGEL	442 143	55 150
EEPSA	0	3 650
EGASA	56 061	16 762
EGEMSA	59 737	135 653
DEI EGENOR	215 511	10 584
EGESUR	0	60 175
ELECTROANDES	102 448	11 664
ELECTROPERU	613 935	68 098
ENERSUR	58 986	7 060
SAN GABÁN	67 263	164 786

2. COMPENSACIONES EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE ETESELVA

Cuadro N° 14

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	Compensación Mensual (Nuevos Soles / Mes)
L-251	L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María	380 769
L-252	L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra	841 320

Los titulares de las centrales de generación del SEIN pagarán las compensaciones que se indican en el Cuadro N° 14 por el uso de las Instalaciones Secundarias de ETESELVA, de acuerdo como se indica a continuación:

Las compensaciones por las líneas L-251 y L-252 deberán ser pagadas por los titulares de las centrales de generación del SEIN en función del uso físico de las instalaciones. Para tal fin se utilizará el método de los “Factores de Distribución Topológicos” que se describe en el documento de Janusz Bialek “Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por ETESELVA.

3. COMPENSACIONES EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE ETECEN

La empresa DEI EGENOR pagará una compensación mensual equivalente a 21 421 Nuevos Soles / mes, por el uso de la celda en 138 kV del autotransformador N° 2 ubicado en la S.E. Chimbote 1.

4. COMPENSACIONES EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE REDESUR

Los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional pagarán una compensación mensual, por la transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV, equivalente a 116 903 Nuevos Soles / mes. Dicha compensación será pagada por los titulares de las centrales de generación en función del uso físico. Para tal fin se utilizará el método de los "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por REDESUR.

5. COMPENSACIONES EN EL SISTEMA SECUNDARIO DE ELECTROANDES

El titular de la central de generación Huanchor, a partir de su entrada en operación comercial, pagará una compensación mensual equivalente a 68 424 Nuevos Soles / mes, por el uso de las instalaciones secundarias de ELECTROANDES.

Artículo 3°.- Consígnese las Fórmulas de Actualización correspondientes a las Tarifas y Compensaciones por el Sistema Secundario de Transmisión a que se refieren los Artículos 1° y 2° de la presente resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA (CPSEE01 y CPSEE02)

Los cargos CPSEE01 y CPSEE02 serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

CPSEE1	=	CPSEE0 * FACPSEE	(5)
FACPSEE	=	a * FTC + b * FPM	(6)
FTC	=	TC / TC0	(7)
FPM	=	IPM / IPM0	(8)

Donde:

CPSEE0	=	Cargos CPSEE01 o CPSEE02, publicados en el Artículo 1° de la presente resolución y expresados en ctm. S/./kW.h.
CPSEE1	=	Cargos CPSEE01 o CPSEE02, actualizados y expresados en ctm. S/./kW.h.
FACPSEE	=	Factor de Actualización de los Cargos CPSEE01 o CPSEE02.
FTC	=	Factor por variación del Tipo de Cambio.

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 por 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.
TC0	=	Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,511 por US Dólar.
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.
IPM0	=	Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 152,101959.

Cuadro N° 15

Instalaciones Secundarias del CPSEE01	a	b
L.T. Independencia-Ica	0,3540	0,6460
L.T. Ica-Marcona	0,3540	0,6460
L.T. Pachachaca-Oroya Nueva	0,3540	0,6460
Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV; L.T. Oroya - Fundición; L.T. Malpaso-Carhuamayo	0,3013	0,6987
SST de ENERSUR	0,6270	0,3730
S.E. Tacna - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA	1,0000	0,0000

Cuadro N° 16

Instalaciones Secundarias del CPSEE02	a	b
ETECEN	0,5390	0,4610
ETESUR	0,5140	0,4860

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EN ENERGÍA (CBPSE) PARA LAS EMPRESAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 2.1 DEL ARTÍCULO 1°

Los Cargos CBPSE serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$CBPSE1 = CBPSE0 * FACBPSE \quad (9)$$

$$FACBPSE = a * FTC + b * FPM \quad (10)$$

Donde:

CBPSE0 = Cargo CBPSE, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. S/./kW.h.
CBPSE1 = Cargo CBPSE, actualizado y expresado en ctm. S/./kW.h.
FACBPSE = Factor de Actualización del Cargo CBPSE.

