



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y  
MINERÍA**

**Resolución OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

**“Resolución que fija los Precios en Barra  
aplicables al período comprendido entre el 01  
de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012”**

Lima, abril de 2011

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

Lima, 12 de abril de 2010

**VISTOS:**

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N°0152-2011-GART, N°149-2011-GART y N° 0154-2011-GART, y de la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN N° 010-2011-OS/OEE.

**CONSIDERANDO:**

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literales p) y u), de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como 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 de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, entre otras;

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe N° 0152-2011-GART, se ha iniciado el 12 de noviembre de 2010 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 24 de noviembre de 2010;

Que, seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52° que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, OSINERGMIN ha verificado que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. La mencionada verificación se ha efectuado conforme al “Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados” aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE, el Artículo 215° de su Reglamento y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios 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 Subcomité de Generadores del COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE, corresponde a OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de 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., OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante “RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, de conformidad con el Artículo 19° de la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 580-2007-OS/CD, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución OSINERGMIN N° 634-2007-OS/CD y sus modificatorias;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 28832, OSINERGMIN deberá aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un Mecanismo de Compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 096-2011-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2011, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y por el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM,

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

OSINERGMIN deberá aplicar en cada regulación anual de los Precios en Barra dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, adicionalmente, se ha considerado el criterio de separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

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 los Precios en Barra. En este sentido, se ha emitido el Informe N° 149-2011-GART que determina el Peaje por GRP para el octavo año de Cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta los Precios en Barra;

Que, conforme a la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo Artículo 4° señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra;

Que, tal como lo dispone la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008, se aprobó la norma "Compensación por Generación Adicional", cuyo numeral 3.3 del Artículo 3° señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato", expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, la misma que comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, 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; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; Decreto de Urgencia N° 109-2009; Decreto de Urgencia N° 079-2010; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1º.-** Fíjese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

**1 TARIFAS DE GENERACIÓN**

**1.1 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN**

**A.1) PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN**

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 Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican:

**Cuadro N° 1**

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	16,91	10,50	10,27
Talara	220	16,91	10,46	10,24
Piura Oeste	220	16,91	11,30	10,73
Chiclayo Oeste	220	16,91	10,98	10,45
Carhuaquero	220	16,91	10,81	10,33
Carhuaquero	138	16,91	10,81	10,33
Cutervo	138	16,91	10,81	10,33
Jaen	138	16,91	10,83	10,34
Guadalupe	220	16,91	10,81	10,31
Guadalupe	60	16,91	10,86	10,34
Cajamarca	220	16,91	10,51	10,06
Trujillo Norte	220	16,91	10,54	10,07
Chimbote 1	220	16,91	10,34	9,89
Chimbote 1	138	16,91	10,34	9,89
Paramonga Nueva	220	16,91	9,97	9,57
Paramonga Nueva	138	16,91	9,96	9,57
Paramonga Existente	138	16,91	9,95	9,57
Huacho	220	16,91	9,89	9,49
Zapallal	220	16,91	9,70	9,32
Ventanilla	220	16,91	9,75	9,31
Lima (1)	220	16,91	9,73	9,32
Cantera	220	16,91	9,56	9,22
Chilca	220	16,91	9,46	9,13
Independencia	220	16,91	9,64	9,31

