

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 025-2019-OS/CD**

Lima, 27 de febrero de 2019

**CONSIDERANDO:**

Que, la función reguladora de Osinergrmin se encuentra reconocida en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. Dicha función, exclusiva del Consejo Directivo, comprende la facultad de fijar mediante resoluciones, las tarifas de los servicios bajo su ámbito, de acuerdo a los criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales;

Que, conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergrmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a su Consejo Directivo, fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE");

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

Que, a partir de lo previsto en la normativa sectorial y en los respectivos contratos de concesión, se prevé la incorporación de diversos conceptos y cargos tarifarios, como parte de la resolución con la que se fijan los precios en barra, tal como se desarrolla en el proyecto tarifario;

Que, en cuanto al Costo Variable No Combustible ("CVNC") de las Unidades de Generación del Sistema Aislado, como lo son las unidades pertenecientes a la central de Genrent del Perú S.A.C. ("Genrent"); conforme a las reglas contractuales de la Concesión "Suministro de Energía para Iquitos", Osinergrmin adecuará y complementará las disposiciones aplicables a la remuneración y al Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados, dictando las medidas necesarias para el cumplimiento del contrato, a fin de proveer los recursos suficientes al concesionario autorizados en su contrato. Ello se complementa con el artículo 130 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM ("RLCE"), en el que se dispone que, en los Sistemas Aislados, Osinergrmin asume la función asignada al COES, en cuanto al cálculo o determinación tarifaria, como lo es la determinación del CVNC, empleando la información de los titulares de generación y de transmisión;

Que, en función a lo señalado, Genrent presentó su propuesta al inicio del proceso regulatorio, respecto de la cual, mediante su comunicación del 14 de febrero de 2019, pretende desistirse;

Que, al respecto, atendiendo al carácter general de la determinación de un valor sujeto a regulación, su proceso puede iniciarse de oficio por el Regulador, utilizando la información disponible o aquella obtenida a partir de un requerimiento de información. Es por ello que, en el artículo 157 del RLCE y en el artículo 12 de la norma aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD, ante el incumplimiento de la presentación de propuesta por parte de los agentes, Osinergrmin está facultado a fijar las tarifas a partir de la publicación del proyecto;

Que, al ser los usuarios los que remuneran el servicio, la decisión sobre el desistimiento les impacta, en tanto que su aceptación implicaría el fin del procedimiento administrativo según el artículo 197 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General ("TUO de la LPAG"). La obligación del Regulador contenida en el artículo 32 de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, se extiende en verificar, dando cumplimiento al principio administrativo de verdad material, la información brindada como insumo para la fijación, a fin de que la regulación tarifaria cumpla con los principios de eficiencia;

Que, en atención a lo previsto en el artículo 200.7 del TUO de la LPAG, sobre la cual, la doctrina jurídica considera, respecto al desistimiento, que "resulta trascendental para su procedencia que el interés particular manifestado por el administrado no sea compatible con algún interés público que haga necesaria la prosecución del procedimiento hasta la determinación final de la verdad material; por cuanto si este estuviese presente [el interés público], siempre subsistirá el deber de resolver la causa, no siendo amparable el pedido de desistimiento";

Que, en consecuencia, debido a que Osinergrmin no puede dejar de cumplir su función de naturaleza regulatoria referida a la determinación del CVNC de Genrent, y además requiere de la información de los administrados, en este caso de la propia concesionaria; corresponde denegar la solicitud de desistimiento al amparo de lo previsto en el artículo 200.7 del TUO de la LPAG, al tratarse de un procedimiento que repercute en el interés general (usuarios que puedan verse afectados) y no de uno a solicitud de parte del que pueda disponer el administrado;

Que, se han expedido los Informes N° 090-2019-GRT, 091-2019-GRT y N° 092-2019-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, de la División de Gas Natural y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergrmin;

Estando a lo dispuesto por Ley N° 27838, por el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS y a las facultades concedidas por el Reglamento General del Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 07-2019.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1º.-** Denegar la solicitud de desistimiento presentada por la empresa Genrent del Perú S.A.C. el 14 de febrero de 2019, y continuar con el proceso para la determinación del Costo Variable No Combustible para dicha concesionaria, perteneciente a los Sistemas Aislados.

**Artículo 2º.-** Disponer la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergrmin: [www.osinergrmin.gob.pe](http://www.osinergrmin.gob.pe), del proyecto de resolución mediante el cual se fijan los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020, documento que figura como Anexo 1 de la presente resolución.

**Artículo 3º.-** Disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergrmin, de la relación de información que sustenta la decisión de Osinergrmin, la misma que se acompaña como Anexo 2 de la presente resolución.

**Artículo 4º.-** Convocar a Audiencia Pública para la sustentación y exposición, por parte de Osinergrmin, de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución de Fijación de Precios en Barra publicado, que se realizará en la fecha, hora y lugares siguientes:

Fecha : Viernes, 08 de marzo de 2019  
Hora : 9:00 a.m.  
Lugares : **LIMA**  
Sala San Felipe de la Cámara De Comercio De Lima  
Av. Giuseppe Garibaldi 396, Jesús María

**CHICLAYO**

Sala Huaca de Oro del Hotel Casa Andina Select Chiclayo  
Av. Federico Villarreal 115, Chiclayo

**TACNA**

Sala Zela del Hotel Casa Andina Select Tacna  
Av. Billinghamurst 170, Tacna

**Artículo 5º.-** Disponer un plazo de ocho (8) días hábiles contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460 San Borja, Lima; o vía correo electrónico a la dirección: [fitamayo2019@osinergrmin.gob.pe](mailto:fitamayo2019@osinergrmin.gob.pe). La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios, en cualquiera de los medios indicados, que se presenten hasta las 17:30 horas.

**Artículo 6º.-** Encargar a la Gerencia de Regulación de Tarifas el análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de resolución a que se refiere el artículo 2º de la presente resolución.

**Artículo 7º.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con los Informes N° 090-2019-GRT, 091-2019-GRT y N° 092-2019-GRT, en la página Web de Osinergrmin: <http://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>

**DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN**  
Presidente de Consejo Directivo  
Osinergrmin

**ANEXO 1**

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGRMIN N° .....-2019-OS/CD**

Lima, .... de abril de 2019

**VISTOS:**

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin N° ...-2019-GRT, N° ...-2019-GRT y N° ...-2019-GRT.

**CONSIDERANDO:**

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

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD se aprobó la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", en la cual se incorpora, como Anexo A.1, el "Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como la publicación de los estudios de los Subcomités 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 ha iniciado el 14 de noviembre de 2018 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergrmin, en cumplimiento de dicho procedimiento, convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 27 de noviembre de 2018;

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

Que, asimismo, conforme se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, Osinergmin ha verificado que los precios en barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. La mencionada verificación se ha efectuado 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 de su Reglamento y en el literal t) del artículo 52 de su 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 Reglamento de la LCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin deberá establecer, antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (“RA”), para cada período 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 al 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° 200-2010-OS/CD; corresponde en esta misma oportunidad, efectuar la preliquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”), para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT;

Que, de conformidad con el artículo 19 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución N° 083-2015-OS/CD y sus modificatorias;

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

Que, a su vez, mediante Resolución Ministerial N° ...-2019-MEM/DM, publicada el ... de ... de 2019, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y por el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, a los precios en barra de los Sistemas Aislados, Osinergmin deberá aplicar en cada regulación anual dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, de conformidad con las reglas contractuales de la Concesión “Suministro de Energía para Iquitos” y con lo dispuesto en el artículo 130 del Reglamento de la LCE, corresponde a Osinergmin determinar el Costo Variable No Combustible de la concesionaria Genrent del Perú S.A.C., perteneciente a los Sistemas Aislados;

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 para dar 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, y comprenden 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, modificada mediante Ley N° 29969, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, 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. En el artículo 3 del citado decreto supremo se estableció que los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro conforme lo disponen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970, el cual debe ser publicado en caso sea aplicable, en la resolución con la cual se establezcan los Precios en Barra, según el “Procedimiento Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía”, aprobado con Resolución N° 140-2015-OS/CD;

Que, mediante Resolución N° 073-2016-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica", expedida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, la misma que comprende los Cargos Unitarios por Capacidad de Generación Eléctrica que compensan a los proyectos adjudicados en el Nodo Energético del Sur, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, mediante Resolución N° ...-2019-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 aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 08 de marzo de 2019 en las ciudades de Lima, Chiclayo y Tacna. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los interesados;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° ...-2019-GRT, N° ...-2019-GRT y Legal N° ...-2019-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; en los cuales se analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin y la integran; cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley 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° ...-2019.

