RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 056-2018-OS/CD

Lima, 11 de abril de 2018

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 de Osinergmin Nº 173-2018-GRT, Nº 174-2018-GRT y Nº 175-2018-GRT, y el Informe Nº DSE-SGE-61-2018 de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

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 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 22, 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 Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("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 la 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 subsanación, entre otras;

Que, el Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, conforme se señala en el Informe Nº 138-2018-GRT, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2017 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 29 de noviembre de 2017;

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 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, 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 según lo previsto en el "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 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 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., Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual ("RA"), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. La 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, en esta misma oportunidad, 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 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, 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, a su vez, mediante Resolución Ministerial Nº 066-2018-MEM/DM, publicada el 26 de febrero de 2018, 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 2018 y el 30 de abril de 2019;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley Nº 28832 y por el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 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 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, por otro lado, conforme a la Resolución Nº 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo Nº 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, ello al amparo del Decreto Legislativo Nº 1041;

Que, en otro extremo, mediante Resolución Nº 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", posteriormente modificada mediante Resolución Nº 040-2016-OS/CD. Estas resoluciones fueron expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo Nº 1002 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, y 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 Nº 29852, modificada mediante Ley Nº 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, además, mediante Decreto Supremo Nº 044-2014-EM, 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 Nº 29970. Se estableció, 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 disponen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley Nº 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 Nº 140-2015-OS/CD;

Que, mediante Resolución Nº 073-2016-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica", expedida en cumplimiento de la Ley Nº 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, mediante el Decreto Supremo Nº 011-2012-EM, que reglamenta el Anexo II de la Decisión 757 de la Comunidad Andina, se detalla que en situaciones de emergencia o restricciones declaradas por el Ministerio, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, por lo que corresponde liquidar los intercambios de electricidad por emergencia del año 2017 que tuvieron a Electronoroeste S.A. como Agente Autorizado;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, mediante Resolución Nº 037-2018-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 2018 y el 30 de abril de 2019, 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 14 de marzo de 2018 en las ciudades de Lima, Chiclayo y Tacna. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los siguientes interesados: Generadora de Energía del Perú S.A., Electro Oriente S.A., Engie Energía Perú S.A., Electro Ucayali S.A., Enel Green Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Subcomité de Generadores del COES, Consorcio Transmantaro S.A. y Red de Energía del Perú S.A.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos Nº 173-2018-GRT, Nº 175-2018-GRT y Legal Nº 174-2018-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, División de Gas Natural y Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin; así como, el Informe Nº DSE-SGE-61-2018 de la División de Supervisión de Electricidad 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 numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 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 Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; en el Decreto Legislativo Nº 1041; y, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado con Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión Nº 09-2018.

SE RESUELVE:

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

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA: EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A.1) PRECIOS EN BARRA

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 Nº 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	20,00	14,53	13,53
Talara	220	20,00	14,42	13,44
Piura Oeste	220	20,00	14,60	13,62
La Niña	220	20,00	14,58	13,68
Chiclayo Oeste	220	20,00	14,64	13,68
Carhuaquero	220	20,00	14,43	13,46
Carhuaquero	138	20,00	14,44	13,46
Cutervo	138	20,00	14,56	13,51
Jaén	138	20,00	14,67	13,56
Guadalupe	220	20,00	14,60	13,68
Guadalupe	60	20,00	14,63	13,70
La Ramada	220	20,00	14,25	13,29
Cajamarca	220	20,00	14,43	13,42
Trujillo Norte	220	20,00	14,55	13,68
Chimbote 1	220	20,00	14,48	13,65
Chimbote 1	138	20,00	14,48	13,62
Paramonga Nueva	220	20,00	14,25	13,48
Paramonga Nueva	138	20,00	14,23	13,47
Paramonga Existente	138	20,00	14,17	13,43
Huacho	220	20,00	14,31	13,62
Lomera	220	20,00	14,46	13,80
Zapallal	220	20,00	14,53	13,90
Carabayllo	220	20,00	14,48	13,86
Ventanilla	220	20,00	14,57	13,98
La Planicie	220	20,00	14,48	13,87
Lima (1)	220	20,00	14,60	14,04
Cantera	220	20,00	14,48	13,93
Chilca	220	20,00	14,49	13,99
Asia	220	20,00	14,49	13,98
Alto Praderas	220	20,00	14,64	14,14
Independencia	220	20,00	14,43	13,84
Ica	220	20,00	14,47	13,86
Marcona	220	20,00	14,42	13,71
Mantaro	220	20,00	13,79	13,04
Huayucachi	220	20,00	13,96	13,23
Pachachaca	220	20,00	13,67	12,79
Pomacocha	220	20,00	13,53	12,57
Huancavelica	220	20,00	13,97	13,26
Callahuanca	220	20,00	14,19	13,66
Cajamarquilla	220	20,00	14,49	13,94

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Huallanca	138	20,00	14,05	13,24
Vizcarra	220	20,00	13,73	12,73
Tingo María	220	20,00	13,30	12,45
Aguaytía	220	20,00	13,18	12,32
Aguaytía	138	20,00	13,21	12,34
Aguaytía	22,9	20,00	13,20	12,33
Pucallpa	138	20,00	13,79	12,76
Pucallpa	60	20,00	13,81	12,77
Aucayacu	138	20,00	16,99	12,58
Tocache	138	20,00	16,89	12,98
Belaunde	138	20,00	12,40	10,78
Tingo María	138	20,00	13,11	12,39
Huánuco	138	20,00	13,41	12,43
Paragsha II	138	20,00	13,47	12,29
Paragsha	220	20,00	13,50	12,30
Yaupi	138	20,00	13,31	12,09
Yuncán	138	20,00	13,38	12,15
Yuncán	220	20,00	13,41	12,17
Oroya Nueva	220	20,00	13,61	12,38
Oroya Nueva	138	20,00	13,58	12,27
Oroya Nueva	50	20,00	13,60	12,42
Carhuamayo	138	20,00	13,49	12,26
Carhuamayo Nueva	220	20,00	13,49	12,23
Caripa	138	20,00	13,53	12,23
Desierto	220	20,00	14,48	13,91
Condorcocha	138	20,00	13,55	12,24
Condorcocha	44	20,00	13,55	12,24
Machupicchu	138	20,00	14,19	13,40
Cachimayo	138	20,00	14,60	13,74
Cusco (2)	138	20,00	14,66	13,78
Combapata	138	20,00	14,83	13,94
Tintaya	138	20,00	14,96	14,08
Tintaya Nueva	220	20,00	14,94	14,08
Ayaviri	138	20,00	14,74	13,84
Azángaro	138	20,00	14,61	13,71
San Gabán	138	20,00	13,95	13,13
Mazuco	138	20,00	14,15	13,26
Puerto Maldonado	138	20,00	14,65	13,61
Juliaca	138	20,00	14,81	13,87
Puno	138	20,00	14,81	13,94
Puno	220	20,00	14,78	13,91
Callalli	138	20,00	14,94	14,15
Santuario	138	20,00	14,75	13,96
Arequipa (3)	138	20,00	14,81	13,99
Socabaya	220	20,00	14,79	13,97
Cotaruse	220	20,00	14,40	13,59
Cerro Verde	138	20,00	14,86	14,02
Repartición	138	20,00	14,94	14,04

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Mollendo	138	20,00	15,03	14,10
Moquegua(4)	220	20,00	14,74	13,93
Moquegua (4)	138	20,00	14,75	13,94
Ilo ELS (5)	138	20,00	14,85	14,01
Botiflaca	138	20,00	14,81	14,01
Toquepala	138	20,00	14,83	14,04
Aricota	138	20,00	14,71	13,99
Aricota	66	20,00	14,64	13,96
Tacna (Los Héroes)	220	20,00	14,86	14,00
Tacna (Los Héroes)	66	20,00	15,00	14,07
SISTEMAS AISLADOS (6)				
Adinelsa	MT	27,40	31,71	31,71
Chavimochic	MT	27,40	30,79	30,79
Eilhicha	MT	27,40	30,79	30,79
Electro Oriente	MT	27,40	40,39	40,39
Electro Ucayali	MT	27,40	42,95	42,95
Enel Distribución	MT	27,40	30,79	30,79
Hidrandina	MT	27,40	30,79	30,79
Seal	MT	27,40	62,06	62,06

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, Los Industriales 220 kV y Carapongo 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 Nº 1.