Cuadro N° 17

Empresa	a	b
ELECTRONORTE	0,4956	0,5044
ELECTRONOROESTE	0,4956	0,5044
HIDRANDINA	0,4956	0,5044
ELECTROCENTRO	0,4956	0,5044
LUZ DEL SUR	0,5700	0,4300
EDELNOR	0,5655	0,4345
ELECTROANDES	0,3013	0,6987

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

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSFORMACIÓN (CBPST)

Los Cargos CBPST serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

CBPST1 = CBPST0 * FACBPST (11)
FACBPST = a * FTC + b * FPM (12)

Donde:

CBPST0 = Cargo CBPST, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. S/./kW.h.
CBPST1 = Cargo CBPST, actualizado y expresado en ctm. S/./kW.h.
FACBPST = Factor de Actualización del Cargo CBPST.

Cuadro N° 18

a	b
0,5500	0,4500

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

1.4 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSPORTE (CBPSL)

Los Cargos CBPSL serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

CBPSL1 = CBPSL0 * FACBPSL (13)

FACBPSL = a * FTC + b * FPM (14)

Donde:

CBPSL0 = Cargo CBPSL, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. S/./kW.h-km.

CBPSL1 = Cargo CBPSL, actualizado y expresado en ctm. S/./kW.h-km.

FACBPSL = Factor de Actualización del Cargo CBPSL.

Cuadro N° 19

Nivel de Tensión	A	b
220 kV	0,3540	0,6460
138 kV	0,3800	0,6200
AT	0,4500	0,5500

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

1.5 ACTUALIZACIÓN DE LAS COMPENSACIONES MENSUALES

Las compensaciones mensuales consignadas en el Artículo 2° serán actualizadas utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

CM1 = CM0 * FACM (15)

FACM = a * FTC + b * FPM (16)

Donde:

CM0 = Compensaciones mensuales publicadas en el Artículo 2° de la presente resolución y expresadas en Nuevos Soles / mes.

CM1 = Compensaciones mensuales actualizadas y expresadas en Nuevos Soles / mes.

FACM = Factor de Actualización de las compensaciones mensuales.

Cuadro N° 20

Compensaciones	a	b
SST Generación / Demanda ETECEN	0,5390	0,4610
SST Generación / Demanda ETESUR	0,5140	0,4860
SST ETESELVA	0,4956	0,5044
SST ETECEN	0,6300	0,3700
SST REDESUR	1,0000	0,0000
SST ELECTROANDES	0,3013	0,6987

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

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las fórmulas de actualización para los peajes por transmisión secundaria que se consignan en el Artículo 1° de la presente resolución, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, de acuerdo con el procedimiento señalado en el numeral 2 del Artículo 2° de la Resolución N° 0940-2002-OS/CD en el cual para todos los efectos se incluirá al factor FACPSEE.

Las fórmulas de actualización para las compensaciones por transmisión secundaria que se consignan en el Artículo 2° de la presente resolución serán aplicadas mensualmente.

Artículo 4°.- Los cargos de peaje secundario por transmisión y sus fórmulas de actualización así como los factores de pérdidas marginales consignados en la presente resolución, sustituyen a los correspondientes valores aprobados en la Resolución N° 006-2001 P/CTE.

Artículo 5°.- Toda la regulación de transmisión secundaria contenida en la presente resolución, con excepción de la establecida en el Artículo 2° y en el numeral 1.5 del Artículo 3°, es de aplicación a todos los usuarios (consumidores finales) pertenezcan o no al Servicio Público de Electricidad.

Todos los ingresos originados por efecto de los factores de pérdidas y los peajes de transmisión y transformación que se determinen por aplicación de la presente resolución serán transferidos como compensación por transmisión a los concesionarios de las correspondientes instalaciones. En caso existieran acuerdos contractuales de compensación por el uso de las instalaciones secundarias de transmisión, estos prevalecerán hasta la terminación de dichos contratos.

Artículo 6°.- Los valores consignados en la presente resolución podrán reajustarse, en caso se requiera, para dar cumplimiento a lo que se disponga en el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR a ser suscrito por el Estado Peruano.

Artículo 7°.- La presente regulación no incluye los cargos correspondientes a la línea de transmisión en 138 kV Aguaytía-Pucallpa, los cuales serán regulados

oportunamente mediante resolución expresa. El concesionario respectivo deberá comunicar al OSINERG la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión con un mínimo de 15 días calendario de anticipación.

Artículo 8°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 1º de agosto del año 2002.

Artículo 9°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Artículo 10°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de OSINERG: www.cte.org.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo