

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 033-2017-OS/CD**

Lima, 9 de marzo de 2017

CONSIDERANDO:

Que, conforme se dispone en el literal g) del Anexo A.1 del "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra; así como, la relación de la información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que la sustenta, con excepción de la información clasificada previamente como confidencial mediante resolución de Osinergrmin, deberá publicarse en el diario oficial El Peruano y en la página Web, con un plazo no menor a 15 días hábiles anteriores a la publicación de la Resolución que apruebe los Precios en Barra;

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

De conformidad con lo informado por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifaria con el Informe N° 103-2017-GRT; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 08-2017.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergrmin: www.osinergrmin.gob.pe, 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, documento que figura como Anexo 2 de la presente resolución.

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

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

Fecha : Jueves 16 de marzo de 2017
Hora : 09:00 a.m.
Lugares : **LIMA**
BTH – Business Tower Hotel
Av. Guardia Civil 727, Urb. Córpac, San Borja

PIURA
HOTEL LOS PORTALES DE PIURA
Libertad 875, Piura

AREQUIPA
HOTEL TIERRASUR
Consuelo 210, Arequipa

Artículo 4°.- Definir un plazo de ocho (08) días hábiles contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: fitamayo2017@osinergrmin.gob.pe. La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios hasta las 18:00 horas, para su análisis respectivo.

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

Artículo 6°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, en la página Web de Osinergrmin: www.osinergrmin.gob.pe.

ANEXO 1

RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LA RESOLUCIÓN DE FIJACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA

1. Informe N° 102-2017-GRT “Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo Mayo 2017 - Abril 2018)”.
2. Informe N° 099-2017-GRT “Liquidación del Periodo Anterior y Cálculo de la Recaudación por Aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos (Periodo Mayo 2017 – Abril 2018)”.
3. Informe N° 103-2017-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
4. Informe DSE-UGSEIN-96-2017 de la División de Supervisión de Electricidad “Cálculo de penalidad y compensaciones por la indisponibilidad de las centrales Puerto Bravo y NEPI”
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 790-2016-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
6. Absolución de Observaciones al Informe N° 798-2016-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. “Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2017 – Abril 2018”, preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
8. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2017”, preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
9. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
 - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
 - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
 - Contrato suscrito con la empresa REP
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ATN
 - Contrato suscrito con la empresa ABY
 - Contrato suscrito con la empresa ATN 3
 - Contrato suscrito con la empresa CONCESIONARIA LT CCNCM
10. Modelos:
 - “Modelo Perseo”: Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
 - “Modelo Demanda por Barras”: Cálculo de la demanda global y por barras para el periodo 2016-2019.
11. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

ANEXO 2

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

Lima, 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 N° -2017-GRT, N° -2017-GRT y, N° -2017-GRT.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante “Osinergmin”), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los artículos 27 y 52, literales p) y u), de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22º, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43, inciso d), del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”);

Que, mediante la Resolución N° 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 Precios en Barra, conforme se señala en el Informe N° 102-2017-GRT, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2016 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte

de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 30 de noviembre de 2016;

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

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

Que, de acuerdo a lo establecido por el artículo 107 de la LCE, el artículo 215 de su Reglamento y el artículo 52, literal t), del Reglamento General de Osinergmin, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento;

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

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur", suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante "RA"), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. 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 N° 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 19° de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución N° 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 N° 083-2015-OS/CD y sus modificatorias;

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

Que, mediante Resolución Ministerial N° 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", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

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° -2017-GRT, N° -2017-GRT y Legal N° -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, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin 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 Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en 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 Osinergmin en su Sesión N° -2017.