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

<b>Barra de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S./kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S./kWh</b>	<b>PEMF ctm. S./kWh</b>
Ica	220	16,91	9,71	9,38
Marcona	220	16,91	9,92	9,56
Mantaro	220	16,91	9,51	9,12
Huayucachi	220	16,91	9,58	9,19
Pachachaca	220	16,91	9,58	9,20
Huancavelica	220	16,91	9,55	9,19
Callahuanca	220	16,91	9,64	9,25
Cajamarquilla	220	16,91	9,73	9,33
Huallanca	138	16,91	10,02	9,63
Vizcarra	220	16,91	9,87	9,50
Tingo María	220	16,91	9,89	9,48
Aguaytía	220	16,91	9,77	9,44
Aguaytía	138	16,91	9,81	9,47
Aguaytía	22,9	16,91	9,79	9,45
Pucallpa	138	16,91	10,09	9,68
Pucallpa	60	16,91	10,11	9,69
Aucayacu	138	16,91	10,12	9,74
Tocache	138	16,91	10,43	9,92
Tingo María	138	16,91	9,99	9,65
Huánuco	138	16,91	9,83	9,51
Paragsha II	138	16,91	9,65	9,32
Paragsha	220	16,91	9,68	9,33
Yaupi	138	16,91	9,54	9,19
Yuncán	138	16,91	9,54	9,19
Yuncán	220	16,91	9,58	9,22
Oroya Nueva	220	16,91	9,61	9,24
Oroya Nueva	138	16,91	9,76	9,40
Oroya Nueva	50	16,91	9,70	9,32
Carhuamayo	138	16,91	9,77	9,32
Carhuamayo Nueva	220	16,91	9,64	9,27
Caripa	138	16,91	9,82	9,48
Desierto	220	16,91	9,58	9,25
Condorcocha	138	16,91	9,84	9,51
Condorcocha	44	16,91	9,84	9,51
Machupicchu	138	16,91	10,50	9,56
Cachimayo	138	16,91	10,86	9,89
Cusco (2)	138	16,91	10,88	9,90
Combapata	138	16,91	10,94	10,06
Tintaya	138	16,91	11,00	10,25
Ayaviri	138	16,91	10,80	10,08
Azángaro	138	16,91	10,67	9,96
San Gabán	138	16,91	10,75	10,01
Mazuco	138	16,91	10,83	10,06
Puerto Maldonado	138	16,91	11,01	10,18
Juliaca	138	16,91	10,93	10,23
Puno	138	16,91	10,97	10,33
Puno	220	16,91	10,96	10,33
Callalli	138	16,91	10,88	10,25

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

<b>Barra de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S./kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S./kWh</b>	<b>PEMF ctm. S./kWh</b>
Santuario	138	16,91	10,74	10,17
Arequipa (3)	138	16,91	10,79	10,21
Socabaya	220	16,91	10,78	10,21
Cerro Verde	138	16,91	10,82	10,24
Repartición	138	16,91	10,86	10,26
Mollendo	138	16,91	10,89	10,28
Montalvo	220	16,91	10,95	10,36
Montalvo	138	16,91	10,96	10,37
Ilo ELP	138	16,91	10,91	10,52
Botiflaca	138	16,91	11,01	10,43
Toquepala	138	16,91	11,03	10,48
Aricota	138	16,91	10,95	10,45
Aricota	66	16,91	10,91	10,44
Tacna (Los Héroes)	220	16,91	11,03	10,40
Tacna (Los Héroes)	66	16,91	11,10	10,43
<b>SISTEMAS AISLADOS (4)</b>				
Adinelsa	MT	17,75	23,24	23,24
Chavimochic	MT	17,75	23,24	23,24
Edelnor	MT	17,75	23,24	23,24
Edelsa	MT	17,75	23,24	23,24
Egepsa	MT	17,75	23,24	23,24
Electro Oriente	MT	17,75	51,54	51,54
Electro Pangoa	MT	17,75	23,24	23,24
Electro Sur Este	MT	17,75	77,60	77,60
Electro Ucayali	MT	17,75	23,24	23,24
Electrocentro	MT	17,75	23,24	23,24
Electronorte	MT	17,75	23,24	23,24
Hidrandina	MT	17,75	23,63	23,63
Seal	MT	17,75	51,71	51,71

**Notas:**

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (4) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia. Estos precios son referenciales y no tienen aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

**Se define:**

$$\text{PEBP} = \text{PEMP} + \text{CPSEE} \quad (1)$$

$$\text{PEBF} = \text{PEMF} + \text{CPSEE} \quad (2)$$

$$\text{PPB} = \text{PPM} + \text{PCSPT} + \text{PTSST} \quad (3)$$

**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, de conformidad con La Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832.

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 Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S./kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S./kWh.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47º, incisos g) e i) de la Ley.

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

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

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

PTSST : Cargo de Peaje de Transmisión Unitario, expresado en S./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S./kWh, que de corresponder, se agrega a los Precios de la Energía a Nivel de Generación para las Barras de Referencia de Generación.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Barras, 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 el Anexo 5 de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, así como sus modificatorias y complementarias.

