



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

---

---

**Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 060-2017-OS/CD**  
Fija Precios en Barra para el período mayo 2017 - abril 2018.

---

---

**Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 061-2017-OS/CD**  
Fija peajes y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el período 2017-2021.

---

---

**Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 062-2017-OS/CD**  
Aprueba Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), producto de la Liquidación Anual de los Ingresos, para el período mayo 2017 - abril 2018.

---

---

**Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 063-2017-OS/CD**  
Aprueba modificación de la Resolución N° 054-2013-OS/CD que fijó las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT 2013-2017

---

---

**NORMAS LEGALES**

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN Nº 060-2017-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2017

**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 de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Nº 155-2017-GRT, Nº 156-2017-GRT y Nº 161-2017-GRT, así como el informe de la División de Supervisión de Electricidad DSE-UGSEIN-138-2017.

**CONSIDERANDO:**

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergrmin"), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley Nº 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 Nº 054-2001-PCM y en el Artículo 22º, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 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 Nº25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución Nº 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 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 Tarifas en Barra, conforme se señala en el Informe Nº 155-2017-GRT, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2016 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergrmin, 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 30 de noviembre de 2016;

Que, seguidamente, Osinergrmin 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, Osinergrmin procederá a fijar y publicar las Tarifas en Barra o Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley Nº 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, Osinergrmin 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 Nº 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 Osinergrmin, 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;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 136 y 137 del Reglamento de la LCE, corresponde a Osinergrmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo Nº 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., Osinergrmin 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. El RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada (RAG) que se encuentran en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA) en función de los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (Acta de POC), según las cláusulas adicionales al contrato. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, según los Contratos del Sistema Garantizado de Transmisión y lo previsto en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión" mediante Resolución Nº 200-2010-OS/CD, corresponde efectuar la preliquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT;

Que, de conformidad con el Artículo 19º de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución Nº 217-2013-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 Nº 083-2015-OS/CD y sus modificatorias;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley Nº 28832, Osinergrmin 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° 087-2017-MEM/DM, publicada el 25 de febrero de 2017, 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 2017 y el 30 de abril de 2018;

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, dentro de dicha regulación para los sistemas aislados, Osinergmin deberá fijar aquellos valores que permitan el cumplimiento del Contrato del Proyecto "Suministro de Energía para Iquitos" suscrito por el Estado Peruano con la empresa Genrent del Perú S.A.C., y garanticen la remuneración prevista en dicho instrumento;

Que, atendiendo que la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008, ha culminado el 31 de diciembre de 2013, y considerando los criterios definidos en la Resolución N° 094-2014-OS/CD, sobre el mecanismo de liquidación de los saldos originados por las situaciones de emergencia, cuyos contratos se mantuvieron aplicables hasta su terminación, corresponde señalar que a la fecha, dicho mecanismo ha concluido, por tanto a partir del presente periodo no corresponde fijar el cargo unitario por generación adicional (CUGA). Finalmente, en esta regulación se están liquidando los saldos negativos de las empresas beneficiadas con esta compensación, para que sean transferidas como parte del pago de la compensación del Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro;

Que, por otro lado, conforme a la Resolución 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, mediante Resolución 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 que fue prorrogado, de acuerdo al Artículo 6° de la Ley N° 30513, hasta el 01 de octubre de 2017, 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 N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, las que comprenden los cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del Artículo 4° de la Ley N° 29852, modificado mediante Ley N° 29969, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, como consecuencia de la terminación de la concesión del Proyecto "Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano", declarada con Resolución Suprema N° 004-2017-EM, no corresponde la fijación del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética ("CASE"), según se detalla en el informe legal que integra la presente resolución;

Que, mediante Decreto Supremo N° 044-2014-EM publicado el 17 de diciembre de 2014, se dictaron disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el marco de la Ley N° 29970. Estableciendo, en el artículo 3 del citado Decreto Supremo que los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro conforme lo establecen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1° de la Ley N° 29970, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra, según el "Procedimiento Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía", aprobado con Resolución N° 140-2015-OS/CD;

Que, mediante Resolución N° 073-2016-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica", expedida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento, la misma que comprende los Cargos Unitarios por Capacidad de Generación Eléctrica que compensan a los proyectos adjudicados en el Nodo Energético del Sur, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, mediante Resolución N° 033-2017-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2018, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del Proyecto de Resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 16 de marzo de 2017;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° 155-2017-GRT, N° 156-2017-GRT y Legal N° 161-2017-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, División de Gas Natural y Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, así como el Informe DSE-UGSEIN-138-2017 de la División de Supervisión de Electricidad

de Osinermin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin y la integran, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

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 Osinermin, 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 la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; Decreto de Urgencia N° 109-2009; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 13-2017.

## SE RESUELVE:

**Artículo 1º.-** Fijese 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	20,15	15,06	13,58
Talara	220	20,15	14,94	13,49
Piura Oeste	220	20,15	15,01	13,57
La Niña	220	20,15	14,85	13,49
Chiclayo Oeste	220	20,15	14,88	13,51
Carhuaquero	220	20,15	14,63	13,26
Carhuaquero	138	20,15	14,63	13,27
Cutervo	138	20,15	14,69	13,29
Jaén	138	20,15	14,73	13,31
Guadalupe	220	20,15	14,86	13,50
Guadalupe	60	20,15	14,88	13,51
La Ramada	220	20,15	14,51	13,07
Cajamarca	220	20,15	14,63	13,23
Trujillo Norte	220	20,15	14,79	13,47
Chimbote 1	220	20,15	14,72	13,44
Chimbote 1	138	20,15	14,74	13,40
Paramonga Nueva	220	20,15	14,57	13,27
Paramonga Nueva	138	20,15	14,54	13,25
Paramonga Existente	138	20,15	14,50	13,23
Huacho	220	20,15	14,57	13,41
Zapallal	220	20,15	14,70	13,69
Lomera	220	20,15	14,67	13,60
Carabayllo	220	20,15	14,68	13,66
Ventanilla	220	20,15	14,78	13,82
Lima (1)	220	20,15	14,76	13,84
Cantera	220	20,15	14,48	13,42
Chilca	220	20,15	14,43	13,43
Asia	220	20,15	14,45	13,43

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Alto Praderas	220	20,15	14,55	13,54
Independencia	220	20,15	14,49	13,38
Ica	220	20,15	14,56	13,44
Marcona	220	20,15	14,69	13,55
Mantaro	220	20,15	14,05	12,81
Huayucachi	220	20,15	14,20	13,01
Pachachaca	220	20,15	13,98	12,41
Pomacocha	220	20,15	14,11	12,64
Huancavelica	220	20,15	14,18	12,97
Callahuanca	220	20,15	14,94	14,34
Cajamarquilla	220	20,15	14,84	14,00
Huallanca	138	20,15	14,32	13,06
Vizcarra	220	20,15	14,41	12,45
Tingo María	220	20,15	14,68	12,53
Aguaytía	220	20,15	14,74	12,58
Aguaytía	138	20,15	14,79	12,60
Aguaytía	22,9	20,15	14,77	12,59
Pucallpa	138	20,15	15,43	13,03
Pucallpa	60	20,15	15,45	13,04
Aucayacu	138	20,15	14,75	12,50
Tocache	138	20,15	14,75	12,50
Tingo María	138	20,15	14,75	12,50
Huánuco	138	20,15	14,52	12,19
Paragsha II	138	20,15	14,08	11,79
Paragsha	220	20,15	14,06	11,76
Yaupí	138	20,15	13,79	11,46
Yuncán	138	20,15	13,89	11,53
Yuncán	220	20,15	13,94	11,56
Oroya Nueva	220	20,15	13,99	12,64
Oroya Nueva	138	20,15	14,01	12,08
Oroya Nueva	50	20,15	14,01	12,54
Carhuamayo	138	20,15	14,00	11,72
Carhuamayo Nueva	220	20,15	14,02	11,62
Caripa	138	20,15	14,01	11,97
Desierto	220	20,15	14,49	13,43
Condorcocha	138	20,15	14,03	11,98
Condorcocha	44	20,15	14,03	11,98
Machupicchu	138	20,15	14,51	13,20
Cachimayo	138	20,15	14,93	13,55
Cusco (2)	138	20,15	15,00	13,60
Combapata	138	20,15	15,27	13,83
Tintaya	138	20,15	15,49	14,06
Tintaya Nueva	220	20,15	15,46	14,06
Ayaviri	138	20,15	15,31	13,81
Azángaro	138	20,15	15,20	13,64
San Gabán	138	20,15	14,50	13,07
Mazuco	138	20,15	14,70	13,20
Puerto Maldonado	138	20,15	15,22	13,54
Juliaca	138	20,15	15,50	13,86
Puno	138	20,15	15,37	13,86
Puno	220	20,15	15,35	13,86

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Callalli	138	20,15	15,35	14,08
Santuario	138	20,15	15,19	13,90
Arequipa (3)	138	20,15	15,27	13,94
Socabaya	220	20,15	15,25	13,93
Cotaruse	220	20,15	14,73	13,42
Cerro Verde	138	20,15	15,32	13,98
Repartición	138	20,15	15,42	14,01
Mollendo	138	20,15	15,50	14,07
Moquegua(4)	220	20,15	15,14	13,87
Moquegua (4)	138	20,15	15,14	13,89
Ilo ELS (5)	138	20,15	15,30	13,97
Botiflaca	138	20,15	15,33	13,99
Toquepala	138	20,15	15,56	14,05
Aricota	138	20,15	14,60	14,01
Aricota	66	20,15	14,58	13,98
Tacna (Los Héroes)	220	20,15	15,24	13,96
Tacna (Los Héroes)	66	20,15	15,30	14,04
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	22,34	29,08	29,08
Chavimochic	MT	22,34	29,08	29,08
Edelnor	MT	22,34	29,08	29,08
Electro Oriente	MT	22,34	39,02	39,02
Electro Ucayali	MT	22,34	44,20	44,20
Eilhicha	MT	22,34	29,08	29,08
Hidrandina	MT	22,34	29,08	29,08
Seal	MT	22,34	52,83	52,83

**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 y Los Industriales 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) La Barra de Referencia de Generación Moquegua 220 kV y Moquegua 138 kV, anteriormente se denominaban Montalvo 220 kV y Montalvo 138 kV.
- (5) La Barra de Referencia de Generación Ilo ELS 138 kV, anteriormente se denominaba Ilo ELP 138 kV.
- (6) 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:**

PEBP = PEMP (1)

PEBF = PEMF (2)

PPB = PPM + PCSPT + PTSGT (3)

**Donde:**

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S//kW-mes, que es igual al Precio Básico de la Potencia de Punta.

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

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).

## 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

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
Zorritos	220	1,0000	1,0205	0,9812
Talara	220	1,0000	1,0121	0,9747
Piura Oeste	220	1,0000	1,0168	0,9803
La Niña	220	1,0000	1,0057	0,9745
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0083	0,9760
Carhuaquero	220	1,0000	0,9911	0,9585
Carhuaquero	138	1,0000	0,9915	0,9586
Cutervo	138	1,0000	0,9949	0,9603
Jaén	138	1,0000	0,9979	0,9618
Guadalupe	220	1,0000	1,0065	0,9752
Guadalupe	60	1,0000	1,0083	0,9765
La Ramada	220	1,0000	0,9834	0,9443
Cajamarca	220	1,0000	0,9911	0,9557
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0021	0,9735
Chimbote 1	220	1,0000	0,9974	0,9713
Chimbote 1	138	1,0000	0,9983	0,9686
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9869	0,9587
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9852	0,9576
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9827	0,9563
Huacho	220	1,0000	0,9872	0,9688
Zapallal	220	1,0000	0,9959	0,9894
Lomera	220	1,0000	0,9937	0,9828
Carabayllo	220	1,0000	0,9944	0,9873
Ventanilla	220	1,0000	1,0010	0,9987
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9812	0,9697
Chilca	220	1,0000	0,9773	0,9705
Asia	220	1,0000	0,9791	0,9705
Alto Praderas	220	1,0000	0,9858	0,9781
Independencia	220	1,0000	0,9816	0,9669



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
Ica	220	1,0000	0,9865	0,9711
Marcona	220	1,0000	0,9954	0,9788
Mantaro	220	1,0000	0,9520	0,9257
Huayucachi	220	1,0000	0,9618	0,9401
Pachachaca	220	1,0000	0,9470	0,8970
Pomacocha	220	1,0000	0,9558	0,9130
Huancavelica	220	1,0000	0,9604	0,9372
Callahuanca	220	1,0000	1,0120	1,0365
Cajamarquilla	220	1,0000	1,0056	1,0116
Huallanca	138	1,0000	0,9701	0,9434
Vizcarra	220	1,0000	0,9762	0,8999
Tingo María	220	1,0000	0,9946	0,9054
Aguaytía	220	1,0000	0,9988	0,9087
Aguaytía	138	1,0000	1,0017	0,9108
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0005	0,9099
Pucallpa	138	1,0000	1,0454	0,9412
Pucallpa	60	1,0000	1,0465	0,9420
Aucayacu	138	1,0000	0,9990	0,9032
Tocache	138	1,0000	0,9990	0,9032
Tingo María	138	1,0000	0,9990	0,9032
Huánuco	138	1,0000	0,9834	0,8808
Paragsha II	138	1,0000	0,9540	0,8522
Paragsha	220	1,0000	0,9525	0,8498
Yaupi	138	1,0000	0,9342	0,8279
Yuncán	138	1,0000	0,9412	0,8331
Yuncán	220	1,0000	0,9443	0,8355
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9477	0,9132
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9490	0,8729
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9489	0,9063
Carhuamayo	138	1,0000	0,9482	0,8468
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9499	0,8396
Caripa	138	1,0000	0,9493	0,8648
Desierto	220	1,0000	0,9820	0,9702
Condorcocha	138	1,0000	0,9508	0,8658
Condorcocha	44	1,0000	0,9508	0,8658
Machupicchu	138	1,0000	0,9833	0,9535
Cachimayo	138	1,0000	1,0114	0,9794
Cusco	138	1,0000	1,0162	0,9829
Combapata	138	1,0000	1,0349	0,9995
Tintaya	138	1,0000	1,0492	1,0161
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0475	1,0161
Ayaviri	138	1,0000	1,0375	0,9977
Azángaro	138	1,0000	1,0297	0,9854
San Gabán	138	1,0000	0,9825	0,9443
Mazuco	138	1,0000	0,9960	0,9537
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0311	0,9785



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
Juliaca	138	1,0000	1,0502	1,0013
Puno	138	1,0000	1,0411	1,0018
Puno	220	1,0000	1,0401	1,0015
Callalli	138	1,0000	1,0402	1,0173
Santuario	138	1,0000	1,0290	1,0045
Arequipa	138	1,0000	1,0342	1,0075
Socabaya	220	1,0000	1,0331	1,0062
Cotaruse	220	1,0000	0,9978	0,9695
Cerro Verde	138	1,0000	1,0379	1,0100
Repartición	138	1,0000	1,0444	1,0127
Mollendo	138	1,0000	1,0503	1,0169
Moquegua	220	1,0000	1,0259	1,0025
Moquegua	138	1,0000	1,0260	1,0038
Ilo ELS	138	1,0000	1,0367	1,0092
Botiflaca	138	1,0000	1,0389	1,0110
Toquepala	138	1,0000	1,0544	1,0152
Aricota	138	1,0000	0,9891	1,0122
Aricota	66	1,0000	0,9875	1,0103
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0325	1,0087
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0367	1,0142

**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 Nº 3**

Nº	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
1	SPT de REP (1)	2,282	
2	SPT de San Gabán	0,004	
3	SPT de Antamina	0,005	
4	SPT de Eteselva	0,100	
5	SPT de Redesur	0,625	
6	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum Nº 5 y Addendum Nº 10)	1,669	
7	SPT de Transmantaro (Addendum Nº 8)	0,541	
8	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1) (2)	0,038	
9	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,459	
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,303
		RF de Talara	0,766
		RF de Ilo	1,706
		RF de Puerto Eten	0,881
		RF de Puerto Maldonado	0,109
		RF de Pucallpa	0,189
11	Cargo Unitario por CVOA-CMg	2,140	
12	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,000	

Nº	Sistema de Transmisión	PCSPT S/kW-mes	
13	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,148
		C.H. Santa Cruz II	0,070
		C.H. Santa Cruz I	0,061
		C.H. Poechos 2	0,078
		C.H. Roncador	0,050
		C.H. La Joya	0,102
		C.H. Carhuaquero IV	0,194
		C.H. Caña Brava	0,053
		C.T. Huaycoloro	0,122
		C.H. Purmacana	0,000
		C.H. Huasahuasi I	0,077
		C.H. Huasahuasi II	0,084
		C.H. Nuevo Imperial	0,046
		CS Repartición Solar 20T	0,363
		CS Majes Solar 20T	0,364
		CS Tacna Solar 20T	0,451
		CS Panamericana Solar 20T	0,467
		C.H. Yanapampa	0,045
		C.H. Las Pizarras	0,212
		C.E. Marcona	0,344
		C.E. Talara	0,389
		C.E. Cupisnique	0,943
		C.H. Runatullo III	0,157
		C.H. Runatullo II	0,152
		CSF Moquegua FV	0,200
		C.H. Canchayllo	0,027
C.T. La Gringa V	0,077		
C.E. Tres Hermanas	1,126		
C.H. Chancay	0,406		
C.H. Rucuy	0,270		
14	Cargo Unitario por FISE (3)	0,506	
15	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (4)	0,378	
16	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,848
		CT Planta Nº 2 Ilo	1,790

**Notas:**

- (1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación Nº 13 y la Ampliación Nº 17 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.
- (2) El Cargo Nº 8 se aplicará debidamente actualizado, según lo establecido en el Artículo 16º de la presente Resolución.
- (3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 14 entre las empresas de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Enel Generación Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A.A., SDF Energía S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,7%, 3,4%, 19,4%, 23,6%, 29,2%, 1,6%, 14,3%, 7,7% y 0,1%, respectivamente.
- (4) Para el Cargo Nº 15 el COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación de este cargo para la empresa Electro Oriente S.A. en proporción al 83%, Electro Sur Este S.A.A. en 9% y Electrocentro S.A. en 8%.

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)	0,438
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,069
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,098
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,081
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,181
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,328
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,140
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,100
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,287
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,057
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,490
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV (1)	0,667
15	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (1)	0,689
16	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados(1)	1,814
17	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa) (1)	0,276
18	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo (1)	0,036
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV (1)	0,241

**Nota:**

- (1) Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el Artículo 16° de la presente Resolución.

**A.4) PEAJES POR CONEXIÓN 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 N°061-2017-OS/CD, 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 2º, 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 46 y 52 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)**

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM \quad (1)$$

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

$$FTC = TC / TCo \quad (3)$$

$$FPM = IPM / IPMo \quad (4)$$

**Cuadro N° 5**

Sistema	a	b
SEIN	0,7845	0,2155

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° 13 se utilizará la siguiente fórmula:

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} * (1 + k) + PPM0 * (FAPEM - 1) \quad (5)$$

**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° 13 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.

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

TCo : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,249 por US Dólar.

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

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 223,923373.

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° 13 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1ef} = \text{PEMP0ef} * (1+k) + \text{PEMP0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (8)$$

$$\text{PEMF1ef} = \text{PEMF0ef} * (1+k) + \text{PEMF0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (9)$$

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización (5), (8) y (9), de manera independiente, mientras se cumpla que  $\text{PMsea} < \text{PMRsein}$ ; en caso contrario, se reemplazarán los valores del  $\text{PEMP1ef}$ ,  $\text{PEMF1ef}$ ,  $\text{PEMF1ef}$  con los correspondientes Precios de Referencia del SEIN actualizados a la fecha en que se realiza el presente cálculo con las fórmulas de actualización del SEIN: PPM, PEMP y PEMF, contenidos en el Cuadro que aparece en la definición del  $\text{PMRsein}$ , respectivamente.

Asimismo, si el precio efectivo actualizado resulta menor al precio vigente, se considerará el precio efectivo vigente a fin de alcanzar el precio de referencia del SEIN que establece el reglamento del mecanismo de compensación de sistemas aislados.

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2017 y hasta alcanzar el Precio Medio de Referencia del SEIN ( $\text{PMRsein}$ ). Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

**Cuadro N° 6**

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	0,0256
Chavimochic	0,0256
Edelnor	0,0256
Electro Oriente	0,0000
Electro Ucayali	0,0039
Eilhicha	0,0256
Hidrandina	0,0443
Seal	0,0275

$\text{PMRsein}$  : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

**Cuadro N° 7**

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPM	PEMP = PEMF	PMRsein
Adinelsa	50,61	17,65	25,66
Chavimochic	50,61	17,65	25,66
Edelnor	50,61	17,65	25,66
Electro Oriente	50,55	18,75	26,75
Electro Ucayali	50,29	18,37	26,33
Eilhicha	50,61	17,65	25,66
Hidrandina	50,61	17,65	25,66
Seal	50,29	19,39	27,35

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

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

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

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

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

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

**Cuadro N° 8**

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0792	0,0000	0,0000	0,9170	---	0,0038
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Edelnor	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Oriente	0,0000	0,1058	0,4889	0,0000	0,4053	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4354	0,0000	0,0000	0,5646	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,0000	0,7951	0,0000	0,0000	0,2049	0,0000

**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.

FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.

PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1ef = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0ef, actualizado, en S//kW-mes.

PEMP0ef = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.

PEMF0ef = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.

PEMP1ef = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.

PEMF1ef = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.

PMsea = Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:

$$\text{PMsea} = (\text{PPM1ef} * 100 / (720 * \text{fc}) + \text{PEMP1ef} * 0,3 + \text{PEMF1ef} * 0,7) \quad (15)$$

fc = Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según lo siguiente:

<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° 13.

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Edelnor	0,4500
Electro Oriente	0,6039
Electro Ucayali	0,5000
Eilhicha	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

- FD2 =Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.
- 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 o Biodiesel B5-S50, 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 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.
- PD2o =Precio inicial del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en S//Gln, según el Cuadro N° 10.
- 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° 10.
- PCB =Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en USD/Ton.
- PCBo =Precio inicial del Carbón Bituminoso, en USD/Ton, según el Cuadro N° 10.
- 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 o Biodiesel B5-S50 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: igual a 0,39 S//Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S//Gln
- ISC\_D2o =Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:
- Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,01 S//Gln.
  - Para Sistema Aislados: Planta Callao igual a 1,20 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln
- PPM0ef =Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1ef =Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0ef, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0ef =Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMF0ef =Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMP1ef =Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF1ef =Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.



Los precios en barra actualizados de los sistemas aislados no serán menores que el precio máximo del SEIN determinados, según lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

Cuadro N° 10

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	5,92	3,91	98,19
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	5,90	4,15	---
Electro Oriente	Talara	5,38	---	---
Seal	Callao	5,38	---	---

**Nota:**

- (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 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 8,7247 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TCo.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numerales 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:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (16)$$

$$FAPCSPT = l * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad (17)$$

$$FPal = Pal/Palo \quad (18)$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad (19)$$

Cuadro N° 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,5487	0,3652	0,0769	0,0092	---
SPT de Antamina	0,4098	0,5752	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4368	0,5619	0,0000	0,0013	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmataro	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 FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCSE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCGE	---	---	---	---	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. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del período)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 225,333.

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 1 627,707.

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 para los No Reserva Fría se determinará de acuerdo con el procedimiento de Osinergmin aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente:  $p = FAPPM * DP / 905,543$  donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

Para las unidades de Reserva Fría se aplicarán las actualizaciones establecidas en sus respectivos contratos.

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

$$PTSGT1 = PTSGT0 * FTC \quad (20)$$

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (17) y (20) 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:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o 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, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se registrarán por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- 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. Asimismo, aplíquese el factor k trimestralmente a los Precios en Barra Efectivos del Cuadro N° 13, a partir del mes de mayo y en la oportunidad en que se actualizan las tarifas eléctricas correspondientes a dicho mes y hasta alcanzar el Precio Medio de Referencia del SEIN (PMRsein). Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

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°.

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 dígitos decimales antes de su utilización, con excepción de los Cargos de Peaje por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN que deben ser redondeados a tres decimales.

**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 30º de la Ley N° 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Adinelsa	609 046	0,79%
Chavimochic	78 709	0,10%
Edelnor	877 624	1,14%
Electro Oriente Iquitos	58 006 156	75,62%
Electro Oriente Otros	13 586 889	17,71%
Electro Ucayali	1 763 710	2,30%
Eilhicha	338 740	0,44%
Hidrandina	456 909	0,60%
Seal	986 190	1,30%
<b>TOTAL</b>	<b>76 703 973</b>	<b>100,00%</b>

Fíjese el Monto Especifico Residual, que asciende a la suma de 84 125 718 Soles, el cual será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se haya alcanzado al Precio Medio de Referencia del SEIN<sup>2</sup>, así como para compensar los costos derivados del cumplimiento de los contratos del proyecto "Suministro de Energía para Iquitos", firmado por el Estado con GENRENT del Perú S.A.C., en el caso que este proyecto haga su ingreso dentro del presente periodo regulatorio.

**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 30º de la Ley N° 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 13

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Adinelsa	MT	22,34	16,98	16,98
Chavimochic	MT	22,34	16,98	16,98
Edelnor	MT	22,34	16,98	16,98
Electro Oriente	MT	22,34	21,61	21,61
Electro Ucayali	MT	22,34	19,82	19,82
Eilhicha	MT	22,34	16,98	16,98
Hidrandina	MT	22,34	15,87	15,87
Seal	MT	22,34	18,42	18,42

**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 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 debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

<sup>2</sup> Osinergmin, en la oportunidad en que determina el Programa mensual de Transferencias por aplicación del MCSA, realizará los cálculos de los montos a ser compensados a cada empresa receptora, los cuales se deducirán del Monto Especifico Residual, hasta su agotamiento, el cual será informado a través de un Comunicado a ser publicado en la página Web institucional, oportunidad en la cual se retomarán las fórmulas (5), (8) y (9) para los precios del Cuadro N° 13 de la presente Resolución.

