

*Resolución de Consejo Directivo que fija los precios en barra y cargos tarifarios, para el periodo mayo 2024 – abril 2025.*

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2024

**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° 210-2024-GRT](#), [N° 211-2024-GRT](#) y [N° 212-2024-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”, con 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 proceso para la fijación de Tarifas en Barra del periodo 01 de mayo de 2024 al 30 de abril de 2025 se inició el 14 de noviembre de 2023 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento del citado Procedimiento, convocó 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 2023;

Que, siguiendo con el Procedimiento, Osinergmin presentó sus observaciones a los Estudios Técnico Económicos. 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 procede 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-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 del Osinergmin, 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) determinada 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 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 SPT SGT y Contrato ETECEN-ETESUR” aprobado mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD; corresponde efectuar la liquidación 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 y modificatorias, 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 obtienen considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definidas en la Resolución N° 081-2021-OS/CD y modificatorias;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 060-2024-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2024, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Monto Específico aplicable al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2024 y el 30 de abril de 2025, para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados a que se refiere el artículo 30 de la Ley N° 28832;

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y en 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;

Que, adicionalmente, se ha considerado separar las fórmulas de actualización 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Que, de conformidad con las reglas contractuales de la Concesión “Suministro de Energía para Iquitos” y con lo dispuesto en el artículo 130 del RLCE, corresponde a Osinergmin determinar el Costo Variable No Combustible de la concesionaria Genrent del Perú S.A.C., perteneciente a los Sistemas Aislados. Sobre el particular, mediante Carta GP-2023-0140 recibida con fecha 08 de noviembre de 2021, dicha concesionaria remitió el Estudio de Determinación de Costos Variables No Combustibles de las Unidades de Generación de la Central de Reserva Fría de Generación – Planta Iquitos. La propuesta fue observada, con Oficio N° 2367-2023-GRT, a lo cual la empresa ha remitido su respuesta mediante Carta GP-2024-0016, correspondiendo la determinación del CVNC para el siguiente periodo de dos años, según el Procedimiento Técnico del COES N° 34 “Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica, aprobado con Resolución N° 167-2022-OS/CD;

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;

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”, en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, comprende el procedimiento y metodología para el cálculo de los cargos por Prima RER, 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, son 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° 029-2024-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 1 de mayo de 2024 y el 30 de abril de 2025, 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, con la misma Resolución N° 029-2024-OS/CD, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada en las ciudades de Lima, Cajamarca y Arequipa, 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 13 de marzo de 2024. Asimismo, dentro del plazo establecido en la resolución citada se recibieron comentarios de los interesados: Generadora de Energía del Perú S.A., Genrent S.A., Amazonas Energía Solar S.A.C., Electro Oriente S.A., Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Subcomité de Generadores del COES, Consorcio Transmantaro S.A., Empresa de Interés Local Hidroeléctrica Chacas, Red de Energía del Perú S.A., Electroperú S.A., Isa Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Adinelsa y Electro Ucayali S.A.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos [N°s 210-2024-GRT](#), [N° 211-2024-GRT](#) y Legal [N° 212-2024-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, 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 artículo 7 inciso b) del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-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° 12-2024, de fecha 11 de abril de 2024.

**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 aplican a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican.

**Cuadro N° 1**

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Zorritos	220	22,12	24,42	22,94
Talara	220	22,12	24,22	22,79
Valle Chira	220	22,12	22,95	21,73
Piura Oeste	220	22,12	24,25	22,83
La Niña	220	22,12	24,05	22,66
Chiclayo Oeste	220	22,12	24,11	22,72
Carhuaquero	220	22,12	23,78	22,45
Carhuaquero	138	22,12	23,78	22,44
Cutervo	138	22,12	23,99	22,58
Jaen	138	22,12	24,18	22,76
Guadalupe	220	22,12	24,03	22,66
Guadalupe	60	22,12	24,07	22,70
La Ramada	220	22,12	23,64	22,34
Cajamarca	220	22,12	23,81	22,47
Trujillo Norte	220	22,12	23,91	22,55
Chimbote 1	220	22,12	23,77	22,43
Chimbote 1	138	22,12	23,81	22,47
Paramonga Nueva	220	22,12	23,47	22,23
Paramonga Nueva	138	22,12	23,42	22,21
Paramonga Existente	138	22,12	23,28	22,13
Medio Mundo	220	22,12	23,45	22,21
Huacho	220	22,12	23,42	22,20
Lomera	220	22,12	23,46	22,19
Zapallal	220	22,12	23,47	22,15
Carabayllo	220	22,12	23,44	22,12
Ventanilla	220	22,12	23,50	22,19
La Planicie	220	22,12	23,47	22,13
Lima (1)	220	22,12	23,49	22,18
Cantera	220	22,12	23,12	21,92
Chilca	220	22,12	22,99	21,75
Asia	220	22,12	23,04	21,81
Alto Praderas	220	22,12	23,16	21,89
Independencia	220	22,12	23,15	22,01
Ica	220	22,12	23,12	21,97
Marcona	220	22,12	23,58	22,26
Chincha Nueva	220	22,12	23,96	22,56

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Nazca Nueva	220	22,12	23,04	21,82
Chiribamba	220	22,12	23,62	22,27
Mantaro	220	22,12	22,81	21,61
Huayucachi	220	22,12	22,97	21,73
Pachachaca	220	22,12	23,12	21,88
Pomacocha	220	22,12	23,14	21,90
Huancavelica	220	22,12	22,94	21,73
Callahuanca	220	22,12	23,23	21,96
Cajamarquilla	220	22,12	23,41	22,12
Huallanca	138	22,12	23,34	22,06
Vizcarra	220	22,12	23,52	22,26
Tingo María	220	22,12	23,74	22,41
Aguaytía	220	22,12	23,83	22,48
Aguaytía	138	22,12	23,90	22,53
Aguaytía	22,9	22,12	23,87	22,51
Pucallpa	138	22,12	24,46	22,94
Pucallpa	60	22,12	24,48	22,95
Aucayacu	138	22,12	24,02	22,65
Tocache	138	22,12	24,21	22,83
Belaunde	138	22,12	24,21	22,77
Caclic	220	22,12	24,06	22,65
Tingo María	138	22,12	23,77	22,44
Huánuco	138	22,12	23,59	22,24
Paragsha II	138	22,12	23,13	21,89
Paragsha	220	22,12	23,06	21,83
Yaupi	138	22,12	22,69	21,51
Yuncan	138	22,12	22,83	21,64
Yuncan	220	22,12	22,89	21,69
Oroya Nueva	220	22,12	23,07	21,85
Oroya Nueva	138	22,12	22,86	21,68
Oroya Nueva	50	22,12	22,95	21,76
Carhuamayo	138	22,12	22,98	21,76
Carhuamayo Nueva	220	22,12	23,02	21,80
Caripa	138	22,12	22,72	21,55
Desierto	220	22,12	23,17	22,00
Condorcocha	138	22,12	22,74	21,57
Condorcocha	44	22,12	22,74	21,57
Machupicchu	138	22,12	23,42	21,89
Cachimayo	138	22,12	24,19	22,57
Cusco (2)	138	22,12	24,28	22,63
Combapata	138	22,12	24,65	22,99
Tintaya	138	22,12	24,92	23,32