**A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA**

A continuación se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

**Cuadro N° 2**

<b>Barras de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>Factor de Pérdidas de Potencia</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas de Punta</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta</b>
Zorritos	220	1,0000	1,0793	1,1020
Talara	220	1,0000	1,0755	1,0990
Piura Oeste	220	1,0000	1,1621	1,1522
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,1285	1,1218
Carhuaquero	220	1,0000	1,1111	1,1083
Carhuaquero	138	1,0000	1,1112	1,1084
Cutervo	138	1,0000	1,1118	1,1088
Jaen	138	1,0000	1,1132	1,1097
Guadalupe	220	1,0000	1,1119	1,1064
Guadalupe	60	1,0000	1,1161	1,1099
Cajamarca	220	1,0000	1,0803	1,0800
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0839	1,0807
Chimbote 1	220	1,0000	1,0627	1,0613
Chimbote 1	138	1,0000	1,0629	1,0617
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0253	1,0272
Paramonga Nueva	138	1,0000	1,0236	1,0269
Paramonga Existente	138	1,0000	1,0228	1,0269
Huacho	220	1,0000	1,0170	1,0188
Zapallal	220	1,0000	0,9971	1,0001
Ventanilla	220	1,0000	1,0022	0,9990
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9829	0,9900
Chilca	220	1,0000	0,9730	0,9796
Independencia	220	1,0000	0,9907	0,9989
Ica	220	1,0000	0,9986	1,0069
Marcona	220	1,0000	1,0195	1,0259
Mantaro	220	1,0000	0,9774	0,9788
Huayucachi	220	1,0000	0,9846	0,9866
Pachachaca	220	1,0000	0,9850	0,9876
Huancavelica	220	1,0000	0,9816	0,9862
Callahuanca	220	1,0000	0,9915	0,9932
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9999	1,0018
Huallanca	138	1,0000	1,0297	1,0335
Vizcarra	220	1,0000	1,0152	1,0200
Tingo María	220	1,0000	1,0165	1,0177
Aguaytía	220	1,0000	1,0050	1,0133
Aguaytía	138	1,0000	1,0084	1,0160
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0069	1,0148

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

<b>Barras de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>Factor de Pérdidas de Potencia</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas de Punta</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta</b>
Pucallpa	138	1,0000	1,0373	1,0386
Pucallpa	60	1,0000	1,0391	1,0399
Aucayacu	138	1,0000	1,0408	1,0450
Tocache	138	1,0000	1,0719	1,0652
Tingo María	138	1,0000	1,0273	1,0363
Huánuco	138	1,0000	1,0104	1,0204
Paragsha II	138	1,0000	0,9926	1,0006
Paragsha	220	1,0000	0,9954	1,0013
Yaupi	138	1,0000	0,9813	0,9866
Yuncán	138	1,0000	0,9813	0,9866
Yuncán	220	1,0000	0,9848	0,9899
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9883	0,9918
Oroya Nueva	138	1,0000	1,0030	1,0090
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9974	1,0005
Carhuamayo	138	1,0000	1,0045	1,0003
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9909	0,9955
Caripa	138	1,0000	1,0102	1,0180
Desierto	220	1,0000	0,9851	0,9928
Condorcocha	138	1,0000	1,0122	1,0205
Condorcocha	44	1,0000	1,0122	1,0205
Machupicchu	138	1,0000	1,0799	1,0256
Cachimayo	138	1,0000	1,1168	1,0616
Cusco	138	1,0000	1,1182	1,0629
Combapata	138	1,0000	1,1249	1,0801
Tintaya	138	1,0000	1,1313	1,1007
Ayaviri	138	1,0000	1,1102	1,0818
Azángaro	138	1,0000	1,0970	1,0693
San Gabán	138	1,0000	1,1048	1,0750
Mazuco	138	1,0000	1,1130	1,0802
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,1322	1,0923
Juliaca	138	1,0000	1,1238	1,0985
Puno	138	1,0000	1,1278	1,1084
Puno	220	1,0000	1,1269	1,1083
Callalli	138	1,0000	1,1190	1,1001
Santuario	138	1,0000	1,1043	1,0914
Arequipa	138	1,0000	1,1090	1,0962
Socabaya	220	1,0000	1,1083	1,0956
Cerro Verde	138	1,0000	1,1122	1,0991
Repartición	138	1,0000	1,1166	1,1016
Mollendo	138	1,0000	1,1197	1,1038
Montalvo	220	1,0000	1,1263	1,1121
Montalvo	138	1,0000	1,1269	1,1131
Ilo ELP	138	1,0000	1,1218	1,1288
Botiflaca	138	1,0000	1,1321	1,1195
Toquepala	138	1,0000	1,1343	1,1252
Aricota	138	1,0000	1,1260	1,1216

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Aricota	66	1,0000	1,1221	1,1206
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,1338	1,1168
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,1415	1,1198

### A.3) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN EL SEIN

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

**Cuadro N° 3**

N°	Sistema de Transmisión (2)	PCSPT S./kW-mes	
1	SPT de REP	0,82	
2	SPT de San Gabán	0,01	
3	SPT de Antamina	0,01	
4	SPT de Eteselva	0,14	
5	SPT de Redesur	0,61	
6	SPT de Transmantaro	1,47	
7	SPT de Transmantaro-adenda 8 (1)	0,66	
8	SPT de ISA	0,45	
9	Cargo por Garantía por Red Principal TGP	0,00	
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,19	
11	Cargo Unitario por CVOA-CMg	2,50	
12	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,00	
13	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,10
		C.H. Santa Cruz II	0,08
		C.H. Santa Cruz I	0,03
		C.H. Pochos 2	0,03
		C.H. Roncador	0,01
		C.H. Carhuaquero IV	0,13
		C.H. Caña Brava	0,03
		C.H. La Joya	0,03
		C. H. Purmacana	0,01
14	Cargo Unitario por Generación Adicional (3)	Usuarios Regulados	0,12
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	0,40
		Grandes Usuarios	0,96

**Notas:**

- (1) El cargo de la adenda 8 de Transmantaro se aplicará, debidamente actualizado, cuando entre en operación comercial el reforzamiento de la línea de transmisión en 220 kV Mantaro - Socabaya, y según lo establecido en el Artículo 15° de la presente Resolución.
- (2) Los cargos del N° 1 al 13 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

- (3) El cargo N° 14 se aplica de manera diferenciada, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, donde los Grandes Usuarios son los Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los siguientes:

**Cuadro N° 4**

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S/./kW-mes
1	Línea Chilca-La Planicie-Zapallal 220 kV	0,16
2	Línea Chilca-Zapallal 500 kV	0,29
3	Línea Carhuamayo-Paragsha 220 kV	0,24
4	Línea Paragsha-Conococha 220 kV	
5	SVC-Cajamarca	
6	Línea Conococha-Huallanca 220 kV	0,16
7	Línea Huallanca-Cajamarca 220 kV	0,31

**Nota:**

- (1) Los cargos PTSPT se aplicarán, debidamente actualizados, cuando entren en operación comercial las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), y según lo establecido en el Artículo 15° de la presente Resolución.

**A.4) PEAJES POR CONEXION Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS**

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

**1.2 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.**

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

**A) Precios 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 Medias de Energía (FPMdE), agregando a este producto, de corresponder, los Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (PSSCT).

**Se define:**

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} * \text{FPMdE} + \text{PSSCT} \quad (4)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} * \text{FPMdE} + \text{PSSCT} \quad (5)$$

**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.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

Los peajes por transmisión PSSCT se encuentran definidos en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias y complementarias.

**B) Precios 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 Medias de Potencia (FPMdP).

**Se define:**

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} * \text{FPMdP} \quad (6)$$

**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 2º.-** Fíjese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1º 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, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1º 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)

$$\text{PPM1} = \text{PPM0} * \text{FAPPM} \quad (1)$$

$$\text{FAPPM} = a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \quad (2)$$

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo} \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad (4)$$

#### Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7684	0,2316

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 10 se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{PPM1}_{\text{ef}} = \text{PPM0}_{\text{ef}} + \text{PPM0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (5)$$

**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.

PPM0<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub>, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de

	Punta
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 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/.2,805 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.
IPMo	= Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 201,637761.
FAPEM	= Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

## **1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN (PEMP y PEMF)**

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

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

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

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 10 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1}_{ef} = \text{PEMP0}_{ef} + \text{PEMP0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (8)$$

$$\text{PEMF1}_{ef} = \text{PEMF0}_{ef} + \text{PEMF0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (9)$$

Para la aplicación de estas fórmulas se tomará en consideración lo siguiente:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (10)$$

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC\_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC\_D2o}) \quad (11)$$

$$FR6 = (PR6 + ISC\_R6) / (PR6o + ISC\_R6o) \quad (12)$$

$$FPGN = PGN/PNGo \quad (13)$$

$$FCB = (PCB/PCBo) * FTC \quad (14)$$

**Cuadro N° 6**

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1211	0,0000	0,0000	0,8737	---	0,0052
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Chavimochic	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Edelnor	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Edelsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Egepsa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electro Oriente	0,1526	0,0474	0,6859	---	0,1141	---
Electro Pangoa	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electro Sur Este	0,0164	0,9029	---	---	0,0807	---
Electro Ucayali	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electrocentro	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Electronorte	0,1667	---	---	---	0,8333	---
Hidrandina	0,1656	0,0072	---	---	0,8272	---
Seal	0,0860	0,5318	---	---	0,3822	---

**Donde:**

- PEMP0 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.
- PEMF0 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.
- PEMP1 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- PEMF1 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- PEMP0<sub>ef</sub> = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.
- PEMF0<sub>ef</sub> = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.
- PEMP1<sub>ef</sub> = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0<sub>ef</sub>, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- PEMF1<sub>ef</sub> = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0<sub>ef</sub>, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.

<sup>1</sup> En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 10.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5.
- 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 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Biodiesel B5, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.  
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del Petróleo Biodiesel B5, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B5, en S./Gln, según el Cuadro N° 7.
- PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.  
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S./Gln, según el Cuadro N° 7.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el Cuadro N° 7.
- ISC\_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N°6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC\_D2 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B5 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC\_R6o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.  
Plantas Callao, El Milagro y Cusco: igual a 0,52 S./Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln
- ISC\_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 inicial igual a 1,40 S./Gln.

**Cuadro N° 7**

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	7,45	5,61	110,5
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electronorte	El Milagro	7,51	---	---
Electro Oriente	Iquitos	7,99	6,73	---
Hidrandina, Seal	Callao	7,45	---	---
Electro Sur Este	Cusco	7,87	---	---

**Notas:**

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,5745 S./MMBtu.

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

**1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN Y PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIOS (PCSPT Y PTSGT)**

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

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (15)$$

$$FAPCSPT = 1 * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad (16)$$

$$FPal = Pal/Palo \quad (17)$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad (18)$$

**Cuadro N° 8**

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,4091	0,4652	0,1137	0,0120	---
SPT de Antamina	0,5184	0,4791	---	0,0025	---
SPT de San Gabán	0,4946	0,5035	---	0,0019	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Generación Adicional	---	---	---	---	1,0000

**Donde:**

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

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

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú

- “Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)”.
- Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 271,350.
- Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.
- Palo = Índice inicial del precio del Aluminio igual a 1 856,762
- p = Factor determinado conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.
- Para el caso del Cargo Unitario por Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg, el Cargo Unitario por CVOA-RSC y el Cargo por Prima se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de OSINERGMIN aprobados por las Resoluciones N° 001-2009-OS/CD, N° 002-2009-OS/CD y N° 001-2010-OS/CD.
- Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se determinará de acuerdo con el procedimiento de OSINERGMIN aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente:  
 $p = FAPPM * DP / 550,204$  donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

Los Cargos de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$PTSGT1 = PTSGT0 * FTC \quad (19)$$

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (16) y (19) son los definidos en el numeral 1.1

## 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 separadamente:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPP, FAPM, FAPCSPT, FACPSEE y Factores de Actualización de Peajes de los SST y SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;
- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPP, FAPM) en cualquiera de los Sistemas Aislados 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 Barras de Referencia de Generación 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 PEMP y PEMF.

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

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN, el FOBCB y el p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por OSINERGMIN 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 3º.-** Fíjese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

**Cuadro N° 9**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (Nuevos Soles)</b>	<b>% Participación</b>
Adinelsa	1 119 521	1,2791%
Chavimochic	59 237	0,0677%
Edelnor	297 788	0,3402%
Edelsa	31 652	0,0362%
Egepsa	80 723	0,0922%
Electro Oriente	77 298 894	88,3169%

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (Nuevos Soles)</b>	<b>% Participación</b>
Electro Pangoa	146 641	0,1675%
Electro Sur Este	1 103 149	1,2604%
Electro Ucayali	241 348	0,2758%
Electrocentro	2 251 260	2,5721%
Electronorte	2 107 571	2,4080%
Hidrandina	800 310	0,9144%
Seal	1 986 375	2,2695%

**Artículo 4º.-** Fíjese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

**Cuadro N° 10**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S./kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S./kW.h</b>	<b>PEMF ctm. S./kW.h</b>
Adinelsa	MT	17,75	17,14	17,14
Chavimochic	MT	17,75	17,14	17,14
Edelnor	MT	17,75	17,14	17,14
Edelsa	MT	17,75	17,14	17,14
Egepsa	MT	17,75	17,14	17,14
Electro Oriente	MT	17,75	24,50	24,50
Electro Pangoa	MT	17,75	17,14	17,14
Electro Sur Este	MT	17,75	20,33	20,33
Electro Ucayali	MT	17,75	17,14	17,14
Electrocentro	MT	17,75	17,14	17,14
Electronorte	MT	17,75	17,12	17,12
Hidrandina	MT	17,75	17,22	17,22
Seal	MT	17,75	17,74	17,74

**Artículo 5º.-** Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el Artículo 29° de la Ley N° 28832, según lo establecido en el Artículo 63° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el Artículo 4° de la presente resolución, según lo establecido en el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

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

**Artículo 6º.-** Las empresas generadoras están obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a OSINERGMIN, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

**Artículo 7º.-** El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2º de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

**Artículo 8º.-** 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° 11**

Bloque	ctm. S./kVARh
Primero	1,124
Segundo	2,136
Tercero	3,149

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 2º de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

**Artículo 9º.-** 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 Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Electrocentro, definidos en el Cuadro N° 1).

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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (20)$$

**Donde:**

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

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

**Artículo 10º.-** El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el SEIN, Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, Empresa Distribuidora Electrocentro.

**Artículo 11º.-** Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 70,125 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12º.-** Fíjese en US\$ 68 143 693 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 23 207 845 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012.

**Artículo 13º.-** Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario para el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de los Sistemas que se indican, en:

**Cuadro N° 12**

<b>Sistema de Transmisión</b>	<b>Peaje por Conexión (S./)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S./)</b>
SPT de REP	50 549 153	590 121
SPT de San Gabán	299 195	0
SPT de Antamina	284 413	0
SPT de Eteselva	8 468 754	209 132
SPT de Redesur	37 185 888	22 301
SPT de Transmantaro	89 902 025	580 917
SPT de Transmantaro-adenda 8 (1)	40 425 627	0
SPT de ISA	27 749 531	491 579

(1) El peaje de la adenda 8 de Transmantaro se aplicará cuando ingrese en operación comercial el reforzamiento de la línea de transmisión en 220 kV Mantaro - Socabaya, conforme lo establece el contrato.

**Cuadro N° 13**

<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>Peaje de Transmisión (S./)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S./)</b>
Línea Chilca-La Planicie-Zapallal 220 kV	9 562 151	0
Línea Chilca-Zapallal 500 kV	17 574 635	898 724
Línea Carhuamayo-Paragsha 220 kV	14 938 682	811 226
Línea Paragsha-Conococha 220 kV		
SVC-Cajamarca		
Línea Conococha-Huallanca 220 kV	10 048 333	1 272 072
Línea Huallanca-Cajamarca 220 kV	19 179 375	1 663 255

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer periodo de fijación anual serán calculados como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril del año 2012; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme al numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución y según lo señalado en el Artículo 14° de la presente Resolución.

**Artículo 14º.-** Las Condiciones de Aplicación de los Precios 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, entendiéndose como Subestaciones de Referencia a las Barras de Referencia de Generación que se consideran en la presente Resolución.

**Artículo 15º.-** Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

**Artículo 16º.-** En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje de transmisión secundaria y/o complementaria y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

**Artículo 17º.-** La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2011.

**Artículo 18º.-** Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

**Artículo 19º.-** Incorpórese los Informes [N° 0152-2011-GART](#), [N°149-2011-GART](#) [N° 0154-2011-GART](#) y [N° 010-2011-OS/OEE](#); Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4, como parte de la presente resolución.

**Artículo 20º.-** 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 OSINERGMIN: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.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 Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-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 OSINERGMIN fijar anualmente los Precios 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, OSINERGMIN contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al período Mayo 2011 – Abril 2012, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

Con Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", la misma que establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra.

Asimismo, conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD**

Conforme lo señala la Norma “Compensación por Generación Adicional”, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Por otro lado, la Norma “Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato” aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, y en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008; comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Finalmente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma “Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

En aplicación de la función reguladora de OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período Mayo 2011 – Abril 2012. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, y que son los siguientes:

- a) Los Precios 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 de OSINERGMIN.
- 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.
- f) El Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.
- g) El Cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea.
- h) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- j) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- k) El Cargo Unitario por Generación Adicional.
- l) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0152-2011-GART, N° 149-2011-GART y N° 010-2011-OS/OEE y Legal N° 0154-2011-GART.