

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

Lima, 27 de febrero de 2020

CONSIDERANDO:

Que, la función reguladora de Osinergmin 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 Osinergmin, 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 Osinergmin, 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, se han expedido los Informes N° [077-2020-GRT](#), N° [078-2020-GRT](#) y N° [079-2020-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 Osinergmin, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

Que, conforme 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 Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 08-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.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 2020 y el 30 de abril de 2021, documento que figura como Anexo 1 de la presente resolución.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

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

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

Fecha : Jueves, 05 de marzo de 2020
Hora : 9:00 a.m.
Lugares : **LIMA**
BTH Hotel
Avenida Guardia Civil 727, San Borja

TRUJILLO

Hotel El Gran Marqués
Calle Diaz de Cienfuegos 145, Trujillo

AREQUIPA

Hotel Tierrasur
Calle Consuelo 210, Arequipa

Artículo 4°.- 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 Osinergmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460 San Borja, Lima; o vía correo electrónico a la dirección: fita@osinergmin.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, que se presenten hasta las 17:30 horas en cualquiera de los medios indicados,.

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

Artículo 6°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con los Informes N° [077-2020-GRT](#), [078-2020-GRT](#) y N° [079-2020-GRT](#), en la página Web de Osinergmin:

<http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>

**Fenix Suto Fujita
Vicepresidente del Consejo Directivo
Encargado de la Presidencia
Osinergmin**

ANEXO 1

PROYECTO DE
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N°-2020-OS/CD

Lima, de abril de 2020

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin N° ...-2020-GRT, N° ...-2020-GRT y N° ...-2020-GRT.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los artículos 27 y 52, literales p) y u), de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el literal h) del artículo 22 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ("RLCE"), 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 literal d) del artículo 43 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 2019 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento de dicho procedimiento, convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 27 de noviembre de 2019;

Que, seguidamente, Osinergmin presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas 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, Osinergmin procederá a fijar y publicar las tarifas en barra o precios en barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-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 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 RLCE, 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 periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. La RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada (RAG) que se encuentran en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA) tomando en cuenta los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (Acta de POC), así como la información disponible vinculante a la Administración. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión 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° ...-2020-MEM/DM, publicada el .. de ... de 2020, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2020 y el 30 de abril de 2021;

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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-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, cabe indicar que mediante Carta s/n recibida con fecha 13 de noviembre de 2019, dicha concesionaria remitió a Osinergmin una copia impresa y en versión digital del Estudio de Determinación de Costos Variables No Combustibles de las Unidades de Generación de la Central de Reserva Fría de Generación - Planta Iquitos, para su consideración en la definición del CVNC del periodo 2020 – 2021, sin embargo, la propuesta ha sido observada con el Oficio N° 0229-2020-GRT, lo cual determinará, una vez subsanada, la aprobación final del respectivo CVNC;

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, 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 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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

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° ...-2020-OS/CD, se dispuso la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución mediante el cual se fijan los precios en barra y demás conceptos tarifarios aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2020 y el 30 de abril de 2021, 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 05 de marzo de 2020 en las ciudades de Arequipa, Lima y Trujillo. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los interesados;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° ...-2020-GRT, N° ...-2020-GRT y Legal N° ...-2020-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 del Consejo Directivo de Osinergmin y la integran; cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; en el Decreto Legislativo N° 1041; y, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° ...-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- 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) PRECIOS EN BARRA

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

Cuadro N° 1

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	20,34	16,81	16,06
Talara	220	20,34	16,69	15,97
Piura Oeste	220	20,34	16,74	16,03
La Niña	220	20,34	16,56	15,90
Chiclayo Oeste	220	20,34	16,58	15,92
Carhuaquero	220	20,34	16,32	15,70
Carhuaquero	138	20,34	16,34	15,71
Cutervo	138	20,34	16,51	15,81
Jaen	138	20,34	16,66	15,95
Guadalupe	220	20,34	16,57	15,91
Guadalupe	60	20,34	17,05	15,94
La Ramada	220	20,34	16,15	15,57
Cajamarca	220	20,34	16,31	15,69
Trujillo Norte	220	20,34	16,47	15,84
Chimbote 1	220	20,34	16,37	15,77
Chimbote 1	138	20,34	16,40	15,80
Paramonga Nueva	220	20,34	16,08	15,55
Paramonga Nueva	138	20,34	16,06	15,54
Paramonga Existente	138	20,34	16,00	15,51
Huacho	220	20,34	16,09	15,57
Lomera	220	20,34	16,18	15,64
Zapallal	220	20,34	16,23	15,67
Carabayllo	220	20,34	16,21	15,65
Ventanilla	220	20,34	16,27	15,71
La Planicie	220	20,34	16,18	15,63
Lima (1)	220	20,34	16,26	15,70
Cantera	220	20,34	16,05	15,56
Chilca	220	20,34	15,94	15,43
Asia	220	20,34	15,98	15,48
Alto Praderas	220	20,34	16,08	15,54
Independencia	220	20,34	16,09	15,63
Ica	220	20,34	16,12	15,66
Marcona	220	20,34	16,23	15,66
Mantaro	220	20,34	15,69	15,18
Huayucachi	220	20,34	15,82	15,28
Pachachaca	220	20,34	15,84	15,34
Pomacocha	220	20,34	15,88	15,37
Huancavelica	220	20,34	15,81	15,31

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Callahuanca	220	20,34	16,03	15,50
Cajamarquilla	220	20,34	16,21	15,67
Huallanca	138	20,34	15,93	15,36
Vizcarra	220	20,34	15,83	15,30
Tingo María	220	20,34	15,56	14,96
Aguaytía	220	20,34	15,43	14,82
Aguaytía	138	20,34	15,47	14,84
Aguaytía	22,9	20,34	15,45	14,83
Pucallpa	138	20,34	15,96	15,20
Pucallpa	60	20,34	15,97	15,20
Aucayacu	138	20,34	15,81	15,18
Tocache	138	20,34	16,06	15,42
Belaunde	138	20,34	16,47	15,79
Caclic	220	20,34	16,39	15,74
Tingo María	138	20,34	15,53	14,92
Huánuco	138	20,34	15,75	15,14
Paragsha II	138	20,34	15,68	15,17
Paragsha	220	20,34	15,65	15,14
Yaupi	138	20,34	15,46	14,97
Yuncan	138	20,34	15,54	15,05
Yuncan	220	20,34	15,58	15,08
Oroya Nueva	220	20,34	15,78	15,29
Oroya Nueva	138	20,34	15,70	15,24
Oroya Nueva	50	20,34	15,74	15,27
Carhuamayo	138	20,34	15,67	15,17
Carhuamayo Nueva	220	20,34	15,66	15,16
Caripa	138	20,34	15,62	15,15
Desierto	220	20,34	16,07	15,60
Condorcocha	138	20,34	15,63	15,16
Condorcocha	44	20,34	15,63	15,16
Machupicchu	138	20,34	16,07	15,47
Cachimayo	138	20,34	16,49	15,85
Cusco (2)	138	20,34	16,53	15,88
Combapata	138	20,34	16,68	16,02
Tintaya	138	20,34	16,77	16,15
Tintaya Nueva	220	20,34	16,76	16,14
Ayaviri	138	20,34	16,61	16,01
Azángaro	138	20,34	16,51	15,92
San Gaban	138	20,34	15,71	15,36
Mazuco	138	20,34	15,97	15,71
Puerto Maldonado	138	20,34	16,55	16,13

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Juliaca	138	20,34	16,67	16,01
Puno	138	20,34	16,67	16,01
Puno	220	20,34	16,64	15,99
Callalli	138	20,34	16,67	16,06
Santuario	138	20,34	16,53	15,93
Arequipa (3)	138	20,34	16,61	15,98
Socabaya	220	20,34	16,59	15,97
Cotaruse	220	20,34	16,27	15,69
Cerro Verde	138	20,34	16,66	16,02
Repartición	138	20,34	16,77	16,07
Mollendo	138	20,34	16,86	16,14
Moquegua (4)	220	20,34	16,58	15,95
Moquegua (4)	138	20,34	16,60	15,96
Ilo ELS (5)	138	20,34	16,75	16,07
Botiflaca	138	20,34	16,69	16,06
Toquepala	138	20,34	16,73	16,10
Aricota	138	20,34	16,61	16,07
Aricota	66	20,34	16,55	16,06
Tacna (Los Héroes)	220	20,34	16,68	16,00
Tacna (Los Héroes)	66	20,34	16,78	16,04
SISTEMAS AISLADOS (6)				
Adinelsa	MT	28,03	32,48	32,48
Chavimochic	MT	28,03	31,46	31,46
Eilhicha	MT	28,03	31,46	31,46
Electro Oriente	MT	28,03	47,59	47,59
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	28,03	18,60	18,60
Electro Ucayali	MT	28,03	55,30	55,30
Enel Distribución	MT	28,03	31,46	31,46
Hidrandina	MT	28,03	31,46	31,46
Seal	MT	28,03	71,00	71,00

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 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 47°, 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

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

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

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

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

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

B) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

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

Cuadro N° 2

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0000	1,0369	1,0250
Talara	220	1,0000	1,0299	1,0193
Piura Oeste	220	1,0000	1,0326	1,0230
La Niña	220	1,0000	1,0220	1,0153
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0256	1,0181
Carhuaquero	220	1,0000	0,9906	0,9872
Carhuaquero	138	1,0000	0,9916	0,9878
Cutervo	138	1,0000	1,0019	0,9944
Jaen	138	1,0000	1,0110	1,0032
Guadalupe	220	1,0000	1,0226	1,0155
Guadalupe	60	1,0000	1,0511	1,0176
La Ramada	220	1,0000	0,9882	0,9854
Cajamarca	220	1,0000	0,9963	0,9922
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0136	1,0086
Chimbote 1	220	1,0000	1,0073	1,0039
Chimbote 1	138	1,0000	1,0080	1,0047
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9870	0,9883
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9856	0,9875
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9815	0,9851
Huacho	220	1,0000	0,9877	0,9905
Lomera	220	1,0000	0,9948	0,9955
Zapallal	220	1,0000	0,9982	0,9981
Carabayllo	220	1,0000	0,9968	0,9967
Ventanilla	220	1,0000	1,0004	1,0004
La Planicie	220	1,0000	0,9954	0,9954
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9877	0,9914
Chilca	220	1,0000	0,9814	0,9832
Asia	220	1,0000	0,9837	0,9861
Alto Praderas	220	1,0000	0,9893	0,9897
Independencia	220	1,0000	0,9898	0,9957
Ica	220	1,0000	0,9923	0,9976
Marcona	220	1,0000	0,9983	0,9976
Mantaro	220	1,0000	0,9652	0,9669
Huayucachi	220	1,0000	0,9731	0,9735
Pachachaca	220	1,0000	0,9741	0,9775
Pomacocha	220	1,0000	0,9764	0,9786
Huancavelica	220	1,0000	0,9730	0,9754

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Callahuanca	220	1,0000	0,9862	0,9880
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9973	0,9982
Huallanca	138	1,0000	0,9779	0,9758
Vizcarra	220	1,0000	0,9713	0,9686
Tingo María	220	1,0000	0,9544	0,9474
Aguaytía	220	1,0000	0,9462	0,9380
Aguaytía	138	1,0000	0,9487	0,9398
Aguaytía	22,9	1,0000	0,9477	0,9390
Pucallpa	138	1,0000	0,9787	0,9620
Pucallpa	60	1,0000	0,9797	0,9623
Aucayacu	138	1,0000	0,9690	0,9608
Tocache	138	1,0000	0,9834	0,9755
Belaunde	138	1,0000	1,0068	0,9988
Caclic	138	1,0000	1,0016	0,9953
Tingo María	138	1,0000	0,9523	0,9444
Huánuco	138	1,0000	0,9663	0,9580
Paragsha II	138	1,0000	0,9622	0,9596
Paragsha	220	1,0000	0,9604	0,9575
Yaupi	138	1,0000	0,9458	0,9445
Yuncan	138	1,0000	0,9524	0,9504
Yuncan	220	1,0000	0,9554	0,9530
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9699	0,9730
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9648	0,9672
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9673	0,9702
Carhuamayo	138	1,0000	0,9616	0,9599
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9611	0,9581
Caripa	138	1,0000	0,9593	0,9606
Desierto	220	1,0000	0,9890	0,9938
Condorcocha	138	1,0000	0,9599	0,9613
Condorcocha	44	1,0000	0,9599	0,9613
Machupicchu	138	1,0000	0,9887	0,9856
Cachimayo	138	1,0000	1,0147	1,0097
Cusco	138	1,0000	1,0179	1,0120
Combapata	138	1,0000	1,0265	1,0206
Tintaya	138	1,0000	1,0320	1,0288
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0311	1,0277
Ayaviri	220	1,0000	1,0221	1,0196
Azángaro	138	1,0000	1,0156	1,0138
San Gaban	138	1,0000	0,9667	0,9785
Mazuco	138	1,0000	0,9823	1,0004

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
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0183	1,0272
Juliaca	138	1,0000	1,0256	1,0198
Puno	138	1,0000	1,0259	1,0199
Puno	220	1,0000	1,0240	1,0187
Callalli	220	1,0000	1,0254	1,0228
Santuario	138	1,0000	1,0169	1,0147
Arequipa	138	1,0000	1,0220	1,0177
Socabaya	220	1,0000	1,0209	1,0170
Cotaruse	220	1,0000	1,0012	0,9994
Cerro Verde	138	1,0000	1,0253	1,0199
Repartición	138	1,0000	1,0317	1,0221
Mollendo	138	1,0000	1,0375	1,0265
Moquegua	220	1,0000	1,0203	1,0157
Moquegua	138	1,0000	1,0212	1,0167
Ilo ELS	138	1,0000	1,0305	1,0236
Botiflaca	138	1,0000	1,0272	1,0230
Toquepala	138	1,0000	1,0293	1,0253
Aricota	138	1,0000	1,0220	1,0237
Aricota	66	1,0000	1,0181	1,0228
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0265	1,0193
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0322	1,0218

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 (1)	2,961
2	SPT de Egemsa	0,003
3	SPT de San Gabán	0,004
4	SPT de Antamina	0,004
5	SPT de Eteselva	0,113
6	SPT de Redesur (2)	0,626
7	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,680
8	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,545
9	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,038
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,474
11	No Reserva Fría (No RF)	0,273

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD

	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	RF de Talara	0,827
		RF de Ilo	1,809
		RF de Eten	0,954
		RF de Puerto Maldonado	0,116
		RF de Pucallpa	0,201
12	Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,236
		C.H. Santa Cruz II	0,093
		C.H. Santa Cruz I	0,081
		C.H. Poechos 2	0,148
		C.H. Roncador	0,035
		C.H. La Joya	0,164
		C.H. Carhuaquero IV	0,257
		C.H. Caña Brava	0,073
		C.T. Huaycoloro	0,163
		C.H. Purmacana	0,000
		C.H. Huasahuasi I	0,119
		C.H. Huasahuasi II	0,116
		C.H. Nuevo Imperial	0,065
		Repartición Solar 20T	0,480
		Majes Solar 20T	0,480
		Tacna Solar 20T	0,608
		Panamericana Solar 20T	0,625
		C.H. Yanapampa	0,063
		C.H. Las Pizarras	0,280
		C.E. Marcona	0,439
		C.E. Talara	0,515
		C.E. Cupisnique	1,228
		C.H. Runatullo III	0,312
		C.H. Runatullo II	0,204
		CSF Moquegua FV	0,266
		C.H. Canchayllo	0,043
		C.T. La Gringa	0,074
		C.E. Tres Hermanas	1,260
		C.H. Chancay	0,438
		C.H. Rucuy	0,157
		C.H. Potrero	0,260
		C.H. Yarucaya	0,215
		C.S. Rubí	0,826
C.H. Renovandes H1	0,312		
C.S. Intipampa	0,210		
C.E. Wayra I	0,800		
C.B. Huaycoloro II	0,056		
C.H. Angel I	0,169		

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD

		C.H. Angel II	0,230
		C.H. Angel III	0,244
		C.H. Her	0,012
		C.H. Carhuac	0,206
		C.H. El Carmen	0,109
		C.H. 8 de Agosto	0,348
13	Cargo Unitario por FISE (3)		0,418
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía		0,198
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,142
		CT Planta N° 2 Ilo	1,729

Notas:

- (1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación N° 20.1, 20.2, 20.3, 20.4 y 20.5 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el artículo 12° de la presente Resolución.
- (2) Corresponderá adicionar el Cargo de la Adenda 8 del Contrato de Concesión de la empresa Red Eléctrica Sur S.A. (REDESUR), e incorporarán al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión cuando REDESUR acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones comprendidas en la Adenda 8.
- (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., 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 0,9%, 11,8%, 26,5%, 27,1%, 1,8%, 15,9%, 8,5% y 7,5%, respectivamente.

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

Cuadro N° 4

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT(1) S//kW-mes
1	Línea Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	0,455
2	Línea Talara – Piura (2do Circuito)	0,100
3	Línea Zapallal - Trujillo 500 kV	1,137
4	Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse	0,500
5	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
6	Línea Pomacocha - Carhuamayo	0,104
7	Línea Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	1,775
8	Subestación Carapongo (1° Etapa)	0,271
9	Subestación Carapongo (Monto Complementario)	0,004
10	Refuerzo 1 LT Trujillo – Chiclayo (Banco de Reactores)	0,037
11	Línea Carhuamayo - Paragsha 220 kV	0,072
12	Línea Paragsha - Conococha 220 kV	0,099

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT(1) S//kW-mes
13	Línea Conococha - Huallanca 220 kV	0,186
14	Línea Huallanca - Cajamarca 220 kV	0,345
15	Subestación Cajamarca - SVC	0,081
16	Línea Socabaya - Tintaya	0,287
17	Línea Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	2,084
18	Línea Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba	0,717
19	Línea Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	0,222
20	Línea Aguaytía – Pucallpa (2da Terna) (2)	0,058
21	Línea Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV (2)	0,651

Nota:

- (1) Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 18 de la presente resolución.
- (2) Estos cargos se aplicarán a partir de su puesta en operación comercial.

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

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

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

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

A) PRECIOS EN BARRA DE LA ENERGÍA

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

Se define:

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

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

Donde:

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

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

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

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

FPMdE : Factor de Pérdidas Medias de Energía.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

B) PRECIOS EN BARRA DE POTENCIA DE PUNTA

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

Se define:

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

Donde:

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

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

FPMdP : Factor de Pérdidas Medias de Potencia

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con la Norma Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica”, aprobada con Resolución N° 002-2020-OS/CD.

Los FPMdE, FPMdP, y el PSSCT se encuentran definidos en la Resolución N°061-2017-OS/CD, sus modificatorias y complementarias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

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

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

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

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

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

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

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

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

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

Donde:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

- PPM0 : Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1 : Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S//kW-mes.
- FAPPM : Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.
- FTC : Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la “COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC₀ : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,376 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.
- IPM₀ : Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 229,133317.

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	0,7843	0,2157

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

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

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

Donde:

- PPM0 : Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM0_{ef} : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1_{ef} : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, actualizado, en S//kW-mes.
- 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 2020. Este factor podrá ser

modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2020. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

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

Cuadro N° 6

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	2,39
Chavimochic	2,60
Eilhicha	3,56
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Puno	1,44
Electro Ucayali	5,43
Enel Distribución	2,60
Hidrandina	2,60
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//kWh	PMRsein ctm. S//kWh
Adinelsa	58,38	18,00	27,46
Chavimochic	58,37	18,01	27,47
Eilhicha	58,37	18,01	27,47

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PME ctm. S//kWh	PMRsein ctm. S//kWh
Electro Oriente	58,55	19,19	28,68
Electro Sur Este	58,57	18,21	27,71
Electro Puno	58,21	17,11	26,55
Electro Ucayali	58,21	17,11	26,55
Enel Distribución	58,37	18,01	27,47
Hidrandina	58,37	18,01	27,47
Seal	58,61	17,58	27,08

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

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

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

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

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

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

Cuadro N° 8

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0969	0,0000	0,000	0,8741	---	0,0290
SISTEMAS AISLADOS¹						
Adinelsa	0,0000	0,0212	0,0000	0,0000	0,9788	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	0,0871	0,6212	0,0000	0,2917	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,5786	0,0000	0,0000	0,4214	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	0,8217	0,0000	0,0000	0,1783	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.

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

- 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.
- PPM0_{ef} : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1_{ef} : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMF0_{ef} : 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_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{ef}, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF1_{ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{ef}, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PMsea : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:
- $$PMsea = \left(PPM1_{ef} \times \frac{100}{720 \times fc} + PEMP1_{ef} \times 0,3 + PEMF1_{ef} \times 0,7 \right) \dots [15]$$
- fc : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6196
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,4445
Electro Ucayali	0,4445
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

Donde:

- FD2 : Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

- 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.
- PD2₀ : 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.
- PR6₀ : 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.
- PCB₀ : 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_R6₀ : 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_D2₀ : 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_{ef} : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

- PPM_{1ef} : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM_{0ef}, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP_{0ef} : 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.
- PEMF_{0ef} : 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.
- PEMP_{1ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP_{0ef}, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF_{1ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF_{0ef}, actualizado, en céntimos de S//kWh.

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

Cuadro N° 10

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD ₂₀ (S//Gln.)	Residual N° 6 PR ₆₀ (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCB ₀ (USD/Ton)
SEIN	Callao	7,15	5,26	96,16
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	7,27	6,18	---
Electro Ucayali	Callao	7,15	---	---
Seal	Callao	7,15	---	---

Nota:

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

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

PGN₀ : Precio inicial del Gas Natural igual a 10,4766 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TC₀.

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 fórmula [16].

$$PCSPT_1 = PCSPT_0 \times FAPCSPT \dots \dots [16]$$

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

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

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

Cuadro N° 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5769	0,4170	0,0000	0,0061	---
SPT de Eteselva	0,5487	0,3652	0,0769	0,0092	---
SPT de Antamina	0,4102	0,5748	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4333	0,5654	0,0000	0,0013	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de	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:

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 fórmula [20].

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

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

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

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

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se regirán por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor “p” no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. Asimismo, aplíquese el factor k trimestralmente a los Precios en Barra Efectivos del Cuadro N° 13, a partir del mes de agosto y en la oportunidad en que se actualizan las tarifas eléctricas correspondientes a dicho mes. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Los Precios en Barra de la Energía en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con las fórmulas [1] y [2], del Artículo 1 de la presente resolución.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula [3], del Artículo 1 de la presente resolución, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM), el Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (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. Mientras que, los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos dígitos decimales antes de su utilización, con excepción de los Cargos de Peaje por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN que deben ser redondeados a tres decimales.

Artículo 3°.- Fijar las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica en el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	Participación (%)
Adinelsa	495 197	0,5280%
Chavimochic	110 403	0,1177%
Eilhicha	722 017	0,7699%
ELOR-Iquitos	76 431 405	81,4960%
ELOR-Otros	9 243 099	9,8556%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	32 767	0,0349%
Electro Ucayali	3 668 697	3,9118%
Enel Distribución	1 074 820	1,1461%
Hidrandina	454 970	0,4851%
Seal	1 552 040	1,6549%
TOTAL	93 785 415	100,0000%

El Monto Especifico Residual, ascendente a la suma de 101 474 447 Soles², 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 SEIN³, 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 4°.- Fijar los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo

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

³ Osinergmin, en la oportunidad en que determina el Programa mensual de Transferencias por aplicación del MCSA, realizará los cálculos de los montos a ser compensados a cada empresa receptora, los cuales se deducirán del Monto Especifico Residual, el cual será informado a través de un Comunicado a ser publicado en la página Web institucional, oportunidad en la cual se retomarán las fórmulas (5), (8) y (9) para los precios del Cuadro N° 13 de la presente Resolución.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

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	28,03	17,01	17,01
Chavimochic	MT	28,03	16,88	16,88
Eilhicha	MT	28,03	16,25	16,25
Electro Oriente	MT	28,03	25,92	25,92
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	28,03	12,44	12,44
Electro Ucayali	MT	28,03	14,24	14,24
Enel Distribución	MT	28,03	16,88	16,88
Hidrandina	MT	28,03	16,88	16,88
Seal	MT	28,03	19,97	19,97

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

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

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

Artículo 6°.- 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 PTSPT, las tarifas equivalentes a aplicar en la facturación de estos cargos serán iguales al equivalente obtenido de ponderar cada tarifa por los días de su vigencia respecto del total de días del mes. El valor de PPM así obtenido será redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSPT, los valores obtenidos deberán ser redondeados a tres decimales.

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

Artículo 8°.- Disponer que para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

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

Cuadro N° 14

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,353
Segundo	2,570
Tercero	3,791

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

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

Artículo 9°.- Disponer que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por el 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Oriente y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Chavimochic, definidos en el Cuadro N° 1).

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

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula [1].

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

Donde:

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

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

Artículo 10°.- Disponer que el Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas, será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

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

Artículo 11°.- Fijar el valor del Costo de Racionamiento en 251,850 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fijar en USD 81 524 411 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 74 264 226 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-OS/CD**

percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2020 y el 30 de abril de 2021.

- 12.1 Fijar los Cargos Unitarios de las instalaciones la Ampliación N° 20.1, 20.2, 20.3, 20.4 y 20.5 del Contrato de Concesión de REP cuyos valores son de 0,027, 0,022, 0,043, 0,023 y 0,015 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 18 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 N° 20.1, 20.2, 20.3, 20.4 y 20.5, cuyos valores anuales son de S/ 2 359 904, S/ 1 887 754, S/ 3 730 216, S/ 1 989 324 y S/ 1 304 904, 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 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 (1)	256 130 964	820 755
SPT de Egemsa	250 872	0
SPT de San Gabán	332 679	0
SPT de Antamina	378 676	0
SPT de Eteselva	9 781 432	374 860
SPT de Redesur (2)	54 172 093	71 700
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	145 289 335	0
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	47 112 374	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	3 299 745	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	40 955 112	554 395

(1) Corresponderá adicionar los peajes de las instalaciones de la Ampliación N° 20.1, 20.2, 20.3, 20.4 y 20.5 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12° de la presente Resolución.

(2) Corresponderá adicionar el peaje de las instalaciones de la Adenda 8 del Contrato de Concesión de Redesur.

Cuadro N° 16

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	39 314 635	601 945

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Talara – Piura (2do Circuito)	8 689 738	2 177
Línea Zapallal - Trujillo 500 kV	98 313 694	962 454
Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse	43 207 800	174 039
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	58 487 952	428 624
Línea Pomacocha - Carhuamayo	8 963 855	354 319
Línea Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	153 523 493	4 724 169
Subestación Carapongo (1° Etapa)	23 458 676	316 278
Subestación Carapongo (Monto Complementario)	314 110	0
Refuerzo 1 LT Trujillo – Chiclayo (Banco de Reactores)	3 233 740	0
Línea Carhuamayo - Paragsha 220 kV	6 205 310	0
Línea Paragsha - Conococha 220 kV	8 531 415	162 612
Línea Conococha - Huallanca 220 kV	16 063 876	4 462
Línea Huallanca - Cajamarca 220 kV	29 812 219	171 508
Subestación Cajamarca - SVC	7 021 446	0
Línea Socabaya - Tintaya	24 785 315	293 755
Línea Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	180 278 759	1 147 655
Línea Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cádiz – Moyobamba	62 024 829	20 885
Línea Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	19 200 885	28 458

- 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 2021; (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 2021; (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 14,245 USD/MWh.

Artículo 15°.- Aprobar la transferencia de S/ 1 142 111,41 por saldo negativo de la Compensación por Cargo Prima RER de la empresa Atria Energía S.A.C.⁴ a favor de la empresa Electronoroeste S.A., antes del 15 de junio de 2020, como pago a cuenta de la compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico.

Artículo 16°.- Aprobar la transferencia de S/ 160 447,95 por saldo negativo de la Compensación del Cargo por FISE de la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. a favor de la empresa Electronoroeste S.A., antes del 15 de junio de 2020, como pago a cuenta de la compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico.

Artículo 17°.- Disponer que las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en el Procedimiento “Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica”, aprobado con Resolución N° 002-2020-OS/CD, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente resolución; entendiéndose como Subestaciones de Referencia a las Barras de Referencia de Generación que se consideran en la presente resolución.

Artículo 18°.- 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 19°.- 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 20°.- Disponer que la presente resolución entre en vigencia a partir del 01 de mayo de 2020 hasta el 30 de abril de 2021.

Artículo 21°.- Incorporar los Informes N° ...-2020-GRT, N° ...-2020-GRT y N° ...-2020-GRT; como parte de la presente resolución.

Artículo 22°.- 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-2020.aspx>.

⁴ Con carta ATR-044-2019 de fecha 10/06/2019 se comunicó a Osinergmin que a partir del 01/06/2019 la Empresa Eléctrica Santa Rosa S.A.C. modificó su denominación a Atria Energía S.A.C.

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 la 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 en los párrafos anteriores, 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.

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 LCE y su reglamento, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al periodo Mayo 2020 – Abril 2021, 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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 021-2020-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 que se establecen los Precios en Barra para el periodo mayo 2020 – abril 2021. 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 CUCGE.

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

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

ANEXO 2

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

1. Informe N° [077-2020-GRT](#) “Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo Mayo 2020 - Abril 2021)”.
2. Informe N° [078-2020-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 2020 - Abril 2021)”.
3. Informe N° [079-2020-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
4. Absolución de Observaciones al Oficio N° 659-2019-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Oficio N° 660-2019-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 2020 – Abril 2021”, preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. “Estudio Técnico - Económico de la determinación de Precios en Barras Mayo de 2020 – Abril 2021”, 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
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 2019-2022.
10. Planillas de cálculo diversas, en medio digital.