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Tintaya Nueva	220	22,12	24,83	23,24
Ayaviri	138	22,12	24,72	23,12
Azángaro	138	22,12	24,59	23,00
San Gaban	138	22,12	23,36	21,95
Mazuco	138	22,12	23,91	22,22
Puerto Maldonado	138	22,12	25,34	22,50
Juliaca	138	22,12	24,75	23,11
Puno	138	22,12	24,72	23,09
Puno	220	22,12	24,67	23,05
Callalli	138	22,12	24,79	23,22
Santuario	138	22,12	24,44	22,90
Arequipa (3)	138	22,12	24,40	22,85
Socabaya	220	22,12	24,37	22,83
Cotaruse	220	22,12	23,89	22,34
Cerro Verde	138	22,12	24,48	22,89
Repartición	138	22,12	24,63	22,92
Mollendo	138	22,12	24,77	23,02
Moquegua (4)	220	22,12	24,36	22,82
Moquegua (4)	138	22,12	24,39	22,85
Ilo ELS (5)	138	22,12	24,61	23,02
Botiflaca	138	22,12	24,54	23,00
Toquepala	138	22,12	24,59	23,05
Aricota	138	22,12	24,48	23,03
Aricota	66	22,12	24,43	23,03
Tacna (Los Héroes)	220	22,12	24,45	22,87
Tacna (Los Héroes)	66	22,12	24,53	22,90
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	32,34	40,25	40,25
Chavimochic	MT	32,34	33,93	33,93
Eilhicha	MT	32,34	33,93	33,93
Electro Oriente	MT	32,34	78,82	78,82
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,34	82,94	82,94
Electro Ucayali	MT	32,34	72,69	72,69
Enel Distribución	MT	32,34	33,93	33,93
Hidrandina	MT	32,34	33,93	33,93
Seal	MT	32,34	120,06	120,06

**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:**

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

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

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

**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 LCE.

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 emplean 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**

Subestación	Tensión	Factores de Pérdidas y Factores Nodales		
	kV	PPM	PEMP	PEMF
Zorritos	220	1,0000	1,0394	1,0341
Talara	220	1,0000	1,0311	1,0273
Valle Chira	220	1,0000	0,9767	0,9798
Piura Oeste	220	1,0000	1,0324	1,0290
La Niña	220	1,0000	1,0238	1,0217
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0263	1,0243
Carhuaquero	220	1,0000	1,0123	1,0118
Carhuaquero	138	1,0000	1,0123	1,0116
Cutervo	138	1,0000	1,0212	1,0177
Jaen	138	1,0000	1,0290	1,0259
Guadalupe	220	1,0000	1,0228	1,0215
Guadalupe	60	1,0000	1,0245	1,0232
La Ramada	220	1,0000	1,0065	1,0069
Cajamarca	220	1,0000	1,0137	1,0131
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0179	1,0165
Chimbote 1	220	1,0000	1,0117	1,0111
Chimbote 1	138	1,0000	1,0134	1,0130
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9992	1,0023
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9970	1,0010
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9908	0,9975
Medio Mundo	220	1,0000	0,9981	1,0014
Huacho	220	1,0000	0,9970	1,0006
Lomera	220	1,0000	0,9988	1,0001
Zapallal	220	1,0000	0,9989	0,9987
Carabaylo	220	1,0000	0,9976	0,9973
Ventanilla	220	1,0000	1,0004	1,0001
La Planicie	220	1,0000	0,9988	0,9977
Lima (1)	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9842	0,9880
Chilca	220	1,0000	0,9785	0,9804
Asia	220	1,0000	0,9809	0,9832
Alto Praderas	220	1,0000	0,9860	0,9868
Independencia	220	1,0000	0,9856	0,9920
Ica	220	1,0000	0,9843	0,9906
Marcona	220	1,0000	1,0037	1,0036
Chincha Nueva	220	1,0000	1,0198	1,0171
Nazca Nueva	220	1,0000	0,9807	0,9835
Chiribamba	220	1,0000	1,0054	1,0038
Mantaro	220	1,0000	0,9709	0,9740
Huayucachi	220	1,0000	0,9778	0,9796
Pachachaca	220	1,0000	0,9839	0,9861

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Subestación	Tensión	Factores de Pérdidas y Factores Nodales		
	kV	PPM	PEMP	PEMF
Pomacocha	220	1,0000	0,9851	0,9872
Huancavelica	220	1,0000	0,9763	0,9798
Callahuanca	220	1,0000	0,9886	0,9898
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9965	0,9970
Huallanca	138	1,0000	0,9935	0,9944
Vizcarra	220	1,0000	1,0011	1,0033
Tingo María	220	1,0000	1,0104	1,0102
Aguaytía	220	1,0000	1,0144	1,0134
Aguaytía	138	1,0000	1,0173	1,0156
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0162	1,0147
Pucallpa	138	1,0000	1,0410	1,0342
Pucallpa	60	1,0000	1,0421	1,0345
Aucayacu	138	1,0000	1,0222	1,0211
Tocache	138	1,0000	1,0306	1,0291
Belaunde	138	1,0000	1,0305	1,0263
Caclic	220	1,0000	1,0240	1,0211
Tingo María	138	1,0000	1,0119	1,0115
Huánuco	138	1,0000	1,0041	1,0023
Paragsha II	138	1,0000	0,9844	0,9870
Paragsha	220	1,0000	0,9815	0,9842
Yaupi	138	1,0000	0,9659	0,9697
Yuncan	138	1,0000	0,9718	0,9754
Yuncan	220	1,0000	0,9745	0,9779
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9820	0,9848
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9728	0,9774
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9770	0,9811
Carhuamayo	138	1,0000	0,9781	0,9811
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9798	0,9827
Caripa	138	1,0000	0,9672	0,9717
Desierto	220	1,0000	0,9864	0,9916
Condorcocha	138	1,0000	0,9680	0,9726
Condorcocha	44	1,0000	0,9680	0,9726
Machupicchu	138	1,0000	0,9970	0,9867
Cachimayo	138	1,0000	1,0296	1,0174
Cusco (2)	138	1,0000	1,0337	1,0201
Combapata	138	1,0000	1,0494	1,0362
Tintaya	138	1,0000	1,0605	1,0513
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0569	1,0477
Ayaviri	138	1,0000	1,0521	1,0423
Azángaro	138	1,0000	1,0466	1,0369
San Gaban	138	1,0000	0,9943	0,9893
Mazuco	138	1,0000	1,0177	1,0015

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Subestación	Tensión	Factores de Pérdidas y Factores Nodales		
	kV	PPM	PEMP	PEMF
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0787	1,0145
Juliaca	138	1,0000	1,0534	1,0417
Puno	138	1,0000	1,0524	1,0408
Puno	220	1,0000	1,0502	1,0393
Callalli	138	1,0000	1,0551	1,0466
Santuario	138	1,0000	1,0403	1,0324
Arequipa (3)	138	1,0000	1,0388	1,0301
Socabaya	220	1,0000	1,0373	1,0291
Cotaruse	220	1,0000	1,0170	1,0071
Cerro Verde	138	1,0000	1,0418	1,0318
Repartición	138	1,0000	1,0486	1,0331
Mollendo	138	1,0000	1,0545	1,0378
Moquegua (4)	220	1,0000	1,0369	1,0288
Moquegua (4)	138	1,0000	1,0381	1,0300
Ilo ELS (5)	138	1,0000	1,0475	1,0377
Botiflaca	138	1,0000	1,0448	1,0369
Toquepala	138	1,0000	1,0468	1,0392
Aricota	138	1,0000	1,0422	1,0383
Aricota	66	1,0000	1,0400	1,0382
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0406	1,0309
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0440	1,0322

**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	4,243
2	SPT Ampliación 21 de REP <sup>(1)</sup>	0,088
3	SPT de Egemsa	0,003
4	SPT de San Gabán	0,004
5	SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	0,132
6	SPT de Antamina	0,005
7	SPT de Redesur	0,745
8	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	2,100
9	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,654
10	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,046
11	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,530
12	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)
		Centrales duales
		RF de Talara

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/ /kW-mes	
	RF de Ilo	2,132	
	RF de Eten	1,114	
	RF de Puerto Maldonado	0,135	
	RF de Pucallpa	0,234	
13	Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,026
		C.H. Santa Cruz II	0,047
		C.H. Santa Cruz I	0,041
		C.H. Poechos 2	0,000
		C.H. Roncador	0,030
		C.H. La Joya	0,015
		C.H. Carhuaquero IV	0,172
		C.H. Caña Brava	0,059
		C.T. Huaycoloro	0,140
		C.H. Huasahuasi I	0,082
		C.H. Huasahuasi II	0,088
		C.H. Nuevo Imperial	0,017
		Repartición Solar 20T	0,419
		Majes Solar 20T	0,421
		Tacna Solar 20T	0,531
		Panamericana Solar 20T	0,543
		C.H. Yanapampa	0,020
		C.H. Las Pizarras	0,191
		C.E. Marcona	0,201
		C.E. Talara	0,194
		C.E. Cupisnique	0,590
		C.H. Runatullo III	0,188
		C.H. Runatullo II	0,139
		CSF Moquegua FV	0,219
		C.H. Canchayllo	0,000
		C.T. La Gringa	0,057
		C.E. Tres Hermanas	0,559
		C.H. Chancay	0,114
		C.H. Rucuy	0,000
		C.H. Potrero	0,131
		C.H. Yarucaya	0,116
		C.S. Rubí	0,000
		C.H. Renovandes H1	0,071
		C.S. Intipampa	0,000
		C.E. Wayra I	0,000
		C.B. Huaycoloro II	0,023
C.H. Angel I	0,091		
C.H. Angel II	0,145		
C.H. Angel III	0,139		
C.H. Her	0,000		
C.H. Carhuac	0,023		

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/ /kW-mes
	C.H. El Carmen	0,051
	C.H. 8 de Agosto	0,113
	C.H. Manta	0,000
	C.T. Callao	0,021
14	Cargo Unitario por FISE <sup>(2)</sup>	0,414
15	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía <sup>(3)</sup>	0,441
16	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	
	CT Puerto Bravo	2,584
	CT NEPI	1,980

**Notas:**

- (1) El cargo se aplica a partir de su puesta en operación comercial.
- (2) El COES distribuye 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%, 21,18%, 16,92%, 32,07%, 1,47%, 15,37%, 8,28% y 3,88%, respectivamente.
- (3) El COES dispone la transferencia del monto recaudado por aplicación del Cargo N° 15 a la empresa Hidrandina.

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)	0,551
2	LT Talara – Piura (2do Circuito)	0,121
3	LT Zapallal – Trujillo 500 kV	1,344
4	LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse	0,594
5	LT Trujillo – Chiclayo 500 Kv	0,858
6	LT Pomacocha – Carhuamayo	0,129
7	Línea Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV	2,105
8	SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	0,331
9	LT Carhuamayo – Paragsha 220 kV	0,933
10	LT Paragsha – Conococha 220 kV	
11	LT Conococha – Huallanca 220 kV	
12	LT Huallanca – Cajamarca 220 kV	
13	SE Cajamarca – SVC	
14	LT Socabaya – Tintaya	0,341
15	LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV	2,478
16	LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cáclic – Moyobamba	0,859
17	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas	1,162
18	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	0,121

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT <sup>(1)</sup> S/ /kW-mes
19	LT Aguaytía – Pucallpa (2da Terna)	0,069
20	LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	0,291
21	LT Tintaya – Azángaro 220 kV	0,096
22	LT Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV <sup>(2)</sup>	0,676
23	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,920
24	Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo <sup>(2)</sup>	0,019
25	Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca <sup>(2)</sup>	0,087
26	Ampliación de barras 500 kV en SE Carabaylo <sup>(2)</sup>	0,013
27	Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas <sup>(2)</sup>	0,452
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>	0,114
30	Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do Transformador) <sup>(2)</sup>	0,078
31	Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (2do Transformador) <sup>(2)</sup>	0,081
32	SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA <sup>(2)</sup>	0,059

**Nota:**

(1) Los cargos PTSGT se aplican debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 15 de la presente resolución.

(2) Los cargos se aplican 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 PTSGT 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 determinan 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) son 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:**

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

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

**Donde:**

PEBPO : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBFO : 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 resultan 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:**

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

**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 verifican 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 deben 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 LCE, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el artículo 1 de la presente Resolución, son 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 toma 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/ 3,721 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 278,616422.

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	0,7746	0,2254

En la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utiliza, 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 utiliza 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.

PPM<sub>1ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM<sub>0ef</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 2024. Este factor puede ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas. El valor inicial del factor k es 0.

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

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se utilizan las fórmulas [6] y [7].

$$PEMP1 = PEMP0 \times FAPEM \dots \dots [6]$$

$$PEMF1 = PEMF0 \times FAPEM \dots \dots [7]$$

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 13 de la presente resolución se utilizan las fórmulas [8] y [9].

$$PEMP1_{ef} = PEMP0_{ef} \times (1 + k) + PEMP0 \times (FAPEM - 1) \dots \dots [8]$$

$$PEMF1_{ef} = PEMF0_{ef} \times (1 + k) + PEMF0 \times (FAPEM - 1) \dots \dots [9]$$

**Donde:**

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2024. Este factor puede ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Se aplica para cada sistema eléctrico, de acuerdo al Cuadro N° 6, las fórmulas de actualización [5], [8] y [9], de manera independiente.

**Cuadro N° 6**

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	0,00
Chavimochic	0,00
Eilhicha	0,00
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Puno	0,00
Electro Ucayali	11,38
Enel Distribución	0,00
Hidrandina	0,00
Seal	50,29

PMRsein : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según el Cuadro N° 7, siguiente:

**Cuadro N° 7**

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S/ /kW-mes	PME ctm. S/ /kWh	PMRsein ctm. S/ /kWh
Adinelsa	60,14	28,24	37,90
Chavimochic	60,14	28,24	37,90
Eilhicha	60,14	28,24	37,90
Electro Oriente	60,09	27,89	37,54
Electro Sur Este	60,13	28,38	38,04
Electro Puno	60,07	26,42	37,49
Electro Ucayali	60,07	26,42	36,07
Enel Distribución	60,14	28,24	37,90
Hidrandina	60,14	28,24	37,90
Seal	60,07	27,53	37,18

Para la aplicación de estas fórmulas se toma 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	0,0281	0,0286	0,0015	0,9418	---	0,0000
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,1208	0,0000	0,0000	0,8792	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	0,1703	0,5919	0,0000	0,2378	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4122	0,0000	0,0000	0,5878	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	0,8634	0,0000	0,0000	0,1366	0,0000

<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.

**Donde:**

- PEMPO : Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en ctm. S/ /kWh.
- PEMFO : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en ctm. S/ /kWh.
- PEMP1 : Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- PEMF1 : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- FAPEM : Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- PPM<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.
- PPM<sub>1ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM<sub>ef</sub>, actualizado, en S/ /kW-mes.
- PEMPO<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. S/ /kWh.
- PEMFO<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. S/ /kWh.
- PEMP<sub>1ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMPO<sub>ef</sub>, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- PEMF<sub>1ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMFO<sub>ef</sub>, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- PM<sub>sea</sub> : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:
- $$PM_{sea} = \left( PPM_{1ef} \times \frac{100}{720 \times f_c} + PEMP_{1ef} \times 0,3 + PEMF_{1ef} \times 0,7 \right) \dots [15]$$
- 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	0,4465
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5824
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5459
Enel Distribución	0,4500

Empresa Distribuidora	fc
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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

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.

PEMPO<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.

PEMFO<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 PEMPO<sub>ef</sub>, actualizado, en céntimos de S/ /kWh.

PEMF1<sub>ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMFO<sub>ef</sub>, actualizado, en céntimos de S/ /kWh.

Los precios en barra actualizados de los sistemas aislados por cada empresa distribuidora no deben ser menores que el Precio Medio de Referencia del SEIN (PRsein), definido según el Cuadro N° 7, conforme 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	10,94	3,94	134,89
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	13,47	9,11	---
Electro Ucayali	Pucallpa	13,46	---	---
Seal	Mollendo	14,15	---	---
Adinelsa	El Milagro	14,19	---	---

**Nota:**

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el artículo 124 del RLCE.

PGN : Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en S/ /MMBtu utilizando el TC; el cual se establece 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 14,575 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) son actualizados utilizando la fórmula [16].

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

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

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

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

Cuadro N° 11

	<b>l</b>	<b>m</b>	<b>n</b>	<b>o</b>	<b>p</b>
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5563	0,4353	0,0000	0,0084	---
SPT Isa Perú (Ex - Eteselva)	0,5505	0,3483	0,0914	0,0098	---
SPT de Antamina	0,4086	0,5703	0,0000	0,0211	---
SPT de San Gabán	0,4065	0,5921	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
CUCCSE	---	---	---	---	1,0000
CUCGE	---	---	---	---	1,0000

**Donde:**

PCSPT<sub>0</sub> : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, publicado en la presente Resolución, en S/ /kW-mes.

PCSPT<sub>1</sub> = 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 consideran los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste es aplicada. Para la obtención de este indicador se toma 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 380,000.

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 consideran las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste es aplicada. Para la obtención de este indicador se toma 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 2209,926.

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 éstos se determinan 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 determina de acuerdo con el procedimiento de Osinergmin aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente:  $p = FAPPM * DP / 853,694$  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 aplican las actualizaciones establecidas en sus respectivos contratos.

Los Cargos de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son 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 aplican de forma separada, en las condiciones establecidas en la LCE y el RLCE, según lo siguiente:

- a. 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 rigen por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implica 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, se aplica 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 puede 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 obtienen 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 obtienen 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 (PTSGT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización son 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) son determinados por Osinergmin con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual puede ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria son redondeados a cuatro dígitos decimales, mientras que, los valores actualizados de precios son 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 son 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**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (S/)</b>	<b>Participación (%)</b>
Adinelsa	776 999	0,3406%
Chavimochic	48 371	0,0212%
Eilhicha	225 031	0,0986%
ELOR-Iquitos	186 327 129	81,6622%
ELOR-Otros	29 461 231	12,9121%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	222 509	0,0975%
Electro Ucayali	6 865 080	3,0088%
Enel Distribución	473 289	0,2074%
Hidrandina	104 658	0,0459%
Seal	3 663 789	1,6057%
<b>Total</b>	<b>228 168 086</b>	<b>100,0000%</b>

El Monto Especifico Residual, cuyo monto asciende a 39 290 460 Soles<sup>2</sup>, es utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones significativas de los precios

<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

de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN<sup>3</sup>, así como para compensar los costos autorizados 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 aplican 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	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,34	27,84	27,84
Chavimochic	MT	32,34	27,92	27,92
Eilhicha	MT	32,34	27,92	27,92
Electro Oriente	MT	32,34	29,83	29,83
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,34	21,95	21,95
Electro Ucayali	MT	32,34	21,72	21,72
Enel Distribución	MT	32,34	27,92	27,92
Hidrandina	MT	32,34	27,92	27,92
Seal	MT	32,34	12,29	12,29

**Artículo 5.-** Disponer que los precios máximos a partir de los cuales se determinan los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, son calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utiliza 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 LCE.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizan los Precios en Barra Efectivos a los que se hace referencia en 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 entran en vigencia el cuarto día de cada mes.

**Artículo 6.-** Disponer que 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

---

las empresas aportantes y transferidos a las empresas receptoras, según el programa mensual dispuesto por Osinergmin. 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 Específico 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.

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 son 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 es redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSPT, los valores obtenidos son redondeados a tres decimales.

**Artículo 7.-** Fijar el valor del Costo Variable No Combustible de la central de reserva fría de Iquitos de la empresa Genrent del Perú S.A.C. en 16,6316 USD/MWh para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2024 y 30 de abril de 2026.

**Artículo 8.-** Disponer que, para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva son 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	1,491
Segundo	2,833
Tercero	4,178

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 son 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 reajustan 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 pueden 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 efectúa 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 son reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual es 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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

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 LCE, es 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 277,587 ctm. S/ /kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12.-** Fijar en USD 97 245 259 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 92 759 458 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 2024 y el 30 de abril de 2025.

**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	389 553 267	75 888
SPT de REP Ampliación 21 <sup>(1)</sup>	8 091 344	0
SPT de Egemsa	289 873	0
SPT de San Gabán	326 503	0
SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	12 106 836	48 417
SPT de Antamina	492 876	0
SPT de Redesur	68 374 936	234 676
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	184 630 516	0
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	60 005 233	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	4 221 368	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	48 685 431	226 775

**Cuadro N° 16**

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	50 547 779	570 539
LT Talara – Piura (2do Circuito)	11 070 370	527
LT Zapallal - Trujillo 500 kV	123 443 467	3 000 686
LT Machupicchu - Abancay – Cotaruse	54 493 549	762 817
LT Trujillo - Chiclayo 500 kV	78 758 549	400 273
LT Pomacocha – Carhuamayo	11 867 524	0
LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	193 304 747	8 257 353
SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	30 375 797	218 024

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
LT Carhuamayo - Paragsha 220 kV	85 619 492	453 409
LT Paragsha - Conococha 220 kV		
LT Conococha - Huallanca 220 kV		
LT Huallanca - Cajamarca 220 kV		
SE Cajamarca – SVC		
LT Socabaya – Tintaya	31 296 025	617 419
LT Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	227 493 738	3 573 975
LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cáclic – Moyobamba	78 862 466	238 405
LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	26 728 780	5 798
LT Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	6 320 261	14 728
LT Tintaya - Azángaro 220kV	8 793 162	138 440
LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	106 707 995	400 818
Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	11 111 632	0
Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV <sup>(1)</sup>	62 084 884	0
LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV <sup>(1)</sup>	84 507 672	0
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo <sup>(1)</sup>	1 763 664	0
Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca <sup>(1)</sup>	8 024 709	0
Ampliación de barras 500 kV en SE Carabaylo <sup>(1)</sup>	1 191 842	0
Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	41 469 447	0
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	15 545 821	0
Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas <sup>(1)</sup>	10 449 052	0
Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do Transformador) <sup>(1)</sup>	7 199 157	0
Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (2do Transformador) <sup>(1)</sup>	7 392 677	0
SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA <sup>(1)</sup>	5 408 082	0

**Nota:**

(1) Los valores de Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario se aplican a partir de su puesta en Operación Comercial.

- 13.1 Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario debe recuperar por el primer periodo de fijación anual son calculados como sigue: (i) se determina el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril de 2025; (ii) este número de días se divide entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplica 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 determina la remuneración que los concesionarios deben recuperar por el primer periodo de fijación anual como sigue: (i) se determina 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 2025; (ii) este número de días se divide entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplica 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, debe 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 son 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 establecidas 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 entra 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 incorpora 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, debe entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante Resolución N° 070-2021-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

**Artículo 17.-** Disponer hasta el 15 de mayo de 2024, la devolución de parte de la empresa Electro Oriente S.A., del monto de S/ 29 840,87 - sin IGV- (veintinueve mil ochocientos cuarenta con 87/100 soles), por la recaudación del Cargo por Compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía fijado en la Resolución N° 056-2023-OS/CD, modificatoria y sus actualizaciones, en favor de la empresa Hidrandina S.A.

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

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.

Etapas 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.-** Disponer que la vigencia de la presente resolución comprenderá el periodo comprendido del 01 de mayo de 2024 hasta el 30 de abril de 2025.

**Artículo 20.-** Incorporar los Informes [N° 210-2024-GRT](#), [N° 211-2024-GRT](#) y [N° 212-2024-GRT](#); como parte de la presente resolución.

**Artículo 21.-** 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 20 precedente, en la página Web de Osinergmin:

<http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

**Omar Chambergro Rodriguez**  
**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 N° 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 2024 – abril 2025, 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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 051-2024-OS/CD**

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 2024 – abril 2025. 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 1

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

1. Informe [N° 210-2024-GRT](#) “Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo mayo 2024 - abril 2025)”.
2. Informe [N° 211 -2024-GRT](#) “Cálculo del Monto a Compensar a los Generadores Eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de Transporte de Gas Natural por Ducto Periodo (Periodo mayo 2024 - abril 2025)”.
3. Informe [N° 212-2024-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
4. Absolución de Observaciones al Oficio N° 2365-2023-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Oficio N° 2366-2023-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 2024 – abril 2025”, preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. “Estudio Técnico - Económico de la determinación de Precios en Barras mayo de 2024– abril 2025”, 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 2023-2026.
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-2024-abril-2025>