



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

## ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

### Resolución OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD

“Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013”

Las sugerencias al Proyecto de Resolución se recibirán en la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, dentro de los siguientes 10 días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación, a través de los medios que a continuación se indican:

**Correo Electrónico:** [fitamay2012@osinerg.gob.pe](mailto:fitamay2012@osinerg.gob.pe)

**Fax N°:** (511) 224 0491

**Página Web:** [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)

Cartas Dirigidas a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN  
Av. Canadá 1460  
Lima 41, Perú

Lima, marzo de 2012

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

Lima, 05 de marzo de 2012

**CONSIDERANDO:**

Que, conforme se dispone en el literal g) del "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", 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, el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra; así como, la relación de la información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que la sustenta, con excepción de la información clasificada previamente como confidencial mediante resolución de OSINERGMIN, deberá publicarse en el diario oficial El Peruano y en la página Web, con un plazo no menor a 15 días hábiles anteriores a la publicación de la Resolución que apruebe los Precios en Barra;

Estando a lo dispuesto por la Ley N° 27838 y a las facultades concedidas por el Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y

De conformidad con lo informado por la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria con el Informe N° 073-2012-GART;

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Dispóngase la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe), del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013, documento que figura como Anexo 2 de la presente resolución, conjuntamente con su exposición de motivos.

**Artículo 2°.-** Dispóngase la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN, de la relación de información que se acompaña como Anexo 1 de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Convóquese a Audiencia Pública para la sustentación y exposición, por parte de OSINERGMIN, de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución de Fijación de Precios en Barra publicado, que se realizará en la fecha, hora y lugares siguientes:

Fecha : Miércoles 14 de marzo de 2012

Hora : 09:00 a.m.

Lugares : **LIMA**

Sala de Reuniones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART)

Av. Canadá 1460, San Borja

**CUSCO**

Salón de Conferencias del Hotel Picoaga  
Calle Santa Teresa 344

**PIURA**

Salón de Conferencias (Directorio 1) del Hotel Los Portales  
Calle Libertad 875, Plaza de Armas

**Artículo 4°.-** Definir un plazo de diez (10) días hábiles contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número telefónico N° 224 0491, o vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: [fitamay2012@osinerg.gob.pe](mailto:fitamay2012@osinerg.gob.pe). La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios hasta las 06:00 p.m.

**Artículo 5°.-** Encargar a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria el análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de resolución a que se refiere el Artículo 1° de la presente resolución.

**Artículo 6°.-** La presente Resolución, sus Anexos 1 y 2, y la exposición de motivos deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente serán consignados, junto con los Informes contenidos en la relación de información del Anexo 1, en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
**Presidente del Consejo Directivo**

# ANEXO 1

## RELACION DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LA RESOLUCIÓN DE FIJACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA

1. [Informe N° 0081-2012-GART](#) “Informe para la Prepublicación de los Precios en Barra (Período Mayo 2012 - Abril 2013)”.
2. [Memorando N° 0192-2012-GART](#) de la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.
3. [Informe N° 010-2012-OEE/OS](#) “Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano”.
4. [Informe N° 073-2012-GART](#) de la Asesoría Legal.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0432-2011-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
6. Absolución de Observaciones al Informe N° 0430-2011-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
7. “Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2012 – Abril 2013” preparado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
8. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2012” preparado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
9. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
  - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
  - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
  - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
  - Contrato suscrito con la empresa REP
  - Contrato suscrito con la empresa ABENGOA
  - Contrato suscrito con la empresa TESUR
10. Modelos:
  - “Modelo Perseo”: Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
  - “Modelo Demanda por Barras”: Cálculo de la demanda global y por barras para el período 2011-2014.
11. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

## ANEXO 2

PROYECTO  
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° **XXX**-2012-OS/CD

Lima, **XX** de abril de 2012

### 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°.....-2012-GART, N°.....-2012-GART y N°.....-2012-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), del Decreto Ley N°25844, 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, conforme se señala en el Informe N° .....-2012-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2011 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 2011;

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,

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

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, de acuerdo a lo 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, el cual se sustenta en el Informe N° 010-2012-OEE/OS;

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° 050-2011-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° 083-2012-MEM/DM, publicada el 25 de febrero de 2012, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

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, 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 [Memorando N° 0192-2012-GART](#) de la División de Gas Natural donde establece que el mecanismo de garantía se encontraría extinto al haberse cumplido con la condición señalada en el numeral 12.4 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y el numeral 14.8.1 del Contrato BOOT de TGP;

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**

<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>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	16,26	12,70	11,73
Talara	220	16,26	12,65	11,69
Piura Oeste	220	16,26	13,24	12,07
Chiclayo Oeste	220	16,26	13,06	11,91
Carhuaquero	220	16,26	12,85	11,76
Carhuaquero	138	16,26	12,85	11,76
Cutervo	138	16,26	12,85	11,76
Jaen	138	16,26	12,85	11,76
Guadalupe	220	16,26	12,90	11,77
Guadalupe	60	16,26	12,95	11,81
Cajamarca	220	16,26	12,54	11,51
Trujillo Norte	220	16,26	12,63	11,53
Chimbote 1	220	16,26	12,46	11,40
Chimbote 1	138	16,26	12,52	11,43
Paramonga Nueva	220	16,26	12,13	11,10
Paramonga Nueva	138	16,26	12,12	11,09
Paramonga Existente	138	16,26	12,08	11,08
Huacho	220	16,26	12,08	11,04
Zapallal	220	16,26	11,93	10,89
Ventanilla	220	16,26	11,93	10,89

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-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>
Lima (1)	220	16,26	11,92	10,88
Cantera	220	16,26	11,70	10,74
Chilca	220	16,26	11,59	10,62
Independencia	220	16,26	11,79	10,83
Ica	220	16,26	11,85	10,89
Marcona	220	16,26	12,04	11,03
Mantaro	220	16,26	11,64	10,65
Huayucachi	220	16,26	11,73	10,72
Pachachaca	220	16,26	11,77	10,76
Huancavelica	220	16,26	11,70	10,72
Callahuanca	220	16,26	11,83	10,82
Cajamarquilla	220	16,26	11,93	10,92
Huallanca	138	16,26	12,25	11,21
Vizcarra	220	16,26	11,97	11,02
Tingo María	220	16,26	12,08	11,11
Aguaytía	220	16,26	11,99	11,04
Aguaytía	138	16,26	12,03	11,07
Aguaytía	22,9	16,26	12,01	11,06
Pucallpa	138	16,26	12,38	11,32
Pucallpa	60	16,26	12,40	11,34
Aucayacu	138	16,26	12,48	11,51
Tocache	138	16,26	12,85	11,73
Tingo María	138	16,26	12,32	11,41
Huánuco	138	16,26	12,41	11,42
Paragsha II	138	16,26	12,33	11,33
Paragsha	220	16,26	11,78	10,84
Yaupi	138	16,26	11,51	10,61
Yuncán	138	16,26	11,51	10,61
Yuncán	220	16,26	11,55	10,65
Oroya Nueva	220	16,26	11,84	10,84
Oroya Nueva	138	16,26	12,01	10,95
Oroya Nueva	50	16,26	12,47	11,37
Carhuamayo	138	16,26	11,10	10,41
Carhuamayo Nueva	220	16,26	11,63	10,71
Caripa	138	16,26	11,71	10,73
Desierto	220	16,26	11,73	10,77
Condorcocha	138	16,26	11,74	10,75
Condorcocha	44	16,26	11,74	10,75
Machupicchu	138	16,26	13,22	11,49
Cachimayo	138	16,26	13,63	11,85
Cusco (2)	138	16,26	13,64	11,85
Combapata	138	16,26	13,58	11,97
Tintaya	138	16,26	13,50	12,11
Ayaviri	138	16,26	13,12	11,83
Azángaro	138	16,26	12,90	11,48
San Gabán	138	16,26	12,90	11,47
Mazuco	138	16,26	12,99	11,52
Puerto Maldonado	138	16,26	13,19	11,64

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 037-2012-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>
Juliaca	138	16,26	13,24	11,84
Puno	138	16,26	13,31	11,97
Puno	220	16,26	13,31	11,98
Callalli	138	16,26	13,33	12,02
Santuario	138	16,26	13,10	11,87
Arequipa (3)	138	16,26	13,15	11,92
Socabaya	220	16,26	13,15	11,91
Cerro Verde	138	16,26	13,19	11,95
Repartición	138	16,26	13,23	11,97
Mollendo	138	16,26	13,27	11,99
Montalvo	220	16,26	13,31	12,05
Montalvo	138	16,26	13,31	12,06
Ilo ELP	138	16,26	13,49	12,21
Botiflaca	138	16,26	13,39	12,13
Toquepala	138	16,26	13,43	12,18
Aricota	138	16,26	13,32	12,14
Aricota	66	16,26	13,27	12,12
Tacna (Los Héroes)	220	16,26	13,40	12,11
Tacna (Los Héroes)	66	16,26	13,50	12,15
<b>SISTEMAS AISLADOS (4)</b>				
Adinelsa	MT	17,36	23,00	23,00
Chavimochic	MT	17,36	23,00	23,00
Edelnor	MT	17,36	23,00	23,00
Electro Oriente	MT	17,36	58,27	58,27
Electro Sur Este	MT	17,36	84,98	84,98
Electro Ucayali	MT	17,36	23,00	23,00
Electrocentro	MT	17,36	23,00	23,00
Electronorte	MT	17,36	26,93	26,93
Hidrandina	MT	17,36	23,30	23,30
Seal	MT	17,36	55,14	55,14

**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	1,0649	1,0783
Talara	220	1,0000	1,0607	1,0750
Piura Oeste	220	1,0000	1,1108	1,1094
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0954	1,0949
Carhuaquero	220	1,0000	1,0777	1,0813
Carhuaquero	138	1,0000	1,0778	1,0813
Cutervo	138	1,0000	1,0780	1,0815
Jaen	138	1,0000	1,0780	1,0815
Guadalupe	220	1,0000	1,0823	1,0819
Guadalupe	60	1,0000	1,0865	1,0856
Cajamarca	220	1,0000	1,0516	1,0583
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0589	1,0597
Chimbote 1	220	1,0000	1,0451	1,0478
Chimbote 1	138	1,0000	1,0500	1,0506
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0177	1,0202
Paramonga Nueva	138	1,0000	1,0161	1,0195
Paramonga Existente	138	1,0000	1,0136	1,0183
Huacho	220	1,0000	1,0133	1,0146
Zapallal	220	1,0000	1,0006	1,0008
Ventanilla	220	1,0000	1,0005	1,0009
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9815	0,9870
Chilca	220	1,0000	0,9720	0,9764
Independencia	220	1,0000	0,9886	0,9958
Ica	220	1,0000	0,9940	1,0011
Marcona	220	1,0000	1,0096	1,0142
Mantaro	220	1,0000	0,9767	0,9786
Huayucachi	220	1,0000	0,9839	0,9852
Pachachaca	220	1,0000	0,9868	0,9894
Huancavelica	220	1,0000	0,9810	0,9851
Callahuanca	220	1,0000	0,9925	0,9948
Cajamarquilla	220	1,0000	1,0010	1,0038
Huallanca	138	1,0000	1,0273	1,0302
Vizcarra	220	1,0000	1,0041	1,0126
Tingo María	220	1,0000	1,0128	1,0210
Aguaytía	220	1,0000	1,0055	1,0150
Aguaytía	138	1,0000	1,0090	1,0177
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0075	1,0165