## SE RESUELVE:

**Artículo 1º.-** Fijar los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación que se señalan 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.1) PRECIOS EN BARRA

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

Cuadro N° 1

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	20,72	15,89	14,65
Talara	220	20,72	15,76	14,55
Piura Oeste	220	20,72	15,91	14,71
La Niña	220	20,72	15,84	14,71
Chiclayo Oeste	220	20,72	15,88	14,71
Carhuaquero	220	20,72	15,66	14,47
Carhuaquero	138	20,72	15,67	14,47
Cutervo	138	20,72	15,81	14,53
Jaen	138	20,72	15,93	14,57
Guadalupe	220	20,72	15,86	14,72
Guadalupe	60	20,72	15,89	14,74
La Ramada	220	20,72	15,52	14,25
Cajamarca	220	20,72	15,66	14,42
Trujillo Norte	220	20,72	15,80	14,71

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Chimbote 1	220	20,72	15,73	14,68
Chimbote 1	138	20,72	15,75	14,64
Paramonga Nueva	220	20,72	15,52	14,46
Paramonga Nueva	138	20,72	15,50	14,45
Paramonga Existente	138	20,72	15,46	14,43
Huacho	220	20,72	15,53	14,60
Lomera	220	20,72	15,63	14,80
Zapallal	220	20,72	15,70	14,94
Carabayllo	220	20,72	15,65	14,90
Ventanilla	220	20,72	15,82	15,08
La Planicie	220	20,72	15,57	14,90
Lima (1)	220	20,72	15,84	15,11
Cantera	220	20,72	15,59	14,89
Chilca	220	20,72	15,49	14,88
Asia	220	20,72	15,54	14,90
Alto Praderas	220	20,72	15,63	15,01
Independencia	220	20,72	15,62	14,86
Ica	220	20,72	15,68	14,89
Marcona	220	20,72	15,67	14,81
Mantaro	220	20,72	15,17	14,17
Huayucachi	220	20,72	15,28	14,32
Pachachaca	220	20,72	15,29	14,05
Pomacocha	220	20,72	15,34	13,94
Huancavelica	220	20,72	15,30	14,35
Callahuanca	220	20,72	15,67	15,00
Cajamarquilla	220	20,72	15,80	15,09
Huallanca	138	20,72	15,33	14,17
Vizcarra	220	20,72	15,27	13,59
Tingo María	220	20,72	15,00	13,19
Aguaytía	220	20,72	14,86	13,05
Aguaytía	138	20,72	14,90	13,08
Aguaytía	22,9	20,72	14,88	13,07
Pucallpa	138	20,72	15,51	13,48
Pucallpa	60	20,72	15,52	13,49
Aucayacu	138	20,72	15,36	13,45
Tocache	138	20,72	15,66	13,80
Belaunde	138	20,72	15,92	14,46
Tingo María	138	20,72	14,98	13,08
Huánuco	138	20,72	15,19	13,04
Paragsha II	138	20,72	15,11	12,82
Paragsha	220	20,72	15,09	13,10
Yaupi	138	20,72	14,92	12,92
Yuncan	138	20,72	14,99	12,99
Yuncan	220	20,72	15,03	13,02
Oroya Nueva	220	20,72	15,23	14,27
Oroya Nueva	138	20,72	15,17	12,55
Oroya Nueva	50	20,72	15,20	15,61
Carhuamayo	138	20,72	15,12	12,54
Carhuamayo Nueva	220	20,72	15,11	13,08
Caripa	138	20,72	15,09	12,48

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Desierto	220	20,72	15,61	14,90
Condorcocha	138	20,72	15,08	12,47
Condorcocha	44	20,72	15,08	12,47
Machupicchu	138	20,72	15,53	14,49
Cachimayo	138	20,72	15,98	14,88
Cusco (2)	138	20,72	16,05	14,93
Combapata	138	20,72	16,24	15,14
Tintaya	138	20,72	16,37	15,33
Tintaya Nueva	220	20,72	16,35	15,30
Ayaviri	138	20,72	16,05	14,99
Azángaro	138	20,72	15,87	14,81
San Gaban	138	20,72	14,98	14,02
Mazuco	138	20,72	15,20	14,17
Puerto Maldonado	138	20,72	15,75	14,54
Juliaca	138	20,72	16,04	14,96
Puno	138	20,72	16,05	14,98
Puno	220	20,72	16,03	14,97
Callalli	138	20,72	16,36	15,34
Santuario	138	20,72	16,07	15,08
Arequipa (3)	138	20,72	16,11	15,10
Socabaya	220	20,72	16,08	15,08
Cotaruse	220	20,72	15,76	14,72
Cerro Verde	138	20,72	16,16	15,13
Repartición	138	20,72	16,24	15,14
Mollendo	138	20,72	16,33	15,21
Moquegua (4)	220	20,72	16,03	15,05
Moquegua (4)	138	20,72	16,04	15,06
Ilo ELS (5)	138	20,72	16,17	15,14
Botiflaca	138	20,72	16,12	15,13
Toquepala	138	20,72	16,13	15,16
Aricota	138	20,72	16,02	15,13
Aricota	66	20,72	15,95	15,11
Tacna (Los Héroes)	220	20,72	16,14	15,11
Tacna (Los Héroes)	66	20,72	16,25	15,16
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	27,86	33,01	33,01
Chavimochic	MT	27,86	31,27	31,27
Eilhicha	MT	27,86	31,27	31,27
Electro Oriente	MT	27,86	47,24	47,24
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,86	55,88	55,88
Enel Distribución	MT	27,86	31,27	31,27
Hidrandina	MT	27,86	31,27	31,27
Seal	MT	27,86	90,16	90,16

**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. Estos precios son referenciales y no tienen aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

**Se define:**

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

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

$$PPB = PPM + PCSPT + PTS GT \quad (3)$$

**Donde:**

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

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S//kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S//kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S//kWh.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47º, incisos g) e i) de la Ley.

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S//kWh.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S//kWh.

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, expresado en S//kW-mes

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

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Barras, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

**A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA**

A continuación, se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN que se detallan en el Cuadro Nº 2.

**Cuadro Nº 2**

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0000	1,0026	0,9695
Talara	220	1,0000	0,9945	0,9633
Piura Oeste	220	1,0000	1,0042	0,9736
La Niña	220	1,0000	0,9998	0,9737
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0025	0,9736
Carhuaquero	220	1,0000	0,9884	0,9578
Carhuaquero	138	1,0000	0,9893	0,9581
Cutervo	138	1,0000	0,9980	0,9616
Jaen	138	1,0000	1,0057	0,9647
Guadalupe	220	1,0000	1,0011	0,9742
Guadalupe	60	1,0000	1,0029	0,9755
La Ramada	220	1,0000	0,9797	0,9433
Cajamarca	220	1,0000	0,9881	0,9543
Trujillo Norte	220	1,0000	0,9975	0,9737
Chimbote 1	220	1,0000	0,9929	0,9717
Chimbote 1	138	1,0000	0,9938	0,9692
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9794	0,9573

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
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9784	0,9568
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9756	0,9554
Huacho	220	1,0000	0,9803	0,9668
Lomera	220	1,0000	0,9867	0,9800
Zapallal	220	1,0000	0,9908	0,9890
Carabayllo	220	1,0000	0,9875	0,9864
Ventanilla	220	1,0000	0,9985	0,9981
La Planicie	220	1,0000	0,9825	0,9866
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9838	0,9859
Chilca	220	1,0000	0,9779	0,9854
Asia	220	1,0000	0,9806	0,9863
Alto Praderas	220	1,0000	0,9868	0,9938
Independencia	220	1,0000	0,9862	0,9836
Ica	220	1,0000	0,9896	0,9858
Marcona	220	1,0000	0,9892	0,9806
Mantaro	220	1,0000	0,9578	0,9377
Huayucachi	220	1,0000	0,9643	0,9478
Pachachaca	220	1,0000	0,9651	0,9300
Pomacocha	220	1,0000	0,9680	0,9227
Huancavelica	220	1,0000	0,9657	0,9502
Callahuanca	220	1,0000	0,9890	0,9929
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9973	0,9988
Huallanca	138	1,0000	0,9675	0,9381
Vizcarra	220	1,0000	0,9636	0,8997
Tingo María	220	1,0000	0,9470	0,8734
Aguaytía	220	1,0000	0,9379	0,8639
Aguaytía	138	1,0000	0,9405	0,8657
Aguaytía	22,9	1,0000	0,9394	0,8649
Pucallpa	138	1,0000	0,9786	0,8924
Pucallpa	60	1,0000	0,9796	0,8930
Aucayacu	138	1,0000	0,9695	0,8903
Tocache	138	1,0000	0,9887	0,9136
Belaunde	138	1,0000	1,0046	0,9575
Tingo María	138	1,0000	0,9452	0,8657
Huánuco	138	1,0000	0,9589	0,8630
Paragsha II	138	1,0000	0,9537	0,8487
Paragsha	220	1,0000	0,9527	0,8675
Yaupi	138	1,0000	0,9414	0,8550
Yuncan	138	1,0000	0,9464	0,8598
Yuncan	220	1,0000	0,9486	0,8619
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9614	0,9443
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9577	0,8309
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9596	1,0332
Carhuamayo	138	1,0000	0,9544	0,8302
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9536	0,8661
Caripa	138	1,0000	0,9523	0,8262
Desierto	220	1,0000	0,9854	0,9865
Condorcocha	138	1,0000	0,9521	0,8258
Condorcocha	44	1,0000	0,9521	0,8258
Machupicchu	138	1,0000	0,9804	0,9592



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
Cachimayo	138	1,0000	1,0086	0,9852
Cusco	138	1,0000	1,0129	0,9880
Combapata	138	1,0000	1,0249	1,0020
Tintaya	138	1,0000	1,0330	1,0145
Tintaya Nueva	138	1,0000	1,0317	1,0131
Ayaviri	220	1,0000	1,0128	0,9923
Azángaro	138	1,0000	1,0015	0,9803
San Gaban	138	1,0000	0,9456	0,9283
Mazuco	138	1,0000	0,9592	0,9377
Puerto Maldonado	138	1,0000	0,9942	0,9625
Juliaca	138	1,0000	1,0127	0,9904
Puno	138	1,0000	1,0132	0,9913
Puno	138	1,0000	1,0118	0,9907
Callalli	220	1,0000	1,0323	1,0152
Santuario	138	1,0000	1,0140	0,9985
Arequipa	138	1,0000	1,0166	0,9994
Socabaya	220	1,0000	1,0149	0,9980
Cotaruse	220	1,0000	0,9946	0,9744
Cerro Verde	138	1,0000	1,0197	1,0014
Repartición	138	1,0000	1,0249	1,0025
Mollendo	138	1,0000	1,0309	1,0068
Moquegua	220	1,0000	1,0120	0,9960
Moquegua	138	1,0000	1,0126	0,9967
Ilo ELS	138	1,0000	1,0206	1,0023
Botiflaca	138	1,0000	1,0175	1,0018
Toquepala	138	1,0000	1,0183	1,0036
Aricota	138	1,0000	1,0109	1,0016
Aricota	66	1,0000	1,0065	1,0001
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0188	1,0002
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0259	1,0038

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

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

**Cuadro N° 3**

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
1	SPT de REP (1)	3,278	
2	SPT de Egemsa	0,002	
3	SPT de San Gabán	0,004	
4	SPT de Antamina	0,004	
5	SPT de Eteselva	0,074	
6	SPT de Redesur	0,626	
7	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,681	
8	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,544	
9	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,038	
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,488	
11	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,248
		RF de Talara	0,801
		RF de Ilo	1,755
		RF de Puerto Eten	0,918
		RF de Puerto Maldonado	0,113
		RF de Pucallpa	0,196

Nº	Sistema de Transmisión	PCSPT S/kW-mes	
12	Cargo por Prima (2)	Central Cogeneración Paramonga	0,138
		C.H. Santa Cruz II	0,076
		C.H. Santa Cruz I	0,070
		C.H. Poechos 2	0,056
		C.H. Roncador	0,028
		C.H. La Joya	0,141
		C.H. Carhuaquero IV	0,219
		C.H. Caña Brava	0,064
		C.T. Huaycoloro	0,140
		C.H. Purmacana	0,000
		C.H. Huasahuasi I	0,113
		C.H. Huasahuasi II	0,115
		C.H. Nuevo Imperial	0,054
		Repartición Solar 20T	0,440
		Majes Solar 20T	0,441
		Tacna Solar 20T	0,512
		Panamericana Solar 20T	0,528
		C.H. Yanapampa	0,054
		C.H. Las Pizarras	0,257
		C.E. Marcona	0,397
		C.E. Talara	0,440
		C.E. Cupisnique	0,927
		C.H. Runatullo III	0,270
		C.H. Runatullo II	0,197
		CSF Moquegua FV	0,248
		C.H. Canchayllo	0,042
		C.T. La Gringa	0,061
		C.E. Tres Hermanas	1,196
		C.H. Chancay	0,310
		C.H. Rucuy	0,149
		C.H. Potrero	0,098
		C.H. Yarucaya	0,229
		C.S. Rubí	0,728
C.H. Renovandes H1	0,290		
C.S. Intipampa	0,190		
C.E. Wayra I	1,390		
C.B. Huaycoloro II	0,070		
C.H. Angel I	0,092		
C.H. Angel II	0,102		
C.H. Angel III	0,102		
C.H. Her	0,014		
C.H. Carhuac	0,228		
13	Cargo Unitario por FISE (3)	0,508	
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	0,000	
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,180
		CT Planta Nº 2 Ilo	1,796

**Notas:**

- (1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3, 18.4 y 19.2 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.
- (2) Los cargos de C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicarán a partir de sus correspondientes reinicios de operación comercial.

- (3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 13 entre las empresas de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Enel Generación Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A.A., SDF Energía S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,7%, 3,1%, 17,6%, 21,8%, 26,9%, 1,5%, 13,2%, 7,1% y 8,1%, respectivamente.

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

**Cuadro N° 4**

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT* S//kW-mes
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,447
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,072
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,063
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,081
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,177
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,329
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,144
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,048
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,282
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,085
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	0,726
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	1,755
16	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	0,005
17	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	0,657
18	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	0,271
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	0,240

**Nota:**

- (\*) Los cargos PSGT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 16° de la presente resolución.

**A.4) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS**

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

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

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

**A) Precios en Barra de la Energía**

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE), agregando a este producto, de corresponder, los Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (PSSCT).

**Se define:**

$$PEBP1 = PEBP0 * FPMdE + PSSCT \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT \quad (5)$$

**Donde:**

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

Los peajes por transmisión PSSCT se encuentran definidos en la Resolución N°061-2017-OS/CD, sus modificatorias y complementarias.

## B) Precios en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP).

**Se define:**

$$PPB1 = PPB0 * FPMdP \quad (6)$$

**Donde:**

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

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

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

## 2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

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

**Artículo 2º.-** Fijar las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el artículo 1º de la presente resolución, según lo siguiente:

### 1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

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

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

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

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

$$FTC = TC / TC_0 \quad (3)$$

$$FPM = IPM / IPM_0 \quad (4)$$

**Cuadro N° 5**

Sistema	a	b
SEIN	0,7873	0,2127

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 13 se utilizará la siguiente fórmula:

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

**Donde:**

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S//kW-mes.

PPM0<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub>, actualizado, en S//kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC : Factor por variación del Tipo de Cambio.

- TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,335 por US Dólar.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 229,4611354.
- FAPEM = Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

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

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (7)$$

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 13 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

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

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

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización (5), (8) y (9), de manera independiente.

- k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2019. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

**Cuadro N° 6**

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	2,81
Chavimochic	3,49
Eilhicha	3,30
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Ucayali	0,00
Enel Distribución	3,49
Hidrandina	3,49
Seal	0,00

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//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Adinelsa	56,63	17,90	27,03
Chavimochic	56,62	17,91	27,04
Eilhicha	56,62	17,91	27,04
Electro Oriente	56,78	18,53	27,69
Electro Sur Este	56,79	17,37	26,53
Electro Ucayali	56,45	16,76	25,87
Enel Distribución	56,62	17,91	27,04
Hidrandina	56,62	17,91	27,04
Seal	56,83	17,49	26,66

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

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

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

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

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

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

**Cuadro N° 8**

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1718	0,0000	0,0000	0,8261	---	0,0021
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,0253	0,0000	0,0000	0,9747	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	0,0815	0,6049	0,0000	0,3136	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,6122	0,0000	0,0000	0,3878	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	0,8574	0,0000	0,0000	0,1426	0,0000

**Donde:**

PEMPO = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.

PEMF0 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.

PEMP1 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S//kWh.

PEMF1 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S//kWh.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6202
Electro Sur Este	0,4500
Electro Ucayali	0,4500
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique Osinergmin y el precio fijado por Petroperú S.A., del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.  
Sistemas Aislados: El precio fijado por Petroperú S.A. del Petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.
- PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en S//Gln, según el Cuadro N° 10.
- PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique Osinergmin y el precio fijado por Petroperú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.  
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S//Gln, según el Cuadro N° 10.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en USD/Ton.
- PCBo = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en USD/Ton, según el Cuadro N° 10.
- ISC\_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N° 6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S//Gln.
- ISC\_D2 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S//Gln.
- ISC\_R6o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.  
Plantas Callao: igual a 0,92 S//Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S//Gln
- ISC\_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:  
• Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln.  
• Para Sistemas Aislados: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln
- PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1ef = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0ef, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0ef = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMF0ef = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMP1ef = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.

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

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

Cuadro N° 10

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	6,60	4,81	112,86
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	6,69	5,73	---
Electro Ucayali	Callao	6,60	---	---
Seal	Callao	6,60	---	---

Nota:

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

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 9,8454 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TCo.

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

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

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

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

$$FAPCSPT = 1 * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad (17)$$

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

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

Cuadro N° 11

	L	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5612	0,4325	0,0000	0,0063	---
SPT de Eteselva	0,5484	0,3654	0,0769	0,0093	---
SPT de Antamina	0,4098	0,5752	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4363	0,5625	0,0000	0,0012	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCSE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCUGE	---	---	---	---	1,0000

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario, publicado en la presente Resolución, en S//kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario, actualizado, en S//kW-mes.

FAPCSPT = Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

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

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Palo = Índice inicial del precio del Aluminio igual a 1 627,707.

p = Factor determinado conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

Para el caso del Cargo por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-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:  $p = FAPPM * DP / 780,296$  donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

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

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

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

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (17) y (20) son los definidos en el numeral 1.1.

## 2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización se aplicarán de forma separada, en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se regirán por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- 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°.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM), el Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN, el FOBCB y el p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por Osinergmin con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

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

**Artículo 3º.-** 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 30º de la Ley N° 28832 y el artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Adinelsa	566 198	0,5331%
Chavimochic	95 320	0,0898%
Eilhicha	523 344	0,4927%
ELOR-Iquitos	87 462 856	77,1060%
ELOR-Otros	10 397 589	15,0320%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Ucayali	3 117 960	2,9356%
Enel Distribución	1 090 016	1,0263%
Hidrandina	883 591	0,8319%
Seal	2 073 882	1,9526%
<b>TOTAL</b>	<b>106 210 756</b>	<b>100,0000%</b>

El Monto Especifico Residual, ascendente a la suma de 78 809 011 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.

**Artículo 4º.-** 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:

Cuadro N° 13

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
Adinelsa	MT	27,86	16,33	16,33
Chavimochic	MT	27,86	15,88	15,88
Eilhicha	MT	27,86	16,00	16,00
Electro Oriente	MT	27,86	22,23	22,23
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,86	17,76	17,76
Enel Distribución	MT	27,86	15,88	15,88
Hidrandina	MT	27,86	15,88	15,88
Seal	MT	27,86	18,56	18,56

**Artículo 5º.-** 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 a que hace referencia el artículo 29 de la Ley N° 28832, según lo establecido en el artículo 63 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el artículo 4 de la presente resolución, según lo establecido en el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

<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. En ambos casos, el monto total es recaudado por las empresas aportantes y transferidos a las empresas receptoras, según el programa dispuesto por Osinergmin, y de existir diferencias o montos no asignados, éstos son transferidos directamente por dichas empresas al Ministerio de Energía y Minas, según la normativa aplicable.

<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, hasta su agotamiento, el cual será informado a través de un Comunicado a ser publicado en la página Web institucional, oportunidad en la cual se retomarán las fórmulas (5), (8) y (9) para los precios del Cuadro N° 13 de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

**Artículo 6º.-** Disponer que las empresas generadoras eléctricas estén obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a Osinergmin, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

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

**Artículo 7º.-** Disponer que el procedimiento de actualización tarifaria señalado en el artículo 2º de la presente resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

**Artículo 8º.-** 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 igual a:

**Cuadro Nº 14**

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,337
Segundo	2,539
Tercero	3,745

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

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

**Artículo 9º.-** 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 un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Oriente y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Chavimochic, definidos en el Cuadro Nº 1).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

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

**Donde:**

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

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

**Artículo 10º.-** Disponer que el Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el artículo 107 del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el SEIN, Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, Empresa Chavimochic.

**Artículo 11º.-** Fijar el valor del Costo de Racionamiento en 248,791 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12º.-** Fijar en USD 80 035 589 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 69 671 535 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 2019 y el 30 de abril de 2020.

12.1 Fijar los Cargos Unitarios de las instalaciones la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3, 18.4 y 19.2 del Contrato de Concesión de REP cuyos valores son de 0,013, 0,033, 0,021, 0,006 y 0,039 S//kW-mes respectivamente, los cuales se incorporarán al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión cuando REP acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones comprendidas en dichas ampliaciones. La activación de los Cargos Unitarios se rige por lo señalado en el Artículo 17º de la presente resolución. La fórmula de actualización aplicable a estos cargos es la misma que aplica al Cargo Unitario del SPT de REP.

12.2 Fijar el Peaje de las instalaciones de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3, 18.4 y 19.2, cuyos valores anuales son de S/ 1 104 737, S/ 2 783 437, S/ 1 817 070, S/ 473 441 y S/ 3 343 527, respectivamente. Los valores que el

concesionario deberá recuperar desde la fecha de puesta en operación comercial se determinan según lo señalado en los dos párrafos siguientes a continuación del Cuadro N° 16 de la presente resolución. Cualquier monto dejado de percibir por REP, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual siguiente.

**Artículo 13º.-** 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:

Cuadro N° 15

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP (1)	277 638 107	768 508
SPT de Egemsa	199 016	0
SPT de San Gabán	314 988	0
SPT de Antamina	376 492	0
SPT de Eteselva	6 239 072	3 821 566
SPT de Redesur	52 988 078	102 549
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	142 353 689	0
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	46 031 768	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	3 187 137	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	41 364 708	41 556

- (1) Corresponderá adicionar los peajes de las instalaciones de la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3, 18.4 y 19.2 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.

Cuadro N° 16

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	37 831 828	1 280 216
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	6 079 848	0
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	5 331 231	3 188 039
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 880 306	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	15 012 516	732 510
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	27 839 306	1 541 006
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	8 463 972	28 645
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	96 859 910	153 721
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	4 054 157	5 050 582
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	23 894 213	587 083
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	176 595 940	669 968
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	57 567 671	753
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	42 225 659	164 751
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cálclic- Moyobamba 220 kV	61 481 735	45 957
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo y Subestaciones Asociados	148 665 457	6 006 520
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	387 859	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	55 644 474	0
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	22 938 495	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	20 287 774	0

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 2020; (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 2020; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.



13.3 Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión 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: "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT", aprobada por Resolución N° 335-2004-OS/CD, y "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión", aprobada por Resolución N° 200-2010-OS/CD, según corresponda.

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 17° de la presente resolución.

**Artículo 14°.-** 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 12,10 USD/MWh.

**Artículo 15°.-** Disponer que las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente resolución; entendiéndose como Subestaciones de Referencia a las Barras de Referencia de Generación que se consideran en la presente Resolución.

**Artículo 16°.-** 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 12° de la presente resolución, su correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario entrará en vigencia el cuarto día del mes siguiente de comunicada, por el ente competente, la entrada en operación comercial.

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

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

**Artículo 18°.-** Disponer que la presente resolución entre en vigencia a partir del 01 de mayo de 2019.

**Artículo 19°.-** Incorporar los Informes N° ...-2019-GRT, N° ...-2019-GRT y N° ...-2019-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-2019.aspx>.

## EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, están sujetas a regulación de precios las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo Osinergmin fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante la Ley N° 27838 se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, Osinergmin contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado con Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su reglamento, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al periodo Mayo 2019 – Abril 2020, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

Conforme 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", la cual fue 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.

Finalmente, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 29970, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, y sus normas reglamentarias, Osinergmin debe incorporar en la presente regulación el Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico (CCSE) y el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica (CGE), adicional al peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra;

En aplicación de la función reguladora de Osinergmin, se procede a publicar la presente resolución con la que se establecen los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 – abril 2020. Con esta resolución se cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, siendo los principales los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el artículo 52, literal t), del Reglamento General de Osinergmin.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado.
- f) El Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS).
- h) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.
- i) El Cargo Unitario por Compensación FISE.
- j) El Cargo Unitario por Compensación CCSE.
- k) El Cargo Unitario por Compensación CCUGE.

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

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

## ANEXO 2

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

1. Informe N° 090-2019-GRT "Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo Mayo 2019 - Abril 2020)".
2. Informe N° 091-2019-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 2019 – Abril 2020)".
3. Informe N° 092-2019-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
4. Absolución de Observaciones al Oficio N° 1008-2018-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Oficio N° 1009-2018-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 2019 – Abril 2020", preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. "Estudio Técnico - Económico de la determinación de Precios en Barras Mayo de 2019 – Abril 2020", preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
8. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
  - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
  - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
  - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
  - Contrato suscrito con la empresa REP
  - Contrato suscrito con la empresa TESUR
  - Contrato suscrito con la empresa ATN
  - Contrato suscrito con la empresa ABY
  - Contrato suscrito con la empresa ATN 3
  - Contrato suscrito con la empresa CONCESIONARIA LT CCNCM
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 2018-2021.
10. Planillas de cálculo diversas en medio digital.