SE RESUELVE:

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

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

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

A continuación, se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	20,59	15,07	13,82
Talara	220	20,59	14,95	13,73
Piura Oeste	220	20,59	15,00	13,79
La Niña	220	20,59	14,81	13,69
Chiclayo Oeste	220	20,59	14,87	13,70
Carhuaquero	220	20,59	14,64	13,49
Carhuaquero	138	20,59	14,64	13,49
Cutervo	138	20,59	14,69	13,51
Jaén	138	20,59	14,74	13,53
Guadalupe	220	20,59	14,84	13,71
Guadalupe	60	20,59	14,86	13,73
La Ramada	220	20,59	14,54	13,39
Cajamarca	220	20,59	14,65	13,51
Trujillo Norte	220	20,59	14,76	13,67
Chimbote 1	220	20,59	14,70	13,63
Chimbote 1	138	20,59	14,72	13,62
Paramonga Nueva	220	20,59	14,53	13,48
Paramonga Nueva	138	20,59	14,51	13,47
Paramonga Existente	138	20,59	14,47	13,45
Huacho	220	20,59	14,52	13,56
Zapallal	220	20,59	14,60	13,72
Lomera	220	20,59	14,59	13,67
Carabayllo	220	20,59	14,58	13,70
Ventanilla	220	20,59	14,65	13,81
Lima (1)	220	20,59	14,66	13,83
Cantera	220	20,59	14,47	13,57
Chilca	220	20,59	14,37	13,52
Asia	220	20,59	14,41	13,54
Alto Praderas	220	20,59	14,49	13,62
Independencia	220	20,59	14,51	13,59
Ica	220	20,59	14,57	13,64
Marcona	220	20,59	14,68	13,68
Mantaro	220	20,59	14,10	13,05
Huayucachi	220	20,59	14,19	13,18
Pachachaca	220	20,59	14,25	12,99
Pomacocha	220	20,59	14,30	13,05
Huancavelica	220	20,59	14,22	13,20
Callahuanca	220	20,59	14,53	13,97
Cajamarquilla	220	20,59	14,63	13,86
Huallanca	138	20,59	14,32	13,30
Vizcarra	220	20,59	14,49	13,00
Tingo María	220	20,59	14,73	13,10
Aguaytía	220	20,59	14,79	13,15
Aguaytía	138	20,59	14,83	13,18
Aguaytía	22,9	20,59	14,82	13,16
Pucallpa	138	20,59	15,48	13,62
Pucallpa	60	20,59	15,49	13,63
Aucayacu	138	20,59	14,79	13,10
Tocache	138	20,59	14,79	13,10
Tingo María	138	20,59	14,79	13,10
Huánuco	138	20,59	14,60	12,86

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Paragsha II	138	20,59	14,20	12,53
Paragsha	220	20,59	14,20	12,50
Yaupi	138	20,59	13,94	12,24
Yuncán	138	20,59	14,05	12,32
Yuncán	220	20,59	14,09	12,35
Oroya Nueva	220	20,59	14,25	13,20
Oroya Nueva	138	20,59	14,30	12,84
Oroya Nueva	50	20,59	14,28	13,07
Carhuamayo	138	20,59	14,16	12,51
Carhuamayo Nueva	220	20,59	14,18	12,42
Caripa	138	20,59	14,31	12,75
Desierto	220	20,59	14,50	13,59
Condorcocha	138	20,59	14,35	12,78
Condorcocha	44	20,59	14,35	12,33
Machupicchu	138	20,59	14,59	13,46
Cachimayo	138	20,59	15,03	13,79
Cusco (2)	138	20,59	15,10	13,84
Combapata	138	20,59	15,27	14,06
Tintaya	138	20,59	15,44	14,26
Tintaya Nueva	220	20,59	15,43	14,26
Ayaviri	138	20,59	15,18	14,00
Azángaro	138	20,59	15,02	13,83
San Gabán	138	20,59	14,36	13,27
Mazuco	138	20,59	14,55	13,40
Puerto Maldonado	138	20,59	15,06	13,75
Juliaca	138	20,59	15,25	14,02
Puno	138	20,59	15,24	14,02
Puno	220	20,59	15,21	14,01
Callalli	138	20,59	15,32	14,26
Santuario	138	20,59	15,17	14,08
Arequipa (3)	138	20,59	15,25	14,12
Socabaya	220	20,59	15,23	14,10
Cotaruse	220	20,59	14,77	13,65
Cerro Verde	138	20,59	15,30	14,15
Repartición	138	20,59	15,39	14,19
Mollendo	138	20,59	15,48	14,25
Moquegua(4)	220	20,59	15,12	14,03
Moquegua (4)	138	20,59	15,13	14,04
Ilo ELS (5)	138	20,59	15,27	14,12
Botiflaca	138	20,59	15,29	14,14
Toquepala	138	20,59	15,46	14,20
Aricota	138	20,59	14,76	14,17
Aricota	66	20,59	14,73	14,14
Tacna (Los Héroes)	220	20,59	15,24	14,11
Tacna (Los Héroes)	66	20,59	15,33	14,18
SISTEMAS AISLADOS (6)				
Adinelsa	MT	22,47	29,16	29,16
Chavimochic	MT	22,47	29,16	29,16
Edelnor	MT	22,47	29,16	29,16
Electro Oriente	MT	22,47	38,93	38,93
Electro Ucayali	MT	22,47	40,16	40,16
Eilhicha	MT	22,47	29,16	29,16
Hidrandina	MT	22,47	29,16	29,16
Seal	MT	22,47	51,94	51,94

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	1,0283	0,9993
Talara	220	1,0000	1,0198	0,9926
Piura Oeste	220	1,0000	1,0233	0,9969
La Niña	220	1,0000	1,0104	0,9899
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0147	0,9907
Carhuaquero	220	1,0000	0,9986	0,9751

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
Carhuaquero	138	1,0000	0,9989	0,9752
Cutervo	138	1,0000	1,0024	0,9769
Jaén	138	1,0000	1,0053	0,9784
Guadalupe	220	1,0000	1,0123	0,9913
Guadalupe	60	1,0000	1,0141	0,9927
La Ramada	220	1,0000	0,9922	0,9678
Cajamarca	220	1,0000	0,9992	0,9765
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0071	0,9886
Chimbote 1	220	1,0000	1,0026	0,9857
Chimbote 1	138	1,0000	1,0040	0,9847
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9914	0,9748
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9897	0,9736
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9870	0,9723
Huacho	220	1,0000	0,9905	0,9803
Zapallal	220	1,0000	0,9958	0,9921
Lomera	220	1,0000	0,9956	0,9886
Carabayllo	220	1,0000	0,9946	0,9904
Ventanilla	220	1,0000	0,9994	0,9983
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9871	0,9813
Chilca	220	1,0000	0,9805	0,9773
Asia	220	1,0000	0,9832	0,9790
Alto Praderas	220	1,0000	0,9889	0,9847
Independencia	220	1,0000	0,9899	0,9824
Ica	220	1,0000	0,9943	0,9860
Marcona	220	1,0000	1,0015	0,9893
Mantaro	220	1,0000	0,9623	0,9438
Huayucachi	220	1,0000	0,9678	0,9529
Pachachaca	220	1,0000	0,9725	0,9391
Pomacocha	220	1,0000	0,9756	0,9433
Huancavelica	220	1,0000	0,9702	0,9547
Callahuanca	220	1,0000	0,9915	1,0099
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9981	1,0022
Huallanca	138	1,0000	0,9773	0,9620
Vizcarra	220	1,0000	0,9886	0,9401
Tingo María	220	1,0000	1,0051	0,9473
Aguaytía	220	1,0000	1,0090	0,9507
Aguaytía	138	1,0000	1,0120	0,9528
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0108	0,9519
Pucallpa	138	1,0000	1,0559	0,9846
Pucallpa	60	1,0000	1,0571	0,9854
Aucayacu	138	1,0000	1,0092	0,9472
Tocache	138	1,0000	1,0092	0,9472
Tingo María	138	1,0000	1,0092	0,9472
Huánuco	138	1,0000	0,9962	0,9301
Paragsha II	138	1,0000	0,9689	0,9058
Paragsha	220	1,0000	0,9686	0,9037
Yaupi	138	1,0000	0,9513	0,8850
Yuncán	138	1,0000	0,9584	0,8907
Yuncán	220	1,0000	0,9616	0,8932
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9720	0,9545
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9757	0,9281
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9744	0,9447

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
Carhuamayo	138	1,0000	0,9662	0,9046
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9673	0,8977
Caripa	138	1,0000	0,9760	0,9218
Desierto	220	1,0000	0,9890	0,9830
Condorcocha	138	1,0000	0,9787	0,9240
Condorcocha	44	1,0000	0,9787	0,8913
Machupicchu	138	1,0000	0,9953	0,9729
Cachimayo	138	1,0000	1,0251	0,9974
Cusco	138	1,0000	1,0304	1,0005
Combapata	138	1,0000	1,0416	1,0166
Tintaya	138	1,0000	1,0535	1,0313
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0530	1,0311
Ayaviri	138	1,0000	1,0355	1,0122
Azángaro	138	1,0000	1,0247	1,0000
San Gabán	138	1,0000	0,9795	0,9595
Mazuco	138	1,0000	0,9930	0,9691
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0277	0,9943
Juliaca	138	1,0000	1,0404	1,0140
Puno	138	1,0000	1,0399	1,0137
Puno	220	1,0000	1,0378	1,0133
Callalli	138	1,0000	1,0453	1,0312
Santuario	138	1,0000	1,0349	1,0179
Arequipa	138	1,0000	1,0401	1,0207
Socabaya	220	1,0000	1,0391	1,0194
Cotaruse	220	1,0000	1,0075	0,9866
Cerro Verde	138	1,0000	1,0438	1,0233
Repartición	138	1,0000	1,0503	1,0259
Mollendo	138	1,0000	1,0562	1,0301
Moquegua	220	1,0000	1,0319	1,0142
Moquegua	138	1,0000	1,0322	1,0154
Ilo ELS	138	1,0000	1,0418	1,0208
Botiflaca	138	1,0000	1,0430	1,0223
Toquepala	138	1,0000	1,0548	1,0269
Aricota	138	1,0000	1,0073	1,0244
Aricota	66	1,0000	1,0047	1,0226
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0394	1,0202
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0456	1,0253

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

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

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/kW-mes
1	SPT de REP	2,072
2	SPT de San Gabán	0,004
3	SPT de Antamina	0,005
4	SPT de Eteselva	0,099
5	SPT de Redesur	0,626
6	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,679
7	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,542
8	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,309

N°	Sistema de Transmisión		PCSPT S//kW-mes
9	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,304
		RF de Talara	0,776
		RF de Ilo	1,705
		RF de Puerto Eten	0,878
		RF de Puerto Maldonado	0,108
		RF de Pucallpa	0,187
10	Cargo Unitario por CVOA-CMg		4,469
11	Cargo Unitario por CVOA-RSC		0,000
12	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,128
		C.H. Santa Cruz II	0,050
		C.H. Santa Cruz I	0,048
		C.H. Poechos 2	0,059
		C.H. Roncador	0,048
		C.H. La Joya	0,115
		C.H. Carhuaquero IV	0,164
		C.H. Caña Brava	0,042
		C.T. Huaycoloro	0,109
		C.H. Purmacana	0,007
		C.H. Huasahuasi I	0,074
		C.H. Huasahuasi II	0,071
		C.H. Nuevo Imperial	0,037
		CS Repartición Solar 20T	0,341
		CS Majes Solar 20T	0,342
		CS Tacna Solar 20T	0,445
		CS Panamericana Solar 20T	0,446
		C.H. Yanapampa	0,044
		C.H. Las Pizarras	0,121
		C.E. Marcona	0,277
		C.E. Talara	0,329
		C.E. Cupisnique	0,837
		C.H. Runatullo III	0,134
		C.H. Runatullo II	0,115
		CSF Moquegua FV	0,178
		C.H. Canchayllo	0,021
		C.T. La Gringa V	0,023
		C.E. Tres Hermanas	0,767
		C.H. Chancay	0,309
		C.H. Rucuy	0,223
		C.H. Potrero	0,163
13	Cargo Unitario por FISE (1)		0,523
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (2)		0,077
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,547
		CT Planta N° 2 Ilo	1,541

Notas:

- (1) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 13 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%, 23,5%, 29,1%, 1,6%, 14,2%, 7,6 % y 0,5%, respectivamente.
- (2) Para el Cargo N° 14 el COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación de este cargo para la empresa Electro Oriente S.A. en proporción al 35,8%, Electro Sur Este S.A.A. en 43,3% y Electrocentro S.A. en 20,9%.

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)	0,448
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,071
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,073
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,081
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,183
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,337
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,137
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,081
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,286
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,053
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV (1)	0,666
15	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (1)	0,687
16	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados(1)	1,809

Nota:

- (1) Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el Artículo 17º 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:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPMdE + PSSCT \tag{4}$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT \tag{5}$$

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° -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 (6)

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fíjese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los artículos 46 y 52 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

PPM1 = PPM0 * FAPPM (1)

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

FTC = TC / TCo (3)

FPM = IPM / IPMo (4)

Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7841	0,2159

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:

PPM1ef = PPM0ef * (1 + k) + PPM0 * (FAPEM -1) (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_{ef} = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1_{ef} = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, 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/ 3,287 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 224,422563.
- 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:

PEMP1 =PEMP0 * FAPEM (6)

PEMF1 =PEMF0 * FAPEM (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:

PEMP1ef = PEMP0ef * (1+k) + PEMP0 * (FAPEM-1) (8)

PEMF1ef = PEMF0ef * (1+k) + PEMF0 * (FAPEM-1) (9)

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización (5), (8) y (9), de manera independiente, mientras se cumpla que $PM_{sea} < PMR_{sein}$; en caso contrario, se reemplazarán los valores del $PPM1_{ef}$, $PEMP1_{ef}$, $PEMF1_{ef}$ 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 PMR_{sein} , 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 mayo de 2017 y hasta alcanzar el Precio Medio de Referencia del SEIN (PMR_{sein}). Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Cuadro N° 6

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	0,0209
Chavimochic	0,0209
Edelnor	0,0209
Electro Oriente	0,0000
Electro Ucayali	0,0000
Eilhicha	0,0209
Hidrandina	0,0393
Seal	0,0231

PMR_{sein} : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

Cuadro N° 7

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPM	PEMP = PEMF	PMR_{sein}
Adinelsa	51,18	16,51	25,23
Chavimochic	51,18	16,51	25,23
Edelnor	51,18	16,51	25,23
Electro Oriente	51,12	17,61	26,32
Electro Ucayali	50,85	17,23	25,90
Eilhicha	51,18	16,51	25,23
Hidrandina	51,18	16,51	25,23
Seal	50,85	18,25	26,92

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

FAPEM

$= d + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB$

(10)

FD2

$= (PD2 + ISC_D2) / (PD2o + ISC_D2o)$

(11)

FR6

$= (PR6 + ISC_R6) / (PR6o + ISC_R6o)$

(12)

FPGN

$= PGN / PGNo$

(13)

FCB

$= (PCB / PCB0) * FTC$

(14)

Cuadro N° 8

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0797	0,0000	0,0000	0,9125	---	0,0078
SISTEMAS AISLADOS ¹						
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	0,1050	0,4644	0,0000	0,4306	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,3812	0,0000	0,0000	0,6188	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	0,7904	0,0000	0,0000	0,2096	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:
- PMsea

$= (PPM1ef * 100 / (720 * fc) + PEMP1ef * 0,3 + PEMF1ef * 0,7)$

(15)
- fc

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

¹ 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	0,6041
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	6,35	4,29	92,84
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	7,84	5,35	---
Electro Oriente	Talara	5.24	---	---
Seal	Callao	6,64	---	---

Notas:

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

PGN =Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en 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 8,8611 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 (16)

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

FPal = Pal/Palo (18)

FPcu = Pcu/Pcuo (19)

Cuadro N° 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,5485	0,3646	0,0779	0,0090	---
SPT de Antamina	0,4013	0,5834	0,0000	0,0153	---
SPT de San Gabán	0,4357	0,5630	0,0000	0,0013	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000

	l	m	n	o	p
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 periodo)”.
- Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 216,710.
- 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 1581,647.
- 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 Osinerghmin 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 Osinerghmin 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

(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:

- a. 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. Por otro lado, la actualización del factor “p” no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. 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 3°.- Fijese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Adinelsa	621 320	0,7973%
Chavimochic	80 293	0,1030%
Edelnor	895 255	1,1489%
Electro Oriente Iquitos	59 257 545	76,0453%
Electro Oriente Otros	13 807 859	17,7197%
Electro Ucayali	1 484 777	1,9054%
Eilhicha	345 566	0,4435%
Hidrandina	465 372	0,5972%
Seal	966 020	1,2397%
TOTAL	77 924 007	100,0000%

Fijese el Monto Específico Residual, que asciende a la suma de 82 905 684 Soles, el cual será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se haya alcanzado al Precio Medio de Referencia del SEIN², 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 4°.- Fijese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 13

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Adinelsa	MT	22,47	16,83	16,83
Chavimochic	MT	22,47	16,83	16,83
Edelnor	MT	22,47	16,83	16,83
Electro Oriente	MT	22,47	21,16	21,16
Electro Ucayali	MT	22,47	19,66	19,66
Eilhicha	MT	22,47	16,83	16,83
Hidrandina	MT	22,47	15,72	15,72
Seal	MT	22,47	18,27	18,27

² 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 Específico 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.

Artículo 5°.- 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 6°.- 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.

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

Artículo 8°.- 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	1,317
Segundo	2,503
Tercero	3,691

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 9°.- 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

(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 10°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° 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 11°.- Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 245,21 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fíjese en USD 76 671 434 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 54 269 249 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2018.

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

Cuadro N° 15

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP	165 379 994	506 920
SPT de San Gabán	308 313	0
SPT de Antamina	368 041	0
SPT de Eteselva	7 937 227	1 835 808
SPT de Redesur	49 986 081	53 977
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	133 977 876	231 417
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	43 266 683	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	24 623 591	12 833 174

Cuadro N° 16

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca -Zapallal (Tamos 1 y 2)	35 750 440	1 114 128
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	5 633 501	97 050
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	5 796 683	2 233 381
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 485 217	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	14 578 514	261 226
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	26 869 979	821 100
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 971 965	10 294
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	90 758 087	411 076
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	6 462 368	2 094 753
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 832 796	168 029
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	163 831 595	2 778 628
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	54 068 191	0
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	39 672 921	169 961
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	53 122 731	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	54 843 594	0
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	144 344 665	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. y Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. a favor de la empresa Electrocentro 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

Aportante \ Receptora	Electrocentro S.A. (S/)
Electrocentro S.A.	632 602
Electroperú S.A.	75
Electronoroeste S.A.	18 519
Hidrandina S.A.	153 096
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	371 317

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

Sin embargo, cuando la puesta en operación comercial sea comunicada después de la fecha de actualización de los pliegos tarifarios, del mes inmediatamente posterior a la fecha de puesta en operación comercial, los cambios originados por la incorporación de nuevas instalaciones o líneas de transmisión, entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente a la fecha de recepción de la comunicación de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Artículo 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° -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 14,85 USD/MWh

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

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

Artículo 21°.- Incorpórese los Informes N° -2017-GRT, N° - 2017-GRT y N° - 2017-GRT; 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 Anexos, en la página Web de Osinergmin: 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", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

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° 034-2017-OS/CD**

Lima, 09 de marzo de 2017

CONSIDERANDO

Que, mediante Resolución N° 261-2012-OS/CD, 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 Preliquidación de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios de