



**RESOLUCIÓN OSINERGMIN  
N° 056-2023-OS/CD**

**Aprobación de los precios  
en Barra para el período  
mayo 2023 – abril 2024**

**NORMAS LEGALES**

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 056-2023-OS/CD**

Lima, 14 de abril de 2023

**VISTOS:**

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SUBCOMITÉS"); así como los Informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin N° 247-2023-GRT, N° 248-2023-GRT y N° 273-2023-GRT.

**CONSIDERANDO:**

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin") tiene el encargo de fijar los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el literal d) del artículo 43 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"), 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 del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el literal h) del artículo 22 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ("RLCE"), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", en la cual contiene, como Anexo A.1, el "Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene las obligaciones y los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como la publicación de los estudios de los Subcomités de Generadores y de Transmisores ("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 se inició el 14 de noviembre de 2022, con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento de dicho procedimiento, convocó la realización de una Audiencia Pública a fin de que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2022;

Que, seguidamente, Osinergmin presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas presentadas como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, en el artículo 52 de la LCE se dispone 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 se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 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 N° 273-2010-OS/CD;

Que, de acuerdo a lo establecido por el artículo 107 de la LCE, en el artículo 215 del RLCE y en el literal t) del artículo 52 del Reglamento General, Osinergmin 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 RLCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur", suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin deberá establecer, antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual ("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), tomando en cuenta los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (Acta de POC), así como la información disponible vinculante a la Administración. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los 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° 055-2020-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 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° 081-2021-OS/CD y sus modificatorias;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 077-2023-MEM/DM, publicada el 27 de febrero de 2022, 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 2023 y el 30 de abril de 2024;

Que, según 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, a los precios en barra de los Sistemas Aislados, Osinergmin deberá aplicar en cada regulación anual dicho mecanismo de compensación, utilizando el Monto Específico aprobado, 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 N° 651-2008-OS/CD, expedida en cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la Norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", en cuyo artículo 4 se 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 N° 1041;

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", posteriormente modificada con Resolución N° 040-2016-OS/CD. Estas resoluciones fueron expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, comprenden el procedimiento y metodología para el cálculo de los cargos por Prima los cuales deben ser publicados en la resolución con la que se establezcan los Precios en Barra;

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, modificada mediante Ley N° 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural, 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 se fijan los Precios en Barra, en concordancia con la Norma "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" aprobada con Resolución N° 151-2013-OS/CD;

Que, además, mediante Decreto Supremo N° 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 N° 29970, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País. Conforme al artículo 3 del citado decreto supremo, 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 N° 29970, el cual debe ser publicado en caso sea aplicable, en la resolución que se fijan 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, la Norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica" aprobada con Resolución N° 073-2016-OS/CD, y expedida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM; comprende los criterios y metodología para calcular 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 se fijan 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 Tarifas, mediante Resolución N° 037-2023-OS/CD, se dispuso la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución mediante el cual se fijan los precios en barra y demás conceptos tarifarios aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2023 y el 30 de abril de 2024, 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 Virtual 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 miércoles 15 de marzo de 2023. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron opiniones y sugerencias de los siguientes interesados: Engie Energía Perú S.A., Generadora de Energía del Perú S.A., Electro Oriente S.A., Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Isa Perú S.A., Electrop Perú S.A., Adinelsa, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Subcomité de Generadores del COES, Electro Ucayali S.A. y Electropuno;

Que, finalmente, considerando que mediante Ley N° 31603, se modificó el artículo 207 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, reduciendo el plazo para resolver el recurso de reconsideración de treinta (30) a quince (15) días hábiles, es necesario que el cronograma establecido para el presente proceso regulatorio se adecúe a la modificación legislativa; por lo que corresponde precisar en la resolución de fijación de precios en barra, los plazos máximos previstos para las etapas posteriores a la interposición de los recursos de reconsideración.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° 247-2023-GRT, N° 248-2023-GRT y Legal N° 273-2023-GRT de la División de Gas Natural, División de Generación y Transmisión Eléctrica y Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, respectivamente; en los cuales se analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo 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 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; y, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 10-2023, de fecha 13 de abril de 2023.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Fijar los 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 a continuación; así como las correspondientes tarifas de transmisión, según se indica:

### 1 TARIFAS DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN

#### 1.1 PRECIOS EN BARRA: EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN; FACTORES y PEAJES DE TRANSMISIÓN

##### A) PRECIOS EN BARRA

En el Cuadro N° 1 se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican.

**Cuadro N° 1**

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	21,77	23,71	23,04
Talara	220	21,77	23,50	22,86
Piura Oeste	220	21,77	23,53	22,92
La Niña	220	21,77	23,27	22,70
Chiclayo Oeste	220	21,77	23,30	22,74
Carhuaquero	220	21,77	22,96	22,44
Carhuaquero	138	21,77	22,96	22,42
Cutervo	138	21,77	23,15	22,55
Jaen	138	21,77	23,31	22,72
Guadalupe	220	21,77	23,23	22,68
Guadalupe	60	21,77	23,26	22,72
La Ramada	220	21,77	22,81	22,32
Cajamarca	220	21,77	22,99	22,46
Trujillo Norte	220	21,77	23,13	22,57
Chimbote 1	220	21,77	22,99	22,46
Chimbote 1	138	21,77	23,02	22,50
Paramonga Nueva	220	21,77	22,70	22,26
Paramonga Nueva	138	21,77	22,65	22,23
Paramonga Existente	138	21,77	22,52	22,16
Medio Mundo	220	21,77	22,69	22,24
Huacho	220	21,77	22,66	22,22
Lomera	220	21,77	22,72	22,23
Zapallal	220	21,77	22,74	22,21
Carabaylo	220	21,77	22,71	22,18
Ventanilla	220	21,77	22,77	22,24
La Planicie	220	21,77	22,72	22,19
Lima (1)	220	21,77	22,77	22,24
Cantera	220	21,77	22,47	22,04
Chilca	220	21,77	22,34	21,86
Asia	220	21,77	22,39	21,93
Alto Praderas	220	21,77	22,50	22,00

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Independencia	220	21,77	22,50	22,12
Ica	220	21,77	22,49	22,10
Marcona	220	21,77	22,82	22,31
Mantaro	220	21,77	22,10	21,62
Huayucachi	220	21,77	22,24	21,74
Pachachaca	220	21,77	22,39	21,91
Pomacocha	220	21,77	22,43	21,95
Huancavelica	220	21,77	22,24	21,78
Callahuanca	220	21,77	22,50	22,00
Cajamarquilla	220	21,77	22,69	22,17
Huallanca	138	21,77	22,52	22,05
Vizcarra	220	21,77	22,67	22,21
Tingo María	220	21,77	22,62	22,14
Aguaytía	220	21,77	22,69	22,20
Aguaytía	138	21,77	22,75	22,25
Aguaytía	22,9	21,77	22,73	22,23
Pucallpa	138	21,77	23,26	22,64
Pucallpa	60	21,77	23,29	22,65
Aucayacu	138	21,77	22,89	22,38
Tocache	138	21,77	23,14	22,61
Belaunde	138	21,77	23,34	22,74
Caclic	220	21,77	23,20	22,63
Tingo María	138	21,77	22,59	22,11
Huánuco	138	21,77	22,62	22,10
Paragsha II	138	21,77	22,45	21,99
Paragsha	220	21,77	22,39	21,93
Yaupi	138	21,77	22,02	21,58
Yuncan	138	21,77	22,16	21,72
Yuncan	220	21,77	22,22	21,77
Oroya Nueva	220	21,77	22,36	21,90
Oroya Nueva	138	21,77	22,19	21,77
Oroya Nueva	50	21,77	22,26	21,83
Carhuamayo	138	21,77	22,34	21,88
Carhuamayo Nueva	220	21,77	22,34	21,88
Caripa	138	21,77	22,09	21,68
Desierto	220	21,77	22,49	22,08
Condorcocha	138	21,77	22,12	21,70
Condorcocha	44	21,77	22,12	21,70
Machupicchu	138	21,77	22,44	21,86
Cachimayo	138	21,77	23,17	22,55
Cusco (2)	138	21,77	23,27	22,61
Combapata	138	21,77	23,68	23,00
Tintaya	138	21,77	24,00	23,37
Tintaya Nueva	220	21,77	23,93	23,30
Ayaviri	138	21,77	23,76	23,10
Azángaro	138	21,77	23,61	22,95
San Gaban	138	21,77	22,40	21,86

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Mazuco	138	21,77	22,90	22,12
Puerto Maldonado	138	21,77	24,22	22,40
Juliaca	138	21,77	23,79	23,08
Puno	138	21,77	23,77	23,06
Puno	220	21,77	23,72	23,03
Callalli	138	21,77	23,88	23,26
Santuario	138	21,77	23,56	22,95
Arequipa (3)	138	21,77	23,51	22,89
Socabaya	220	21,77	23,48	22,87
Cotaruse	220	21,77	22,89	22,33
Cerro Verde	138	21,77	23,58	22,94
Repartición	138	21,77	23,73	23,02
Mollendo	138	21,77	23,87	23,13
Moquegua (4)	220	21,77	23,50	22,86
Moquegua (4)	138	21,77	23,52	22,89
Ilo ELS (5)	138	21,77	23,73	23,05
Botiflaca	138	21,77	23,67	23,03
Toquepala	138	21,77	23,70	23,08
Aricota	138	21,77	23,56	23,04
Aricota	66	21,77	23,49	23,03
Tacna (Los Héroes)	220	21,77	23,59	22,91
Tacna (Los Héroes)	66	21,77	23,67	22,94
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	32,57	38,22	38,22
Chavimochic	MT	32,57	34,18	34,18
Eilhicha	MT	32,57	34,18	34,18
Electro Oriente	MT	32,57	79,10	79,10
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,57	112,72	112,72
Electro Ucayali	MT	32,57	79,42	79,42
Enel Distribución	MT	32,57	34,18	34,18
Hidrandina	MT	32,57	34,18	34,18
Seal	MT	32,57	126,01	126,01

**Notas:**

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las barras 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 Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las barras 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.

**Se define:**

$$PEBP = PEMP \dots \dots \dots (1)$$

$$PEBF = PEMF \dots \dots \dots (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT + PTSPT \dots \dots \dots (3)$$

**Donde:**

- PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en ctm. 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 ctm. de S//kWh PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. incisos g) e i) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en ctm. de S//kWh
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en ctm. de S//kWh
- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S//kW-mes
- 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
- 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).

**B) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA**

En el Cuadro N° 2 se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN.

**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	1,0416	1,0360
Talara	220	1,0000	1,0322	1,0283
Piura Oeste	220	1,0000	1,0335	1,0306
La Niña	220	1,0000	1,0222	1,0209
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0236	1,0225
Carhuaquero	220	1,0000	1,0087	1,0090
Carhuaquero	138	1,0000	1,0086	1,0085
Cutervo	138	1,0000	1,0168	1,0142
Jaen	138	1,0000	1,0241	1,0220
Guadalupe	220	1,0000	1,0202	1,0201
Guadalupe	60	1,0000	1,0216	1,0215
La Ramada	220	1,0000	1,0021	1,0037
Cajamarca	220	1,0000	1,0097	1,0101
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0158	1,0152
Chimbote 1	220	1,0000	1,0099	1,0100
Chimbote 1	138	1,0000	1,0113	1,0117
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9972	1,0008
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9951	0,9997
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9892	0,9966
Medio Mundo	220	1,0000	0,9966	1,0004
Huacho	220	1,0000	0,9955	0,9995
Lomera	220	1,0000	0,9980	0,9997
Zapallal	220	1,0000	0,9987	0,9988
Carabaylo	220	1,0000	0,9975	0,9976
Ventanilla	220	1,0000	1,0003	1,0001
La Planicie	220	1,0000	0,9981	0,9979
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000

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
Cantera	220	1,000	0,9872	0,9910
Chilca	220	1,000	0,9814	0,9830
Asia	220	1,000	0,9837	0,9860
Alto Praderas	220	1,000	0,9885	0,9892
Independencia	220	1,000	0,9884	0,9947
Ica	220	1,000	0,9879	0,9941
Marcona	220	1,000	1,0026	1,0035
Mantaro	220	1,000	0,9706	0,9721
Huayucachi	220	1,000	0,9771	0,9778
Pachachaca	220	1,000	0,9834	0,9854
Pomacocha	220	1,000	0,9851	0,9869
Huancavelica	220	1,000	0,9769	0,9792
Callahuanca	220	1,000	0,9884	0,9895
Cajamarquilla	220	1,000	0,9965	0,9971
Huallanca	138	1,000	0,9894	0,9914
Vizcarra	220	1,000	0,9959	0,9987
Tingo María	220	1,000	0,9936	0,9955
Aguaytía	220	1,000	0,9968	0,9984
Aguaytía	138	1,000	0,9995	1,0005
Aguaytía	22,9	1,000	0,9984	0,9996
Pucallpa	138	1,000	1,0219	1,0182
Pucallpa	60	1,000	1,0229	1,0184
Aucayacu	138	1,000	1,0054	1,0065
Tocache	138	1,000	1,0163	1,0170
Belaunde	138	1,000	1,0254	1,0225
Caclic	138	1,000	1,0193	1,0177
Tingo María	138	1,000	0,9924	0,9945
Huánuco	138	1,000	0,9937	0,9939
Paragsha II	138	1,000	0,9862	0,9887
Paragsha	220	1,000	0,9834	0,9861
Yaupi	138	1,000	0,9672	0,9707
Yuncan	138	1,000	0,9733	0,9765
Yuncan	220	1,000	0,9760	0,9791
Oroya Nueva	220	1,000	0,9821	0,9847
Oroya Nueva	138	1,000	0,9746	0,9791
Oroya Nueva	50	1,000	0,9779	0,9819
Carhuamayo	138	1,000	0,9813	0,9841
Carhuamayo Nueva	220	1,000	0,9814	0,9842
Caripa	138	1,000	0,9704	0,9749
Desierto	220	1,000	0,9880	0,9930
Condorcocha	138	1,000	0,9715	0,9761
Condorcocha	44	1,000	0,9715	0,9761
Machupicchu	138	1,000	0,9855	0,9832
Cachimayo	138	1,000	1,0180	1,0142
Cusco	138	1,000	1,0220	1,0168
Combapata	138	1,000	1,0402	1,0343



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
Tintaya	138	1,0000	1,0543	1,0509
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0513	1,0478
Ayaviri	220	1,0000	1,0437	1,0390
Azángaro	138	1,0000	1,0371	1,0322
San Gaban	138	1,0000	0,9838	0,9832
Mazuco	138	1,0000	1,0060	0,9949
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0638	1,0074
Juliaca	138	1,0000	1,0448	1,0378
Puno	138	1,0000	1,0441	1,0371
Puno	220	1,0000	1,0421	1,0357
Callalli	220	1,0000	1,0491	1,0462
Santuario	138	1,0000	1,0348	1,0322
Arequipa	138	1,0000	1,0329	1,0295
Socabaya	220	1,0000	1,0314	1,0283
Cotaruse	220	1,0000	1,0057	1,0044
Cerro Verde	138	1,0000	1,0359	1,0317
Repartición	138	1,0000	1,0425	1,0351
Mollendo	138	1,0000	1,0486	1,0401
Moquegua	220	1,0000	1,0323	1,0281
Moquegua	138	1,0000	1,0333	1,0292
Ilo ELS	138	1,0000	1,0423	1,0366
Botiflaca	138	1,0000	1,0396	1,0357
Toquepala	138	1,0000	1,0411	1,0378
Aricota	138	1,0000	1,0348	1,0360
Aricota	66	1,0000	1,0318	1,0355
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0361	1,0302
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0398	1,0318

**C) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN EL SEIN**

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) son los que se muestran en el Cuadro N° 3.

**Cuadro N° 3**

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes
1	SPT de REP	4,047
2	SPT Ampliación 21 de REP <sup>(1)</sup>	0,090
3	SPT de Egemsa	0,003
4	SPT de San Gabán	0,004
5	SPT de Eteselva	0,134
6	SPT de Antamina	0,006
7	SPT de Redesur	0,750
8	SPT de Transmataro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	2,109
9	SPT de Transmataro (Addendum N° 8)	0,657
10	SPT de Transmataro (Ampliación Adicional 1)	0,046
11	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,546

N°	Sistema de Transmisión		PCSPT S//kW-mes
12	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF) Centrales duales	0,311
		RF de Talara	1,012
		RF de Ilo	2,190
		RF de Eten	1,144
		RF de Puerto Maldonado	0,139
		RF de Pucallpa	0,242
13	Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,108
		C.H. Santa Cruz II	0,054
		C.H. Santa Cruz I	0,049
		C.H. Poechos 2	0,075
		C.H. Roncador	0,012
		C.H. La Joya	0,092
		C.H. Carhuaquero IV	0,178
		C.H. Caña Brava	0,054
		C.T. Huaycoloro	0,137
		C.H. Huasahuasi I	0,071
		C.H. Huasahuasi II	0,073
		C.H. Nuevo Imperial	0,036
		Repartición Solar 20T	0,419
		Majes Solar 20T	0,420
		Tacna Solar 20T	0,535
		Panamericana Solar 20T	0,544
		C.H. Yanapampa	0,028
		C.H. Las Pizarras	0,173
		C.E. Marcona	0,253
		C.E. Talara	0,360
		C.E. Cupisnique	0,829
		C.H. Runatullo III	0,106
		C.H. Runatullo II	0,125
		CSF Moquegua FV	0,212
		C.H. Canchaylo	0,011
		C.T. La Gringa	0,054
		C.E. Tres Hermanas	0,747
		C.H. Chancay	0,186
		C.H. Rucuy	0,000
		C.H. Potrero	0,107
		C.H. Yarucaya	0,145
		C.S. Rubí	0,278
		C.H. Renovandes H1	0,141
C.S. Intipampa	0,035		
C.E. Wayra I	0,000		
C.B. Huaycoloro II	0,031		
C.H. Angel I	0,040		
C.H. Angel II	0,082		
C.H. Angel III	0,077		
C.H. Her	0,003		

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
	C.H. Carhuac	0,073	
	C.H. El Carmen	0,050	
	C.H. 8 de Agosto	0,038	
	C.H. Manta	0,032	
	C.T. Callao	0,022	
14	Cargo Unitario por FISE <sup>(2)</sup>	0,438	
15	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	0,009	
16	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,695
		CT NEPI	2,201

**Notas:**

- (1) El cargo se aplicará a partir de su puesta en operación comercial.
- (2) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 14 entre las empresas: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Enel Generación Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., SDF Energía, Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,83%, 18,14%, 20,92%, 31,19%, 1,43%, 15,04%, 8,12% y 4,33%, respectivamente.

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los que se muestran en el Cuadro N° 4.

**Cuadro N° 4**

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT <sup>(1)</sup> S//kW-mes
1	LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	0,543
2	LT Talara – Piura (2do Circuito)	0,121
3	LT Zapallal – Trujillo 500 kV	1,360
4	LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse	0,595
5	LT Trujillo – Chiclayo 500 kV	0,862
6	LT Pomacocha – Carhuamayo	0,130
7	Línea Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV	2,113
8	SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	0,334
9	LT Carhuamayo – Paragsha 220 kV	0,942
10	LT Paragsha – Conococha 220 kV	
11	LT Conococha – Huallanca 220 kV	
12	LT Huallanca – Cajamarca 220 kV	
13	SE Cajamarca – SVC	0,340
14	LT Socabaya – Tintaya	
15	LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV	2,498
16	LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cádiz – Moyobamba	0,864
17	LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	0,293
18	LT Aguaytía – Pucallpa (2da Terna)	0,069
19	LT Tintaya – Azángaro 220 kV	0,087
20	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,917
21	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	1,120
22	Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo <sup>(2)</sup>	0,020
23	Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca <sup>(2)</sup>	0,089
24	Ampliación de barras 500 kV en SE Carabaylo <sup>(2)</sup>	0,013
25	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV <sup>(2)</sup>	0,124
26	LT Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV <sup>(2)</sup>	0,691
27	Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,450

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT <sup>(1)</sup> S//kW-mes
28	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y ampliaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,169
29	Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,113

**Nota:**

- (1) Los cargos PTSPT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 15 de la presente resolución.
- (2) Los cargos se aplicarán a partir de su puesta en operación comercial.

**D) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS**

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

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

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

**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:**

$$PEBP1 = PEBP0 \times FPMdE + PSSCT \dots \dots (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 \times FPMdE + PSSCT \dots \dots (5)$$

**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.
- FPMdE : Factor de Pérdidas Medias de Energía.
- PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

**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:**

$$PPB1 = PPB0 \times FPMdP \dots \dots \dots (6)$$

**Donde:**

- PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.
- PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.
- FPMdP : Factor de Pérdidas Medias de Potencia

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 la Norma Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica", aprobada con Resolución N° 002-2020-OS/CD.

Los FPMdE, FPMdP, y el PSSCT se encuentran definidos en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, sus modificatorias y complementarias.

**2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS**

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes de acuerdo con las Fórmulas de Actualización descritas en el 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°.-** Fijar 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)

$$PPM1 = PPM0 \times FAPPM \dots \dots \dots [1]$$

$$FAPPM = a \times FTC + b \times FPM \dots \dots [2]$$

$$FTC = \frac{TC}{TC_0} \dots \dots \dots [3]$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0} \dots \dots \dots [4]$$

**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.
- 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.
- TC<sub>0</sub> : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,765 por USD.
- 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.
- IPM<sub>0</sub> : Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 285, 828447.

La actualización de los precios del SEIN, los valores de las constantes a y b corresponden a los establecidos en el Cuadro N° 5.

**Cuadro N° 5**

Sistema	a	b
SEIN	0,7675	0,2325

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).

La actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 13 se utilizará la fórmula [5].

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} \times (1 + k) + PPM0 \times (FAPEM - 1) \dots \dots [5]$$

**Donde:**

- PPM0 : Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM0<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub>, actualizado, en S//kW-mes.
- FAPEM : Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente resolución.
- k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2023. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

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

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 fórmulas [6] y [7].

$$PEMP1 = PEMPO \times FAPEM \dots \dots [6]$$

$$PEMF1 = PEMFO \times FAPEM \dots \dots [7]$$

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 fórmulas [8] y [9].

$$PEMP1_{ef} = PEMPO_{ef} \times (1 + k) + PEMPO \times (FAPEM - 1) \dots \dots [8]$$

$$PEMF1_{ef} = PEMFO_{ef} \times (1 + k) + PEMFO \times (FAPEM - 1) \dots \dots [9]$$

### Donde:

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2023. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Se aplicará para cada sistema eléctrico, de acuerdo al Cuadro N° 5, las fórmulas de actualización [5], [8] y [9], de manera independiente.

**Cuadro N° 6**

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	2,20
Chavimochic	1,97
Eilhicha	0,00
Electro Oriente	-8,24
Electro Sur Este	0,00
Electro Puno	8,82
Electro Ucayali	-10,65
Enel Distribución	1,97
Hidrandina	1,97
Seal	-15,75

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

**Cuadro N° 7**

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PME ctm. S//kWh	PMRsein ctm. S//kWh
Adinelsa	59,44	27,69	37,33
Chavimochic	59,44	27,68	37,32
Eilhicha	59,44	27,68	37,32
Electro Oriente	59,84	26,91	36,61
Electro Sur Este	59,44	27,88	37,52
Electro Puno	59,89	26,06	36,56
Electro Ucayali	59,13	26,06	35,66
Enel Distribución	59,44	27,68	37,32
Hidrandina	59,44	27,68	37,32
Seal	59,59	26,50	36,17

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

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + g \times FPGN + s \times FPM + cb \times FCB \dots [10]$$

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}} \dots \dots \dots [11]$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}} \dots \dots \dots [12]$$

$$FPGN = \frac{PGN}{PGN_0} \dots \dots \dots [13]$$

$$FCB = \left( \frac{PCB}{PCB_0} \right) \times FTC \dots \dots \dots [14]$$

**Cuadro N° 8**

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0663	0,0000	0,0045	0,9262	---	0,0030
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,0148	0,0000	0,0000	0,9852	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
Electro Oriente	0,0000	0,1037	0,6548	0,0000	0,2415	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,3901	0,0000	0,0000	0,6099	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	0,8676	0,0000	0,0000	0,1324	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 ctm. 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 ctm. de S//kWh.
- PEMP1 : Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. de S//kWh.
- PEMF1 : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. de S//kWh.
- FAPEM : Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- PPM0<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub>, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en ctm. de S//kWh.
- PEMF0<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en ctm. de S//kWh.

<sup>1</sup> En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 13.

- PEMP1<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0<sub>ef</sub>, actualizado, en ctm. de S//kWh.
- PEMF1<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0<sub>ef</sub>, actualizado, en ctm. de S//kWh.
- PMsea : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:

$$PM_{sea} = \left( PPM1_{ef} \times \frac{100}{720 \times f_c} + PEMP1_{ef} \times 0,3 + PEMF1_{ef} \times 0,7 \right) \dots [15]$$

- f<sub>c</sub> : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	f <sub>c</sub>
Adinelsa	0,4472
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5848
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5432
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

**Donde:**

- 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.
- PD2<sub>0</sub> : 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.
- PR6<sub>0</sub> : 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.
- PCB<sub>0</sub> : 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\_R6<sub>0</sub> : Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.  
Plantas Callao: igual a 0,92 S//Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S//Gln
- ISC\_D2<sub>0</sub> : Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:  
Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln.  
Para Sistemas Aislados: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln



- PPM0<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1<sub>ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub> actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0<sub>ef</sub> : 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.
- PEMF0<sub>ef</sub> : 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.
- PEMP1<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0<sub>ef</sub> actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF1<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0<sub>ef</sub> actualizado, en céntimos de S//kWh.

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 <sup>(1)</sup>		
		Biodiesel B5 PD2 <sub>0</sub> (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6 <sub>0</sub> (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCB <sub>0</sub> (USD/Ton)
SEIN	Callao	11,11	6,77	213,17
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	15,60	9,06	---
Electro Ucayali	Callao	14,86	---	---
Seal	Mollendo	16,28	---	---

Nota:

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

PGN : Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en S//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”.

PGN<sub>0</sub> : Precio inicial del Gas Natural igual a 15,0025 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TC<sub>0</sub>.

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

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

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) serán actualizados utilizando la fórmula [16].

$$PCSPT1 = PCSPT0 \times FAPCSPT \dots \dots [16]$$

$$FAPCSPT = l \times FTC + m \times FPM + n \times FPal + o \times FPcu + p \dots \dots [17]$$

$$FPal = \frac{Pal}{Pal_0} \dots \dots \dots [18]$$

$$FACu = \frac{Pcu}{Pcu_0} \dots \dots \dots [19]$$

**Cuadro N° 11**

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5602	0,4315	0,0000	0,0083	---
SPT de Eteselva	0,5512	0,3474	0,0915	0,0099	---
SPT de Antamina	0,4075	0,5714	0,0000	0,0211	---

	l	m	n	o	p
SPT de San Gabán	0,3988	0,5998	0,0000	0,0014	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
CUCSS	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo por FISE	---	---	---	---	1,0000
CUCCE	---	---	---	---	1,0000
CUCGE	---	---	---	---	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)".

Pcu<sub>0</sub> = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 393,250.

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.

Pal<sub>0</sub> = Índice inicial del precio del Aluminio igual a 2 603,345.

p = Factor determinado conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo. Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro – Reserva Fría; Cargo por Prima, Cargo Unitario por FISE, Cargo por Confiabilidad y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones N°651-2008-OS/CD, N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD, N° 140-2015-OS/CD y N° 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 N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente:  $p = FAPPM * DP / 850,706$  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 fórmula [20].

$$PTSGT1 = PTSGT0 \times FTC \dots \dots [20]$$

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 el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

- Para el SEIN. - Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o SCT) se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se registrarán por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- Para los Sistemas Aislados. - Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. Asimismo, aplíquese el factor k trimestralmente a los Precios en Barra Efectivos del Cuadro N° 13, a partir del mes de 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 1 de la presente resolución.

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 de la presente resolución, 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 (PTSQT).

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. Mientras que, 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°.-** Fijar 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 en el Cuadro N° 12.

**Cuadro N° 12**

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (S/)	Participación (%)
Adinelsa	804 390	0,4457%
Chavimochic	65 093	0,0361%
Eilhicha	256 818	0,1423%
ELOR-Iquitos	148 686 601	82,4266%
ELOR-Otros	21 447 116	11,8467%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	297 980	0,1651%
Electro Ucayali	5 574 298	3,0888%
Enel Distribución	798 229	0,4423%
Hidrandina	149 313	0,0828%
Seal	2 388 729	1,3236%
<b>Total</b>	<b>180 468 567</b>	<b>100,0000%</b>

El Monto Especifico Residual cuyo monto asciende a 67 527 221 Soles<sup>2</sup>, será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones significativas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN<sup>3</sup>, así como para compensar los costos derivados del cumplimiento de los contratos del proyecto “Suministro de Energía para Iquitos”, firmado por el Estado con Genrent del Perú S.A.C., según sea el caso.

**Artículo 4°.-** Fijar 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 en el Cuadro N° 13.

**Cuadro N° 13**

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Adinelsa	MT	32,57	25,67	25,67
Chavimochic	MT	32,57	25,88	25,88
Eilhicha	MT	32,57	27,27	27,27
Electro Oriente	MT	32,57	36,89	36,89
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00

<sup>2</sup> El Monto Especifico Residual se obtiene de la diferencia del Monto Especifico aprobado por el Ministerio de Energía y Minas menos el total de las Compensaciones Anuales contenidas en el Cuadro N° 12. El monto es recaudado por las empresas aportantes y transferidos a las empresas receptoras, según el programa mensual dispuesto por Osinergmin, y de existir diferencias o montos no asignados, éstos son transferidos directamente al Ministerio.

<sup>3</sup> Osinergmin, en la oportunidad en que determina el Programa mensual de Transferencias por aplicación del MCSA, realizará los cálculos de los montos a ser compensados a cada empresa receptora, los cuales se deducirán del Monto Especifico Residual, 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.

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Electro Puno	MT	32,57	15,81	15,81
Electro Ucayali	MT	32,57	38,49	38,49
Enel Distribución	MT	32,57	25,88	25,88
Hidrandina	MT	32,57	25,88	25,88
Seal	MT	32,57	47,70	47,70

**Artículo 5°.-** Disponer que 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 al 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 al que hace referencia el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, fijados 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° 167-2007-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°.-** Disponer que las empresas generadoras eléctricas estén obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a Osinergmin, en 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 o PTSPT, 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 PTSPT, los valores obtenidos deberán ser redondeados a tres decimales.

**Artículo 7°.-** Disponer que 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°.-** Disponer que, para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva, ver Cuadro N° 14.

**Cuadro N° 14**

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,509
Segundo	2,866
Tercero	4,227

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°.-** Disponer que 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 el 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 a la siguiente fórmula [1].

$$FLT = \frac{PMSA}{PMBEMT} \dots \dots [1]$$

**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°.-** Disponer que el Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el artículo 107 de la 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°.-** Fijar el valor del Costo de Racionamiento en 280,869 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12°.-** Fijar en USD 94 729 689 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 90 357 171 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 2023 y el 30 de abril de 2024.

**Artículo 13°.-** Fijar 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 los Cuadros N° 15 y N° 16.

**Cuadro N° 15**

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP	367 768 219	77 853
SPT de REP Ampliación 21 <sup>(1)</sup>	8 187 022	0
SPT de Egemsa	307 306	0
SPT de San Gabán	366 977	0
SPT de Eteselva	12 189 369	2 995
SPT de Antamina	507 972	0
SPT de Redesur	68 182 151	89 176
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	183 491 509	0
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	59 712 272	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	4 200 558	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	49 645 708	352 602

**Cuadro N° 16**

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	49 322 657	975 090
LT Talara – Piura (2do Circuito)	11 016 456	348
LT Zapallal - Trujillo 500 kV	123 602 241	2 218 685
LT Machupicchu - Abancay – Cotaruse	54 057 057	928 867
LT Trujillo - Chiclayo 500 kV	78 319 440	451 969
LT Pomacocha – Carhuamayo	11 809 581	0
LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	192 039 504	8 528 912
SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	30 365 980	83 504
LT Carhuamayo - Paragsha 220 kV	85 622 890	27 784
LT Paragsha - Conococha 220 kV		
LT Conococha - Huallanca 220 kV		
LT Huallanca - Cajamarca 220 kV		
SE Cajamarca – SVC		
LT Socabaya – Tintaya	30 852 490	905 438
LT Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	226 973 576	2 967 511
LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cálclíc – Moyobamba	78 502 747	216 150
LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	26 605 739	2 414
LT Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	6 296 622	0

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
LT Tintaya - Azángaro 220kV	7 931 453	438 247
LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV <sup>(1)</sup>	83 291 893	0
LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV <sup>(1)</sup>	101 776 860	0
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo <sup>(1)</sup>	1 784 519	0
Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca <sup>(1)</sup>	8 119 600	0
Ampliación de barras 500 kV en SE Carabaylo <sup>(1)</sup>	1 205 935	0
Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV <sup>(1)</sup>	11 264 427	0
Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV <sup>(1)</sup>	62 819 024	0
Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	40 874 342	0
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	15 322 732	0
Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	10 299 104	0

Nota:

- (1) Los valores de Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario se aplicarán a partir de su puesta en operación comercial, cuya recaudación se sujeta a los procedimientos establecidos por Osinergmin.
- 13.1 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 2024; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.
- 13.2 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 2024; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.
- 13.3 Los montos dejados de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión a los que se tuviera derecho, como consecuencia de la precisión contenida en el numeral precedente, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas de liquidación aprobadas con Resolución N° 055-2020-OS/CD, N° 056-2020-OS/CD y/o modificatorias.
- 13.4 Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme a lo señalado en el numeral 1.3 del artículo 2 y el artículo 15 de la presente resolución.

**Artículo 14°.-** Disponer que las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en el Procedimiento "Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica", aprobado con Resolución N° 002-2020-OS/CD, 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 15°.-** Disponer que cuando se incorporen en servicio las instalaciones señaladas en los cuadros N° 3 y N° 4 del artículo 1 y las ampliaciones indicadas en el artículo 13° 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.

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 16°.-** Disponer que, 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 Resolución N° 070-2021-OS/CD y en sus modificatorias y/o resoluciones complementarias.

**Artículo 17°.-** Disponer que la presente resolución entre en vigencia a partir del 01 de mayo de 2023 hasta el 30 de abril de 2024.

**Artículo 18°.-** Disponer que en aplicación de la Ley N° 31603, se aplicarán los siguientes plazos para las etapas posteriores a la interposición de los recursos de reconsideración en el presente procedimiento regulatorio, según el Cuadro N° 17:

**Cuadro N° 17**

Etapas del proceso	Plazos para su pronunciamiento y obligación
Publicación de los recursos de reconsideración en la página web de Osinergmin y convocatoria a audiencia pública para la sustentación de recursos de reconsideración	Dentro de los 2 días hábiles siguientes a la fecha de vencimiento del plazo para la interposición de recursos de reconsideración.
Audiencia pública para sustentación de recursos de reconsideración	Dentro de los 5 días hábiles siguientes contados a partir de la fecha del vencimiento del plazo para la interposición de los recursos de reconsideración.

Etapa del proceso	Plazos para su pronunciamiento y obligación
Opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración	Dentro de los 7 días hábiles siguientes contados a partir de la fecha del vencimiento del plazo para la interposición de los recursos de reconsideración.
Resolución de los recursos de reconsideración	Dentro de los 15 días hábiles siguientes contados a partir de la fecha su interposición.

**Artículo 19°.-** Incorporar los Informes N° 247-2023-GRT, N° 248-2023-GRT y N° 273-2023-GRT; como parte de la presente resolución.

**Artículo 20°.-** Disponer la publicación de la presente resolución y su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano, y consignarla junto con los informes indicados en el artículo 19 precedente, en la página Web de Osinergmin:

<http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>.

OMAR FRANCO CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

### EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), 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 Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, 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 la obligación descrita, Osinergmin desarrolló 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 con Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Con 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 LCE y 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 los cuales contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al periodo Mayo 2023 – Abril 2024, respecto de las cuales se ha cumplido con todos las etapas enmarcadas 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 está establecido en 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.

Con 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", posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD. Dichas disposiciones fueron expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, las que comprenden los Cargos por Prima los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Adicionalmente, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, modificado mediante Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012; el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución con la que se establezcan 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.

Así también, 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 (CUCGE), 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 con la cual se fijan los Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024. Con esta resolución se cumple con fijar los distintos valores y precios que establecen 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 CUCGE.

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.

## ANEXO 2

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

1. Informe N° 248-2023-GRT “Informe para la Publicación de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo Mayo 2023 - Abril 2024)”.
2. Informe N° 247-2023-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 2023 - Abril 2024)”.
3. Informe N° 273-2023-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
4. Absolución de Observaciones al Oficio N° 1781-2022-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Oficio N° 1782-2022-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
6. “Propuesta tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES – Fijación de Tarifas en Barra periodo Mayo 2023 – Abril 2024”, preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. “Estudio Técnico - Económico de la determinación de Precios en Barras Mayo de 2023– Abril 2024”, preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
8. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano:
  - 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
  - Contrato suscrito con la empresa TESUR 2
  - Contrato suscrito con la empresa TESUR 4
9. Modelos
  - “Modelo PERSEO 2.0”: 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 2022-2025.
10. Hojas de cálculo en medio digital, que junto con la demás información del proceso se ubica en el siguiente enlace: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/procedimiento-fijacion-mayo-2023-abril-2024>