Cuando en el transcurso de un mes se presente dos o más valores de PPM, PCSPT ó PTSST, las tarifas equivalentes a aplicar en la facturación de estos cargos serán iguales al equivalente obtenido de ponderar cada tarifa por los días de su vigencia respecto del total de días del mes. El valor de PPM así obtenido será redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSST, los valores obtenidos deberán ser redondeados a tres decimales.

**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° 14**

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,302
Segundo	2,474
Tercero	3,648

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 Oriente y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Chavimochic, 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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (1)$$

**Donde:**

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

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

**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 Chavimochic.

**Artículo 11º.-** Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 242,375 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12º.-** Fíjese en USD 76 671 434 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 56 722 311 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2018.

Además, fíjese los Cargos Unitarios de las instalaciones de la Ampliación N° 13 y la Ampliación N° 17 del Contrato de Concesión de REP cuyo valor es de 0,082 S//kW-mes y 0,191 S//kW-mes respectivamente, los cuales se incorporarán al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión cuando REP acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones comprendidas en dichas ampliaciones. La activación de los Cargos Unitarios se rige por lo señalado en el Artículo 16º de la presente Resolución. Cabe señalar que la fórmula de actualización aplicable a estos cargos es la misma que aplica al Cargo Unitario del SPT de REP.

Asimismo, se fija el Peaje de la Ampliación N°13 y la Ampliación N° 17, cuyos valores anuales son de S/ 6 483 319 y S/ 15 045 048, respectivamente. Los valores que el concesionario deberá recuperar desde la fecha de puesta en operación comercial se determinan según lo señalado en los dos párrafos siguientes a continuación del Cuadro N° 16 de la presente Resolución. Es del caso señalar que cualquier monto dejado de percibir por REP, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual siguiente.

**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 Nº 15

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP (1)	179 504 076	1 204 057
SPT de San Gabán	304 600	0
SPT de Antamina	366 725	0
SPT de Eteselva	7 866 224	1 907 460
SPT de Redesur	49 162 095	58 594
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum Nº 5 y Addendum Nº 10)	131 264 280	722 034
SPT de Transmantaro (Addendum Nº 8)	42 557 140	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	3 000 696	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	36 133 554	1 562 151

(1) Corresponderá adicionar los peajes de la Ampliación Nº 13 y la Ampliación Nº 17 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.

Cuadro Nº 16

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	34 491 392	1 769 545
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	5 426 351	210 366
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	7 709 964	188 615
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 379 027	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	14 240 330	356 419
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	25 820 828	1 416 824
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 842 840	8 554
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	89 674 677	0
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	7 895 144	521 681
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 539 708	83 867
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	161 792 378	2 091 652
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	53 180 708	0
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	38 939 154	246 175
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	52 508 595	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	54 209 564	0
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	142 675 940	0
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	21 678 021	0
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	2 862 147	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	18 934 271	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 2018; (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, en lo concerniente al Peaje de Transmisión, el COES determinará la remuneración que los concesionarios deberán recuperar por el primer periodo 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 2018; (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 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 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 18° de la presente Resolución.

**Artículo 14°.-** Aprobar la transferencia del monto por saldo negativo de la Compensación por Generación Adicional (en soles), de las empresas Electrocentro S.A., Electroperú S.A., Electronoroeste S.A., Hidrandina S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Electro Oriente S.A., Electro Ucayali S.A. y Electro Sur Este S.A. a favor de las empresas Electrocentro S.A., Electro Oriente S.A., Electro Ucayali S.A. y Electro Sur Este S.A., antes del 31 de mayo de 2017, como pago a cuenta de la compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro, conforme al cuadro siguiente.

Cuadro N° 17

## Transferencias de Empresas Aportantes a Empresas Receptoras (Soles)

Aportante \ Receptor	Receptor			
	Electrocentro S.A.	Electro Ucayali S.A.	Electro Oriente S.A.	Electro Sur Este S.A.
Electro Oriente S.A.			10 524	
Electroperú S.A.			75	
Electronoroeste S.A.			18 512	
Hidrandina S.A.			153 319	
EGEMSA			379 822	
Electrocentro S.A.	674 746			
Electro Ucayali S.A.		4 029	3 499	
Electro Sur Este S.A.				479

**Artículo 15°.-** 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 16°.-** Cuando se incorporen en servicio las instalaciones señaladas en los cuadros N° 3 y N° 4 del artículo 1° y las ampliaciones indicadas en el Artículo 12° de la presente Resolución, su correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario entrará en vigencia el cuarto día del mes siguiente de comunicada, por el ente competente, la entrada en operación comercial.

En ese sentido, cuando la puesta en operación comercial sea comunicada dentro del periodo de procesamiento de los pliegos tarifarios o después de la fecha de actualización de los mismos, el correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario se incorporará en el pliego tarifario del siguiente mes.

**Artículo 17°.-** 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 N° 061-2017-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

**Artículo 18°.-** Fíjese el valor del Costo Variable No Combustible (CVNC) de la central de reserva fría de Iquitos de la empresa GENRENT del Perú S.A.C. en 13,722 USD/MWh

**Artículo 19°.-** La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2017.

**Artículo 20°.-** Deróguese las disposiciones que se opongan a la presente resolución.

**Artículo 21°.-** Incorpórese los Informes N° 155-2017-GRT, N° 156-2017-GRT, N° 161-2017-GRT y DSE-UGSEIN-138-2017; como parte de la presente resolución.

**Artículo 22°.-** La presente resolución y su exposición de motivos, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberán ser consignados, junto con los informes, en la página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).



## EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

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 A1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución N° 080-2012-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 periodo Mayo 2017 – Abril 2018, 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:

Conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución 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.

Por otro lado, la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato" aprobada con Resolución 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.

Asimismo, mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, las que comprenden los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Adicionalmente, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del Artículo 4° de la Ley N° 29852, modificado mediante Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra, cuyo "Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos", fue aprobado con Resolución N° 151-2013-OS/CD.

Finalmente, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 29970, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, y sus normas reglamentarias, Osinergmin debe incorporar en la presente regulación el Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico (CCSE) y el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica (CGE), adicional al peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión, el cual debe ser publicado 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 periodo mayo 2017 – abril 2018. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, siendo los principales 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 (CUCSS).
- h) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- j) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.
- k) El Cargo Unitario por Compensación FISE.
- l) El Cargo Unitario por Compensación CCSE.
- m) El Cargo Unitario por Compensación CGE.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes que complementan e integran la decisión.

Los resultados obtenidos, en cumplimiento de los objetivos indicados, son materia de la resolución a publicarse.



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N 061-2017-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2017

**CONSIDERANDO:**

Que, conforme al literal c) del artículo 43 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"), se encuentran sujetas a regulación de precios las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución;

Que, de acuerdo al artículo 20 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley N° 28832"), el Sistema de Transmisión Nacional está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT"), del Sistema Complementario de Transmisión ("SCT"), del Sistema Principal de Transmisión ("SPT") y del Sistema Secundario de Transmisión ("SST");

Que, el citado artículo 20 establece que las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, mientras que las instalaciones del SPT y del SST, son aquellas calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la citada Ley;

Que, de acuerdo al artículo 44° de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia;

Que, de esta forma, la normatividad determina que las instalaciones de los SCT y de los SST, se sujetan a la regulación de precios, aplicándose para tales efectos, lo dispuesto en la LCE. Dicha regulación es competencia de Osinergmin, conforme lo dispone el artículo 62 de la LCE y el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM ("RLCE");

Que, la fijación materia de la presente resolución, se centra en el procedimiento regulatorio para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, aplicando para tal efecto, lo dispuesto en la LCE y su Reglamento, de conformidad con lo previsto en el literal b) del Artículo 27° y el Artículo 28° de la Ley N° 28832;

Que, la presente fijación se desarrolla para un periodo regulatorio de cuatro (4) años, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral III) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, y será aplicable desde el 01 de mayo de 2017, una vez culminada la vigencia de las tarifas y compensaciones fijadas mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatorias;

Que, en la regulación de los SST y SCT, conforme se prevé en el Artículo 139° del RLCE, corresponde a Osinergmin, definir previamente el Plan de Inversiones en Transmisión, el mismo que fue aprobado mediante Resolución N° 104-2016-OS/CD y modificatoria, para el periodo mayo 2017 – abril 2021. Dicho Plan se encuentra conformado por el conjunto de instalaciones requeridas que entren en operación dentro del periodo de fijación de Peajes y Compensaciones;

Que, la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD ("Norma Tarifas"), estableció los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios técnico-económicos que sustenten las propuestas de Planes de Inversión y de determinación de Tarifas y/o Compensaciones de los titulares de los SST y SCT;

Que, entre las normas relacionadas con la Norma Tarifas, aplicables a la presente regulación, que incluyen sus modificatorias, se tiene:

- Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 018-2014-OS/CD.
- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado mediante la Resolución N° 261-2012-OS/CD.
- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado con Resolución N° 335-2004-OS/CD.
- Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobado mediante con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Las Áreas de Demanda a que se refiere el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas por Resolución N° 083-2015-OS/CD.

Que, adicionalmente, se aprobaron las siguientes disposiciones regulatorias, que incluyen sus modificatorias:

- La Nueva Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión aprobada por Resolución N° 177-2015-OS/CD.
- Los Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de Transmisión, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2015 y el 30 de abril de 2021, aprobados por Resolución N° 082-2015-OS/CD.

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimientos para fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo A.2.2 consta el "Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT" ("Procedimiento"), el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo;

Que, dentro los plazos dispuestos en el Procedimiento, se han desarrollado las siguientes etapas: Presentación de sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2017 – 2021 ("Propuestas"); Publicación en página web de Osinergmin de las Propuestas y convocatoria a audiencia pública; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; Observaciones a las Propuestas por parte de Osinergmin; Respuestas a las observaciones; Publicación del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de SST y SCT ("Proyecto"); Audiencia Pública de Osinergmin; y Presentación de comentarios de los interesados respecto del Proyecto;

Que, las opiniones y sugerencias recibidas al Proyecto, publicado mediante la Resolución N° 026-2017-OS/CD, han sido publicadas en la página web de Osinermin, cuyo análisis se realiza en los Informes que forman parte integrante de esta resolución;

Que, de conformidad con lo establecido en el ítem k) del Procedimiento, corresponde fijar los Peajes y Compensaciones para los SCT y SST, correspondiente al periodo 01 de mayo 2017 - 30 de abril de 2021;

Que, conviene precisar que el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, dispone que para el uso por parte de terceros de instalaciones del SST, que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, Osinermin establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho SST, según el procedimiento aprobado por Osinermin<sup>1</sup>. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del SST a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente;

Que, el numeral V) del literal d) del artículo 139 del RLCE, indica que el Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe Osinermin, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual;

Que, asimismo, el numeral IV) del literal e) del artículo 139 del RLCE, indica que el pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe Osinermin;

Que, cabe añadir que, para el caso específico de la empresa Red de Energía del Perú S.A., su contrato de concesión incorpora, mediante Adendas, cláusulas que se relacionan con la regulación de los SST y SPT; por lo que, en la presente regulación es necesario determinar el Costo Medio Anual a considerar para la regulación, según las Leyes Aplicables, de sus instalaciones puestas en operación comercial posteriormente a la emisión de la Ley N° 28832. Asimismo, en la presente regulación corresponde determinar por única vez, la calificación de las instalaciones que forman parte de las Ampliaciones de acuerdo a lo previsto en las Leyes Aplicables, según fue definido en el Anexo 7 del Contrato de Concesión, modificado por Adenda suscrita el 15 de julio de 2015;

Que, de conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión pertenecientes al SCT contenidos en el Plan de Inversiones en Transmisión, se fija en forma definitiva a la fecha de su entrada en operación comercial, correspondiendo, en la presente regulación determinar el respectivo Costo Medio Anual, de forma preliminar, atendiendo lo previsto en el numeral I) del literal d) del Artículo 139 del RLCE;

Que, en el presente proceso, corresponde aprobar a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, la fórmula de actualización del cargo de Peaje de las instalaciones del SST de ISA Perú S.A. y Redesur S.A. Asimismo, corresponde aprobar para el periodo mayo 2017 – abril 2018, los peajes y compensaciones de los SST de las mencionadas empresas, dichos peajes y compensaciones son el resultado de la Liquidación Anual de Ingresos de los respectivos contratos BOOT;

Que, se han emitido los Informes Técnicos N° 157-2017-GRT y N° 158-2017-GRT y el Informe Legal N° 159-2017-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas; los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

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 del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinermin, 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° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como, en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 13-2017.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1º.-** Fijar el Costo Medio Anual preliminar<sup>2</sup> de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones del período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma, según se muestra en los cuadros contenidos en el Anexo 1 de la presente Resolución<sup>3</sup>.

**Artículo 2º.-** Fijar los valores actualizados del Costo Medio Anual de los Sistemas Secundarios de Transmisión, aprobados en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013-OS/CD y N° 068-2015-OS/CD, incluyendo sus modificatorias, cuyos valores se consignan en los cuadros contenidos en el Anexo 2 de la presente Resolución.

**Artículo 3º.-** Fijar los valores actualizados del Costo Medio Anual de los Elementos dados de Alta posteriormente a la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, y establecer de forma definitiva el Costo Medio Anual de los Elementos que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los

<sup>1</sup> De acuerdo a lo indicado en el numeral 14.2.2) de la Norma Tarifas, El 5% al que se refiere dicho numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, se determinará como la contribución del Tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL. Asimismo, indica que la solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

<sup>2</sup> De conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar según el numeral I) del d) del propio artículo 139, se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial.

<sup>3</sup> El detalle de los Elementos que conforman el Costo Medio Anual preliminar, se lista en la hoja "CMA Preliminar" del archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión. Los valores actualizados, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma, se consignarán en los cuadros contenidos en el Anexo 3 de la presente Resolución<sup>4</sup>

**Artículo 4º.-** Fijar el Costo medio Anual de las instalaciones provenientes de Contratos de Concesión de SCT, suscritos por Tranmantaro S.A. y Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A., así como los correspondientes peajes, cuyos valores se consignarán en los cuadros contenidos en el Anexo 4 de la presente Resolución, los cuales se aplicarán a partir de la puesta en operación comercial, de acuerdo al detalle establecido en el citado anexo.

**Artículo 5º.-** Fijar, para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, el Ingreso Tarifario de determinadas instalaciones de transmisión en la red de muy alta tensión que forman parte de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, cuyos valores se consignarán en los cuadros del Anexo 5 de la presente Resolución.

**Artículo 6º.-** Fijar, para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, los Peajes y sus fórmulas de actualización por Área de Demanda, correspondientes a los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión asignados a la demanda, cuyos valores se consignarán en los cuadros del Anexo 6 de la presente Resolución.

**Artículo 7º.-** Fijar, para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE, expresado en Ctm. S//kWh y su fórmula de actualización, correspondientes a las instalaciones secundarias señaladas en los cuadros del Anexo 7 de la presente Resolución.

**Artículo 8º.-** Fijar, para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, los Factores de Pérdidas Medias para la expansión de los Precios en Barra, a las barras de los Sistemas Secundarios o Complementarios de Transmisión, no comprendidos en la red de muy alta tensión a que se refiere el Artículo 5º precedente, cuyos valores se consignarán en los cuadros del Anexo 8 de la presente Resolución.

**Artículo 9º.-** Fijar, para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, las compensaciones y sus fórmulas de actualización, de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, asignados total o parcialmente a la generación, cuyos valores se consignarán en los cuadros del Anexo 9 de la presente Resolución.

**Artículo 10º.-** Precísese que la revisión de la distribución de pago entre los generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión asignados parcialmente a la generación, se realizará a solicitud del interesado, debiendo ser sustentado por el solicitante y tramitado por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra.

**Artículo 11º.-** Aprobar, a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018, los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión de las empresas ISA PERÚ S.A. y Redesur S.A.<sup>5</sup>; asimismo, aprobar a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, las respectivas fórmulas de actualización del cargo de Peaje de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de las empresas ISA PERÚ S.A. y Redesur S.A., cuyos valores se consignarán en los cuadros del Anexo 10 de la presente Resolución.

**Artículo 12º.-** Toda la regulación de la transmisión contenida en la presente Resolución, con excepción de la establecida en el Artículo 9º que antecede, es de obligatoria aplicación a todos los consumidores finales estén o no sujetos a regulación de precios.

**Artículo 13º.-** Incorporar, como parte de la presente resolución, los Informes Técnicos N° 157-2017-GRT y N° 158-2017-GRT, y el Informe Legal N° 159-2017-GRT, que conforman los Anexos 11, 12 y 13 que forman parte de la presente resolución.

**Artículo 14º.-** La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente, deberá ser consignada junto con todos sus Anexos, en la página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)

**JESÚS TAMAYO PACHECO**  
Presidente del Consejo Directivo

## ANEXO 1

### CMA PRELIMINAR DEL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021

**Cuadro 1.1: CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2017-2021 (Soles)**

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE			2 978 127	5 446 866	8 424 993
	ELECTRONOROESTE(*)	1 421 067	5 099 503	1 643 897	150 796	8 315 264
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 421 067</b>	<b>5 099 503</b>	<b>4 622 024</b>	<b>5 597 662</b>	<b>16 740 256</b>
2	COELVISAC			1 132 069		1 132 069
	ELECTRO ORIENTE	282 514	563 830	3 006 955	615 910	4 469 209
	ELECTRONORTE			3 792 417	4 221 470	8 013 887
	ELECTRONORTE (*)	580 052	1 264 240	277 113	87 206	2 208 611
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>862 565</b>	<b>1 828 071</b>	<b>8 208 553</b>	<b>4 924 587</b>	<b>15 823 776</b>

<sup>4</sup> El detalle de los Elementos que conforman el Costo Medio Anual Definitivo, se lista en la hoja "CMA de los SCT" del archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

<sup>5</sup> Dichos peajes y compensaciones son el resultado de la Liquidación Anual de Ingresos de los respectivos contratos BOOT, que anualmente deben ser determinados según lo estipulado en dichos contratos.

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
3	ELECTRONORTE	29 068	76 381		14 896	120 346
	HIDRANDINA	4 025 510	2 798 070	7 395 725	8 565 679	22 784 983
	HIDRANDINA(*)	302 083	1 725 979			2 028 062
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>4 356 661</b>	<b>4 600 430</b>	<b>7 395 725</b>	<b>8 580 575</b>	<b>24 933 391</b>
4	ELECTRO ORIENTE	822 712	664 774	577 028	1 461 469	3 525 983
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>822 712</b>	<b>664 774</b>	<b>577 028</b>	<b>1 461 469</b>	<b>3 525 983</b>
5	ELECTROCENTRO			1 563 810	964 617	2 528 427
	ELECTROCENTRO(*)	1 181 884	415 046	41 031	514 731	2 152 692
	ELECTRO DUNAS	239 191	156 910	200 577		596 678
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 421 075</b>	<b>571 955</b>	<b>1 805 418</b>	<b>1 479 348</b>	<b>5 277 796</b>
6	ENEL DISTRIBUCION PERÚ	3 145 862	575 842	18 984 353	1 916 515	24 622 572
	HIDRANDINA	208 016	275 986	124 256		608 258
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>3 353 878</b>	<b>851 829</b>	<b>19 108 609</b>	<b>1 916 515</b>	<b>25 230 830</b>
7	LUZ DEL SUR(**)	30 447 523		31 949 503	4 175 358	66 572 385
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>30 447 523</b>		<b>31 949 503</b>	<b>4 175 358</b>	<b>66 572 385</b>
8	COELVISAC			1 291 265	147 992	1 439 256
	ELECTRO DUNAS			1 657 560	1 361 713	3 019 274
	TITULAR			731 357		731 357
	<b>TOTAL ÁREA</b>			<b>3 680 182</b>	<b>1 509 705</b>	<b>5 189 887</b>
9	EGASA	683 247	638 077	318 009		1 639 332
	SEAL	1 767 913	645 517	3 544 506	4 849 350	10 807 286
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>2 451 159</b>	<b>1 283 595</b>	<b>3 862 515</b>	<b>4 849 350</b>	<b>12 446 619</b>
10	ELECTROSURESTE	13 861 685		289 589	3 522 954	17 674 228
	ELECTROSURESTE(*)	148 106	977 441	149 795	64 690	1 340 033
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>14 009 792</b>	<b>977 441</b>	<b>439 385</b>	<b>3 587 643</b>	<b>19 014 261</b>
11	ELECTROPUNO	4 215 980	578 426	691 071	3 698 175	9 183 652
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>4 215 980</b>	<b>578 426</b>	<b>691 071</b>	<b>3 698 175</b>	<b>9 183 652</b>
12	ELECTROSUR	530 872			1 807 138	2 338 010
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>530 872</b>			<b>1 807 138</b>	<b>2 338 010</b>
13	ELECTROSUR			1 552 824	1 363 823	2 916 647
	<b>TOTAL ÁREA</b>			<b>1 552 824</b>	<b>1 363 823</b>	<b>2 916 647</b>
14	ELECTROUCAYALI	595 681		737 729	1 669 652	3 003 062
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>595 681</b>		<b>737 729</b>	<b>1 669 652</b>	<b>3 003 062</b>

Nota: De conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar según el numeral I) del d) del propio Artículo 139, se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial de cada Elemento que forma parte del Plan de Inversiones 2017-2021.

(\*) Corresponde a Elementos cuya responsabilidad sobre su titularidad será retirada automáticamente siempre que, según el artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el MINEM acepte licitar dichos Elementos, o según lo previsto en los Contratos de Concesión de los Sistemas de Transmisión ETECE-ETESUR, forma parte de una Ampliación, conforme a las formalidades contenidas en dichos contratos, según sea el caso.

(\*\*) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECANETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

## ANEXO 2

### ACTUALIZACIÓN DEL CMA DE LOS SST

Cuadro 2.1: Actualización del CMA de los SST

AREA	TITULARES	CMA (S/.) Actualizado [*]
1	ADINELSA	1 377 910
	ELECTRONOROESTE	10 126 313
	ELECTROPERÚ	183 590
	REP	1 238 661

AREA	TITULARES	CMA (S/.) Actualizado [*]
2	ADINELSA	1 105 970
	ELECTRO ORIENTE <sup>(1)</sup>	1 192 942
	ELECTRONORTE	2 623 546
	PEOT	2 548 372
	REP	198 458
3	CHAVIMOCHIC	188 439
	CONENHUA <sup>(2)</sup>	546 052
	CTA <sup>(3)</sup>	663 451
	ETENORTE	1 296 962
	HIDRANDINA	17 242 669
	REP	320 159
4	ELECTRO ORIENTE	6 370 175
5	ADINELSA	1 613 565
	UNACEM	312 703
	CONENHUA	647 787
	ELECTROCENTRO <sup>(4)</sup>	10 931 988
	ELECTROPERÚ	249 097
	REP	351 827
	STATKRAFT <sup>(4)</sup>	20 207 243
6	ADINELSA	102 971
	ENEL DISTRIBUCION <sup>(6)</sup>	66 645 084
	HIDRANDINA	247 977
	REP	94 824
	STATKRAFT	615 256
7	LUZ DEL SUR <sup>(5)</sup>	78 740 201
8	ADINELSA	41 024
	COELVISAC	456 803
	ELECTRO DUNAS	11 095 874
	REP_ADICRAG	9 330 496
	SEAL	109 900
9	CONENHUA	1 050 355
	EGASA	1 371 765
	ELECTROSUR	92 165
	REP	355 170
	SEAL	9 314 729
10	EGEMSA	1 538 789
	ELECTROSURESTE	2 143 365
	REP	703 899
11	ELECTROPUNO	1 209 708
	REP	389 047
12	ELECTROSUR	800 695
	ENGIE	8 682 582
13	EGESUR	22 540
	ELECTROSUR	1 829 380
14	ELECTROUCAYALI	1 577 159

[\*] Considera Bajas a partir del 24 de julio de 2006.

(1) Instalaciones transferidas mediante Resoluciones Supremas N° 052-2014-EM y N° 066-2014-EM.

(2) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido en el Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 5 436 606 asignado a Clientes Libres y S/ 546 052 asignada al Área de Demanda 3).

(3) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 100 340 asignado a Clientes Libres y S/ 663 451 asignada al Área de Demanda 3).

(4) CMA modificado, debido a la transferencia de las LT's L-6524C y L-6524E de STATKRAFT (antes líneas asignadas a CENTROMIN PERÚ) a ELECTROCENTRO S.A.

(5) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECAÑETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

(6) La empresa Edelnor S.A.A. cambió de razón social a ENEL Distribución Perú S.A.A.

Cuadro 2.2: Actualización del CMA de los SSTL<sup>(1)</sup>

SST	CMA (S) inicial	CMA (S) Actualizado
CONELSUR	382 268	414 876
CALLALLI	1 037 677	1 106 371
CONENHUA <sup>(2)</sup>	5 654 152	5 982 658
CTA <sup>(3)</sup>	702 854	763 791

- (1) De acuerdo a lo indicado en la Resolución N° 076-2016-OS/CD, se deja sin efecto el peaje recalculado del sistema secundario SST asignado a EEP SA como consecuencia de la Resolución Suprema N° 026-2015, mediante la cual se dio como titular de la concesión a Petróleos del Perú S.A. quien fue designado usuario exclusivo de dichas instalaciones.
- (2) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 5 436 606 asignado a Clientes Libres y S/ 546 052 asignada al Área de Demanda 3).
- (3) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 100 340 asignado a Clientes Libres y S/ 663 451 asignada al Área de Demanda 3).

## ANEXO 3

## ACTUALIZACIÓN DEL CMA DE LOS SCT

Cuadro 3.1: CMA de los SCT actualizado al 31 de marzo de 2017 (Soles)

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	928 731	3 986 505	4 915 236
	REP	-	3 496 816	-	-	3 496 816
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	<b>3 496 816</b>	<b>928 731</b>	<b>3 986 505</b>	<b>8 412 052</b>
2	ELECTRO ORIENTE	719 432	175 712	-	215 088	1 110 233
	ELECTRONORTE	1 006 031	174 130	1 916 270	3 191 510	6 287 942
	PEOT	-	-	276 628	-	276 628
	REP	-	1 927 852	-	-	1 927 852
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 725 463</b>	<b>2 277 695</b>	<b>2 192 899</b>	<b>3 406 598</b>	<b>9 602 656</b>
3	HIDRANDINA	1 779 510	4 429 014	3 843 021	7 519 333	17 570 878
	REP	-	5 217 005	-	-	5 217 005
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 779 510</b>	<b>9 646 019</b>	<b>3 843 021</b>	<b>7 519 333</b>	<b>22 787 883</b>
4	ELECTRO ORIENTE	1 397 321	57 915	931 030	812 980	3 199 247
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 397 321</b>	<b>57 915</b>	<b>931 030</b>	<b>812 980</b>	<b>3 199 247</b>
5	CONENHUA	-	-	-	114 249	114 249
	ELECTROCENTRO	-	662 432	12 627 881	5 586 725	18 877 038
	REP	-	1 700 528	-	-	1 700 528
	STATKRAFT	-	649 710	-	-	649 710
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	<b>3 012 670</b>	<b>12 627 881</b>	<b>5 700 974</b>	<b>21 341 525</b>
6	CONENHUA	1 252 810	831 868	200 803	93 612	2 379 092
	ENEL DISTRIBUCION	25 395 425	21 872 971	39 704 302	26 014 010	112 986 707
	REP	-	3 566 602	983 391	-	4 549 992
	REP_ADICRAG	46 026	581 198	-	-	627 224
	STATKRAFT	279 911	-	-	-	279 911
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>26 974 171</b>	<b>26 852 639</b>	<b>40 888 495</b>	<b>26 107 622</b>	<b>120 822 927</b>
7	LUZ DEL SUR(*)	36 497 648	21 537 315	29 929 442	23 512 348	111 476 753
	REP	1 867 351	-	1 048 807	-	2 916 158
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>38 364 999</b>	<b>21 537 315</b>	<b>30 978 249</b>	<b>23 512 348</b>	<b>114 392 911</b>
8	COELVISAC	-	-	643 222	519 805	1 163 027
	ELECTRO DUNAS	-	-	484 566	3 744 468	4 229 035
	REP	1 232 674	8 320 982	378 091	-	9 931 747
	SEAL	-	-	-	231 666	231 666
	TRANSMANTARO	5 269 780	-	-	-	5 269 780
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>6 502 453</b>	<b>8 320 982</b>	<b>1 505 880</b>	<b>4 495 940</b>	<b>20 825 255</b>



ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
9	SEAL	2 921 628	2 397 072	1 755 911	4 313 282	11 387 892
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>2 921 628</b>	<b>2 397 072</b>	<b>1 755 911</b>	<b>4 313 282</b>	<b>11 387 892</b>
10	EGEMSA	-	-	-	716 001	716 001
	ELECTROSURESTE	8 990 521	1 203 028	4 457 363	3 032 829	17 683 741
	REP	812 050	1 501 040	-	-	2 313 090
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>9 802 571</b>	<b>2 704 068</b>	<b>4 457 363</b>	<b>3 748 830</b>	<b>20 712 832</b>
11	ELECTROPUNO	-	-	3 488 805	879 392	4 368 197
	REP	312 962	2 787 408	-	1 380 416	4 480 786
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>312 962</b>	<b>2 787 408</b>	<b>3 488 805</b>	<b>2 259 808</b>	<b>8 848 983</b>
12	ELECTROSUR	-	-	85 832	529 941	615 773
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>85 832</b>	<b>529 941</b>	<b>615 773</b>
13	ELECTROSUR	-	-	1 086 879	1 542 023	2 628 902
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 086 879</b>	<b>1 542 023</b>	<b>2 628 902</b>
14	ELECTROUCAYALI	-	-	954 828	439 540	1 394 369
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>954 828</b>	<b>439 540</b>	<b>1 394 369</b>
15	ISA PERÚ	4 333 465	2 020 819	3 712 508	-	10 066 792
	REP	42 033 816	442 003	-	-	42 475 819
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>46 367 282</b>	<b>2 462 822</b>	<b>3 712 508</b>	<b>-</b>	<b>52 542 612</b>

(\*) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECAÑETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

Los índices iniciales para la actualización de los CMA, son los siguientes:

Cuadro 3.2: Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCT

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	AI <sub>0</sub>
De julio 2006 a abril 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
De mayo 2009 a diciembre 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
En el transcurso del año 2010	2,8910	188,5078	207,7008	1 599,2420
En el transcurso del año 2011	2,8090	197,1176	327,4167	2 119,8072
En el transcurso del año 2012	2,6970	209,4606	409,7158	2 449,4288
En el transcurso del año 2013	2,5510	208,2217	358,5917	2 025,2736
En el transcurso del año 2014	2,7960	211,4574	337,4883	1 889,6989
En el transcurso del año 2015	2,9890	214,5729	315,4792	1 824,4350
En el transcurso del año 2016	3,4130	220,1306	263,7683	1 754,8611
En el transcurso del año 2017	3,3600	224,3467	214,2500	1 561,0764

Nota: Los índices iniciales desde julio 2006 hasta diciembre de 2009, corresponden a marzo del año 2009, fecha en la cual se desarrolló la primera regulación de la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, periodo 2009-2013, que comprendía las instalaciones ejecutadas a partir de la vigencia de la Ley N° 28832 (año 2006). Para los siguientes años, los índices iniciales corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento.

#### ANEXO 4

#### CMA Y PEAJES DE LAS INSTALACIONES PROVENIENTES DE CONTRATOS DE CONCESIÓN SCT

Cuadro 4.1: CMA de las instalaciones con Contrato Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
1	LT 220 kV Friaspata - Mollepata	TRANSMANTARO	25 983 607	605 343	3 831 043
2	Subestación Orcotuna 220/60 kV	TRANSMANTARO	12 800 155	298 206	1 887 264
3	LT 220 kV Planicie – Los Industriales	TRANSMANTARO	35 355 278	1 060 658	5 449 792
4	LT 220 kV Montalvo – Los Héroes	TESUR 3	20 616 271	632 182	3 191 561



Cuadro 4.2: Peaje Unitario para las instalaciones con Contrato Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Peaje Ctm. S//kWh			Área de Demanda
			MAT	AT	MT	
1	LT 220 kV Friaspata - Mollepata	TRANSMANTARO	0,2699	0,3425	0,3425	5
2	Subestación Orcotuna 220/60 kV	TRANSMANTARO	0,0837	0,1873	0,1873	5
3	LT 220 kV Planicie – Los Industriales	TRANSMANTARO	0,1376	0,1376	0,1376	7
4	LT 220 kV Montalvo – Los Héroes	TESUR 3	0,0126	0,0208	0,0208	15

Nota: Los cargos se agregarán a los Peajes de las respectivas Áreas de Demanda el cuarto día del mes siguiente de comunicada la entrada en operación comercial de la respectiva instalación, fecha que deberá ser notificada por el concesionario a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin. Cabe precisar que para dichos cargos son aplicables el mismo factor de actualización vigente para la respectiva Área de Demanda.

## ANEXO 5

## INGRESOS TARIFARIOS DE DETERMINADOS ELEMENTOS EN MAT Y/O MAT/MAT

Cuadro 5.1: Ingresos Tarifarios de Instalaciones MAT y/o MAT/MAT (Soles)

ÁREA	TITULARES	INSTALACIONES	2017	2018	2019	2020
1	REP	Talara 220 kV - Zorritos 220 kV	5 352	-	-	-
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 138 kV - Cutervo 138 kV	28	-	-	-
		Cutervo 138 kV - Jaen 138 kV	16	2	-	-
3	CONENHUA	Cajamarca 220kV - Trujillo 220 kV	6 892	27 465	-	717
5	REP	Tingo María 138 kV - Aucayacu 138 kV	28 638	51 472	52 328	52 853
		Aucayacu 138 kV - Tocache 138 kV	60 894	109 806	111 891	113 340
		Tingo María 220 kV - Tingo María 138 kV	5 348	-	1 033	4 175
	STATKRAFT	Caripa 138 kV - Oroya Nueva 138 kV	11 086	13 209	12 332	11 629
	CEMENTO ANDINO	Caripa 138 kV - Condorcocha 138 kV	1 179	1 791	666	1 239
6	REP_AdicRAG	Paramonga Nueva 220 kV - Paramonga Nueva 138 kV	754	870	773	656
8	REP_AdicRAG	Independencia 220 kV 1ra T - Ica 220 kV 1ra T	26 817	31 680	22 677	15 212
		Ica 220 kV - Marcona 220 kV	19 414	4 064	6 127	12 729
	TRANSMANTARO	Independencia 220 kV 2da T - Ica 220 kV 2da T	26 817	31 680	22 677	15 212
12	ENGIE	Moquegua 220 kV - Moquegua 138 kV	21 170	-	-	-
		Moquegua 138 kV - Botiflaca 138 kV	68 983	16 895	-	-
	REP	Moquegua 138 kV R - Toquepala 138 kV R	74 066	-	-	-
15	REP	Callalli 138 kV - Tintaya 138 kV	379	-	-	482
		Santuario 138 kV - Callalli 138 kV	21 462	53 189	43 591	50 539
		Socabaya 138 kV GD - Santuario 138 kV GD	161	3 244	-	-
		Socabaya 138 kV - Cerro Verde 138 kV	99	415	825	7 291
		Piura 220 kV 1ra T - Chiclayo 220 kV 1ra T	36 576	44 709	43 098	46 368
		Piura 220 kV 2da T - Chiclayo 220 kV 2da T	-	6 380	13 586	11 334
		Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	628 165	524 489	531 237	375 289
		Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	200 910	227 921	221 867	232 559
		Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	190 891	217 776	212 092	222 077
		Zapallal 220 kV - Huacho 220 kV	374 548	401 632	416 914	400 963
		Huacho 220 kV - Paramonga Nueva 220 kV	48 589	46 487	47 481	51 760
		Paramonga Nueva 220 kV - Chimbote 220 kV	34 269	7 799	7 155	6 004
		Pomacocha 220 kV - Pachachaca 220 kV	-	-	-	1 643

Nota: La asignación de responsabilidad de pago de estos Ingresos Tarifarios debe efectuarse según lo establecido en el numeral 22.3 de la NORMA TARIFAS.

Los Años indicados corresponden al período 01 de mayo de cada año al 30 de abril del siguiente año.

## ANEXO 6

## PEAJES Y SU FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN

Cuadro 6.1: Peajes Acumulados por nivel de tensión  
(Ctm. S//kWh)

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	-	0,0195	0,0486
	ELECTRONOROESTE	-	0,1769	0,5443
	ELECTROPERÚ	-	0,0030	0,0063
	REP	0,0176	0,1335	0,1335
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0176</b>	<b>0,3329</b>	<b>0,7327</b>
2	ADINELSA	-	0,0289	0,0784
	PEOT	-	0,1306	0,1999
	ELECTRONORTE	0,0705	0,2534	0,6263
	ELECTRO ORIENTE	0,0504	0,1078	0,1623
	REP	-	0,1490	0,1490
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1209</b>	<b>0,6697</b>	<b>1,2159</b>
3	CHAVIMOCCHIC	-	0,0026	0,0051
	CONENHUA	0,0071	0,0107	0,0107
	CTA	0,0121	0,0121	0,0121
	ETENORTE	0,0063	0,0241	0,0311
	HIDRANDINA	0,0869	0,5121	0,8937
	REP	0,0028	0,1352	0,1360
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1152</b>	<b>0,6968</b>	<b>1,0887</b>
4	ELECTRO ORIENTE	0,9771	1,3644	1,8131
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,9771</b>	<b>1,3644</b>	<b>1,8131</b>
5	ADINELSA	0,0090	0,0374	0,0646
	UNACEM	0,0047	0,0094	0,0094
	CONENHUA	-	0,0158	0,0342
	STATKRAFT	0,0237	0,6030	0,8157
	ELECTROCENTRO	0,0016	0,6821	1,2856
	ELECTROPERÚ	0,0065	0,0065	0,0065
	REP	0,0020	0,0634	0,0686
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0475</b>	<b>1,4176</b>	<b>2,2846</b>
6	ADINELSA	-	0,0006	0,0010
	CONENHUA	0,0113	0,0206	0,0215
	STATKRAFT	0,0033	0,0033	0,0086
	ENEL DISTRIBUCION <sup>(1)</sup>	0,2640	1,1716	1,6713
	HIDRANDINA	-	0,0018	0,0023
	REP	0,0002	0,0420	0,0420
	REP_ADICRAG	0,0004	0,0056	0,0056
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,2792</b>	<b>1,2455</b>	<b>1,7523</b>
7	LUZ DEL SUR <sup>(2)</sup>	0,3068	1,1511	1,6142
	REP	0,0141	0,0230	0,0230
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3209</b>	<b>1,1741</b>	<b>1,6372</b>
8	ADINELSA	-	0,0015	0,0020
	COELVISAC	-	0,0342	0,0792
	ELECTRO DUNAS	-	0,3204	0,7538
	TRANSMANTARO	0,1741	0,1741	0,1741
	SEAL	-	0,0040	0,0169
	REP	0,0409	0,4564	0,4564
	REP_ADICRAG	0,2357	0,3458	0,3458
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,4507</b>	<b>1,3364</b>	<b>1,8282</b>

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
9	CONENHUA	0,0137	0,0221	0,0221
	EGASA	0,0105	0,0449	0,0449
	ELECTROSUR	-	0,0038	0,0048
	SEAL	0,0632	0,4626	1,0012
	REP	0,0022	0,0127	0,0127
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0896</b>	<b>0,5461</b>	<b>1,0857</b>
10	EGEMSA	-	0,0657	0,2511
	ELECTROSURESTE	0,3320	1,0778	1,4996
	REP	0,0423	0,2149	0,2411
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3743</b>	<b>1,3584</b>	<b>1,9918</b>
11	ELECTROPUNO	-	0,6514	0,9143
	REP	0,0430	0,5259	0,7903
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0430</b>	<b>1,1773</b>	<b>1,7046</b>
12	ELECTROSUR	-	0,0485	0,8053
	ENGIE	0,3473	0,3473	0,3473
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3473</b>	<b>0,3958</b>	<b>1,1526</b>
13	EGESUR	-	0,0051	0,0051
	ELECTROSUR	-	0,4618	1,0205
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>0,4669</b>	<b>1,0256</b>
14	ELECTROUCAYALI	-	0,2816	0,5979
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>0,2816</b>	<b>0,5979</b>
15	REP	0,0723	0,0734	0,0734
	ISA PERÚ	0,0077	0,0213	0,0213
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0800</b>	<b>0,0947</b>	<b>0,0947</b>

(1) La empresa Edelnor S.A.A. cambió de razón social a ENEL Distribución Perú S.A.A.

(2) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECANETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

**Cuadro 6.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización de Peajes por Área de Demanda**

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2935	0,6147	0,0428	0,0490
2	0,2561	0,6824	0,0380	0,0235
3	0,2231	0,7056	0,0364	0,0349
4	0,2377	0,6888	0,0157	0,0578
5	0,3078	0,6378	0,0255	0,0289
6	0,3204	0,5822	0,0849	0,0125
7	0,3253	0,5697	0,0969	0,0081
8	0,2649	0,6172	0,0284	0,0895
9	0,2779	0,6547	0,0357	0,0317
10	0,2436	0,6930	0,0215	0,0419
11	0,2070	0,7405	0,0344	0,0181
12	0,5325	0,3800	0,0529	0,0346
13	0,2171	0,7235	0,0311	0,0283
14	0,2196	0,7114	0,0430	0,0260
15	0,3144	0,5612	0,0086	0,1158

Los coeficientes a, b, c y d, corresponden a la fórmula del factor de actualización (FA), siguiente:

$$FA = \left( a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.  
d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Donde los valores iniciales, de los índices de actualización, son los siguientes:

**Cuadro 6.3: Índices Iniciales**

Índices Iniciales para Actualización			
Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>
3,249	223,9234	225,3333	1 627,7070

Nota: Los índices iniciales corresponden al 31 de marzo del año 2017

- 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 reemplaza. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- 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 los CMA resultantes serán aplicados. 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)".
- 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 los CMA serán aplicados. 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.

El Factor de Actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento.

## ANEXO 7

### CARGO DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA (CPSEE) Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

#### PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE

**Cuadro 7.1.- CPSEE y PEAJE del SST de CONENHUA**

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,6976	Clientes Libres
		0,0071	Área de Demanda 3 (*)
Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,0036	Área de Demanda 3 (*)
		0,2001	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuela	0,1164	Cliente Libre Yanacocha

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

**Cuadro 7.2.- CPSEE del SST de CONELSUR**

Subestación Base	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo	Instalaciones Secundarias	Tensión kV	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h
Cajamarquilla	Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario exclusivo)	SST Celda de Transformación 220 kV S.E. Cajamarquilla	MAT	0,0281

**Cuadro 7.3.- CPSEE del SST de AYMARAE S**

Subestación Base	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo	Instalaciones Secundarias	Tensión kV	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h
Callalli	Cliente Libres (Usuario exclusivo)	LT 60 kV Callalli - Caylloma	AT	0,8059
		LT 60 kV Caylloma - Ares LT 33 kV Ares - Arcata	MT	0,8059

Cuadro 7.4.- CPSEE y PEAJES del SST de CTA

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0121	Área de Demanda 3(*)
	Resto del SSTL de CTA	0,2212	Mina Pierina (**)

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3.

(\*\*) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización del CPSEE de las empresas CONELSUR, CONENHUA, AYMARAES y CTA, se realizará con la misma fórmula establecida para su CMA, consignada en el Cuadro 2.7 del Informe N° 157-2017-GRT.

Estos Factores de Actualización se aplicarán, para el sistema correspondiente, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización, sin que ello implique la aplicación de los Factores de Actualización establecidos para la cadena de producción de la electricidad que se rigen por sus propios Factores de Actualización y condiciones de aplicación.

## ANEXO 8 DEL PROYECTO

### FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS

Cuadro 8.1: Factor de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP)

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0000	1,0031	1,0199	1,0229
2	1,0000	1,0034	1,0162	1,0210
3	1,0035	1,0082	1,0210	1,0236
4	1,0212	1,0250	1,0382	1,0414
5	1,0004	1,0032	1,0193	1,0241
6	1,0014	1,0057	1,0109	1,0169
7	1,0019	1,0090	1,0151	1,0208
8	1,0000	1,0033	1,0223	1,0267
9	1,0019	1,0065	1,0170	1,0214
10	1,0065	1,0111	1,0238	1,0267
11	1,0011	1,0058	1,0105	1,0169
12	1,0002	1,0035	1,0035	1,0039
13	1,0000	1,0000	1,0121	1,0179
14	1,0000	1,0000	1,0039	1,0099

Cuadro 8.2: Factor de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0000	1,0029	1,0189	1,0215
2	1,0000	1,0026	1,0113	1,0145
3	1,0031	1,0066	1,0181	1,0203
4	1,0138	1,0160	1,0234	1,0253
5	1,0003	1,0022	1,0122	1,0156
6	1,0011	1,0046	1,0087	1,0136
7	1,0017	1,0075	1,0126	1,0175
8	1,0000	1,0027	1,0282	1,0324
9	1,0021	1,0071	1,0205	1,0259
10	1,0038	1,0068	1,0131	1,0151
11	1,0012	1,0049	1,0092	1,0124
12	1,0003	1,0033	1,0033	1,0040
13	1,0000	1,0000	1,0088	1,0130
14	1,0000	1,0000	1,0032	1,0072

Cabe indicar que estos factores se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST o SCT. Para los casos en que exista más de una barra de referencia, la referida expansión de precios se realiza a partir de la cual resulten los menores precios reflejados.

## ANEXO 9 DEL PROYECTO

## COMPENSACIONES Y SUS FORMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Cuadro 9.1: Compensaciones Mensuales Asignadas a la Generación<sup>1</sup>

TITULAR	SISTEMA	Compensación Mensual Soles
ANTAMINA	SST de Eteselva	12 489
CONELSUR	SST de CONELSUR	3 009 695
EGEMSA	SST EGEMSA	637 239
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	263 660
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	365 662
ENGIE	SST ILO	268 566
ETENORTE	Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	653 692
ETENORTE	SST de Etenorte en SE Chimbote	164 156
ETENORTE	SST Huallanca - Chimbote 1	470 059
ETESSELVA	SST de Eteselva	1 239 968
Luz del Sur	SST-Luz del Sur	58 956
REP	GD REP	1 575 398
REP	Mantaro-Lima	9 699 665
REP	SST en la SE Santa Rosa	76 446
REP	SST Independencia (Adenda 5)	8 291
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	2 183
REP	SST asociado a la Adenda 7	397 515
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	218 239
REP	SST asociado a la Adenda 10	40 564
REP	SST asociado a la Adenda 11	4 016
REP	SST asociado a la Adenda 14	3 187
REP	SST asociado a la Adenda 15	201 496
REP	SST asociado a la Adenda 16	6 108
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	398 422
REP	SST Chilca - San Juan	753 914
REP	SST en la SE Chiclayo Oeste	28 075
REP	SST en la SE Quencoro	16 524
REP	SST en la SE Ventanilla	20 345
REP	SST en SE Paramonga Nueva	86 027
REP	SST Línea Quencoro - Tintaya	593 865
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	240 741
REP	SST Toquepala - Aricota	123 384
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	157 879
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	618 489
STATKRAFT	SST Electroandes	464 821
STATKRAFT	SST Huanchor	67 430
STATKRAFT	SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	38 390

(1) Cabe indicar que la versión más detallada del mismo se encuentra en los anexos I y J del Informe N° 157-2017-GRT.

TITULAR	COMPENSACIÓN MENSUAL			
	MAY17-ABR18	MAY18-ABR19	MAY19-ABR20	MAY20-ABR21
CELEPSA	11 936	11 936	11 936	11 936
CHINANGO	31 406	31 406	31 406	31 406

TITULAR	COMPENSACIÓN MENSUAL			
	MAY17-ABR18	MAY18-ABR19	MAY19-ABR20	MAY20-ABR21
EEPSA	57 699	57 699	57 699	57 699
EGASA	243 568	243 568	243 568	243 568
EGE HUALLAGA	45 708	45 708	45 708	45 708
EGE HUANZA	9 913	9 913	9 913	9 913
EGEJUNÍN TULUMAYO - V S.A.C.	464	464	464	464
EGEMSA	90 024	90 024	90 024	90 024
EGENOR	106 413	106 413	106 413	106 413
ELECTROPERÚ	85 251	85 251	85 251	85 251
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	4 389	4 389	4 389	4 389
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	45 618	45 618	45 618	45 618
ENEL	359 995	359 995	359 995	359 995
ENERGIA EOLICA S.A.	3 872	3 872	3 872	3 872
ENGIE	122 175	122 175	122 175	122 175
FENIX	42 586	42 586	42 586	42 586
GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	1 582	1 582	1 582	1 582
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	14 240	14 240	14 240	14 240
GENERADORA ELÉCTRICA MOLLOCO S.A.C.	4 008	4 008	4 008	4 008
HUAURA POWER GROUP S.A.	341	341	341	341
KALLPA	92 185	92 185	92 185	92 185
LA VIRGEN	655	655	655	655
LUZ DEL SUR	1 864	1 864	1 864	1 864
OLMOS	462	462	462	462
PETRAMAS	154	154	154	154
RIO DOBLE	220	220	220	220
SAN GABAN	100 761	100 761	100 761	100 761
SDE PIURA	1 988	1 988	1 988	1 988
SDF ENERGIA	1 863	1 863	1 863	1 863
STATKRAFT	43 029	43 029	43 029	43 029
TERMOCHILCA	14 726	14 726	14 726	14 726
TERMOSELVA	37 014	37 014	37 014	37 014

Nota:  
 (1) La distribución de la responsabilidad de pago se revisará anualmente en cada fijación tarifaria a solicitud de los interesados, de acuerdo con lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 213-2017-OS/CD (Norma Tarifas).

(2) En cada año tarifario, en caso se asignaran pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de generadores.

**Cuadro 9.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización<sup>1</sup>**

Sistema	a	b	c	d
GD REP	0,3038	0,5656	0,0006	0,1300
GD REP – Adenda 5 (SST Independencia)	0,4207	0,5793	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 6	0,3040	0,5445	0,0000	0,1515
GD REP – Adenda 7	0,4310	0,5690	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 9	0,2364	0,5565	0,0000	0,2071
GD REP – Adenda 10 (Reactor Chilca)	0,3338	0,6662	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 11	0,1273	0,6242	0,0000	0,2485
GD REP – Adenda 14 (SET Reque)	0,4929	0,4539	0,0319	0,0213
GD REP – Adenda 15	0,2789	0,5565	0,0000	0,1646
GD REP – Adenda 16	0,4299	0,5032	0,0000	0,0669

Sistema	a	b	c	d
Mantaro-Lima	0,3093	0,5165	0,0003	0,1739
Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	0,0859	0,8335	0,0002	0,0804
SST en la SE Santa Rosa	0,3815	0,6175	0,0010	0,0000
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	0,3095	0,5242	0,0010	0,1653
SST Huanchor	0,3777	0,5438	0,0000	0,0785
Asociado con C.H. YUNCÁN	0,3544	0,5295	0,0078	0,1083
SST Azángaro - Juliaca - Puno	0,3153	0,5919	0,0009	0,0919
SST Chilca - San Juan	0,2456	0,6436	0,0018	0,1090
SST de CONELSUR	0,2807	0,5954	0,0010	0,1229
SST EGEMSA	0,3151	0,5977	0,0011	0,0861
SST de Etenorte en SE Chimbote	0,4825	0,4494	0,0681	0,0000
SST de Eteselva	0,3041	0,5706	0,0011	0,1242
SST SAN GABÁN	0,3043	0,5831	0,0005	0,1121
SST en la SE Quencoro	0,3530	0,6337	0,0133	0,0000
SST en la SE Ventanilla	0,3935	0,6056	0,0009	0,0000
SST en la SE Chiclayo Oeste	0,3983	0,6006	0,0011	0,0000
SST REP en la SE Chimbote 1	0,4621	0,4900	0,0479	0,0000
SST en SE Paramonga Nueva	0,0872	0,8513	0,0615	0,0000
SST Electroandes	0,2164	0,6654	0,0288	0,0894
SST Huallanca - Chimbote 1	0,3016	0,5306	0,0003	0,1675
SST ILO	0,2873	0,5531	0,0004	0,1592
SST Linea Quencoro - Tintaya	0,3114	0,5944	0,0004	0,0938
SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	0,2151	0,7362	0,0000	0,0487
SST Toquepala - Aricota	0,3012	0,6114	0,0020	0,0854
SST-Electoperú	0,4845	0,5155	0,0000	0,0000
SST-Luz del Sur	0,4384	0,5593	0,0023	0,0000

- (1) Los valores de los coeficientes a, b, c y d, son los que se consignaron en el Cuadro 9.30 del Anexo 9 de la Resolución N° 054-2013-OS/CD, los cuales fueron modificados con la Resolución N° 136-2013-OS/CD. Posteriormente, mediante Resolución N° 071-2015-OS/CD, se corrigieron los coeficientes del SST GD REP (Adenda 9) debido al retiro de la "Repotenciación del Primer Circuito Existente Chiclayo – Guadalupe – Trujillo" de la Ampliación 9.

Para el presente PROCESO, se ha determinado los coeficientes de las Fórmulas de Actualización de las Ampliaciones de REP N° 10, 11, 14, 15 y 16.

## ANEXO 10

### PEAJES, COMPENSACIONES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS ISA PERÚ S.A. Y REDESUR S.A.

Cuadro 10.1: Peaje del SST de ISA PERÚ S.A. y REDESUR S.A.

Titular de Transmisión	Subestaciones Base	Tensión KV	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones del SST	Peaje Ctm. S//kW.h
Redesur	Tacna (Los Héroes)	66	Tacna, Tomasiri, Yarada y Tarata	SST Tacna (Los Héroes) - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA [2]	0,4886
Isa-Perú	Pucallpa	60	Pucallpa, Campo Verde	SST Aguaytía-Pucallpa, S.E. Aguaytía 220/138/22,9 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8 MVAR [2]	1,5515

[1] El Peaje se aplica únicamente a los sistemas eléctricos indicados y no a toda el Área de Demanda en la que se encuentran.

[2] Los cargos correspondientes a estas instalaciones son el resultado de la liquidación anual de los respectivos contratos BOOT.



Cuadro 10.2: CMA actualizado de la Ampliación N° 3 de ISA PERÚ S.A.

AREA	TITULARES	CMA (S/ Actualizado [*]
15	ISA Perú S.A.	10 050 549

[\*] Incluye monto de liquidación

Cuadro 10.3: Compensación de la SET Puno de REDESUR(\*).

Item	Titular	Concepto	Compensación Mensual (Soles/Mes)	Responsables de Pago	Asignación
1	REDESUR	Transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV	144 990	(**)	Según método fuerza-distancia.

(\*) El monto de la compensación mensual por la transformación de la subestación Puno 220/138/10 kV, que es resultado de la liquidación anual del respectivo contrato BOOT, deberá ser pagado según lo indicado en la normativa vigente.

(\*\*) Los responsables de pago se determinarán de acuerdo a lo señalado en el Título V de la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT" aprobada mediante Resolución de Osinermin N° 164-2016-OS/CD.

#### Formulas de Actualización:

La fórmula de actualización de peajes y compensaciones del SST de REDESUR S.A e ISA PERÚ S.A. es:

$$FA = \left( \frac{TC}{TC_0} \right)$$

TC<sub>0</sub> = 3,249 S//USD, corresponde al 31 de marzo del año 2017.

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.

Dicho FA se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento, y cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se actualicen según la regulación vigente para dichos precios.
- Cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización.

### EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La normatividad legal vigente, comprendida por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y su Reglamento, determinan la regulación de precios para las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) y de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST).

Dicha regulación es competencia de Osinermin, tal como lo establece el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el cual se dispone que las compensaciones y peajes por las redes del SST, serán regulados por dicho organismo; de igual modo, el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, señala que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinermin, de acuerdo a los criterios allí explicitados.

De acuerdo a lo anterior, en el Artículo 139 del Reglamento de la LCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de SST y SCT, específicamente en los numerales I) y II) del literal i) de dicho Artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinermin y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda. Asimismo, la norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT", aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD, se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT.

Así, la presente resolución tiene como finalidad, dar cumplimiento a lo señalado en la normativa vigente, para lo cual, luego de cumplidas todas las etapas y plazos previstos en el "Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT" que consta en el Anexo A.2.2. de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución N° 080-2012-OS/CD, corresponde disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano, de la resolución que fije los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, correspondiente al período 2017-2021; así como la relación de la información que lo sustenta.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 062-2017-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2017

**CONSIDERANDO**

Que, mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD sus modificatorias y complementarias, se fijaron las Tarifas y Compensaciones correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el período mayo 2013 – abril 2017, respecto de la cual, corresponde efectuar el proceso de liquidación anual de ingresos del último año;

Que, mediante Resolución N° 261-2012-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2012, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT" (en adelante "PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT");

Que, mediante Resolución N° 004-2015-OS/CD, publicada el 20 de enero de 2015, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Contratos de Concesión del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT");

Que, en base a lo dispuesto por las referidas normas se ha realizado la respectiva liquidación de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y/o los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) asignados a la demanda, habiéndose analizado la información presentada según lo dispuesto en el inciso a) del numeral 6.4.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT e inciso a) del numeral 6.3.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT;

Que, como consecuencia de la aplicación del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST y/o SCT y el PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT, se ha determinado el Saldo de Liquidación a partir del cual se ha determinado el Cargo Unitario de Liquidación según el detalle contenido en el Informe N° ...-2017-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin;

Que, de conformidad con el Artículo 4° de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, y lo dispuesto en el inciso b) del numeral 6.4.2 del Artículo 6° del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT y el inciso b) del numeral 6.3.2 del Artículo 6° del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT, con fecha 13 de marzo de 2017 se publicó en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin, mediante la Resolución N° 034-2017-OS/CD, la Pre-liquidación de Ingresos de los peajes de los SST y SCT;

Que, con fecha 07 de marzo de 2017, se llevó a cabo la Audiencia Pública Descentralizada para la sustentación y exposición, por parte de Osinergmin, de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución;

Que, asimismo, de conformidad con lo establecido en el inciso c) del numeral 6.4.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST – SCT e inciso c) del numeral 6.3.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT, la citada resolución estableció un plazo de diez (10) días hábiles, para que los interesados remitieran sus sugerencias y observaciones respecto de los cálculos publicados, a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin;

Que, se ha procedido a analizar, revisar y validar la información remitida por las empresas, a la que se hace referencia en el inciso d) del numeral 6.4.2 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST – SCT, e inciso d) del numeral 6.3.2 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT; y, en base a lo dispuesto por dicho procedimiento se ha realizado el cálculo de la liquidación de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los SST y SCT, cuyo cargo unitario, se agregará respectivamente, a los peajes de transmisión por área de demanda que se fijen para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021;

Que, para efectos de realizar la Pre-liquidación y la posterior Liquidación se ha tenido en cuenta lo dispuesto en el literal f) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; así como lo dispuesto en los incisos a) y c) del artículo 6 y los artículos 7 y 9 del Reglamento de Usuarios Libres, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM;

Que, se han expedido los Informes N° 0165-2017-GRT y N° 0166-2017-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinergmin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

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 del 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 lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; en lo dispuesto en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; y en el Reglamento de Usuarios Libres, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 13-2017.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Fijar el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y/o Sistemas Complementarios de Transmisión, asignado a la demanda, vigente para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2018.

Cuadro Nº 1.- Cargo Unitario de Liquidación

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
		Ctm. S//kWh	Ctm. S//kWh	Ctm. S//kWh
1	ADINELSA	0,0000	-0,0040	-0,0095
	ELECTRONOROESTE	0,0000	-0,0297	-0,0811
	ELECTROPERÚ	0,0000	-0,0006	-0,0012
	REP	-0,0048	-0,0338	-0,0338
	TOTAL ÁREA	-0,0048	-0,0681	-0,1256
2	ADINELSA	0,0000	-0,0371	-0,1005
	DEPOLTI	0,0000	-0,0239	-0,0366
	ELECTRONORTE	-0,0217	-0,0780	-0,1968
	ELECTRO ORIENTE	0,0244	0,0518	0,0765
	REP	0,0000	-0,0492	-0,0492
	TOTAL ÁREA	0,0027	-0,1364	-0,3066
3	CHAVIMOCNIC	0,0000	-0,0003	-0,0006
	CONENHUA	-0,0012	-0,0018	-0,0018
	CTA	0,0019	0,0019	0,0019
	ETENORTE	-0,0008	-0,0030	-0,0039
	HIDRANDINA	0,0025	0,0143	0,0254
	REP	-0,0006	-0,0294	-0,0296
	TOTAL ÁREA	0,0018	-0,0183	-0,0086
4	ELECTRO ORIENTE	-0,2617	-0,3655	-0,4869
	TOTAL ÁREA	-0,2617	-0,3655	-0,4869
5	ADINELSA	-0,0004	-0,0016	-0,0027
	CEMENTO ANDINO	-0,0006	-0,0012	-0,0012
	CONENHUA	0,0000	0,0027	0,0058
	ELECTROCENTRO	0,0002	0,0704	0,1329
	ELECTROPERÚ	-0,0017	-0,0017	-0,0017
	REP	0,0006	0,0074	0,0080
	STATKRAFT PERÚ	0,0013	0,0331	0,0454
	TOTAL ÁREA	-0,0006	0,1091	0,1865
6	ADINELSA	0,0000	-0,0001	-0,0002
	CONENHUA	0,0113	0,0208	0,0217
	EDELNOR	0,0108	0,0468	0,0673
	HIDRANDINA	0,0000	-0,0004	-0,0005
	REP	-0,0001	-0,0139	-0,0139
	REP_AdicRAG	0,0001	0,0016	0,0016
	STATKRAFT PERÚ	-0,0001	-0,0001	-0,0003
	TOTAL ÁREA	0,0220	0,0547	0,0757
7	LUZ DEL SUR	-0,0131	-0,0511	-0,0725
	REP	-0,0061	-0,0100	-0,0100
	TOTAL ÁREA	-0,0192	-0,0611	-0,0825
8	ADINELSA	0,0000	-0,0002	-0,0003
	COELVISAC	0,0000	-0,0056	-0,0130
	ELECTRO DUNAS	0,0000	-0,0416	-0,0995
	REP	-0,0110	-0,1088	-0,1088
	REP_AdicRAG	-0,0361	-0,0532	-0,0532
	SEAL	0,0000	-0,0004	-0,0018
	TRANSMANTARO	0,0000	0,0000	0,0000
	TOTAL ÁREA	-0,0471	-0,2098	-0,2766

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
		Ctm. S//kWh	Ctm. S//kWh	Ctm. S//kWh
9	CONENHUA	-0,0113	-0,0186	-0,0186
	EGASA	-0,0062	-0,0275	-0,0275
	ELECTROSUR	0,0000	-0,0007	-0,0009
	REP	-0,0012	-0,0070	-0,0070
	SEAL	-0,0102	-0,0906	-0,2083
	TOTAL ÁREA	-0,0289	-0,1444	-0,2623
10	EGEMSA	0,0000	-0,0071	-0,0258
	ELECTRO SUR ESTE	-0,1849	-0,5771	-0,8160
	REP	-0,0330	-0,1747	-0,1961
	TOTAL ÁREA	-0,2179	-0,7589	-1,0379
11	ELECTRO PUNO	0,0000	0,0083	0,0114
	REP	0,0006	0,0695	0,1244
	TOTAL ÁREA	0,0006	0,0778	0,1358
12	ELECTROSUR	0,0000	-0,0124	-0,2154
	ENGIE	-0,0746	-0,0746	-0,0746
	TOTAL ÁREA	-0,0746	-0,0870	-0,2900
13	EGESUR	0,0000	-0,0010	-0,0010
	ELECTROSUR	0,0000	0,0310	0,0705
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,0300	0,0695
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	-0,0079	-0,0181
	TOTAL ÁREA	0,0000	-0,0079	-0,0181
15	REP	-0,0159	-0,0159	-0,0159
	ISA	0,0000	0,0000	0,0000
	TOTAL ÁREA	-0,0159	-0,0159	-0,0159

**Artículo 2º.-** Fijar el Cargo Unitario de Liquidación del Sistema Secundario de Transmisión de Conelsur LT SAC ("CONELSUR"), Consorcio Energético Huancavelica S.A. ("CONENHUA") y Empresa de Transmisión Eléctrica Aymaraes S.A.C. ("AYMARAES"), vigente para el periodo comprendido entre el 01 de mayo 2017 y el 30 de abril de 2018.

**Cuadro Nº 2.- Cargo Unitario de Liquidación del SST de CONELSUR, CONENHUA y AYMARAES**

Titular de Transmisión	Subestación Base	Sistemas Eléctricos a los que aplica el cargo	Instalaciones secundarias	Tensión kV	Cargo Ctm. S//kWh
CONELSUR	Cajamarquilla	Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario exclusivo)	SST Celda de Transformación 220 kV – S.E. Cajamarquilla	MAT	-0,0082
CONENHUA	Trujillo Norte	Clientes Libres Yanacocha, Gold Mill y Gold Fields	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	MAT	-0,1144
	Cajamarca Norte	Yanacocha	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	MAT/AT	-0,0298
		Yanacocha	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuela	AT	-0,0174
	AYMARAES	Callalli	Cliente Libre (Usuario exclusivo)	LT 60 kV Majes - Caylloma	AT
LT 60 kV Caylloma - Ares				MT	0,0533
LT 33 kV Ares - Arcata					

**Artículo 3º.-** La presente resolución deberá ser publicada junto a su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con los Informes Nº 0165-2017-GRT y Nº 0166-2017-GRT, en la página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

La presente resolución aprueba el cálculo de la Liquidación de Ingresos por los Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión que se realiza anualmente de acuerdo a los criterios establecidos en el literal f) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, en la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT", aprobada por Resolución N° 261-2012-OS/CD y en la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Contratos de Concesión del Sistema Complementario de Transmisión" aprobada por Resolución N° 004-2015-OS/CD.

El 31 de diciembre de 2016 culmina el periodo de cálculo de liquidación establecido en los Procedimientos de Liquidación, por lo que Osinergmin ha realizado las acciones correspondientes para verificar si los ingresos percibidos por las empresas concesionarias de transmisión difieren a lo determinado por el Osinergmin en la regulación de las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, aprobadas por la Resolución N° 054-2013-OS/CD, conforme se explican en los informes de sustento, a efectos de determinar el correspondiente cargo unitario por liquidación, que se agregará respectivamente, a los peajes de transmisión por área de demanda que se fijan para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021 .

Los resultados de la revisión efectuada, en cumplimiento de los objetivos indicados, son materia de la resolución a publicarse.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 063-2017-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2017

**CONSIDERANDO:**

Que, mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD ("Resolución 054"), se fijaron las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el periodo mayo 2013 – abril 2017, y, además de otros aspectos, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT asignados total o parcialmente a la generación, conforme lo establece la norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT", aprobada con Resolución N° 383-2008-OS/CD. La Resolución 054, con relación a la asignación de responsabilidad de pago, fue modificada con la Resolución N° 136-2013-OS/CD, Resolución N° 070-2014-OS/CD, Resolución N° 071-2015-OS/CD y Resolución N° 077-2016-OS/CD;

Que, el artículo 10º de la Resolución 054 establece que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores, parcial o totalmente, de la compensación asignadas a ellos por los SST y/o SCT, se realiza a solicitud sustentada del interesado, y es tramitada por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barras, el mismo que se encuentra contenido en el Anexo A.1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD;

Que, en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la Norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT" ("Resolución 217"), se dispuso que, transitoriamente, las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, deben presentarse antes del 15 de noviembre de cada año, y deben tener en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión;

Que, la empresa Termoselva S.A., en el presente procedimiento, solicitó revisar la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores por los siguientes motivos: modificación de la fecha de entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Chaglla, 8 de Agosto y El Carmen, de las centrales termoeléctricas Chilca 2 y Malacas, Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea, la actualización de la demanda del SEIN para el modelo Perseo correspondiente a los años 2015-2017, actualización de la potencia efectiva de centrales térmicas (UTI5 y UTI de CT Santa Rosa, Taparachi, Las Flores, Kallpa, Santo Domingo de los Olleros, TG5 de CT Malacas), y capacidad de las líneas de transmisión de acuerdo a la Fijación de Tarifas 2016-2017;

Que, en cumplimiento de la normativa, se ha procedido a realizar la evaluación de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago, determinándose que corresponde modificar los generadores responsables del pago por las compensaciones de las instalaciones asignadas total y parcialmente a la generación;

Que, las empresas ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A. y Empresa de Generación Huallaga S.A. presentaron el 15 de noviembre de 2016, solicitudes de revisión la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores. Sin embargo, en concordancia con la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución 217, no fueron evaluadas en el presente procedimiento;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, y de lo señalado en el Artículo 10º de la Resolución 054, mediante Resolución N° 035-2017-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución que modifica la Resolución 054, respecto de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a la generación, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del Proyecto de Resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 16 de marzo de 2017;

Que, se han recibido los comentarios de las empresas Termoselva S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Electroperú S.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., Kallpa Generación S.A. y Orazul Energy Egenor S. en C. por A. al proyecto publicado, los cuales han sido analizados en el Informe N° 167-2017-GRT elaborado por la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, se han expedido los Informes N° 167-2017-GRT y N° 168-2017-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinergmin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en la Ley N° 27838, en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y en la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 13-2017.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1º.-** Modificar la asignación de responsabilidad de pago de las tablas contenidas en el Anexo N° 9 de la Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatorias, conforme a lo siguiente:

La Tabla que se encuentra debajo de la nota [1] del Cuadro 9.1.- **Sistema Generación/Demanda de REP.**

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	MAY16-ABR17
CELEPSA	5 563
CHINANGO	25 231
ENEL	382 601
EEPSA	81 343
EGASA	158 524
EGEMSA	150 142
EGENOR	140 511
EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	44 360
ELECTROPERÚ	91 891
FÉNIX POWER	11 445
GHUANZA	5 020
KALLPA	56 519
LUZ DEL SUR	3 145
SAN GABÁN	134 481
SDE PIURA	240
STATKRAFT	44 244
TERMOCHILCA	2 758
TERMOSELVA	13 266
ENGIE	91 684
<b>TOTAL</b>	<b>1 442 971</b>

La Tabla que se encuentra debajo de la nota [2] del Cuadro 9.2.- **SST Generación/Demanda de REP – Adenda 6.**

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	MAY16-ABR17
ENEL	1 277
EEPSA	181
EGENOR	117
EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	26
FÉNIX POWER	107
ENGIE	289
<b>TOTAL</b>	<b>1 996</b>

La Tabla que se encuentra debajo de la nota [3] del Cuadro 9.3.- SST Generación/Demanda de REP – Adenda 9.

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	MAY16-ABR17
ENEL	166 561
EGEMSA	9 533
FÉNIX POWER	7 675
LUZ DEL SUR	2 827
ENGIE	18 264
<b>TOTAL</b>	<b>204 860</b>

La Tabla que se encuentra debajo de la nota [4] del Cuadro del SST Asociado a la Adenda 7, incluida con la Resolución N° 136-2013-OS/CD.

TITULAR	Compensación Mensual (S/)
	MAY16-ABR17
CELEPSA	8 547
CHINANGO	1 395
EEPSA	2 204
EGASA	2 679
EGENOR	10 053
ELECTROPERÚ	8 130
ENGIE	40 351
GHUANZA	1 527
KALLPA	39 111
SDE PIURA	487
STATKRAFT	7 833
TERMOCHILCA	1 209
TERMOSELVA	3 927
ENEL	1 189
FÉNIX POWER	4 974
EGEMSA	1 062
LUZ DEL SUR	744
SAN GABÁN	465
<b>TOTAL</b>	<b>135 886</b>

Cuadro 9.31.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario Mantaro – Lima

ELEMENTOS	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Mantaro-Pomacocha (L2201-L2202)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila
L.T. Mantaro-Independencia (L2203)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila
L.T. Mantaro-Huancavelica (L2204)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila
LT. Huancavelica-Independencia (L2231)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila



ELEMENTOS	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Pomacocha-San Juan (L2205-L2206)	Kallpa
	Mantaro
	Restitución
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
	Yanango
	Renovandes
	Chaglla
	Cerro del Águila
L.T. Mantaro-Pachachaca (L2218-L2219)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila
L.T. Mantaro-Huayucachi (L2220)	Mantaro
	Restitución
	Cerro del Águila
L.T. Huayucachi – Carabaylo – Zapallal (L2221/L2278)	Mantaro
	Restitución
	Huanza
	Runatullu III Cerro del Águila
L.T. Pachachaca-Callahuanca(L2222-L2223)	Mantaro
	Restitución
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
	Yanango
	Renovandes
	Chaglla
	Cerro del Águila
L.T. Desierto-Independencia(L2208)	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Platanal
L.T. Chilca-Desierto(L2091)	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Platanal
L.T. La Cantera-Independencia(L2207)	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Platanal
L.T. Chilca-La Cantera(L2090)	Chilca 1
	Kallpa
	Platanal

Cuadro 9.33.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1

ELEMENTOS	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Zapallal - Huacho (L2214)	Chilca 1
	Chilca 2
	Las Flores
	Sto. Domingo
	Fénix
	Mantaro
	Huanza
	Cheves
	Runatullu III
	Cerro del Águila
L.T. Paramonga Nueva - Huacho (L2279)	Chilca 1
	Chilca 2
	Las Flores
	Sto. Domingo
	Fénix
	Santa Rosa I
	Huanza
	Cheves
L.T. Paramonga Nueva - Chimbote (L2216)	Aguaytía
	Chilca 1
	Fénix
	Yaupi
	Yuncán
	Santa Rosa I
	Roncador
	Huanza
	Cheves
	Chaglla

Cuadro 9.34.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario San Juan – Chilca

ELEMENTOS	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. San Juan Chilca (L2093)	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Platanal
L.T. San Juan Chilca (L2094/2095)	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Platanal

Cuadro 9.35.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario de Conelsur

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Huinco-Santa Rosa (L2001-2002)	Huinco
L.T. Matucana - Callahuanca (L2007)	Matucana

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Callahuanca - Cajamarquilla (L2008-L2009)	Matucana
	Callahuanca
	Mantaro
	Restitución
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
	Yanango
	Renovandes
	Chaglla
L.T. Cajamarquilla - Chavarria (L2008-L2015)	Cerro del Águila
	Ventanilla
	Matucana
	Callahuanca
	Mantaro
	Restitución
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
	Yanango
L.T. Purunhuasi - Callahuanca (L2716)	Renovandes
	Chaglla
	Cerro del Águila
	Mantaro
	Restitución
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
Yanango	
L.T. Moyopampa - Santa Rosa (L6011-6020)	Renovandes
L.T. Callahuanca - Huampaní (L6040)	Chaglla
	Cerro del Águila
L.T. Huampaní - Ñaña (L6544)	Moyopampa
	Callahuanca
	Huampaní
L.T. Moyopampa-Salamanca (L6055-6060)	Callahuanca
L.T. Salamanca - Balnearios (L6068)	Moyopampa
	Chilca 1
	Chilca 2
	Kallpa
	Mantaro
	Yaupi
	Yuncán
	Chimay
	Platanal
	Chaglla
Cerro del Águila	
L.T. Callahuanca - Moyopampa ( L6111)	Callahuanca
	Moyopampa
L.T. Moyopampa - Chosica (L6731)	Callahuanca
L.T. Callahuanca-Huachipa (L6031)	Moyopampa
	Callahuanca

Cuadro 9.36.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario Aguaytía – Tingo María – Vizcarra

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Aguaytía - Tingo María (L2251)	Aguaytía
	Chaglla
L.T. Tingo María - Vizcarra (L2252)	Aguaytía
	Chaglla

Cuadro 9.39.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario Chiclayo Oeste – Carhuaquero

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Chiclayo Oeste - Carhuaquero (L2240)	Carhuaquero
	Las Pizarras

Cuadro 9.42.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario SE Puno

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
SE Puno 220kV - Puno 138kV	Ilo 2
	Chilca 1
	Chilca 2
	Sto. Domingo
	Fénix
	Mantaro
	Restitución
	San Gabán II
	Cerro del Águila

Cuadro 9.43.- Generadores Relevantes del Sistema Secundario Toquepala – Aricota

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES
	MAY16-ABR17
L.T. Toquepala - Aricota 2 (L1126)	Aricota 1

**Artículo 2º.-** Para el caso de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, cuya responsabilidad de pago está asignada parcialmente a la generación, el Titular de estas instalaciones deberá considerar las modificaciones de las empresas generadoras responsables descritas en el Artículo 1º, para el recálculo de las compensaciones mensuales del periodo tarifario mayo 2016 – abril 2017 y su respectiva ejecución, lo cual deberá realizarse como máximo hasta el 15 de mayo de 2017.

**Artículo 3º.-** El COES incluirá las modificaciones de los Generadores Relevantes de los elementos descritos en el Artículo 1º, tanto para las compensaciones mensuales como para la liquidación anual del periodo mayo 2016 – abril 2017, conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 35 "Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por el Criterio de Uso".

**Artículo 4º.-** La presente resolución deberá ser publicada junto a su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano y consignada conjuntamente con el Informe Técnico N° 167-2017-GRT y el Informe Legal N° 168-2017-GRT en la página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

**JESÚS TAMAYO PACHECO**  
Presidente del Consejo Directivo  
OSINERGMIN