Cuadro Nº 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	0,9950	0,9637
Talara	220	1,0000	0,9872	0,9576
Piura Oeste	220	1,0000	1,0000	0,9705
La Niña	220	1,0000	0,9987	0,9745
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0028	0,9744
Carhuaquero	220	1,0000	0,9882	0,9588
Carhuaquero	138	1,0000	0,9889	0,9590
Cutervo	138	1,0000	0,9974	0,9625
Jaén	138	1,0000	1,0049	0,9656
Guadalupe	220	1,0000	0,9998	0,9746
Guadalupe	60	1,0000	1,0015	0,9759
La Ramada	220	1,0000	0,9760	0,9468
Cajamarca	220	1,0000	0,9883	0,9563
Trujillo Norte	220	1,0000	0,9961	0,9745
Chimbote 1	220	1,0000	0,9918	0,9727
Chimbote 1	138	1,0000	0,9918	0,9703
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9759	0,9604
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9745	0,9594
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9704	0,9566
Huacho	220	1,0000	0,9797	0,9699
Lomera	220	1,0000	0,9905	0,9829
Zapallal	220	1,0000	0,9948	0,9903
Carabayllo	220	1,0000	0,9916	0,9870
Ventanilla	220	1,0000	0,9978	0,9962
La Planicie	220	1,0000	0,9914	0,9882
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9915	0,9924
Chilca	220	1,0000	0,9921	0,9969
Asia	220	1,0000	0,9924	0,9957
Alto Praderas	220	1,0000	1,0023	1,0071
Independencia	220	1,0000	0,9881	0,9860
Ica	220	1,0000	0,9909	0,9875
Marcona	220	1,0000	0,9875	0,9769
Mantaro	220	1,0000	0,9446	0,9292
Huayucachi	220	1,0000	0,9559	0,9427
Pachachaca	220	1,0000	0,9361	0,9112
Pomacocha	220	1,0000	0,9263	0,8957
Huancavelica	220	1,0000	0,9567	0,9448

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
Callahuanca	220	1,0000	0,9720	0,9728
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9924	0,9932
Huallanca	138	1,0000	0,9619	0,9429
Vizcarra	220	1,0000	0,9404	0,9072
Tingo María	220	1,0000	0,9110	0,8868
Aguaytía	220	1,0000	0,9025	0,8775
Aguaytía	138	1,0000	0,9049	0,8793
Aguaytía	22,9	1,0000	0,9039	0,8785
Pucallpa	138	1,0000	0,9446	0,9088
Pucallpa	60	1,0000	0,9456	0,9095
Aucayacu	138	1,0000	1,1633	0,8964
Tocache	138	1,0000	1,1567	0,9249
Belaunde	138	1,0000	0,8492	0,7679
Tingo María	138	1,0000	0,8976	0,8827
Huánuco	138	1,0000	0,9185	0,8853
Paragsha II	138	1,0000	0,9228	0,8757
Paragsha	220	1,0000	0,9244	0,8759
Yaupi	138	1,0000	0,9113	0,8610
Yuncán	138	1,0000	0,9164	0,8653
Yuncán	220	1,0000	0,9186	0,8672
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9319	0,8819
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9300	0,8740
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9314	0,8850
Carhuamayo	138	1,0000	0,9236	0,8730
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9237	0,8712
Caripa	138	1,0000	0,9267	0,8713
Desierto	220	1,0000	0,9918	0,9911
Condorcocha	138	1,0000	0,9276	0,8720
Condorcocha	44	1,0000	0,9276	0,8720
Machupicchu	138	1,0000	0,9718	0,9545
Cachimayo	138	1,0000	0,9996	0,9786
Cusco	138	1,0000	1,0040	0,9813
Combapata	138	1,0000	1,0154	0,9933
Tintaya	138	1,0000	1,0243	1,0028
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0229	1,0034
Ayaviri	138	1,0000	1,0096	0,9859
Azángaro	138	1,0000	1,0007	0,9763
San Gabán	138	1,0000	0,9556	0,9355
Mazuco	138	1,0000	0,9689	0,9449
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0032	0,9697
Juliaca	138	1,0000	1,0143	0,9878
Puno	138	1,0000	1,0140	0,9934
Puno	220	1,0000	1,0123	0,9907
Callalli	138	1,0000	1,0233	1,0080
Santuario	138	1,0000	1,0104	0,9947
Arequipa	138	1,0000	1,0143	0,9964
Socabaya	220	1,0000	1,0128	0,9951
Cotaruse	220	1,0000	0,9862	0,9679

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
Cerro Verde	138	1,0000	1,0179	0,9990
Repartición	138	1,0000	1,0231	1,0004
Mollendo	138	1,0000	1,0289	1,0046
Moquegua	220	1,0000	1,0092	0,9922
Moquegua	138	1,0000	1,0098	0,9930
Ilo ELS	138	1,0000	1,0169	0,9977
Botiflaca	138	1,0000	1,0145	0,9978
Toquepala	138	1,0000	1,0154	1,0001
Aricota	138	1,0000	1,0077	0,9965
Aricota	66	1,0000	1,0028	0,9946
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0177	0,9975
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0271	1,0023

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)		3,074
2	SPT de Egemsa		0,002
3	SPT de San Gabán		0,004
4	SPT de Antamina		0,005
5	SPT de Eteselva		0,079
6	SPT de Redesur		0,629
7	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum Nº 5 y Addendum Nº 10)		1,687
8	SPT de Transmantaro (Addendum Nº 8)		0,546
9	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)		0,036
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)		0,436
11	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,264
		RF de Talara	0,815
		RF de Ilo	1,798
		RF de Puerto Eten	0,902
		RF de Puerto Maldonado	0,109
		RF de Pucallpa	0,189
12	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,101
		C.H. Santa Cruz II	0,078
		C.H. Santa Cruz I	0,068
		C.H. Poechos 2	0,107
		C.H. Roncador	0,046
		C.H. La Joya	0,123
		C.H. Carhuaquero IV	0,190
		C.H. Caña Brava	0,043
		C.T. Huaycoloro	0,122
		C.H. Purmacana	0,010
		C.H. Huasahuasi I	0,102
		C.H. Huasahuasi II	0,100
		C.H. Nuevo Imperial	0,042
		CS Repartición Solar 20T	0,359

Nº	Sistema de Transmisión		PCSPT S//kW-mes
		CS Majes Solar 20T	0,360
		CS Tacna Solar 20T	0,445
		CS Panamericana Solar 20T	0,464
		C.H. Yanapampa	0,045
		C.H. Las Pizarras	0,204
		C.E. Marcona	0,347
		C.E. Talara	0,403
		C.E. Cupisnique	1,006
		C.H. Runatullo III	0,244
		C.H. Runatullo II	0,178
		CSF Moquegua FV	0,212
		C.H. Canchayllo	0,031
		C.T. La Gringa V	0,048
		C.E. Tres Hermanas	0,971
		C.H. Chancay (2)	0,241
		C.H. Rucuy (2)	0,111
		C.H. Potrero	0,143
		C.H. Yarucaya	0,371
		C.S. Rubí	0,863
		C.H. Renovandes H1	0,285
		C.S. Intipampa	0,197
13	Cargo Unitario por FISE (3)		0,473
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (4)		0,064
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,177
		CT Planta Nº 2 Ilo	1,787

Notas:

(1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.

(2) Los cargos de C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicarán a partir de sus correspondientes reinicios de operación comercial.

(3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 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%, 3,3%, 18,9%, 23,5%, 29,0%, 1,5%, 14,1%, 7,6% y 1,4%, respectivamente.

(4) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 14 para la empresa Electro Oriente S.A. en proporción al 71%, Electro Sur Este S.A. en 1%, Electrocentro S.A. en 20% e Hidrandina S.A. en 8%.

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

Cuadro Nº 4

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S//kW-mes
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,455
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,072
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,064
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,082
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,179
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,331
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,149

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S//kW-mes
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,104
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,288
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,089
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	0,752
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	1,823
16	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	0,038
17	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (1)	0,685
18	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa) (1)	0,279
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV (1)	0,244

Nota:

(1) Los cargos PTSGT 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 PTSGT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro Nº 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 (4)

PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT (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 Nº061-2017-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 Nº 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 (1)

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

FTC = TC / TCo (3)

FPM = IPM / IPMo (4)

Cuadro Nº 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7862	0,2138

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro Nº 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 Nº 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 Nº 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/ 3,229 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 224,64213.

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 Nº 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 Nº 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.

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2018. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Cuadro Nº 6

Empresa Distribuidora	*k*
Adinelsa	0,0000
Chavimochic	0,0000
Eilhicha	0,0073
Electro Oriente	0,0000
Electro Ucayali	0,0000
Enel Distribución	0,0000
Hidrandina	0,0000
Seal	0,0000

PMRsein : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

Cuadro Nº 7

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PME ctm. S//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Adinelsa	52,78	16,04	24,57
Chavimochic	52,78	16,06	24,58
Eilhicha	52,78	16,06	24,58
Electro Oriente	52,93	15,85	24,40
Electro Ucayali	52,61	15,07	23,56
Enel Distribución	52,78	16,06	24,58
Hidrandina	52,78	16,06	24,58
Seal	52,96	15,56	24,11

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/PCBo) * FTC (14)

Cuadro Nº 8

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1070	0,0021	0,0021	0,8867	---	0,0021
SISTEMAS AISLADOS[1]						
Adinelsa	0,0000	0,0236	0,0000	0,0000	0,9764	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000

[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 Nº 1 y Nº 13.

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
Electro Oriente	0,0000	0,0952	0,5306	0,0000	0,3742	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,0556	0,0000	0,0000	0,9444	0,0000
Enel Distribución	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	0,8047	0,0000	0,0000	0,1953	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 Nº 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 Nº 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 Nº 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:

Cuadro Nº 9

Empresa Distribuidora	*fc*
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6093
Electro Ucayali	0,4500
Enel Distribución	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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.

PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual Nº 6, en S//Gln, según el Cuadro Nº 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 Nº 10.

ISC_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual Nº 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 Nº 6 inicial.
Plantas Callao: igual a 0,68 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 1,10 S//Gln.
• Para Sistema Aislados: Planta Callao igual a 1,40 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln

PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro Nº 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 Nº 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 Nº 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 30º de la Ley Nº 28832 y el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Decreto Supremo Nº 069-2006-EM.

Cuadro Nº 10

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S//Gln.)	Residual Nº 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	6,89	4,65	110,18
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	6,43	4,99	---
Electro Ucayali	Callao	5,96	---	---
Seal	Callao	5,96	---	---

Nota:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124º 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 9,1884 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 Nº 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5600	0,4337	0,0000	0,0063	---
SPT de Eteselva	0,5488	0,3650	0,0769	0,0093	---
SPT de Antamina	0,4096	0,5754	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4377	0,5610	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 por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCSE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCUGE	---	---	---	---	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 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 por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones Nº 001-2010-OS/CD, Nº 151-2013-OS/CD y Nº 073-2016-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 Nº 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: p = FAPPM*DP/802,724 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:

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

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 de forma separada, en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento:

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, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se regirán por sus propias reglas. 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 Nº 13, a partir del mes de agosto y en la oportunidad en que se actualizan las tarifas eléctricas correspondientes a dicho mes. 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 1º.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1º, 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 Nº 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo Nº 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro Nº 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Adinelsa	467 453	0,5273%
Chavimochic	82 997	0,0936%
Eilhicha	416 081	0,4694%
ELOR-Iquitos	69 365 071	78,2479%
ELOR-Otros	13 522 886	15,2546%
Electro Ucayali	2 143 360	2,4178%
Enel Distribución	939 871	1,0602%
Hidrandina	425 248	0,4797%
Seal	1 284 934	1,4495%
TOTAL	**88 647 901**	**100,0000%**

Fíjese el Monto Especifico Residual, que asciende a la suma de 77 011 485 Soles, el cual será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones bruscas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN[2], 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.

[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 Nº 13 de la presente Resolución.

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 Nº 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo Nº 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro Nº 13

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Adinelsa	MT	27,40	16,59	16,59
Chavimochic	MT	27,40	16,20	16,20
Eilhicha	MT	27,40	15,60	15,60
Electro Oriente	MT	27,40	19,76	19,76
Electro Ucayali	MT	27,40	16,28	16,28
Enel Distribución	MT	27,40	16,20	16,20
Hidrandina	MT	27,40	16,20	16,20
Seal	MT	27,40	16,78	16,78

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 Nº 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 Nº 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 eléctricas 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 PTSGT, 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 PTSGT, 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 Nº 14

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,294
Segundo	2,458
Tercero	3,626

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 Nº 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 10º.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el artículo 107 del Decreto Ley Nº 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 240,883 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12º.- Fíjese en USD 78 236 157 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 74 112 135 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 2018 y el 30 de abril de 2019.

Además, fíjese los Cargos Unitarios de las instalaciones la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP cuyos valores son de 0,007, 0,018, 0,012 y 0,003 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 17º 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 las instalaciones de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4, cuyos valores anuales son de S/ 555 640, S/ 1 399 961, S/ 913 916 y S/ 238 123, 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 Nº 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)	241 886 953	765 556
SPT de Egemsa	189 122	0
SPT de San Gabán	298 738	0
SPT de Antamina	365 457	0
SPT de Eteselva	6 189 293	3 508 827
SPT de Redesur	49 500 620	47 043
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum Nº 5 y Addendum Nº 10)	132 721 720	201 132
SPT de Transmantaro (Addendum Nº 8)	42 938 413	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	2 842 552	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	34 321 566	5 031 339

(1) Corresponderá adicionar los peajes de las instalaciones de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 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)	35 799 455	702 260
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	5 659 321	14 825
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	5 025 659	2 925 758
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 421 401	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	14 085 922	607 772
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	26 019 797	1 398 730
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 874 698	47 146
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	90 456 969	22 285

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	8 162 046	330 556
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 644 166	192 019
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	164 409 464	943 442
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	53 694 516	2 475
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	39 395 067	141 039
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	59 153 434	101 982
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo y Subestaciones Asociados	143 475 682	3 060 974
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	2 957 060	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	53 875 864	0
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	21 984 262	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	19 211 795	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 de 2019; (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 de 2019; (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 Nº 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 Nº 200-2010-OS/CD, según corresponda.

Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme al numeral 1.3 del Artículo 2º de la presente Resolución y según lo señalado en el Artículo 17º de la presente Resolución.

Artículo 14º.-Aprobar la transferencia del monto por saldo negativo de la liquidación de intercambios de electricidad por emergencia de 2017 que tuvieron a Electronoroeste S.A. como Agente Autorizado, siendo S/ 49 136,82, a favor de la empresa Electrocentro S.A., antes del 30 de junio de 2018, como pago a cuenta de la Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía.

Artículo 15º.-Aprobar la transferencia del monto por saldo negativo de la Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía (en soles), de la Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. a favor de las empresas Electro Oriente S.A., Electro Sur Este S.A., Electrocentro S.A. e Hidrandina S.A., antes del 30 de junio de 2018, como pago a cuenta de la liquidación de la compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro, conforme al cuadro siguiente.

Cuadro Nº 17
Transferencias de Empresas Aportantes a Empresas Receptoras (Soles)

Aportante / Receptor	Electro Ucayali S.A.
Electro Oriente S.A.	1 948 638
Electro Sur Este S.A.	27 446
Electrocentro S.A.	548 912
Hidrandina S.A.	219 565

Artículo 16º.- Las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución Nº 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 17º.- Cuando se incorporen en servicio las instalaciones señaladas en los cuadros Nº 3 y Nº 4 del artículo 1º y las ampliaciones indicadas en el artículo 12º 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 18º.- 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 Nº 061-2017-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

Artículo 19º.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2018.