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-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	1,0385	1,0407
Pucallpa	60	1,0000	1,0402	1,0421
Aucayacu	138	1,0000	1,0468	1,0579
Tocache	138	1,0000	1,0780	1,0783
Tingo María	138	1,0000	1,0332	1,0490
Huánuco	138	1,0000	1,0405	1,0497
Paragsha II	138	1,0000	1,0339	1,0419
Paragsha	220	1,0000	0,9877	0,9967
Yaupi	138	1,0000	0,9654	0,9754
Yuncán	138	1,0000	0,9654	0,9754
Yuncán	220	1,0000	0,9689	0,9787
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9927	0,9963
Oroya Nueva	138	1,0000	1,0069	1,0066
Oroya Nueva	50	1,0000	1,0462	1,0454
Carhuamayo	138	1,0000	0,9309	0,9574
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9751	0,9844
Caripa	138	1,0000	0,9825	0,9859
Desierto	220	1,0000	0,9834	0,9896
Condorcocha	138	1,0000	0,9845	0,9883
Condorcocha	44	1,0000	0,9845	0,9883
Machupicchu	138	1,0000	1,1092	1,0562
Cachimayo	138	1,0000	1,1431	1,0890
Cusco	138	1,0000	1,1438	1,0897
Combapata	138	1,0000	1,1389	1,1006
Tintaya	138	1,0000	1,1322	1,1131
Ayaviri	138	1,0000	1,1006	1,0873
Azángaro	138	1,0000	1,0819	1,0551
San Gabán	138	1,0000	1,0819	1,0546
Mazuco	138	1,0000	1,0891	1,0592
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,1058	1,0698
Juliaca	138	1,0000	1,1108	1,0882
Puno	138	1,0000	1,1164	1,1003
Puno	220	1,0000	1,1166	1,1014
Callalli	138	1,0000	1,1180	1,1052
Santuario	138	1,0000	1,0984	1,0910
Arequipa	138	1,0000	1,1031	1,0956
Socabaya	220	1,0000	1,1025	1,0949
Cerro Verde	138	1,0000	1,1063	1,0985
Repartición	138	1,0000	1,1099	1,1002
Mollendo	138	1,0000	1,1132	1,1025
Montalvo	220	1,0000	1,1161	1,1075
Montalvo	138	1,0000	1,1166	1,1084
Ilo ELP	138	1,0000	1,1317	1,1224
Botiflaca	138	1,0000	1,1227	1,1147
Toquepala	138	1,0000	1,1260	1,1195
Aricota	138	1,0000	1,1173	1,1158

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	1,1130	1,1142
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,1241	1,1129
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,1326	1,1170

### 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 (1)	PCSPT S./kW-mes	
1	SPT de REP	0,73	
2	SPT de San Gabán	0,01	
3	SPT de Antamina	0,01	
4	SPT de Eteselva	0,12	
5	SPT de Redesur	0,56	
6	SPT de Transmantaro	1,96	
7	SPT de ISA	0,39	
8	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,18	
9	Cargo Unitario por CVOA-CMg	2,37	
10	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,00	
11	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,04
		C.H. Santa Cruz II	0,03
		C.H. Santa Cruz I	0,03
		C.H. Poechos 2	0,02
		C.H. Roncador	0,03
		C.H. Carhuaquero IV	0,12
		C.H. Caña Brava	0,03
		C.H. La Joya	0,06
		C.T. Huaycoloro	0,14
		C.H. Purmacana	0,01
12	Cargo Unitario por Generación Adicional (2)	Usuarios Regulados	3,17
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	10,13
		Grandes Usuarios	22,08

**Notas:**

- (1) Los cargos del N° 1 al 11 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.
- (2) El cargo N° 12 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 -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,37
2	Líneas Carhuamayo - Cajamarca 220 kV (Tramos 1, 2, 3 y4) y SVC-Cajamarca	0,64
3	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito) (1)	0,09
4	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV (1)	1,08
5	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV (1)	0,41
6	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV (1)	0,10
7	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV (1)	0,28

**Nota:**

- (1) Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, 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 PTS GT 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:**

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

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

**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:**

$$PPB1 = PPB0 * FPMdP \quad (6)$$

**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 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

## 1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas, 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)

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

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

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

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

**Cuadro N° 5**

Sistema	a	b
SEIN	0,7612	0,2388

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/. 2,691 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 208,374177.
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:

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

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

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

$$\text{FPGN} = \text{PGN}/\text{PGNo} \quad (13)$$

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

**Cuadro N° 6**

<b>Sistema Eléctrico</b>	<b>d</b>	<b>e</b>	<b>f</b>	<b>g</b>	<b>s</b>	<b>cb</b>
<b>SEIN</b>	0,1187	0,0000	0,0241	0,8555	---	0,0017
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Chavimochic	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Edelnor	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electro Oriente	0,0904	0,0512	0,7848	---	0,0736	---
Electro Sur Este	0,0118	0,9292	---	---	0,0590	---
Electro Ucayali	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electrocentro	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electronorte	0,1507	0,0656	---	---	0,7837	---
Hidrandina	0,1599	0,0050	---	---	0,8351	---
Seal	0,0801	0,5356	---	---	0,3843	---

**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.
- 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.

<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.

- 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 y Cusco: igual a 0,39 S./Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln
- ISC\_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 inicial igual a 1,20 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	8,82	6,90	128,75
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	9,32	7,80	---
Electronorte	Callao	8,82	---	---
Hidrandina, Seal	Callao	8,82	---	---
Electro Sur Este	Cusco	9,26	---	---

**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 6,5846 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:

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

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

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

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

**Cuadro N° 8**

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,2815	0,2957	0,4149	0,0079	---
SPT de Antamina	0,5154	0,4820	---	0,0026	---
SPT de San Gabán	0,5174	0,4820	---	0,0006	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	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:

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, 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 (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% 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	551 307	0,5515%
Chavimochic	23 896	0,0239%
Edelnor	250 761	0,2508%
Electro Oriente	91 778 222	91,8053%
Electro Sur Este	1 534 949	1,5354%
Electro Ucayali	214 764	0,2148%
Electrocentro	169 912	0,1700%
Electronorte	2 483 992	2,4847%
Hidrandina	851 327	0,8516%
Seal	2 111 327	2,1120%

**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	17,36	18,76	18,76
Chavimochic	MT	17,36	18,76	18,76
Edelnor	MT	17,36	18,76	18,76
Electro Oriente	MT	17,36	23,20	23,20
Electro Sur Este	MT	17,36	25,51	25,51
Electro Ucayali	MT	17,36	18,76	18,76
Electrocentro	MT	17,36	18,76	18,76
Electronorte	MT	17,36	19,15	19,15
Hidrandina	MT	17,36	18,79	18,79
Seal	MT	17,36	21,91	21,91

**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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

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 2° 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**

<b>Bloque</b>	<b>ctm. S./kVARh</b>
Primero	1,078
Segundo	2,049
Tercero	3,021

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 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 (20)

**Donde:**

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

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

**Artículo 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 200,749 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12º.-** Fíjese en US\$ 70 138 715 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 30 952 532 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 2012 y el 30 de abril de 2013.

**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	46 903 966	1 793 411
SPT de San Gabán	287 902	0
SPT de Antamina	275 870	0
SPT de Eteselva	7 926 329	379 540
SPT de Redesur	35 851 916	42 388
SPT de Transmantaro	126 532 412	0
SPT de ISA	25 109 205	1 311 876

**Cuadro N° 13**

<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>Peaje de Transmisión (S/.)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S/.)</b>
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	23 677 062	2 816 101
Líneas Carhuamayo - Cajamarca 220 kV (Tramos 1, 2, 3 y4) y SVC-Cajamarca	41 461 562	5 442 230
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	6 126 275	0

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>Peaje de Transmisión (S/.)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S/.)</b>
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	69 442 111	36 986
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	26 249 447	0
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	6 585 234	0
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	18 347 653	0

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 2013; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Asimismo, a fin de establecer la valorización de las transferencias de generadores a concesionarios de transmisión, el COES determinará la remuneración que los concesionarios deberán recuperar por el primer período de fijación anual como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos desde el día de entrada en vigencia del pliego tarifario que incorpora el peaje unitario correspondiente a la instalación que entra en operación comercial y el 30 de abril del año 2013; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión como consecuencia de la precisión contenida en el párrafo precedente, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas: "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, y "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD, según corresponda.

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.

Sin embargo, cuando la puesta en operación comercial sea comunicada después de la fecha de actualización de los pliegos tarifarios, del mes inmediatamente posterior a la fecha de puesta en operación comercial, los cambios originados por la

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

incorporación de nuevas líneas de transmisión, entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente a la fecha de recepción de la comunicación 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 2012.

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

**Artículo 19º.-** Incorpórese los Informes N°...-2012-GART, N°...-2012-GART y N°... -2012-GART; Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3, 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)

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD**

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, 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 2012 – Abril 2013, 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:

El mecanismo de Garantía de Red Principal se encontraría extinto al haberse cumplido con la condición señalada en el numeral 12.4 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y el numeral 14.8.1 del Contrato BOOT de TGP.

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° 037-2012-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 2012 – Abril 2013. 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 Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- j) El Cargo Unitario por Generación Adicional.
- k) 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° 081-2012-GART](#) y [N° 010-2012-OEE/OS](#), y [Legal N° 073-2012-GART](#), así como el [Memorando N° 0192-2012-GART](#).