Artículo 20º.- Incorpórese los Informes Nº 173-2018-GRT, Nº 174-2018-GRT, Nº 175- 2018-GRT y Nº DSE-SGE-61-2018; como parte de la presente resolución.

Artículo 21º.- 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: http://www.osinergmin.gob.pe.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley Nº 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 Nº 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 Nº 080-2012-OS/CD.

Mediante la Ley Nº 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, 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 2018 – Abril 2019, 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 Nº 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo Nº 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

Asimismo, mediante Resolución Nº 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 Nº 040-2016-OS/CD, expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo Nº 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 4º de la Ley

Nº 29852, modificado mediante Ley Nº 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 Nº 151-2013-OS/CD.

Finalmente, de acuerdo a lo previsto en la Ley Nº 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 2018 – abril 2019. 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 Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.

i) El Cargo Unitario por Compensación FISE.

j) El Cargo Unitario por Compensación CCSE.

k) El Cargo Unitario por Compensación CCUGE.

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 MINERIA
OSINERGMIN Nº 057-2018-OS/CD

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO

Que, mediante Resolución Nº 061-2017-OS/CD se fijaron las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT") para el período mayo 2017 – abril 2021, incluyendo las instalaciones de transmisión del SST correspondiente a las empresas Red Eléctrica del Sur S.A. ("REDESUR") e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. ("ISA PERÚ");

Que, con Resolución Nº 335-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" (en adelante "PROCEDIMIENTO BOOT"). El artículo 3 de dicho procedimiento establece que la liquidación de los ingresos, se debe efectuar con una frecuencia anual. El Procedimiento tiene como objetivo que, conforme al marco legal aplicable, Osinergmin vele por el cumplimiento de los términos contractuales y condiciones de los Contratos, de conformidad con el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM. La liquidación busca que lo recaudado corresponda con lo autorizado, y de existir diferencias, saldarlas en el año siguiente;

Que, en cumplimiento del PROCEDIMIENTO BOOT se ha realizado el proceso de liquidación de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de las empresas REDESUR e ISA PERÚ, por lo que resulta necesario modificar, para el periodo mayo 2018 - abril 2019, las tarifas y compensaciones de los SST de REDESUR e ISA PERU previstas en la Resolución Nº 061-2017-OS/CD y sus modificatorias;

Que, mediante Resolución Nº 038-2018-OS/CD, se dispuso la publicación de la propuesta de modificación de las tarifas y compensaciones de los SST de las empresas REDESUR e ISA PERU, para el periodo mayo 2018 – abril 2019. Los criterios y metodología fueron expuestos en la Audiencia Pública descentralizada que se llevó a cabo el día 14 de marzo del presente año;

Que, como consecuencia de dicha publicación y audiencia pública, se han recibido comentarios y sugerencias de ISA PERU, cuyo análisis se incluye en el Informe Nº 172-2018-GRT, el mismo que, forma parte de la presente resolución;

Que, habiéndose cumplido con los principios de transparencia y participación contenidos en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, en el Reglamento General del Osinergmin aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM y en el Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, debe procederse a la publicación de la resolución correspondiente;

Que, con relación a la determinación de las liquidaciones y la modificación de las tarifas y compensaciones de los SST de REDESUR e ISA PERU, se ha expedido el Informe Técnico Nº 172-2018-GRT y el Informe Legal Nº 176-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin y forman parte integrante de la misma, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en los respectivos Contrato de Concesión, y en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS; así como sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión Nº 09-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Modificar a partir del 01 de mayo de 2018 los Peajes correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión de las empresas ISA PERÚ y REDESUR, cuyos valores se consignaron en el cuadro 10.1 del Anexo 10 de la Resolución Nº 061-2017-OS/CD y sus modificatorias, de acuerdo al siguiente detalle: