

Superintendente Adjunto de los Registros Públicos, al licenciado Gastón Roberto Pavletich Macera.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

MANUEL AUGUSTO MONTES BOZA
Superintendente Nacional de los Registros Públicos

1649857-1

ACTIVIDAD EMPRESARIAL DEL ESTADO

FONDO NACIONAL DE FINANCIAMIENTO DE LA ACTIVIDAD EMPRESARIAL DEL ESTADO

Acuerdo adoptado sobre Directores de Empresas en las que FONAFE participa como accionista

ACUERDO DE DIRECTORIO N° 001-2018/005-FONAFE

Se comunica que mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2018/005-FONAFE de fecha 16 de mayo de 2018, se aprobó lo siguiente:

Tomar conocimiento de la renuncia al cargo de Miembro de Directorio presentada por la persona señalada a continuación, dándole las gracias por los servicios prestados durante el ejercicio de sus funciones:

NOMBRE	EMPRESA	CARGO
JORGE LUIS PELAYO HERBOZO PEREZ COSTA	ENAPU	DIRECTOR
ENRIQUE GUILLERMO CASTELLANOS ROBLES	ELECTRO ORIENTE	PRESIDENTE DE DIRECTORIO
RAMON ALBERTO HUAPAYA RAYGADA	ENAPU	DIRECTOR
RAUL ALFONSO HOPKINS LARREA	AGROBANCO	DIRECTOR
FRANCISCO JOSE JOAQUÍN ELÍAS GARCÍA CALDERÓN PORTUGAL	PERUPETRO	PRESIDENTE DE DIRECTORIO
RUDY MEYER LAGUNA INOCENTE	ELECTRO SUR ESTE	DIRECTOR
LILIANA CELINDA MUGUERZA GUADALUPE	SERPOST	DIRECTOR
RAÚL JESÚS CAMARGO PORTA	SERPOST	DIRECTOR
CHRISTIAN ROMULO MARTIN SANCHEZ REYES	EGESUR	DIRECTOR
EDMER TRUJILLO MORI	SEDAPAL	PRESIDENTE DE DIRECTORIO
DANIEL ADOLFO CORDOVA CAYO	SEDAPAL	DIRECTOR
BETTY ARMIDA SOTELO BAZAN	ACTIVOS MINEROS	DIRECTORA
FRANCISCO ATILIO ISMODES MEZZANO	ELECTROSUR	DIRECTOR
ANDRES MONTOYA STAHL	ELECTROPERU	DIRECTOR
ROSSANA CARLA POLASTRI CLARK	BANCO DE LA NACION	DIRECTORA
RODOLFO VICTOR MANUEL WEISS TRELLES	BANCO DE LA NACION	PRESIDENTE DE DIRECTORIO
JORGE JUAN BARRERA CRUZ	BANCO DE LA NACION	DIRECTOR
LUIS FEDERICO VIACAVA BREIDING	BANCO DE LA NACION	DIRECTOR
RICARDO LABO FOSSA	ACTIVOS MINEROS	PRESIDENTE DE DIRECTORIO

Designar como miembro de Directorio a las siguientes personas:

NOMBRE	EMPRESA	CARGO	PROPONE
JORGE LUIS ANGEL BUSTAMANTE DAWSON	SEDAPAL	PRESIDENTE DE DIRECTORIO	MVCS

NOMBRE	EMPRESA	CARGO	PROPONE
GUILLERMO ERNESTO MAISCH MOLINA	SEDAPAL	DIRECTOR	MVCS
PABLO ALEJANDRO ESTENSSORO FUCHS	ELECTRO SUR ESTE	DIRECTOR	MINEM
JORGE EDUARDO BEST MORLA	ELECTROPERÚ	DIRECTOR	MINEM
JOSE MANUEL PANDO PANDO	EGESUR	DIRECTOR	MINEM
KARL GEORG MASLO LUNA	ACTIVOS MINEROS	PRESIDENTE DE DIRECTORIO	MINEM
MONICA PATRICIA MORENO MARTINEZ	EDITORIA PERÚ	DIRECTOR	PCM
RAUL JORGE CARLOS BRICEÑO VALDIVIA	SEMAN	DIRECTOR INDEPENDIENTE	---
PEDRO ALIAGA PINTO	SEMAN	DIRECTOR INDEPENDIENTE	---
CARLOS ALFREDO VIRGILIO NIÑO NEIRA RAMOS	ELECTROSUR	DIRECTOR INDEPENDIENTE	---

MICHEL MACARA-CHVILI HELGUERO
Director Ejecutivo

1649722-1

PODER JUDICIAL

CONSEJO EJECUTIVO DEL PODER JUDICIAL

Autorizan viaje de magistrados de la Corte Superior de Justicia de Lima para participar en evento a realizarse en El Salvador

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA N° 082-2018-P-CE-PJ

Lima, 7 de mayo de 2018

VISTOS:

El Oficio N° 2846-2018-SG-CS-PJ, cursado por el Secretario General de la Corte Suprema de Justicia de la República; y el Oficio N° 606-2018-GG-PJ, de la Gerente General del Poder Judicial.

CONSIDERANDO:

Primero. Que la Jefa de la Oficina de Cooperación Técnica Internacional del Poder Judicial hace de conocimiento de la Presidencia de este Poder del Estado, que la Embajada de Estados Unidos de América ha comunicado que el Poder Judicial peruano, ha resultado ganador de dos becas integrales para jueces del Sistema Especializado en Delitos de Corrupción de Funcionarios, para que participen en el curso sobre "Transición al Sistema Acusatorio", que se realizará del 21 al 25 de mayo del presente año, en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador.

Segundo. Que la citada actividad académica tiene como objetivo enseñar a jueces y fiscales un marco conceptual de referencias del sistema acusatorio en la justicia penal, ofreciendo habilidades principalmente en defensa judicial. El curso comenzará con una descripción general de las funciones respectivas del fiscal y del juez durante la fase de investigación y el proceso de acusación, mediante la disposición, incluida la sentencia; y se centrará en la opción de no juicio cubriendo el acuerdo de reducción de pena, acuerdos de cooperación y negociación.

Tercero. Que resulta de interés institucional participar en actividades donde se van adquirir conocimientos y experiencias de la administración de justicia en otro país, lo que contribuirá a mejorar e innovar el sistema

Que, en atención a la propuesta formulada por el Superintendente de la SUTRAN, resulta conveniente designar al señor Ronald Giuseppe Alexandro Gonzales Finocetti como Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Tránsito de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones de la SUTRAN;

Que, siendo el Consejo Directivo el órgano máximo de la Entidad, le corresponde designar y remover a los funcionarios que ocupan los cargos de confianza de la SUTRAN, así como expedir resoluciones en el ámbito de su competencia, conforme a lo establecido en los incisos d) e i) del artículo 7° del ROF;

De conformidad con la Ley N° 29380 y el Reglamento de Organización y Funciones de la SUTRAN aprobado por Decreto Supremo N° 006-2015-MTC;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aceptar la renuncia presentada por el señor José Antonio Rojas Coronado al encargo de las funciones de Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Tránsito de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones, con efectividad al 31 de mayo de 2018, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Designar, a partir del 01 de junio de 2018, al señor Ronald Giuseppe Alexandro Gonzales Finocetti en el cargo de confianza de Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Tránsito de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones de la SUTRAN, conforme lo expuesto en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 3°.- Comunicar la presente Resolución a la Gerencia de Procedimientos y Sanciones, a la Oficina de Administración y a los interesados para su conocimiento y fines.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial El Peruano y en el Portal Institucional de la SUTRAN (www.sutran.gob.pe).

Regístrese, comuníquese y publíquese.

LORENZO RAMON ORREGO LUNA
Presidente del Consejo Directivo de SUTRAN

OMAR ADOLFO REVOLLEDO CHAVEZ
Miembro del Consejo Directivo de SUTRAN

1654128-3

Designan Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Servicios Complementarios de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones de la SUTRAN

RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO
N° 019-2018-SUTRAN/01.1

Lima, 24 de mayo de 2018

VISTA: La carta de fecha 23 de mayo de 2018, el Informe N° 083-2018- SUTRAN/06.4 de fecha 23 de mayo de 2018 de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones, el proveído de la misma fecha del Superintendente de la SUTRAN; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Ley N° 29380 se crea la Superintendencia de Transporte Terrestre de Personas, Carga y Mercancías – SUTRAN, adscrita al Ministerio de Transportes y Comunicaciones;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 41-2015-SUTRAN/01.1 de fecha 01 de octubre de 2015, se encargó al señor José Antonio Rojas Coronado las funciones de Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Servicios Complementarios de la SUTRAN;

Que, la citada persona ha formulado renuncia al cargo que venía desempeñando en la entidad, por lo que

corresponde dar por concluido su encargo y designar su reemplazo;

Que, en atención a la propuesta formulada por el Superintendente de la SUTRAN, resulta conveniente designar a la señora Rosa Esperanza Porras Araujo como Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Servicios Complementarios de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones de la SUTRAN;

Que, siendo el Consejo Directivo el órgano máximo de la Entidad, le corresponde designar y remover a los funcionarios que ocupan los cargos de confianza de la SUTRAN, así como expedir resoluciones en el ámbito de su competencia, conforme a lo establecido en los incisos d) e i) del artículo 7° del ROF;

De conformidad con la Ley N° 29380 y el Reglamento de Organización y Funciones de la SUTRAN aprobado por Decreto Supremo N° 006-2015-MTC;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aceptar la renuncia presentada por el señor José Antonio Rojas Coronado al encargo de las funciones de Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Servicios Complementarios de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones, con efectividad al 31 de mayo de 2018, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Designar, a partir del 01 de junio de 2018, a la señora Rosa Esperanza Porras Araujo en el cargo de confianza de Subgerente de la Subgerencia de Procedimientos de Servicios Complementarios de la Gerencia de Procedimientos y Sanciones de la SUTRAN, conforme lo expuesto en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 3°.- Comunicar la presente Resolución a la Gerencia de Procedimientos y Sanciones, a la Oficina de Administración y a los interesados para su conocimiento y fines.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial El Peruano y en el Portal Institucional de la SUTRAN (www.sutran.gob.pe).

Regístrese, comuníquese y publíquese.

LORENZO RAMON ORREGO LUNA
Presidente del Consejo Directivo de SUTRAN

OMAR ADOLFO REVOLLEDO CHAVEZ
Miembro del Consejo Directivo de SUTRAN

1654128-4

ORGANISMOS REGULADORES

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA

Aprueban la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 083-2018-OS/CD

Lima, 29 de mayo de 2018

CONSIDERANDO:

Que, el numeral IV del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que la valorización de la inversión correspondiente a las instalaciones de transmisión que no conforman los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) remunerados de forma exclusiva por la demanda, ni se

encuentran comprendidos en un Contrato de Concesión de Sistema Complementario de Transmisión (SCT), será efectuada sobre la base de costos estándares;

Que, para el propósito mencionado, el numeral V) del literal b) del artículo 139 citado, dispone que Osinergmin establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda;

Que, asimismo con la finalidad de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 1 de la Resolución N° 204-2017-OS/CD y proseguir con el procedimiento de fijación tarifaria respecto de las celdas de 500 kV de la subestación San José, de la Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.; es necesario disponer de una base de datos con los costos estándares para la valorización de las nuevas instalaciones en 500 kV que requiere el sistema para los SCT, que deberá implementarse como módulos estándares de inversión en ese nivel de tensión;

Que, en consecuencia, corresponde establecer una Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV, considerando para ello la mejor información técnica y comercial disponible en el mercado;

Que, para tal efecto, mediante Resolución N° 061-2018-OS/CD, publicada el 13 de abril 2018, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV; estableciéndose en dicha resolución un plazo de veinte (20) días calendario para que los interesados remitieran sus opiniones y sugerencias sobre el referido proyecto;

Que, dentro de dicho plazo, se recibieron las opiniones y sugerencias presentadas por las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. y Luz del Sur S.A.A., dichas opiniones y sugerencias han sido analizadas en los Informes N° 245-2018-GRT y N° 246-2018-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo de la presente resolución, correspondiendo la aprobación final de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV;

Que, los referidos informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 13-2018;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV.

Artículo 2°.- Disponer que, a partir de la fecha de aprobación de la presente resolución, toda modificación a la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV se sujetará a lo establecido en la Norma aprobada por Resolución N° 171-2014-OS/CD.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con la carpeta "MOD_INV500_2018" que contiene la Base de Datos a que se refiere el artículo 1°, y los Informes N° 245-2018-GRT y N° 246-2018-GRT que forman parte integrante de la presente resolución, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo

1654539-1

Modifican la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada por Resolución N° 180-2007-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 084-2018-OS/CD

Lima, 29 de mayo de 2018

CONSIDERANDO

Que, el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332, "Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos", señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, precisa que corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, creó el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho Precio a Nivel Generación es calculado, en esencia, como el promedio ponderado de los precios Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones;

Que, el citado artículo 29, dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, dispone que Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determine el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación, y encarga la Administración del Mecanismo a Osinergmin;

Que, en ese sentido, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD, y modificatorias, se aprobó la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados" ("Procedimiento"); cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado con Resolución N° 148-2015-OS/CD (en adelante "TUO"), para de esta forma facilitar su manejo por parte de los interesados;

Que, producto de la experiencia obtenida en los diversos procesos de aprobación de los PNG y de los programas de transferencias, así como de la evolución del sector eléctrico peruano, resulta necesario modificar el Procedimiento, con la finalidad de implementar una nueva metodología de cálculo del PNG y las transferencias del Mecanismo de Compensación, que considere, entre otros los siguientes criterios: i) mitigar el impacto de las proyecciones de compras de energía reportadas por las Distribuidoras (pronósticos) a partir de las cuales se determinan las transferencias programadas; ii) mitigar el impacto de los errores de pronósticos en la determinación del Precio a Nivel Generación; e iii) identificar los beneficios económicos adicionales al precio que perciben los Agentes, para la respectiva supervisión, a fin de tomar las acciones regulatorias correspondientes, en cautela del mecanismo;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas dispondrán la publicación de los

Designan Viceministro de Electricidad

RESOLUCIÓN SUPREMA N° 007-2018-EM

Lima, 15 de mayo de 2018

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 30705, se aprobó la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, donde se determina y regula el ámbito de competencia, las funciones y la estructura básica del Ministerio de Energía y Minas;

Que, el artículo 10 de la referida Ley señala que la estructura básica del Ministerio de Energía y Minas está compuesta, entre otros, por el Viceministro de Electricidad, el Viceministro de Hidrocarburos y el Viceministro de Minas;

Que, el Viceministro de Electricidad por encargo del Ministro, formula, coordina, ejecuta y supervisa la política de desarrollo sostenible en materia de electricidad, de conformidad con la respectiva política nacional;

Que, se encuentra vacante el cargo de Viceministro de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas;

Que, en consecuencia es necesario designar a la persona que desempeñe dicho cargo;

De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; la Ley N° 27594, Ley que regula la participación del Poder Ejecutivo en el nombramiento y designación de funcionarios públicos; la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; y,

Estando a lo acordado;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Designar al señor Raúl Lizardo García Carpio, en el cargo de Viceministro de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, cargo considerado de confianza

Artículo 2.- La presente Resolución Suprema es refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO
Presidente de la República

FRANCISCO ATILIO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

1648442-7

Designan Presidente del Directorio de PERUPETRO S.A.

RESOLUCIÓN SUPREMA N° 008-2018-EM

Lima, 15 de mayo de 2018

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, creó a la empresa PERUPETRO S.A., empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas, organizada como sociedad anónima de acuerdo con la Ley N° 26887, Ley General de Sociedades;

Que, el artículo 12 de la Ley N° 26225, Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO S.A., dispone que el Directorio de PERUPETRO S.A. está integrado por (5) miembros; cuyo Presidente es designado por Resolución Suprema;

Que, mediante Resolución Suprema N° 009-2017-EM, se designó al señor Francisco José Joaquín Elías García Calderón Portugal en el cargo de Presidente del Directorio de PERUPETRO S.A.;

Que, el señor Francisco José Joaquín Elías García Calderón Portugal ha formulado renuncia al cargo de

Presidente del Directorio de PERUPETRO S.A., por lo que resulta necesario aceptar la renuncia y designar a su reemplazo;

De conformidad con la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; y, la Ley N° 26225, Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO S.A.; y,

Estando a lo acordado;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aceptar la renuncia del señor Francisco José Joaquín Elías García Calderón Portugal al cargo de Presidente del Directorio de PERUPETRO S.A., dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2.- Designar al señor Seferino Yesquén León en el cargo de Presidente del Directorio de PERUPETRO S.A.

Artículo 3.- La presente Resolución Suprema es refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO
Presidente de la República

FRANCISCO ATILIO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

1648444-4

MUJER Y POBLACIONES VULNERABLES

Designan a los órganos que realizarán las funciones de la Unidad Ejecutora de Inversiones del Sector Mujer y Poblaciones Vulnerables, así como a sus respectivos Responsables

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 150-2018-MIMP

Lima, 15 de mayo de 2018

Vistos, el Memorando N° 191-2018-MIMP/OGPP de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto y el Informe N° 043-2018-MIMP/OGPP-OIN de la Oficina de Inversiones de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Legislativo N° 1252 se crea el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones con la finalidad de orientar el uso de los recursos públicos destinados a la inversión para la efectiva prestación de servicios y la provisión de la infraestructura necesaria para el desarrollo del país;

Que, de lo expuesto en el Título II del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1252, Decreto Legislativo que crea el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones y deroga la Ley N° 27293, Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2017-EF, se advierte que los Órganos del Sistema de Programación Multianual y Gestión de Inversiones son: la Dirección General de Programación Multianual de Inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas, el Órgano Resolutivo, las Oficinas de Programación Multianual de Inversiones, las Unidades Formuladoras y las Unidades Ejecutoras de Inversiones;

Que, los numerales 6.2 y 6.5 del artículo 6 de la "Directiva para la Programación Multianual que Regula y Articula la Fase de Programación Multianual del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones y la Fase de Programación del Sistema Nacional de Presupuesto", aprobada por Resolución

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 71 de la Constitución Política del Perú establece que, dentro de los cincuenta kilómetros de las fronteras, los extranjeros no pueden adquirir ni poseer, por título alguno, minas, tierras, bosques, aguas, combustibles ni fuentes de energía, directa ni indirectamente, individualmente ni en sociedad, bajo pena de perder, en beneficio del Estado, el derecho así adquirido y que se exceptúa el caso de necesidad pública expresamente declarada por Decreto Supremo aprobado por el Consejo de Ministros conforme a Ley;

Que, SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C., es una empresa peruana que tiene como inversionista a PLEXMAR RESOURCES INC., persona jurídica constituida bajo las leyes de Canadá, con un porcentaje de participación como inversionista extranjero en el capital de la empresa de 99.99 %; y, a DANILO GUEVARA COTRINA, persona natural, con un porcentaje de participación como inversionista peruano en el capital de la empresa de 0.01 %; y, ha solicitado autorización para adquirir derechos mineros ubicados en la zona de la frontera norte del país, en el departamento de Piura;

Que, el numeral V del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley General de Minería, aprobado mediante Decreto Supremo N° 014-92-EM, establece que la industria minera es de utilidad pública y la promoción de inversiones en la actividad minera es de interés nacional;

Que, la solicitud formulada por SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C., se encuentra incluida dentro del supuesto de necesidad pública establecido en el artículo 71 de la Constitución Política del Perú, dado que el interés en establecer la titularidad del derecho minero solicitado trasciende al interés privado, incidiendo de manera importante en el bienestar de la comunidad, toda vez que mediante dicha excepción se trata de lograr el desarrollo de las zonas de frontera, con el consiguiente aumento del nivel de vida en la zona de incidencia de las actividades mineras descritas en el presente Decreto Supremo;

Que, en efecto, la realización de la actividad minera se convierte en necesidad pública en tanto que constituye uno de los pilares de la economía nacional, representando un importante porcentaje del Producto Bruto Interno – PBI Nacional, así como una fuente importante de ingresos por concepto de exportaciones y de recaudación de impuestos;

Que, asimismo, la actividad minera formal genera puestos de trabajo dignos, que tienen como compromiso el respeto de los estándares y condiciones mínimas de seguridad y salud ocupacional;

Que, la solicitud de SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C. cuenta con la opinión favorable del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, emitida mediante Oficio N° 5508 CCFFAA/OAN/UAM de fecha 13 de julio de 2017, del Secretario de la Jefatura del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas; en concordancia con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Defensa, aprobado por Decreto Legislativo N° 1134;

De conformidad con lo establecido por el numeral 3) del artículo 11 de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo - Ley N° 29158; y, en uso de las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

DECRETA:

Artículo 1.- Objeto

Declarar de necesidad pública la inversión privada en actividades mineras, con la finalidad que SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C., empresa minera con inversión extranjera y peruana, adquiera y posea concesiones y derechos sobre minas y recursos complementarios para el mejor desarrollo de sus actividades productivas, dentro de los cincuenta kilómetros de la frontera norte del país, en el lugar donde se ubican los derechos mineros que se detallan en el artículo 2 del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Autorización de adquirir derechos mineros

Autorizar a SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C., empresa minera con inversión extranjera y peruana, a adquirir siete derechos mineros, ubicados en el departamento de Piura, en la zona de frontera norte del país, los cuales se detallan a continuación:

N°	Derecho Minero	Código Único	Extensión (Hectáreas)	Ubicación		
				Distrito	Provincia	Departamento
1.	Rosañor del Norte	010100715	169.1864	Suyo	Ayabaca	Piura
2.	Molinetes 2004-2014	010101215	800.00	Suyo	Ayabaca	Piura
3.	Rosamaría – Ate	010101615	700.00	Suyo	Ayabaca	Piura
4.	Rosaluz de Ate	010101515	600.00	Suyo	Ayabaca	Piura
5.	Cabuyal 2009 – Ate	010101715	300.00	Suyo	Ayabaca	Piura
6.	Cachaquito XXI - A	010101815	800.00	Suyo	Ayabaca	Piura

Artículo 3.- Autorizaciones para actividades mineras

La autoridad minera otorga las autorizaciones para las actividades mineras en los derechos mineros a que se refiere el artículo precedente a favor de SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C. previo cumplimiento de las disposiciones y requisitos legales aplicables y con estricto cumplimiento de las obligaciones internacionales del Perú.

Artículo 4.- Sanción

La posesión directa o indirecta, individual o en sociedad de SOCIEDAD MINERA SAN MIGUELITO S.A.C., sobre los bienes a que se refiere el presente Decreto Supremo, que no cuenten con la correspondiente autorización da lugar a la pérdida del derecho adquirido, en beneficio del Estado, conforme a lo establecido en el artículo 71 de la Constitución Política del Perú.

Asimismo, la transferencia de la posesión o propiedad de los bienes referidos en el presente Decreto Supremo a otros inversionistas extranjeros que no cuenten con la correspondiente autorización dará lugar a la pérdida del derecho adquirido, en beneficio del Estado.

Artículo 5.- Refrendo

El presente Decreto Supremo es refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Defensa.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los treinta días del mes de mayo del año dos mil dieciocho.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO
Presidente de la República

CÉSAR VILLANUEVA ARÉVALO
Presidente del Consejo de Ministros

FRANCISCO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

JOSÉ HUERTA TORRES
Ministro de Defensa

1654825-4

Fijan en 7 horas las Horas de Regulación a que se refiere el literal d) del art. 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para el periodo del 1 de mayo de 2018 al 30 de abril de 2022

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 195-2018-MEM/DM**

Lima, 30 de mayo de 2018

VISTOS: El Informe Técnico N° 020-2018/MEM-DGE-DEPE de la Dirección General de Electricidad; y, el Informe N° 501-2018-MEM/OGJ de la Oficina General de Asesoría Jurídica;

CONSIDERANDO:

Que, el literal d) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone que cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio de Energía y Minas fijará las Horas de Regulación y la Probabilidad de Excedencia Mensual para efectos de la evaluación de la Potencia Firme de las centrales hidroeléctricas;

Que, mediante la Resolución Ministerial N° 274-2014-MEM/DM, se fijaron las Horas de Regulación en 7 horas y la Probabilidad de Excedencia Mensual en 95% para las centrales hidráulicas a que se refiere el literal d) del Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el período de 4 años, comprendido desde el 01 de mayo de 2014 hasta el 30 de abril de 2018;

Que, el numeral 12 del Anexo de Definiciones del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, indica que la Potencia Firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. Asimismo, establece que en el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una Probabilidad de Excedencia de 95%; mientras que en el caso de las centrales termoeléctricas, la Potencia Firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita;

Que, de acuerdo con los Informes de Vistos, debido a que la Probabilidad de Excedencia para efectos de la evaluación de la potencia firme de las centrales hidráulicas, ya se encuentra determinada en el numeral 12 del Anexo de Definiciones del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por la Ley N° 28832, no es necesario que nuevamente se establezca dicha probabilidad mediante una Resolución Ministerial; por lo que solo corresponde fijar las Horas de Regulación;

Que, mediante el Informe Técnico N° 020-2018/MEM-DGE-DEPE, la Dirección General de Electricidad propone fijar en 7 horas las Horas de Regulación para efectos de la evaluación de la potencia firme de las centrales hidráulicas, conforme a lo dispuesto por el literal d) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, para su aplicación en el período de 4 años comprendido desde el 01 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2022;

Que, de acuerdo con la Dirección General de Electricidad, las Horas de Regulación determinadas en 7 horas, corresponden al mejor escenario de garantía de suministro para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

De conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 031-2007-EM; y, la Resolución Ministerial 184-2018-MEM/DM;

SE RESUELVE:

Artículo Único.- Fijar en 7 horas las Horas de Regulación a que se refiere el literal d) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, para el período comprendido del 01 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2022.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

FRANCISCO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

1654482-1

Fijan los valores de Margen de Reserva (MR) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el periodo que se inicia en mayo de 2018 y concluye en abril de 2021

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 196-2018-MEM/DM**

Lima, 30 de mayo de 2018

VISTO: El Informe Técnico N° 021-2018/MEM-DGE-DEPE de la Dirección General de Electricidad; y, el Informe N° 518-2018-MEM/OGJ de la Oficina General de Asesoría Jurídica;

CONSIDERANDO:

Que, el literal e) del artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que el Margen de Reserva para cada Sistema Eléctrico, será fijado por el Ministerio de Energía y Minas cada cuatro años, o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica, y precisa que para tal fin se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica al nivel de alta y muy alta tensión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 197-2017-MEM/DM, publicada el 24 de mayo del 2017, se fijó el Margen de Reserva (MR) del SEIN en 38,9% para el periodo Mayo 2017 - Abril 2018;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 027-2017-OS/CD, se fijó el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para el periodo Mayo 2017 - Abril 2021;

Que, debido a la evolución del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el marco regulatorio del sector requiere mejoras, las que se llevarán a cabo en el mediano plazo; siendo una de ellas la unificación del MR y el MRFO, de acuerdo a lo dispuesto en la Segunda Disposición Complementaria del Reglamento que incentiva el incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970, aprobado por Decreto Supremo N° 038-2013-EM;

Que, de acuerdo con el Informe Técnico N° 021-2018/MEM-DGE-DEPE, es conveniente fijar el MR para el periodo Mayo 2018 - Abril 2021, con la finalidad que la vigencia del MR coincida con la vigencia del MRFO, lo que permitirá que en dicho periodo se defina la factibilidad de unificar el MR y el MRFO;

De conformidad con el literal h) del artículo 9 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM; y la Resolución Ministerial 184-2018-MEM/DM;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Fijar los valores de Margen de Reserva (MR) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el periodo que se inicia en mayo de 2018 y concluye en abril de 2021, conforme a lo siguiente:

**Margen de Reserva del SEIN
Mayo 2018 - Abril 2021**

Periodo	MR del SEIN
Mayo 2018-Abril 2019	38,9%
Mayo 2019- Abril 2020	39,9%
Mayo 2020-Abril 2021	36,7%

Artículo 2.- La presente Resolución Ministerial entra en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

FRANCISCO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

1654480-1

encuentran comprendidos en un Contrato de Concesión de Sistema Complementario de Transmisión (SCT), será efectuada sobre la base de costos estándares;

Que, para el propósito mencionado, el numeral V) del literal b) del artículo 139 citado, dispone que Osinergmin establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda;

Que, asimismo con la finalidad de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 1 de la Resolución N° 204-2017-OS/CD y proseguir con el procedimiento de fijación tarifaria respecto de las celdas de 500 kV de la subestación San José, de la Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.; es necesario disponer de una base de datos con los costos estándares para la valorización de las nuevas instalaciones en 500 kV que requiere el sistema para los SCT, que deberá implementarse como módulos estándares de inversión en ese nivel de tensión;

Que, en consecuencia, corresponde establecer una Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV, considerando para ello la mejor información técnica y comercial disponible en el mercado;

Que, para tal efecto, mediante Resolución N° 061-2018-OS/CD, publicada el 13 de abril 2018, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV; estableciéndose en dicha resolución un plazo de veinte (20) días calendario para que los interesados remitieran sus opiniones y sugerencias sobre el referido proyecto;

Que, dentro de dicho plazo, se recibieron las opiniones y sugerencias presentadas por las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. y Luz del Sur S.A.A., dichas opiniones y sugerencias han sido analizadas en los Informes N° 245-2018-GRT y N° 246-2018-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo de la presente resolución, correspondiendo la aprobación final de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV;

Que, los referidos informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 13-2018;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV.

Artículo 2°.- Disponer que, a partir de la fecha de aprobación de la presente resolución, toda modificación a la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV se sujetará a lo establecido en la Norma aprobada por Resolución N° 171-2014-OS/CD.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con la carpeta "MOD_INV500_2018" que contiene la Base de Datos a que se refiere el artículo 1°, y los Informes N° 245-2018-GRT y N° 246-2018-GRT que forman parte integrante de la presente resolución, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo

1654539-1

Modifican la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada por Resolución N° 180-2007-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 084-2018-OS/CD

Lima, 29 de mayo de 2018

CONSIDERANDO

Que, el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332, "Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos", señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, precisa que corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, creó el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho Precio a Nivel Generación es calculado, en esencia, como el promedio ponderado de los precios Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones;

Que, el citado artículo 29, dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, dispone que Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determine el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación, y encarga la Administración del Mecanismo a Osinergmin;

Que, en ese sentido, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD, y modificatorias, se aprobó la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados" ("Procedimiento"); cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado con Resolución N° 148-2015-OS/CD (en adelante "TUO"), para de esta forma facilitar su manejo por parte de los interesados;

Que, producto de la experiencia obtenida en los diversos procesos de aprobación de los PNG y de los programas de transferencias, así como de la evolución del sector eléctrico peruano, resulta necesario modificar el Procedimiento, con la finalidad de implementar una nueva metodología de cálculo del PNG y las transferencias del Mecanismo de Compensación, que considere, entre otros los siguientes criterios: i) mitigar el impacto de las proyecciones de compras de energía reportadas por las Distribuidoras (pronósticos) a partir de las cuales se determinan las transferencias programadas; ii) mitigar el impacto de los errores de pronósticos en la determinación del Precio a Nivel Generación; e iii) identificar los beneficios económicos adicionales al precio que perciben los Agentes, para la respectiva supervisión, a fin de tomar las acciones regulatorias correspondientes, en cautela del mecanismo;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas dispondrán la publicación de los

proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia en el Diario Oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales. Dichas entidades permitirán que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas, los cuales de conformidad con el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, no tendrán carácter vinculante ni darán lugar a procedimiento administrativo;

Que, en atención a lo señalado, mediante Resolución N° 047-2018-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de modificación al Procedimiento, habiéndose recibido las opiniones y sugerencias dentro del plazo de veinte (20) días calendario de las empresas Electro dunas S.A.A., Luz del Sur S.A.A. y Electro Ucayali S.A., dichas opiniones y sugerencias presentados han sido analizados en los Informes N° 242-2018-GRT y N° 244-2018-GRT, emitidos por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo de la presente resolución, correspondiendo a la aprobación final de la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuario Regulado".

Que, por lo expuesto, resulta procedente disponer la modificación del Procedimiento, y seguidamente, aprobar en la publicación definitiva, un nuevo Texto Único Ordenado, para facilitar el manejo de los interesados del Procedimiento;

Que, los referidos informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 13-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar los numerales 3.5, 3.6, 3.19 e incorporar el numeral 3.25 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, y modificatorias, de acuerdo con el siguiente texto:

"3.5. Factores de Pérdidas Medias: Factores de pérdidas medias de potencia y energía de acuerdo con lo dispuesto en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión."

"3.6. GRT: Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin."

...

"3.19 Saldo Estimado: Es la sumatoria de las diferencias obtenidas de restar el Monto Reportado por la Empresa y el Monto determinado con el Precio a Nivel Generación en el periodo comprendido entre el mes t-2 y el mes t."

...

"3.25 Transferencias Mensuales: Son los montos que se transfieren mensualmente, posterior a la emisión del Comunicado GRT".

Artículo 2°.- Modificar el numeral 4.2 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, y modificatorias, de acuerdo con el siguiente texto:

"4.2 Osinermin publicará en el Diario Oficial El Peruano y su página web los Precios a Nivel Generación aplicables, así como las transferencias por el Saldo Ejecutado Acumulado. Asimismo, publicará en su página web las transferencias mensuales por concepto del Mecanismo de Compensación, a través de un Comunicado de la GRT."

Artículo 3°.- Modificar el artículo 5 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

"5. DETERMINACIÓN DE PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN

5.1 Se utilizarán los factores de pérdidas de potencia y nodales de energía (en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta) aplicables a las Subestaciones Base del SEIN conforme la Resolución de Precios en Barra que sea aplicable a partir del mes t+1. Asimismo, se determinarán los Factores de Pérdidas Medias a cada barra donde se efectúen las facturaciones a la Distribuidora.

5.2 Cada Distribuidor proporcionará la información estimada de la potencia y energía en horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por sus Generadores, precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el mes t+1. Esta información deberá ser remitida a Osinermin, mediante la información indicada en el numeral 5) del Anexo 1 del Procedimiento, a través de la plataforma web del mecanismo de compensación de usuarios regulados, como máximo hasta el día 30 del mes anterior al mes de revisión del PNG. Cabe indicar que son cuatro los meses de revisión del PNG en el año: enero, abril, julio y octubre.

En la misma oportunidad, cada Distribuidor deberá informar a Osinermin, de cualquier concepto económico diferente a los precios por potencia y energía que hayan pactado con los Generadores (Suministradores), los que de manera enunciativa podrán ser: i) descuentos, ii) comisiones, iii) participación en margen comercial; y/o iv) cualquier ventaja económica; directa o indirecta para el Distribuidor y/o un vinculado, que resulte de un convenio o acuerdo con dicho Suministrador, como consecuencia de la suscripción de un contrato de suministro, en el ámbito del mecanismo de compensación.

5.3 Se determinará los precios promedios de potencia, de energía en Horas de Punta y de energía en Horas Fuera de Punta, de contratos resultantes de licitaciones en el marco de la Ley 28832, en la Barra de Referencia, aplicables a partir del mes t+1. Asimismo, para los contratos sin Licitación corresponderá a los Precios en Barra aplicables a partir del mes t+1, en la Barra de Referencia.

5.4 Se determinará el Precio a Nivel Generación en la Barra de Referencia como el promedio ponderado de los precios de potencia, de energía en Horas de Punta y de energía en Horas Fuera de Punta, según corresponda, obtenidos de acuerdo con el numeral 5.3). El elemento de ponderación será la participación porcentual de la potencia y las energías en Horas Punta y en Horas Fuera de Punta facturada de los contratos de licitación y sin licitación de acuerdo al numeral 5.2) reflejadas a la Barra de Referencia utilizando para ello los factores de pérdidas a que se refiere el numeral 5.1).

El Precio a Nivel Generación así obtenido se podrá ajustar considerando la evolución futura esperada de los Precios de los Contratos.

5.5 Se determinará el Cargo Unitario del Saldo por Compensación como el cociente que resulte de dividir el Saldo por Compensación al mes t (determinado según el numeral 6.4) entre la suma de las estimaciones de las compras de energía de los meses t-2, t-1 y t reflejadas a la Barra de Referencia Lima utilizando para ello los factores que se refiere el numeral 5.1).

5.6 Se determinará el valor de cada elemento que compone el Precio a Nivel Generación en cada Subestación Base del SEIN, aplicable al período comprendido desde el mes t+1 hasta el mes t+3, según lo siguiente:

a) La componente de potencia será igual al producto de la componente de potencia del Precio a Nivel Generación en la Barra de Referencia y el factor de pérdidas de potencia correspondiente, determinados en el numeral 5.1).

b) La componente de energía (de Horas de Punta o de Horas Fuera de Punta) será igual a la suma del: i) El Cargo Unitario del Saldo por Compensación y, ii) del producto de multiplicar la componente de energía (de Horas de Punta o de Horas Fuera de Punta) del Precio a Nivel Generación en Barra de Referencia y los factores nodales de energía, determinados en el numeral 5.1)."

Artículo 4°.- Modificar el artículo 6 y los numerales 6.1, 6.3 y 6.4 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

"6. MECANISMO DE COMPENSACIÓN

Las transferencias aplicables por el Mecanismo de Compensación, se elaboran siguiendo las siguientes pautas:"

"6.1 Las transferencias se determinarán con la última información remitida conforme a lo dispuesto en la presente Norma o, en su defecto, con la información que disponga la GRT".

"6.3 Las Transferencias Mensuales al mes t-2, son determinadas cada mes por Osinergrmin y se publican como máximo el segundo día hábil de cada mes siguiente de cálculo. Las Transferencias Mensuales se determinarán según lo siguiente:

a) Las transferencias mensuales determinadas en los meses de revisión trimestral del mecanismo de compensación, considerarán para su cálculo, el resultado del Saldo Ejecutado Acumulado determinado en dicha revisión.

b) Las transferencias mensuales determinadas en los meses comprendidos entre revisiones trimestrales del mecanismo de compensación, considerarán para su cálculo, el resultado del Saldo Ejecutado Acumulado determinado en la revisión trimestral anterior del mecanismo de compensación y las transferencias mensuales efectuadas en fecha posterior a dicha revisión.

c) Para cada distribuidora se determina el saldo de restar el MRE y MPG estimado del mes t-2, conforme se describe en el literal f) del numeral 6.4 siguiente. A dicho saldo se suma el Saldo Ejecutado Acumulado de acuerdo a lo descrito en los literales a) y b) anteriores.

d) La Distribuidora cuyo Saldo Mensual sea positivo se considerará Empresa Receptora. Caso contrario se le considerará Empresa Aportante.

e) Se sumarán los Saldos Mensuales positivos de todas las Empresas Receptoras, determinando un Saldo Total. Luego, se determinará la participación porcentual de las empresas en el referido saldo.

f) La sumatoria de los Saldos Mensuales negativos deberá ser transferido por las Empresas Aportantes a todas las Empresas Receptoras en la misma proporción determinada en el paso anterior, dentro de los primeros quince (15) días calendario del mes de publicación."

"6.4 Se denominará Saldo por Compensación a la sumatoria de los Saldos Ejecutados Acumulados de todas las Distribuidoras al mes t-3 más su correspondiente Saldo Estimado del periodo t-2 a t, obtenidos según lo siguiente:

Saldo Ejecutado Acumulado:

a) Para cada mes, del periodo t-5 a t-3, se tomará la información histórica de valores de potencia y energía facturados en cada mes. A continuación, se determina la facturación que hubieran efectuado los Generadores a cada Distribuidor utilizando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo mencionado.

El resultado de la facturación mensual dará como resultado el MPG del periodo t-5 a t-3.

b) Para cada mes, desde el mes t-5 hasta el mes t-3, se considerará la información histórica de la facturación

que efectuaron los Generadores a cada Distribuidora.

El resultado de la facturación mensual da como resultado el MRE del periodo t-5 a t-3.

c) Se obtendrá para cada Distribuidora la sumatoria de las diferencias obtenidas de restar los montos calculado en b) de los montos indicados en a), desde el mes t-5 hasta el mes t-3, a dicho monto se le denomina "Resultado de la liquidación".

d) Se obtendrá para cada Distribuidora la sumatoria de las Transferencias Efectuadas recibido (valor positivo) y aportado (valor negativo) desde el mes t-5 hasta el mes t-3. Dichas transferencias incluyen, según corresponda, las transferencias programadas aprobadas para el mencionado periodo (desde t-5 a t-3), las Transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados aprobadas en la revisión trimestral inmediata anterior, así como las transferencias mensuales todas ellas aprobadas por Osinergrmin.

e) El Saldo Ejecutado Acumulado al mes t-3 se obtiene de sumar: i) el Resultado de la liquidación del periodo t-5 a t-3; ii) el Saldo Ejecutado Acumulado determinado en la revisión trimestral anterior; y iii) restar el monto obtenido en el literal d) anterior."

Saldo Estimado del periodo t-2 a t:

f) Cada Distribuidor proporcionará la información estimada de la potencia y energía en horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por sus Generadores, precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el periodo t-2 a t. Esta información deberá ser remitida a Osinergrmin, según lo indicado en el numeral 5) del Anexo 1 del Procedimiento, a través de la plataforma web del mecanismo de compensación de usuarios regulados. Osinergrmin verificará dicha información remitida. En caso un distribuidor proporcione información defectuosa, errónea o incompleta, Osinergrmin completará la información faltante con la información disponible, sin perjuicio de las sanciones por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente norma.

El resultado de la facturación mensual estimada proporcionada por cada Distribuidor dará como resultado el MRE estimado del periodo t-2 a t.

El resultado de la facturación mensual considerando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo señalado dará como resultado el MPG estimado del periodo t-2 a t.

La sumatoria de las diferencias obtenidas de restar ambos montos se denominará Saldo Estimado del periodo t-2 a t."

Artículo 5°.- Modificar el artículo 7 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

"7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN

7.1. Los Distribuidores presentarán a Osinergrmin la información que se señala en la descripción de las tablas 1, 3, 4 y 5 respectivamente, según se describen en los Anexos del numeral 8.

7.2. La información de las tablas 1, 3, 4 y 5 serán reportadas a Osinergrmin a más tardar el último día de cada mes, posterior a la fecha que corresponda la información, en medio digital.

7.3. El Distribuidor deberá presentar a Osinergrmin una copia de los contratos de suministro, así como de los acuerdos que suscriban las partes y contengan información a que se refiere el párrafo final del numeral 5.2, a Osinergrmin dentro de los 10 días hábiles de suscritos los contratos. A requerimiento de Osinergrmin, el Generador deberá entregar esta información, en el plazo máximo de 10 días hábiles.

7.4. La Gerencia de Supervisión de Energía de Osinergrmin se encargará de efectuar la revisión posterior de la información presentada por los Distribuidores, en lo referido a la información contenida en el numeral 5.2, cuyos resultados deberá informarlo a la Gerencia de Regulación de Tarifas, para las acciones correspondientes dentro del mecanismo de compensación".

Artículo 6°.- Incorporar los ítems 19), 20) y 21) en el numeral 1 (tabla 1) del Anexo 1 de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre

Usuarios Regulados”, aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

“1. INFORMACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA (Tabla 1: Información de Compra de Energía y Potencia):

(...)

19) Concepto económico pactado, diferente al precio por potencia y por energía (1=S/0=NO).

20) Denominación del concepto económico en beneficio del Distribuidor de forma directa o indirecta: (1=descuentos/2=comisiones/3=participación del margen comercial/4= cualquier otra ventaja económica).

En el concepto 4 se ingresará y designará la ventaja económica que no pueda ser calificada por la empresa dentro de los 3 conceptos anteriores.

21) Monto mensual por el concepto económico. Corresponde al monto de la denominación del concepto económico, expresadas en Soles. (S/).”

Artículo 7°.- Modificar el ítem 5) e incorporar el ítem 9) en el numeral 3 (tabla 3) del Anexo 1 de la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

“3. BALANCE DE TRANSFERENCIAS (Tabla 3)

(...)

5) Tipo de Transferencia. Referido al tipo de Transferencia, sea: S=Saldo Ejecutado Acumulado; P=Programa trimestral de transferencias, M=Transferencia Mensual.

(...)

9) Montos de Rentas de Congestión. Corresponde al valor total de los Montos de Rentas de Congestión de los Contratos Licitados, expresadas en Soles (S/).”

Artículo 8°.- Deróguese el numeral 4.7 y el numeral 2 (tabla 2) del Anexo 1 de la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada con Resolución N° 180-2007-OS/CD.

Artículo 9°.- Aprobar el Texto Único Ordenado de la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD, el cual, deberá ser publicado por la Gerencia de Regulación de Tarifas en la web institucional, e incorporará todas las modificaciones a dicha Norma, como Anexo que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 10°.- La presente resolución será aplicable desde el siguiente cálculo y aprobación trimestral de los Precios a Nivel Generación y el Programa de Transferencias del periodo agosto – octubre de 2018 en adelante, y deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con los Informes N° 242-2018-GRT y N° 244-2018-GRT, en la página Web de Osinermin: <http://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo

1654539-2

Aprueban costos administrativos y operativos del FISE de las Distribuidoras Eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas al mes de marzo de 2018

RESOLUCIÓN DE LA GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 023-2018-OS/GRT

Lima, 30 de mayo de 2018

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 29852 (en adelante la Ley) creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), estableciendo en su Artículo 3° un esquema de compensación social y servicio universal para los sectores más vulnerables de la población, que comprende, entre otros, una compensación para promover el acceso al GLP de dicha población, mediante un descuento en la compra mensual de un balón de GLP de hasta 10 kg;

Que, las distribuidoras eléctricas, de conformidad con los Artículos 7.3 y 7.6 de la Ley, así como el Artículo 16.2 de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, participan en la implementación del mecanismo de descuento; y los costos administrativos y operativos aprobados y establecidos por Osinermin en que incurran dichas Empresas deben ser reconocidos con cargo al FISE y reembolsados por el Administrador;

Que, con Resolución Osinermin N° 187-2014-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 24 de septiembre de 2014, se aprobó la Norma “Procedimiento para el reconocimiento de costos administrativos y operativos del FISE de las distribuidoras eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas” (en adelante la “Norma Costos FISE”), la misma que estableció la fijación de costos estándares unitarios para el reconocimiento de los costos de implementación y operación del FISE;

Que, mediante Resolución Osinermin N° 012-2015-OS/GART, se aprobaron los costos estándares unitarios de cada una de las zonas de atención FISE aplicables, a cada distribuidora eléctrica, por el periodo comprendido entre el 26 de febrero del 2015 y el 15 de mayo del 2017;

Que, mediante Resolución Osinermin N° 026-2017-OS/GRT, se aprobaron los costos estándares unitarios de cada una de las zonas de atención FISE aplicables, a cada distribuidora eléctrica, a partir del 16 de mayo de 2017 hasta el 15 de mayo de 2019, o dentro de ese periodo, hasta que concluya el Encargo Especial asignado a las empresas estatales; según se trate de una empresa concesionaria privada o una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica del Estado, respectivamente;

Que, considerando las fechas en que incurrieron en sus costos, las distribuidoras eléctricas Adinelsa, Chavimochic, Coelvisac, Eilhicha, Electro Dunas, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Tochache, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Emsemsa, Emseusac, Enel Distribución Perú, Hidrandina, Luz del Sur, Seal y Sersa han remitido los Formatos FISE 12-A, 12-B, 12-C y 12-D según lo dispuesto en la Norma Costos FISE;

Que, los formatos remitidos contienen información hasta el mes de marzo de 2018 sobre los costos administrativos y operativos en los que han incurrido para implementar y operar el FISE, motivo por el cual, corresponde a Osinermin la aprobación de dichos costos, luego de la revisión efectuada, a fin de que se proceda a transferir del Fondo los montos aprobados a favor de las distribuidoras eléctricas;

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico N° 0243-2018-GRT y el Informe Legal N° 0247-2017-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM; en el Artículo 3° de la Resolución Osinermin N° 133-2016-OS/CD; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Resolución de Consejo Directivo OsinergminX N° 056-2018-OS/CD
Fija Tarifas en Barra para el período mayo 2018 - abril 2019.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 057-2018-OS/CD
Aprueba la modificación de los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de las empresas Red Eléctrica del Sur S.A. e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., producto de la Liquidación Anual de Ingresos, para el período mayo 2018 - abril 2019.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 058-2018-OS/CD
Determina el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios y Transmisión (SCT), producto de la Liquidación Anual de los Ingresos, para el período mayo 2018 - abril 2019.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 059-2018-OS/CD
Aprueba la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago asignado a la generación por el criterio de Beneficios de los SST y SCT a solicitud de parte.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 060-2018-OS/CD
Publica el proyecto de modificación de la norma "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia".

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 061-2018-OS/CD
Publica el proyecto de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión de 500 kv.

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

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

Lima, 11 de abril de 2018

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin Nº 173-2018-GRT, Nº 174-2018-GRT y Nº 175-2018-GRT, y el Informe Nº DSE-SGE-61-2018 de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los artículos 27 y 52, literales p) y u), de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM y en el artículo 22, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el artículo 43, inciso d), del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE");

Que, mediante la Resolución Nº 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 el "Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente subsanación, entre otras;

Que, el Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, conforme se señala en el Informe Nº 138-2018-GRT, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2017 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 29 de noviembre de 2017;

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

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

Que, de acuerdo a lo establecido por el artículo 107 de la LCE, el artículo 215 de su Reglamento y el artículo 52, literal t), del Reglamento General de Osinergmin, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 136 y 137 del Reglamento de la LCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo Nº 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur", suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual ("RA"), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. La RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada (RAG) que se encuentran en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA) en función de los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (Acta de POC), según las cláusulas adicionales al contrato. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, según los Contratos del Sistema Garantizado de Transmisión y lo previsto en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión" mediante Resolución Nº 200-2010-OS/CD, corresponde, en esta misma oportunidad, efectuar la preliquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT;

Que, de conformidad con el artículo 19 de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución Nº 217-2013-OS/CD, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución Nº 083-2015-OS/CD y sus modificatorias;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley Nº 28832, Osinergmin deberá aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un Mecanismo de Compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, a su vez, mediante Resolución Ministerial Nº 066-2018-MEM/DM, publicada el 26 de febrero de 2018, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019;

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

Que, adicionalmente, se ha considerado separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

Que, por otro lado, conforme a la Resolución N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo artículo 4 señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra, ello al amparo del Decreto Legislativo N° 1041;

Que, en otro extremo, 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 mediante 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 que establezca 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. Se estableció, en el artículo 3 del citado Decreto Supremo que los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro conforme lo disponen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra, según el "Procedimiento Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía", aprobado con Resolución 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, la misma que comprende los Cargos Unitarios por Capacidad de Generación Eléctrica que compensan a los proyectos adjudicados en el Nudo Energético del Sur, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 011-2012-EM, que reglamenta el Anexo II de la Decisión 757 de la Comunidad Andina, se detalla que en situaciones de emergencia o restricciones declaradas por el Ministerio, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, por lo que corresponde liquidar los intercambios de electricidad por emergencia del año 2017 que tuvieron a Electronoroeste S.A. como Agente Autorizado;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, mediante Resolución N° 037-2018-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinermin, del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del Proyecto de Resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 14 de marzo de 2018 en las ciudades de Lima, Chiclayo y Tacna. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los siguientes interesados: Generadora de Energía del Perú S.A., Electro Oriente S.A., Engie Energía Perú S.A., Electro Ucayali S.A., Enel Green Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Subcomité de Generadores del COES, Consorcio Transmantaro S.A. y Red de Energía del Perú S.A.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° 173-2018-GRT, N° 175-2018-GRT y Legal N° 174-2018-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, División de Gas Natural y Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin; así como, el Informe N° DSE-SGE-61-2018 de la División de Supervisión de Electricidad de Osinermin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin 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 Osinermin, 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° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 09-2018.

SE RESUELVE:

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

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA: EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A.1) PRECIOS EN BARRA

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

Cuadro 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	20,00	14,53	13,53
Talara	220	20,00	14,42	13,44
Piura Oeste	220	20,00	14,60	13,62
La Niña	220	20,00	14,58	13,68
Chiclayo Oeste	220	20,00	14,64	13,68
Carhuaquero	220	20,00	14,43	13,46
Carhuaquero	138	20,00	14,44	13,46
Cutervo	138	20,00	14,56	13,51
Jaén	138	20,00	14,67	13,56
Guadalupe	220	20,00	14,60	13,68
Guadalupe	60	20,00	14,63	13,70
La Ramada	220	20,00	14,25	13,29
Cajamarca	220	20,00	14,43	13,42
Trujillo Norte	220	20,00	14,55	13,68
Chimbote 1	220	20,00	14,48	13,65
Chimbote 1	138	20,00	14,48	13,62
Paramonga Nueva	220	20,00	14,25	13,48
Paramonga Nueva	138	20,00	14,23	13,47
Paramonga Existente	138	20,00	14,17	13,43
Huacho	220	20,00	14,31	13,62
Lomera	220	20,00	14,46	13,80
Zapallal	220	20,00	14,53	13,90
Carabayllo	220	20,00	14,48	13,86
Ventanilla	220	20,00	14,57	13,98
La Planicie	220	20,00	14,48	13,87
Lima (1)	220	20,00	14,60	14,04
Cantera	220	20,00	14,48	13,93
Chilca	220	20,00	14,49	13,99
Asia	220	20,00	14,49	13,98
Alto Praderas	220	20,00	14,64	14,14
Independencia	220	20,00	14,43	13,84
Ica	220	20,00	14,47	13,86
Marcona	220	20,00	14,42	13,71
Mantaro	220	20,00	13,79	13,04
Huayucachi	220	20,00	13,96	13,23
Pachachaca	220	20,00	13,67	12,79
Pomacocha	220	20,00	13,53	12,57
Huancavelica	220	20,00	13,97	13,26
Callahuanca	220	20,00	14,19	13,66
Cajamarquilla	220	20,00	14,49	13,94

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

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

Notas:

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV y Carapongo 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (4) La Barra de Referencia de Generación Moquegua 220 kV y Moquegua 138 kV, anteriormente se denominaban Montalvo 220 kV y Montalvo 138 kV.
- (5) La Barra de Referencia de Generación Ilo ELS 138 kV, anteriormente se denominaba Ilo ELP 138 kV.
- (6) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia. Estos precios son referenciales y no tienen aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

Se define:

PEBP = PEMP (1)

PEBF = PEMF (2)

PPB = PPM + PCSPT + PTSGT (3)

Donde:

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

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

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

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

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

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

- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S// kWh.
- PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, expresado en S//kW-mes
- PTSGT : Cargo de Peaje de Transmisión Unitario, expresado en S//kW-mes

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

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

A continuación, se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

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	0,9950	0,9637
Talara	220	1,0000	0,9872	0,9576
Piura Oeste	220	1,0000	1,0000	0,9705
La Niña	220	1,0000	0,9987	0,9745
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0028	0,9744
Carhuaquero	220	1,0000	0,9882	0,9588
Carhuaquero	138	1,0000	0,9889	0,9590
Cutervo	138	1,0000	0,9974	0,9625
Jaén	138	1,0000	1,0049	0,9656
Guadalupe	220	1,0000	0,9998	0,9746
Guadalupe	60	1,0000	1,0015	0,9759
La Ramada	220	1,0000	0,9760	0,9468
Cajamarca	220	1,0000	0,9883	0,9563
Trujillo Norte	220	1,0000	0,9961	0,9745
Chimbote 1	220	1,0000	0,9918	0,9727
Chimbote 1	138	1,0000	0,9918	0,9703
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9759	0,9604
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9745	0,9594
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9704	0,9566
Huacho	220	1,0000	0,9797	0,9699
Lomera	220	1,0000	0,9905	0,9829
Zapallal	220	1,0000	0,9948	0,9903
Carabayllo	220	1,0000	0,9916	0,9870
Ventanilla	220	1,0000	0,9978	0,9962
La Planicie	220	1,0000	0,9914	0,9882
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9915	0,9924
Chilca	220	1,0000	0,9921	0,9969
Asia	220	1,0000	0,9924	0,9957
Alto Praderas	220	1,0000	1,0023	1,0071
Independencia	220	1,0000	0,9881	0,9860
Ica	220	1,0000	0,9909	0,9875
Marcona	220	1,0000	0,9875	0,9769
Mantaro	220	1,0000	0,9446	0,9292
Huayucachi	220	1,0000	0,9559	0,9427
Pachachaca	220	1,0000	0,9361	0,9112
Pomacocha	220	1,0000	0,9263	0,8957
Huancavelica	220	1,0000	0,9567	0,9448

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

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Cerro Verde	138	1,0000	1,0179	0,9990
Repartición	138	1,0000	1,0231	1,0004
Mollendo	138	1,0000	1,0289	1,0046
Moquegua	220	1,0000	1,0092	0,9922
Moquegua	138	1,0000	1,0098	0,9930
Ilo ELS	138	1,0000	1,0169	0,9977
Botiflaca	138	1,0000	1,0145	0,9978
Toquepala	138	1,0000	1,0154	1,0001
Aricota	138	1,0000	1,0077	0,9965
Aricota	66	1,0000	1,0028	0,9946
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0177	0,9975
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0271	1,0023

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

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

Cuadro Nº 3

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

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

Notas:

- (1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación Nº 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12º de la presente Resolución.
- (2) Los cargos de C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicarán a partir de sus correspondientes reinicios de operación comercial.
- (3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 13 entre las empresas de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Enel Generación Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A.A., SDF Energía S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,7%, 3,3%, 18,9%, 23,5%, 29,0%, 1,5%, 14,1%, 7,6% y 1,4%, respectivamente.
- (4) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 14 para la empresa Electro Oriente S.A. en proporción al 71%, Electro Sur Este S.A. en 1%, Electrocentro S.A. en 20% e Hidrandina S.A. en 8%.

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

Cuadro Nº 4

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

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S//kW-mes
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,104
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,288
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,089
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	0,752
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	1,823
16	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	0,038
17	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (1)	0,685
18	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa) (1)	0,279
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV (1)	0,244

Nota:

- (1) Los cargos PTS GT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 17º de la presente Resolución.

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

El valor del PCSPT y de PTS GT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro Nº 1, es igual a cero.

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

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

A) Precios en Barra de la Energía

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

Se define:

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

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

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 Nº061-2017-OS/CD, sus modificatorias y complementarias.

B) Precios en Barra de Potencia de Punta

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

Se define:

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

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 Nº 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

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

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

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

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

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

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

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

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

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

Cuadro Nº 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7862	0,2138

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro Nº 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro Nº 13 se utilizará la siguiente fórmula:

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

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_{ef} = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro Nº 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1_{ef} = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, actualizado, en S//kW-mes.

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

FTC : Factor por variación del Tipo de Cambio.

TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC0 : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,229 por US Dólar.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM0 = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 224,64213.

FAPEM = Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

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

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro Nº 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$PEMP1 = PEMPO * FAPEM \quad (6)$$

$$PEMF1 = PEMFO * FAPEM \quad (7)$$

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 2018. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Cuadro N° 6

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

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

Cuadro N° 7

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

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

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

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \quad (11)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \quad (12)$$

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

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

Cuadro N° 8

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1070	0,0021	0,0021	0,8867	---	0,0021
SISTEMAS AISLADOS¹						
Adinelsa	0,0000	0,0236	0,0000	0,0000	0,9764	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000

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

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
Electro Oriente	0,0000	0,0952	0,5306	0,0000	0,3742	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,0556	0,0000	0,0000	0,9444	0,0000
Enel Distribución	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,0000	0,8047	0,0000	0,0000	0,1953	0,0000

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMF0 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMP1 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF1 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro 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.
- PMsea = Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:
- $$PMsea = (PPM1ef * 100 / (720 * fc) + PEMP1ef * 0,3 + PEMF1ef * 0,7) \quad (15)$$
- fc = Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según lo siguiente:

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6093
Electro Ucayali	0,4500
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual 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 0,68 S//Gln.
Planta Iquitos: igual a 0,00 S//Gln
- ISC_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:
• Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,10 S//Gln.
• Para Sistema Aislados: Planta Callao igual a 1,40 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln
- PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro 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 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 PD2o (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	6,89	4,65	110,18
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	6,43	4,99	---
Electro Ucayali	Callao	5,96	---	---
Seal	Callao	5,96	---	---

Nota:

- (1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 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".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 9,1884 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TCo.

Los factores FTC y FPM son los definidos en los 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:

$$\text{PCSPT1} = \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} \quad (16)$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{l} * \text{FTC} + \text{m} * \text{FPM} + \text{n} * \text{FPal} + \text{o} * \text{FPcu} + \text{p} \quad (17)$$

$$\text{FPal} = \text{Pal/Palo} \quad (18)$$

$$\text{FPcu} = \text{Pcu/Pcuo} \quad (19)$$

Cuadro N° 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5600	0,4337	0,0000	0,0063	---
SPT de Eteselva	0,5488	0,3650	0,0769	0,0093	---
SPT de Antamina	0,4096	0,5754	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4377	0,5610	0,0000	0,0013	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCSE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCUGE	---	---	---	---	1,0000

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

Para el caso del Cargo por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones 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: $p = \text{FAPP} * \text{DP} / 802,724$ donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

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

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

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

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 3°.- Fijese 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:

Cuadro N° 12

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

Fijese el Monto Especifico Residual, que asciende a la suma de 77 011 485 Soles, el cual será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones bruscas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN², así como para compensar los costos derivados del cumplimiento de los contratos del proyecto "Suministro de Energía para Iquitos", firmado por el Estado con GENRENT del Perú S.A.C.

² Osinergmin, en la oportunidad en que determina el Programa mensual de Transferencias por aplicación del MCSA, realizará los cálculos de los montos a ser compensados a cada empresa receptora, los cuales se deducirán del Monto 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.

Artículo 4º.- Fíjese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30º de la Ley 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° 13

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

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

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el artículo 29 de la Ley 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 6º.- Las empresas generadoras eléctricas están obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a Osinergmin, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Cuando en el transcurso de un mes se presente dos o más valores de PPM, PCSPT ó 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 7º.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2º de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

Artículo 8º.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 14

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

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

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

Artículo 9º.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Oriente y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Chavimochic, definidos en el Cuadro 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 al siguiente procedimiento:

FLT = PMSA / PMBEMT (1)

Donde:

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

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

Artículo 10º.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el artículo 107 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

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

Artículo 11º.- Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 240,883 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12º.- Fíjese en USD 78 236 157 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 74 112 135 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019.

Además, fíjese los Cargos Unitarios de las instalaciones la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP cuyos valores son de 0,007, 0,018, 0,012 y 0,003 S//kW-mes respectivamente, los cuales se incorporarán al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión cuando REP acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones comprendidas en dichas ampliaciones. La activación de los Cargos Unitarios se rige por lo señalado en el Artículo 17º de la presente Resolución. Cabe señalar que la fórmula de actualización aplicable a estos cargos es la misma que aplica al Cargo Unitario del SPT de REP.

Asimismo, se fija el Peaje de las instalaciones de la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4, cuyos valores anuales son de S/ 555 640, S/ 1 399 961, S/ 913 916 y S/ 238 123, respectivamente. Los valores que el concesionario deberá recuperar desde la fecha de puesta en operación comercial se determinan según lo señalado en los dos párrafos siguientes a continuación del Cuadro N° 16 de la presente Resolución. Es del caso señalar que cualquier monto dejado de percibir por REP, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual siguiente.

Artículo 13º.- Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario para el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de los Sistemas que se indican, en:

Cuadro N° 15

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP (1)	241 886 953	765 556
SPT de Egemsa	189 122	0
SPT de San Gabán	298 738	0
SPT de Antamina	365 457	0
SPT de Eteselva	6 189 293	3 508 827
SPT de Redesur	49 500 620	47 043
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	132 721 720	201 132
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	42 938 413	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	2 842 552	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	34 321 566	5 031 339

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

Cuadro N° 16

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	35 799 455	702 260
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	5 659 321	14 825
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	5 025 659	2 925 758
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 421 401	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	14 085 922	607 772
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	26 019 797	1 398 730
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 874 698	47 146
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	90 456 969	22 285

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	8 162 046	330 556
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 644 166	192 019
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	164 409 464	943 442
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	53 694 516	2 475
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	39 395 067	141 039
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	59 153 434	101 982
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo y Subestaciones Asociados	143 475 682	3 060 974
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	2 957 060	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	53 875 864	0
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	21 984 262	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	19 211 795	0

Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer período de fijación anual serán calculados como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril de 2019; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Asimismo, a fin de establecer la valorización de las transferencias de generadores a concesionarios de transmisión, en lo concerniente al Peaje de Transmisión, el COES determinará la remuneración que los concesionarios deberán recuperar por el primer período de fijación anual como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos desde el día de entrada en vigencia del pliego tarifario que incorpora el peaje unitario correspondiente a la instalación que entra en operación comercial y el 30 de abril de 2019; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión como consecuencia de la precisión contenida en el párrafo precedente, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas: "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT"; aprobada por Resolución 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.

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

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

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

Cuadro N° 17
Transferencias de Empresas Aportantes a Empresas Receptoras (Soles)

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

Artículo 16°.- 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 17°.- 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.

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

Artículo 18º.- En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje de transmisión secundaria y/o complementaria y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución N° 061-2017-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

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

Artículo 20º.- Incorpórese los Informes N° 173-2018-GRT, N° 174-2018-GRT, N° 175-2018-GRT y N° DSE-SGE-61-2018; como parte de la presente resolución.

Artículo 21º.- La presente resolución y su exposición de motivos, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberán ser consignados, junto con los informes, en la página Web de Osinergrmin: <http://www.osinergrmin.gob.pe>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGRMIN

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 Osinergrmin 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 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, Osinergrmin contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución 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 2018 – Abril 2019, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

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

Conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución 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.

Asimismo, 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", la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, 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 4º 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 que establezca los Precios en Barra, cuyo "Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos", fue aprobado con Resolución 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, Osinergrmin 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 Osinergrmin, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el periodo mayo 2018 – abril 2019. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, siendo los principales los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el artículo 52, literal t), del Reglamento General de Osinergrmin.

- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado.
- f) El Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS).
- h) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.
- i) El Cargo Unitario por Compensación FISE.
- j) El Cargo Unitario por Compensación CCSE.
- k) El Cargo Unitario por Compensación CCUGE.

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

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 057-2018-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

SE RESUELVE:

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

Cuadro 1.- Peaje del SST de ISA PERÚ y REDESUR

Titular de Transmisión	Subestaciones Base	Tensión kV	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones del SST	Peaje Ctm. S//kWh
REDESUR	Tacna (Los Héroes)	66	Tacna, Tomasiri, Yarada y Tarata	SST Tacna (Los Héroes) - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA [2]	0,5071
ISA-PERÚ	Pucallpa	60	Pucallpa, Campo Verde	SST Aguaytía-Pucallpa, S.E. Aguaytía 220/138/22,9 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8 MVAR [2]	1,3770

Artículo 2º.- Modificar a partir del 01 de mayo de 2018 la compensación por transformación de la subestación Puno de REDESUR, cuyo valor se consignó en el cuadro 10.3 del Anexo 10 de la Resolución N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro 2.- Compensación de la SET Puno de REDESUR

Titular de Transmisión	Concepto	Compensación Mensual (Soles/Mes)	Responsables de Pago	Asignación
REDESUR	Transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV	144 780	Generadores Relevantes	Según método fuerza-distancia establecido en la Resolución N° 383-2008-OS/CD

Artículo 3º.- La presente resolución y su exposición de motivos que la integra, deberán ser publicadas en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con el Informe 172-2018-GRT y el Informe N° 176-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 335-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" (en adelante "PROCEDIMIENTO BOOT"), cuyo artículo 3 establece que la liquidación de los ingresos, se debe efectuar con una frecuencia anual.

El Procedimiento tiene como objetivo que, conforme al marco legal aplicable, Osinergmin vele por el cumplimiento de los términos contractuales y condiciones de los Contratos, de conformidad con el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. La liquidación busca que lo recaudado corresponda con lo autorizado, y de existir diferencias, saldarlas en el año siguiente.

Osinergmin ha realizado las acciones correspondientes para verificar los ingresos percibidos por las empresas concesionarias de transmisión Red Eléctrica del Sur S.A. e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. a fin de establecer la modificación a los Peajes y Compensaciones que corresponden a los Sistemas Secundarios de Transmisión de dichas empresas, los mismos que se encuentran previstos en la Resolución N° 061-2017-OS/CD y modificatorias, como consecuencia de las Liquidaciones anuales efectuadas en virtud del PROCEDIMIENTO BOOT.

La resolución, que se presenta para su publicación, modifica los Peajes y Compensaciones para el periodo mayo 2018 – abril 2019, a partir de los resultados de la Liquidación anual realizada en cumplimiento del PROCEDIMIENTO BOOT, la cual tuvo como finalidad, corregir las variaciones presentadas en las remuneraciones efectivamente percibidas por las referidas empresas concesionarias.

La resolución, materia de la presente exposición de motivos, cumple con el objetivo indicado.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA Osinergmin N° 058-2018-OS/CD

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO

Que, mediante Resolución N° 061-2017-OS/CD sus modificatorias y complementarias, se fijaron las Tarifas y Compensaciones correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el periodo mayo 2017 – abril 2021, respecto de la cual, corresponde efectuar el proceso de liquidación anual de ingresos del último año.;

Que, asimismo, con Resolución N° 261-2012-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2012, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT" (en adelante "PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT");

Que, mediante Resolución N° 004-2015-OS/CD, publicada el 20 de enero de 2015, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Contratos de Concesión del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT");

Que, en base a lo dispuesto por las referidas normas se ha realizado la Preliquidación de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y/o los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) asignados a la demanda, habiéndose analizado la información presentada según lo dispuesto en el inciso a) del numeral 6.4.2 del Artículo 6° del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT e inciso a) del numeral 6.3.2 del Artículo 6° del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT;

Que, como consecuencia de la aplicación del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT y el PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT, corresponde determinar los valores de los peajes recalculados de transmisión del SST - SCT que modificarán los establecidos en los Anexos 6 y 7 de la Resolución N° 061-2017-OS/CD y su modificatoria, así como el Saldo de Liquidación a partir del cual se ha determinado el Cargo Unitario de Liquidación;

Que, de conformidad con el artículo 4 de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, y lo dispuesto en el inciso b) del numeral 6.4.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT y el inciso b) del numeral 6.3.2 del artículo 6 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT, con fecha 09 de marzo de 2018 se publicó en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinermin, mediante la Resolución N° 039-2018-OS/CD, la Preliquidación de Ingresos de los peajes de los SST y SCT;

Que, asimismo esta Resolución estableció que se lleve a cabo la Audiencia Pública Descentralizada para sustentación y exposición por parte de Osinermin, que se realizó el 14 de marzo de 2018, y otorgó un plazo de diez (10) días hábiles, para que los interesados remitieran por escrito sus sugerencias y observaciones respecto de los cálculos publicados, a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin;

Que, dentro del plazo establecido, se recibieron sugerencias y observaciones de las empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Statkraft Perú S.A., Eléctrica Santa Rosa S.A.C., Consorcio Energético de Huancavelica S.A., Luz del Sur S.A.A., Electricidad del Perú S.A., Electro Dunas S.A.A., Isa Perú S.A., Consorcio Transmataro S.A. y Red de Energía del Perú S.A., cuyo análisis se incluye en los Informes N° 184-2018-GRT y N° 183-2018-GRT;

Que, asimismo se ha procedido a analizar, revisar y validar la información remitida por las empresas dentro del plazo, a la que se hace referencia en el inciso d) del numeral 6.4.2 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN SST - SCT, e inciso d) del numeral 6.3.2 del PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN CONTRATOS SCT; y, en base a lo dispuesto por dicho procedimiento se ha realizado el cálculo de la liquidación de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los SST y SCT;

Que, para efectos de realizar la Preliquidación y la posterior Liquidación se ha tenido en cuenta lo dispuesto en el literal f) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; así como lo dispuesto en los incisos a) y c) del artículo 6 y los artículos 7 y 9 del Reglamento de Usuarios Libres, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM;

Que, se han expedido los Informes N° 184-2018-GRT y N° 183-2018-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinermin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, 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 del Osinermin, 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 lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; en lo dispuesto en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; y en el Reglamento de Usuarios Libres, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 09-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Modificar, a partir del 01 de mayo de 2018, los Peajes por Área de Demanda, correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión asignados a la demanda, cuyos valores se consignan en el cuadro 6.1 del Anexo 6 de la Resolución N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro N° 1.- Peajes Recalculados

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
1	ADINELSA	0,0000	0,0228	0,0540
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,2034	0,6333
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0035	0,0070
	REP	0,0205	0,1556	0,1556
	TOTAL ÁREA	0,0205	0,3853	0,8499

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
2	ADINELSA	0,0000	0,0303	0,0822
	ELECTRO ORIENTE	0,0529	0,1131	0,1703
	ELECTRONORTE	0,0740	0,3989	0,8343
	PEOT	0,0000	0,1372	0,2100
	REP	0,0000	0,1566	0,1566
	TOTAL ÁREA	0,1269	0,8361	1,4534
3	CHAVIMOCHIC	0,0000	0,0028	0,0054
	CONENHUA	0,0096	0,0192	0,0192
	CTAN	0,0123	0,0123	0,0123
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0037
	ETENORTE	0,0065	0,0253	0,0327
	HIDRANDINA	0,1027	0,5523	0,9741
	REP	0,0028	0,1750	0,1767
TOTAL ÁREA	0,1339	0,7869	1,2241	
4	ELECTRO ORIENTE	1,0998	1,6246	2,1329
	TOTAL ÁREA	1,0998	1,6246	2,1329
5	ADINELSA	0,0088	0,0411	0,0705
	CONENHUA	0,0000	0,0179	0,0405
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,7458	1,3665
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	REP	0,0004	0,0701	0,0757
	STATKRAFT	0,0234	0,6816	0,9117
	TRANSMANTARO	0,1303	0,1303	0,1303
	UNACEM	0,0046	0,0099	0,0099
TOTAL ÁREA	0,1753	1,7030	2,6114	
6	ADINELSA	0,0000	0,0006	0,0010
	CONENHUA	0,0114	0,0208	0,0217
	ENEL DISTRIBUCION	0,2698	1,2826	1,8141
	HIDRANDINA	0,0000	0,0019	0,0024
	REP	0,0002	0,0424	0,0424
	REP_AdicRAG	0,0004	0,0057	0,0057
	STATKRAFT	0,0033	0,0033	0,0087
TOTAL ÁREA	0,2851	1,3573	1,8960	
7	LUZ DEL SUR	0,3660	1,5231	2,0326
	REP	0,0143	0,0233	0,0233
	TRANSMANTARO	0,1275	0,1275	0,1275
	TOTAL ÁREA	0,5078	1,6739	2,1834
8	ADINELSA	0,0000	0,0015	0,0020
	COELVISAC	0,0000	0,0345	0,0804
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,3826	0,8239
	REP	0,0406	0,4601	0,4601
	REP_AdicRAG	0,2348	0,3459	0,3459
	SEAL	0,0000	0,0040	0,0171
	TRANSMANTARO	0,1735	0,1735	0,1735
TOTAL ÁREA	0,4489	1,4021	1,9029	
9	CONENHUA	0,0147	0,0237	0,0237
	EGASA	0,0114	0,0483	0,0483
	ELECTROSUR	0,0000	0,0041	0,0051
	REP	0,0024	0,0137	0,0137
	SEAL	0,0734	0,5532	1,1163
TOTAL ÁREA	0,1019	0,6430	1,2071	

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
10	EGEMSA	0,0000	0,0684	0,2617
	ELECTRO SUR ESTE	0,2741	1,0516	1,5224
	REP	0,0349	0,2297	0,2570
	TOTAL ÁREA	0,3090	1,3497	2,0411
11	ELECTRO PUNO	0,0000	0,6930	0,9779
	REP	0,0454	0,5592	0,8457
	TOTAL ÁREA	0,0454	1,2522	1,8236
12	ELECTROSUR	0,0000	0,0541	0,8989
	ENGIE	0,3775	0,3775	0,3775
	TOTAL ÁREA	0,3775	0,4316	1,2764
13	EGESUR	0,0000	0,0056	0,0056
	ELECTROSUR	0,0000	0,5075	1,1214
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,5131	1,1270
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,3136	0,6659
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,3136	0,6659
15	ISA	0,0311	0,0311	0,0311
	REP	0,0793	0,0806	0,0806
	TOTAL ÁREA	0,1104	0,1117	0,1117

- (1) Los montos que STATKRAFT deberá transferir por las instalaciones cedidas a Shaqsha, se calcularán como un porcentaje de lo recaudado por STATKRAFT en proporción al CMA de los elementos transferidos a Shaqsha.

Artículo 2º.- Modificar a partir del 01 de mayo de 2018 los Peajes consignados en el cuadro 7.1, 7.2 y 7.3 del Anexo 7 de la Resolución N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro N° 2.- Peajes de los SST de Conelsur, Conenhua y Aymaraes

Titular de Transmisión	Subestación Base	Sistemas Eléctricos a los que aplica el cargo	Instalaciones secundarias	Tensión kV	Peaje Ctm.S./kWh
CONELSUR	Cajamarquilla	Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario exclusivo)	SST Celda de Transformación 220 kV – S.E. Cajamarquilla	MAT	0,0288
CONENHUA	Trujillo Norte	Clientes Libres Yanacocha, Gold Mill y Gold Fields	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	MAT	0,6650
	Cajamarca Norte	Yanacocha	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	MAT/AT	0,1157
		Yanacocha	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuella	AT	0,1049
AYMARAES	Callalli	Cliente Libre (Usuario exclusivo)	LT 60 kV Majes - Caylloma LT 60 kV Caylloma - Ares LT 33 kV Ares - Arcata	AT	0,7179
				MT	0,7179

Artículo 3º.- Los peajes consignados en los artículos 1º y 2º de la presente resolución, estarán vigentes desde el 01 de mayo de 2018 y se aplicarán afectados por el factor de actualización que se encuentre vigente en la oportunidad de su aplicación.

Artículo 4º.- Fijar el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y/o Sistemas Complementarios de Transmisión, asignados a la demanda, a ser añadido, a partir del 01 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2019, a los Peajes a que se refiere el Artículo 1º de la presente resolución.

Cuadro N° 3.- Cargo Unitario de Liquidación

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
1	ADINELSA	0,0000	0,0061	0,0061
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,0666	0,0666
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0009	0,0009
	REP	0,0075	0,0566	0,0566
	TOTAL ÁREA	0,0075	0,1302	0,1302

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
2	ADINELSA	0,0000	-0,0152	-0,0152
	ELECTRO ORIENTE	0,0318	0,0680	0,0680
	ELECTRONORTE	0,0104	0,0561	0,0561
	PEOT	0,0000	0,0144	0,0144
	REP	0,0000	0,0161	0,0161
	TOTAL ÁREA	0,0422	0,1394	0,1394
3	CHAVIMOCHIC	0,0000	0,0003	0,0003
	CONENHUA	0,0015	0,0028	0,0028
	CTAN	0,0013	0,0013	0,0013
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0000
	ETENORTE	0,0004	0,0017	0,0017
	HIDRANDINA	0,0198	0,1078	0,1078
	REP	0,0003	0,0177	0,0177
TOTAL ÁREA	0,0233	0,1316	0,1316	
4	ELECTRO ORIENTE	0,0892	0,1318	0,1318
	TOTAL ÁREA	0,0892	0,1318	0,1318
5	ADINELSA	0,0013	0,0063	0,0063
	CONENHUA	0,0000	0,0065	0,0065
	ELECTROCENTRO	0,0004	0,1891	0,1891
	ELECTROPERÚ	-0,0003	-0,0003	-0,0003
	REP	0,0021	0,0306	0,0306
	STATKRAFT	0,0050	0,1575	0,1575
	TRANSMANTARO	0,0000	0,0000	0,0000
	UNACEM	0,0003	0,0007	0,0007
TOTAL ÁREA	0,0088	0,3904	0,3904	
6	ADINELSA	0,0000	0,0000	0,0000
	CONENHUA	0,0049	0,0090	0,0090
	ENEL DISTRIBUCION	0,0659	0,3133	0,3133
	HIDRANDINA	0,0000	0,0000	0,0000
	REP	0,0000	0,0019	0,0019
	REP_AdicRAG	0,0001	0,0011	0,0011
	STATKRAFT	0,0002	0,0002	0,0002
TOTAL ÁREA	0,0711	0,3255	0,3255	
7	LUZ DEL SUR	0,0600	0,2501	0,2501
	REP	-0,0007	-0,0011	-0,0011
	TRANSMANTARO	0,0000	0,0000	0,0000
	TOTAL ÁREA	0,0593	0,2490	0,2490
8	ADINELSA	0,0000	0,0000	0,0000
	COELVISAC	0,0000	-0,0005	-0,0005
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,0184	0,0184
	REP	0,0006	0,0070	0,0070
	REP_AdicRAG	-0,0089	-0,0132	-0,0132
	SEAL	0,0000	-0,0001	-0,0001
	TRANSMANTARO	0,0000	0,0000	0,0000
TOTAL ÁREA	-0,0083	0,0116	0,0116	
9	CONENHUA	-0,0064	-0,0102	-0,0102
	EGASA	-0,0032	-0,0131	-0,0131
	ELECTROSUR	0,0000	0,0001	0,0001
	REP	-0,0003	-0,0019	-0,0019
	SEAL	0,0072	0,0523	0,0523
	TOTAL ÁREA	-0,0027	0,0272	0,0272

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kWh	Acumulado en AT Ctm. S./kWh	Acumulado en MT Ctm. S./kWh
10	EGEMSA	0,0000	0,0090	0,0090
	ELECTRO SUR ESTE	-0,0604	-0,2483	-0,2483
	REP	-0,0099	-0,0705	-0,0705
	TOTAL ÁREA	-0,0703	-0,3098	-0,3098
11	ELECTRO PUNO	0,0000	0,0985	0,0985
	REP	0,0126	0,1573	0,1573
	TOTAL ÁREA	0,0126	0,2558	0,2558
12	ELECTROSUR	0,0000	0,0057	0,0057
	ENGIE	-0,0101	-0,0101	-0,0101
	TOTAL ÁREA	-0,0101	-0,0044	-0,0044
13	EGESUR	0,0000	0,0004	0,0004
	ELECTROSUR	0,0000	0,1528	0,1528
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,1532	0,1532
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,1022	0,1022
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,1022	0,1022
15	ISA	0,0000	0,0000	0,0000
	REP	0,0069	0,0070	0,0070
	TOTAL ÁREA	0,0069	0,0070	0,0070

Artículo 5º.- Fijar el Cargo Unitario de Liquidación del Sistema Secundario de Transmisión de Conelsur LT SAC ("CONELSUR"), Consorcio Energético Huancavelica S.A. ("CONENHUA") y Empresa de Transmisión Eléctrica Aymaraes S.A.C. ("AYMARAES"), el que deberá sumarse, a partir del 01 de mayo 2018 hasta el 30 de abril de 2019, a los Peajes a que se refiere el Artículo 2º de la presente resolución.

Cuadro Nº 4.- Cargo Unitario de Liquidación del SST de Conelsur, Conenhua y Aymaraes

Titular de Transmisión	Subestación Base	Sistemas Eléctricos a los que aplica el cargo	Instalaciones secundarias	Tensión kV	Cargo Ctm.S./kWh
CONELSUR	Cajamarquilla	Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario exclusivo)	SST Celda de Transformación 220 kV – S.E. Cajamarquilla	MAT	-0,0041
CONENHUA	Trujillo Norte	Clientes Libres Yanacocho, Gold Mill y Gold Fields	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	MAT	-0,0660
	Cajamarca Norte	Yanacocho	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	MAT/AT	-0,0115
		Yanacocho	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuela	AT	-0,0104
AYMARAES	Callalli	Cliente Libre (Usuario exclusivo)	LT 60 kV Majes - Caylloma	AT	-0,1394
			LT 60 kV Caylloma - Ares LT 33 kV Ares - Arcata	MT	-0,1394

Artículo 6º.- La presente resolución deberá ser publicada junto a su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con los Informes Nº 184-2018-GRT y Nº 183-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La presente resolución aprueba la Liquidación de Ingresos por los Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión que se realiza anualmente de acuerdo a los criterios establecidos en el literal f) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones, aprobado con Decreto Supremo Nº 009-93-EM y sus modificatorias, en la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT", aprobada por Resolución Nº 261-2012-OS/CD, y en la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los Contratos de Concesión del Sistema Complementario de Transmisión, aprobada mediante Resolución Nº 004-2015-OS/CD.

Osinergmin ha realizado las acciones correspondientes para verificar si los ingresos percibidos por las empresas concesionarias de transmisión difieren a lo determinado por el Osinergmin en las regulaciones de las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, aprobadas por la Resolución Nº 061-2017-OS/CD, conforme se explican en los informes de sustento.

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 059-2018-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución N° 061-2017-OS/CD ("Resolución 061"), modificada mediante la Resolución N° 129-2017-OS/CD ("Resolución 129"), se fijaron las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el periodo mayo 2017 – abril 2021; y, además de otros aspectos, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT asignados total o parcialmente a la generación, conforme lo establece la norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT", aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD;

Que, resulta necesario precisar que para el proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT correspondiente al periodo mayo 2017 – abril 2021, se utilizó la información alcanzada hasta el 31 de marzo de 2017, respecto a los caudales, combustibles, altas y bajas de instalaciones, y proyectos de instalaciones de transmisión y generación para el horizonte de estudio; por lo tanto, la Resolución 061, fue emitida sobre la base de la información disponible, y no incurrió en ningún aspecto que requiera la corrección, conforme ha sido planteada por Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C. ("HSC") en su informe de sustento. En ese sentido, en el procedimiento en curso, corresponde realizar la revisión de la asignación, sobre la base de lo dispuesto en la normativa aplicable;

Que, el artículo 10 de la Resolución 061 establece que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores por los SST y/o SCT asignados a la generación, se realiza a solicitud sustentada del interesado, y es tramitada por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barras, el mismo que se encuentra contenido en el Anexo A.1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD;

Que, en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la Norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT" ("Resolución 217"), se dispuso que, transitoriamente, las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, deben presentarse antes del 15 de noviembre de cada año, y deben tener en cuenta la fecha en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión;

Que, HSC solicitó revisar la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores por los siguientes motivos: modificación del punto de conexión de las centrales hidroeléctricas Renovandes H1 y Huatziroki, y el cambio en la topología del sistema eléctrico Chanchamayo de Electrocentro, por el ingreso de la línea de transmisión La Virgen – Caripa en 138 kV; asimismo, la empresa Red de Energía del Perú se apersonó al proceso regulatorio;

Que, en cumplimiento de la normativa, se ha procedido a realizar la evaluación de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago, determinándose que corresponde modificar los generadores responsables del pago por las compensaciones de las instalaciones asignadas total y parcialmente a la generación;

Que, atendiendo el principio de transparencia que rige el accionar de Osinergmin, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, y de lo señalado en el Artículo 10° de la Resolución 061, mediante Resolución N° 040-2018-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución que modifica la Resolución 061, respecto de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a la generación, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 14 de marzo de 2018;

Que, dentro del plazo establecido en la Resolución 040 se han recibido los comentarios de las empresas Conelsur LT S.A.C., Sindicato Energético S.A. y Empresa de Generación Huanza al proyecto publicado;

Que, se han expedido los Informes N° 185-2018-GRT y N° 186-2018-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinergmin, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, 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, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en la Ley N° 27838, en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; y en la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 09-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar la asignación de responsabilidad de pago de las tablas contenidas en el Anexo N° 9 de la Resolución N° 061-2017-OS/CD y modificatoria, conforme a lo siguiente:

La Tabla que se encuentra debajo de la nota [1] del Cuadro 9.1.- Sistema Generación/Demanda de REP.

TITULAR	COMPENSACIÓN MENSUAL (S/)			
	MAY17-ABR18	MAY18-ABR19	MAY19-ABR20	MAY20-ABR21
COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL	3 164	3 164	3 164	3 164
CHINANGO	26 889	26 889	26 889	26 889
ENEL GENERACIÓN PIURA	70 975	70 975	70 975	70 975
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA	267 826	267 826	267 826	267 826
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	48 172	48 172	48 172	48 172
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	1 454	1 454	1 454	1 454
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU	91 154	91 154	91 154	91 154
EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ	86 987	86 987	86 987	86 987
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL	12 386	12 386	12 386	12 386
ENEL GENERACIÓN PERÚ	230 927	230 927	230 927	230 927
ENERGIA EOLICA	3 639	3 639	3 639	3 639
ENGIE ENERGÍA PERÚ	111 913	111 913	111 913	111 913
FENIX POWER PERÚ	32 813	32 813	32 813	32 813
HIDROELÉCTRICA HUANCHOR	1 528	1 528	1 528	1 528
KALLPA GENERACIÓN	71 543	71 543	71 543	71 543
LA VIRGEN	524	524	524	524
LUZ DEL SUR	1 383	1 383	1 383	1 383
SINDICATO ENERGÉTICO (OLMOS)	6 306	6 306	6 306	6 306
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	37 999	37 999	37 999	37 999
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN	85 977	85 977	85 977	85 977
SDE PIURA	1 972	1 972	1 972	1 972
STATKRAFT PERÚ	35 468	35 468	35 468	35 468
TERMOCHILCA	9 023	9 023	9 023	9 023
TERMOSELVA	11 386	11 386	11 386	11 386
ORAZUL ENERGY PERÚ	318 063	318 063	318 063	318 063
HIDROELÉCTRICA LAGUNA AZUL	4 148	4 148	4 148	4 148
ENEL GREEN POWER PERÚ	1 774	1 774	1 774	1 774

Artículo 2º.- Para el caso de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión cuya responsabilidad de pago está asignada parcialmente a la generación, el Titular de estas instalaciones deberá considerar las modificaciones de las empresas generadoras responsables descritas en el artículo 1º, para el recálculo de las compensaciones mensuales del período tarifario mayo 2017 – abril 2018 y su respectiva ejecución, lo cual deberá realizarse como máximo hasta el 15 de mayo de 2018.

Artículo 3º.- La presente resolución deberá ser publicada junto a su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano y consignada conjuntamente con el Informe Técnico N° 185-2018-GRT y el Informe Legal N° 186-2018-GRT en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La normativa legal vigente, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y su Reglamento, determinan la regulación de precios para las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) y de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST). Dicha regulación es competencia de Osinergmin, tal como lo establece el artículo 62 de la LCE, en el cual se dispone que las compensaciones y peajes por las redes del SST, serán reguladas por Osinergmin; el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinergmin, de acuerdo a los criterios allí explicitados.

Osinergmin, en cumplimiento de sus funciones, fijó las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), correspondientes al período mayo 2017

– abril 2021, mediante la Resolución N° 061-2017-OS/CD, complementada con la Resolución N° 129-2017-OS/CD. Estableciéndose en el artículo 10 de la referida resolución, que la revisión de la distribución entre generadores de las responsabilidades de pago asignados a la generación por el uso del SST y SCT, se realizaría a solicitud sustentada del interesado, y es tramitada por Osinermin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra.

En la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la Norma “Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT”, se dispuso que las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, deben presentarse antes del 15 de noviembre de cada año, y deben tener en cuenta la fecha en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión.

Con base en lo señalado, la empresa Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C. solicitó revisar la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores por los siguientes motivos: variación del punto de conexión de las centrales hidroeléctricas Renovandes H1 y Huatziroki, y el cambio en la topología del sistema eléctrico Chanchamayo de Electrocentro, por el ingreso de la línea de transmisión La Virgen – Caripa en 138 kV.

Siguiendo con el proceso, mediante la Resolución N° 040-2018-OS/CD fue publicado el proyecto de resolución que modifica la Resolución N° 061-2017-OS/CD, para que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias. Dentro del plazo establecido en la Resolución N° 040-2018-OS/CD, se recibieron comentarios y sugerencias de las empresas Conelsur LT S.A.C., Sindicato Energético S.A. y Empresa de Generación Huanza, los cuales han sido analizados, acogidos aquellos que contribuyen con el objetivo del proceso.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 060-2018-OS/CD

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO

Que, el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332, “Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada de los Servicios Públicos”, establece que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, el artículo 21 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, precisa que corresponde a Osinermin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, atendiendo el principio de transparencia que rige el accionar del Regulador, y de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia en el diario oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales. Dichas entidades permitirán que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas, los cuales de conformidad con el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, no tendrán carácter vinculante ni darán lugar a procedimiento administrativo;

Que, en atención a lo señalado en el considerando precedente, corresponde publicar el proyecto de resolución que modifica el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”, aprobada con Resolución N° 260-2004-OS/CD para la recepción de comentarios y sugerencias por parte de los interesados. Asimismo, corresponde disponer que dicha resolución sea consignada conjuntamente con el proyecto normativo, exposición de motivos e informes que lo sustentan, en la página Web de Osinermin, para la recepción de comentarios y sugerencias por parte de los interesados;

Que, finalmente se ha emitido el Informe Técnico N° 187-2018-GRT y el Informe Legal N° 188-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinermin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”; en el Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 09-2018.

SE RESUELVE

Artículo 1º.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinermin www.osinermin.gob.pe, del proyecto de resolución que aprueba las modificaciones al “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”, aprobada con Resolución N° 260-2004-OS/CD, conjuntamente con su exposición de motivos, los Informes Técnicos N° 187-2018-GRT e Informe Legal N° 188-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2º.- Definir un plazo de veinte (20) días calendario contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: ModNormaPBP@osinermin.gob.pe (digital). La recepción de las opiniones y sugerencias en medio físico o electrónico,

estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios recibidos hasta las 06:00 p.m., en cualquier medio, sea impreso o digital.

Artículo 3º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 061-2018-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, el numeral IV del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, establece que la valorización de la inversión correspondiente a las instalaciones de transmisión que no conforman los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) remunerados de forma exclusiva por la demanda, ni se encuentran comprendidos en un Contrato de Concesión de Sistema Complementario de Transmisión (SCT), será efectuada sobre la base de costos estándares;

Que, para el propósito mencionado, el numeral V) del literal b) del artículo 139 citado, dispone que Osinergmin establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda;

Que, sobre la base del principio de transparencia contenido en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, el cual dispone que, toda decisión de cualquier órgano de Osinergmin, deberá adoptarse de tal manera que los criterios a utilizarse sean predecibles por los administrados y atendiendo que dicha Base de Datos es un insumo importante para la fijación de las tarifas de los SST y SCT, corresponde disponer la publicación del proyecto de resolución que aprueba la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV;

Que, en atención a lo expuesto, dicha publicación de la Base de Datos, se efectuará en la página Web de Osinergmin; para que las empresas titulares de los SST y SCT e interesados presenten sus comentarios y sugerencias a la misma, dentro de un plazo de veinte (20) días calendario;

Que, se han expedido los Informes Nº 189-2018-GRT y Nº 190-2018-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, 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, aprobado mediante el Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

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

SE RESUELVE:

Artículo 1º. - Disponer la publicación, en la página Web de Osinergmin, www.osinergmin.gob.pe, del proyecto de resolución y la carpeta con la propuesta de la "Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión en 500 kV", conjuntamente con los Informes Nº 189-2018-GRT y Nº 190-2018-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas, que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2º. - Establecer un plazo de veinte (20) días calendario contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, 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 Nº 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: BDME500@osinergmin.gob.pe (digital). La recepción de las opiniones y sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios recibidos hasta las 06:00 p.m., en cualquier medio, sea impreso o digital.

Artículo 3º. - Encargar a la Gerencia de Regulación de Tarifas el análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de norma a que se refiere el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 4º. - La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

vigente prevista en el Reglamento de Organización y Funciones antes citado;

Que, a través de la Resolución Jefatural N° 088-2017/SIS, de fecha 05 de mayo de 2017, se designa al M.C. Edgard Lindon Miguel Siccha en el cargo de Gerente Macro Regional de la Gerencia Macro Regional Centro del SIS;

Que, el mencionado servidor ha presentado ante la Jefatura Institucional, con fecha 06 de abril del presente año, el documento poniendo a disposición el referido cargo, lo cual es equiparable a una renuncia; asimismo, tal y como se indica en el Informe N° 184-2018-SIS-OGAR/OGRH por disposición de la Jefatura Institucional se tiene por aceptada las mencionadas renunciaciones;

Que, asimismo, el antes citado informe efectúa un análisis del perfil profesional propuesto para ocupar el cargo de Gerente Macro Regional Centro del SIS, concluyendo que el M.C. Jorge Denis Beltrán Calderón cumple con los requisitos establecidos para dicho puesto;

Que, de acuerdo con el numeral 11.8 del artículo 11 del Reglamento de Organización y Funciones del Seguro Integral de Salud - SIS antes mencionado, es función del Jefe Institucional, entre otras, expedir resoluciones dentro del ámbito de su competencia;

Con el visto bueno de la Secretaría General, del Director General de la Oficina General de Administración de Recursos y del Director General de la Oficina General de Asesoría Jurídica; y,

De conformidad con el numeral 11.8 del artículo 11 del Reglamento de Organización y Funciones del Seguro Integral de Salud, aprobado por Decreto Supremo N° 011-2011-SA, modificado por Decreto Supremo N° 002-2016-SA;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aceptar la renuncia formulada por el M.C. Edgard Lindon Miguel Siccha en el cargo de Gerente Macro Regional de la Gerencia Macro Regional Centro del Seguro Integral de Salud, dando por concluida la designación dispuesta en la Resolución Jefatural N° 088-2017/SIS, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2.- Designar bajo el Régimen Laboral Especial del Decreto Legislativo N° 1057, al M.C. Jorge Denis Beltrán Calderón en el cargo de confianza de Gerente de la Gerencia Macro Regional Centro del Seguro Integral de Salud.

Artículo 3.- Encargar a la Secretaría General la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial El Peruano, así como publicar en el Portal Institucional <http://www.sis.gob.pe/Portal/paginas/norma.html> el texto de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

DIEGO ROLANDO VENEGAS OJEDA
Jefe (e) del Seguro Integral de Salud

1641716-3

ORGANISMOS REGULADORES

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Aprueban el programa trimestral de transferencias mensuales de los recursos del FISE habilitados para el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial a las distribuidoras eléctricas

RESOLUCIÓN DE LA GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 016-2018-OS/GRT

Lima, 26 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 30468 se creó el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) destinado a compensar, con los recursos del FISE que habilite anualmente el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones, los cargos de energía y cargos fijos de aquellos sistemas eléctricos donde dicho mecanismo sea aplicable;

Que, de acuerdo con el Artículo 4° de la Ley N° 30468, el MCTER se financiará con los recursos del FISE que destine el Ministerio de Energía y Minas, hasta un máximo de 180 millones de soles anuales. Mediante Resolución Ministerial N° 021-2018-MEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano con fecha 14 de enero de 2018, se habilitó, como parte del Programa Anual de Promociones, un total de S/ 180 millones anuales para la compensación a las empresas distribuidoras de electricidad por aplicación del MCTER;

Que, de conformidad con el Artículo 5° de la mencionada Ley, el MCTER está orientado a reducir el cargo por energía y el cargo fijo de la opción tarifaria BT5B y otras opciones tarifarias aplicables a los usuarios residenciales en todos los sistemas eléctricos del país, antes de la aplicación del mecanismo del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este mecanismo se aplicará únicamente en las facturaciones de los usuarios residenciales de aquellos sistemas eléctricos que tengan un cargo de energía mayor que el cargo ponderado referencial único de energía, obtenido este último luego de ajustar el promedio ponderado de los cargos de energía de todos los sistemas eléctricos del país con los recursos disponibles del FISE para cada mes;

Que, la Ley establece que Osinergmin determine trimestralmente los montos que el Administrador del FISE debe transferir cada mes del trimestre a las distribuidoras eléctricas que aplican el MCTER, de modo tal que en un año las sumas de los montos transferidos no excedan los recursos habilitados por el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones. Asimismo, el artículo 6° del Reglamento de la Ley N° 30468, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 027-2016-EM, establece que el programa de transferencias mensuales para el MCTER se realiza en la misma oportunidad que la aprobación del factor de recargo del FOSE;

Que, por su parte, en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 5.2 de la Ley, mediante Resolución Osinergmin N° 175-2016-OS/CD, Osinergmin aprobó la norma "Procedimiento para la Aplicación del Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial", en la que se estableció la metodología para calcular el cargo de energía ajustado y el cargo fijo ajustado, y determinar los valores de los cargos compensados con el MCTER, así como los sistemas eléctricos en los que este mecanismo será aplicado. En este procedimiento también se estableció la metodología para fijar trimestralmente las transferencias mensuales de recursos del FISE a las distribuidoras;

Que, de conformidad con lo establecido en el Procedimiento indicado en el considerando anterior, la Gerencia de Regulación de Tarifas ha realizado las proyecciones y cálculos necesarios para determinar el programa trimestral de transferencias de los recursos del FISE a las distribuidoras eléctricas que aplican el MCTER. En esta oportunidad, el programa de transferencias mensuales comprenderá el trimestre del 1 de mayo al 3 de agosto de 2018;

Que, la presente resolución también establece las fechas en las que el Administrador del FISE realizará las transferencias mensuales a las distribuidoras eléctricas que apliquen el MCTER;

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico N° 217-2018-GRT y el Informe Legal N° 412-2017-GRT, elaborados por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, los cuales complementan y contienen la motivación que sustenta la decisión del Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3°, numeral 4 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 y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM; en la Ley N° 27510 que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica; en la Ley N° 30468 que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2016-EM; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, complementarias y conexas;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el programa trimestral de transferencias mensuales de los recursos del FISE habilitados para el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial a las distribuidoras eléctricas, de acuerdo con el siguiente cuadro:

Empresas	Monto mensual a transferir a cada empresa distribuidora (S/.)			Total trimestre (S/.)
	Periodo: Del 01 de mayo al 3 de agosto de 2018			
	Fecha límite de las transferencias			
	15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018	
Adinelsa	1,264,108.09	1,264,108.09	1,264,108.09	3,792,324.26
Chavimochic	41,542.58	41,542.58	41,542.58	124,627.73
Coelvisac	5,267.37	5,267.37	5,267.37	15,802.11
Enel Distribución	53,152.85	53,152.85	53,152.85	159,458.56
Edelsa	12,048.59	12,048.59	12,048.59	36,145.78
Egepsa	17,348.39	17,348.39	17,348.39	52,045.17
Eillichica	158,328.72	158,328.72	158,328.72	474,986.16
Electro Dunas	116,858.78	116,858.78	116,858.78	350,576.35
Electro Oriente	2,530,613.66	2,530,613.66	2,530,613.66	7,591,840.99
Electro Pangoa	10,761.61	10,761.61	10,761.61	32,284.84
Electro Puno	1,244,445.57	1,244,445.57	1,244,445.57	3,733,336.70
Electro Sur Este	1,619,430.23	1,619,430.23	1,619,430.23	4,858,290.69
Electro Tocache	434,002.85	434,002.85	434,002.85	1,302,008.54
Electro Ucayali	520,431.20	520,431.20	520,431.20	1,561,293.60
Electrocentro	3,911,984.97	3,911,984.97	3,911,984.97	11,735,954.92
Electronoroeste	948,536.75	948,536.75	948,536.75	2,845,610.24
Electronorte	254,035.61	254,035.61	254,035.61	762,106.82
Electrosur	56,369.72	56,369.72	56,369.72	169,109.17
Emsemsa	22,245.63	22,245.63	22,245.63	66,736.90
Emseusa	46,588.14	46,588.14	46,588.14	139,764.43
Esempat	67,555.18	67,555.18	67,555.18	202,665.54
Hidrandina	1,269,847.90	1,269,847.90	1,269,847.90	3,809,543.69
Luz del Sur	5,715.11	5,715.11	5,715.11	17,145.34
Seal	336,894.27	336,894.27	336,894.27	1,010,682.82
Sersa	51,886.21	51,886.21	51,886.21	155,658.63

Artículo 2°.- El Jefe del Proyecto FISE efectuará las transferencias indicadas en el artículo anterior en los plazos allí establecidos, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.4 de la Ley N° 30468 y a los recursos habilitados por el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones, aprobado con Resolución Ministerial N° 021-2018-MEM/DM.

Artículo 3°.- Incorpórese los Informes 217-2018-GRT y 412-2017-GRT como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con los Informes 217-2018-GRT y 412-2017-GRT, en la página web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JAIME MENDOZA GACON
Gerente
Gerencia de Regulación de Tarifas

1641714-1

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN PRIVADA EN TELECOMUNICACIONES

Aprueban el “Protocolo de reporte de Conflicto de Intereses de los Servidores del OSIPTEL”

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 101-2018-CD/OSIPTEL

Lima, 19 de abril de 2018

MATERIA:	APROBACIÓN DEL PROTOCOLO PARA EL REPORTE DE CONFLICTO DE INTERESES DE LOS SERVIDORES DEL OSIPTEL
-----------------	--

VISTOS:

(i) El Proyecto de Resolución, presentado por la Gerencia General, que aprueba el “Protocolo para el reporte de conflicto de intereses de los servidores del OSIPTEL”; y

(ii) El Informe N° 102-GAL/2018 de la Gerencia de Asesoría Legal, presentado por la Gerencia General, que sustenta el Proyecto de Resolución a que se refiere el numeral precedente;

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 27815, Ley del Código de Ética de la Función Pública, desarrolla los principios, deberes y prohibiciones éticas del servidor público, entre los cuales se encuentran: (i) el Deber de Neutralidad, referido a la actuación con absoluta imparcialidad política, económica o de cualquier otra índole en el desempeño de sus funciones demostrando independencia a sus vinculaciones con personas, partidos políticos o instituciones; y (ii) el Deber de Responsabilidad, referido a que todo servidor público debe desarrollar sus funciones a cabalidad y en forma integral, asumiendo con pleno respeto su función pública;

Que, los servidores públicos como miembros de la sociedad y como individuos que intervienen a través de distintos roles, cuentan con intereses personales;

Que, un conflicto puede ocurrir cuando los intereses personales de un servidor público interfieren de alguna manera con los intereses y objetivos de la entidad, pudiendo verse afectado con ello su trabajo y responsabilidades, así como el compromiso de integridad que le asiste, constituido como uno de los valores de los colaboradores OSIPTEL, plasmado en el Plan Estratégico Institucional 2018 - 2022;

Que, tomando como referencia estándares internacionales y las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos –OCDE, el tratamiento de situaciones de conflicto de interés debe ser abordado desde una perspectiva de prevención, educación y participación;

Que, mediante Memorando N° 079-GG/2018, la Gerencia General solicitó a la Gerencia de Asesoría Legal que se encargue del diseño e implementación del Sistema de Conflicto de Intereses del OSIPTEL, con la participación de la Gerencia de Administración y Finanzas y de la Gerencia de Comunicación Corporativa;

Que, con Informe N° 102-GAL/2018, la Gerencia de Asesoría Legal remitió a la Gerencia General el proyecto de “Protocolo para el reporte de Conflicto de Intereses de los servidores del OSIPTEL”, cuyo propósito principal es establecer las disposiciones que regulen la presentación de la declaración jurada correspondiente, así como aquellas referidas a la orientación sobre las inquietudes que podrían surgir respecto al Sistema de Conflicto de Intereses, en el contexto educativo antes señalado;

Que, en virtud a lo anterior, corresponde aprobar el “Protocolo para el reporte de Conflicto de Intereses de los



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 062-2018-OS/CD

Aprueba el Factor de Descuento Aplicable (FDA), aplicable a la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el período mayo 2018 - abril 2019.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 063-2018-OS/CD

Aprueba saldo trimestral del Balance de la Promoción y los Factores de Reajuste Tarifario de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, para el período del 01 al 06 de mayo de 2018.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 064-2018-OS/CD

Aprueba Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el período mayo 2018 - abril 2019.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 065-2018-OS/CD

Aprueba Precio a Nivel de Generación y Programa de Transferencias para mayo - julio 2018.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 066-2018-OS/CD

Aprueba Factor de Recargo y Programa de Transferencias Externas del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) período 1 de mayo de 2018 - 3 de agosto de 2018.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 067-2018-OS/CD

Aprueba Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP) Año 2018.

Resolución de Consejo Directivo N° 068-2018-OS/CD

Aprueba Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) Año 2018.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 069-2018-OS/CD

Aprueba Factor de Ponderación del Valor Agregado de Distribución Año 2018.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 070-2018-OS/CD

Aprueba prórroga para la presentación de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución del período 2018 - 2022 para el grupo de concesionarios con menos de 50 mil usuarios.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 071-2018-OS/CD

Fija Cargo RER Autónomo para el Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red - Año 2018.

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 062-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

VISTOS:

La Propuesta Técnica presentada por la empresa concesionaria Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante "TGP"), al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinermin"), que contiene su propuesta al valor del Factor de Descuento Aplicable (en adelante FDA), para el período mayo 2018 – abril 2019, a que se refiere la norma "Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el Ingreso Garantizado", aprobada mediante Resolución N° 082-2010-OS/CD; el Informe Técnico N° 212-2018-GRT y el Informe Legal N° 214-2018-GRT.

CONSIDERANDO:

Que, la Garantía por Red Principal (en adelante "GRP") es un mecanismo definido en la Ley 27133, "Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural", en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM (en adelante "Reglamento") y en los Contratos BOOT de Transporte y Distribución de gas natural suscritos con Transportadora de Gas Natural del Perú S.A.A. (TGP) y Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), respectivamente, como el cargo que Osinermin incorporaría anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59 de la Ley de Concesiones Eléctricas, para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los Inversionistas, (a este cargo se le conoce como "Peaje GRP");

Que, conforme a lo dispuesto en el Artículo 8.2 de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, por Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y a propuesta de Osinermin, se establecería la fecha en que debió iniciarse la recaudación de la Garantía por Red Principal;

Que, asimismo, el numeral 9.3 del Artículo 9 del Reglamento señala que los montos recaudados antes de la puesta en operación comercial del proyecto, podrán ser descontados del Costo del Servicio considerando la Tasa de Interés fijada en el Contrato;

Que, sobre la base de lo expuesto, mediante Decreto Supremo N° 046-2002-EM se dispuso el inicio del pago de la GRP antes de la Puesta en Operación Comercial de la Red Principal, específicamente a partir del 01 de noviembre del 2002;

Que, mediante Resolución N° 078-2004-OS/CD se aprobó el "Procedimiento de Cálculo de las Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural por Ductos para el caso de la Red Principal de Camisea" (en adelante "Norma TRP"), el mismo que regula el procedimiento para definir el Pago Adelantado Total de la GRP así como la definición de la Tarifa Base y Tarifa Regulada aplicable a los usuarios de la Red Principal;

Que, en consecuencia, los pagos adelantados al Concesionario TGP por concepto de la Garantía por Red Principal, tienen naturaleza de un pago adelantado del servicio, lo cual origina un Costo del Servicio descontado, es decir, un Costo del Servicio afecto a un Factor de Descuento (FD);

Que, la Tarifa Base, al ser determinada como el cociente del Costo del Servicio entre la Capacidad Garantizada Total, se verá afectada por el Factor de Descuento (FD) lo cual originaría que los usuarios de la Red Principal se beneficien por dicho pago adelantado;

Que, posteriormente, producto del incremento de la capacidad contratada en la Red Principal de Transporte, que superaba la Capacidad Garantizada, se aprobó la Norma "Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de la Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el Ingreso Garantizado", (Resolución Osinermin N° 082-2010-OS/CD, en adelante Norma FDA), la cual establece la naturaleza, el procedimiento y criterios de aplicación del Factor de Descuento Aplicable;

Que, el Factor de Descuento (FD) y el Factor de Descuento Aplicable (FDA) responden al mismo concepto, que consiste en compensar a los usuarios por el adelanto de la GRP, diferenciándose en que, mientras el FD se calcula y aplica cuando el Ingreso Garantizado es superior a los Ingresos Reales del servicio, el FDA se utiliza cuando el Ingreso Garantizado es inferior a los Ingresos Reales del servicio, como sucede en la actualidad;

Que, el FDA no es una tarifa por el servicio de la Red Principal, sino un factor que tiene la misma naturaleza que el FD de la GRP, el cual, resulta del Pago Adelantado de la GRP, estableciéndose que el FDA es aplicable cuando los Ingresos Estimados superan a los Ingresos Garantizados;

Que, de acuerdo a lo establecido en la Norma FDA, el valor del FDA tiene una vigencia de 12 meses y se aplica a partir del 01 de mayo de cada año, habiéndose establecido, consecuentemente, mediante Resolución N° 074-2017-OS/CD, el valor del FDA para el período de mayo 2017 - abril 2018; por lo tanto, resulta necesario establecer el nuevo valor del FDA para el período mayo 2018 – abril 2019 para la empresa TGP;

Que, cabe precisar que la presente determinación del FDA toma en consideración lo dispuesto en la Adenda al Contrato BOOT de Transporte suscrito con TGP aprobada mediante Resolución Suprema N° 007-2017-EM publicada el día 25 de abril de 2017, la cual tiene por objeto modificar y aclarar dicho cuerpo contractual en lo concerniente a la utilización de la Serie ID WPSFD4131 en lugar de la Serie ID WPSSOP3500, para el índice PPI - Producer Price Index (Finished goods less foods and energy), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS);

Que, finalmente, con relación a lo expuesto en la presente resolución se han expedido, los Informes N° 212-2018-GRT

y N° 214-2018-GRT de la División de Gas Natural y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, que complementan la motivación que sustenta la decisión del Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3, Numeral 4 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; y;

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 del Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en la Ley N° 27133 "Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural", su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, el respectivo Contrato de Concesión de TGP; así como en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 010-2018;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Establecer el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA), que debe aplicarse a la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el periodo mayo 2018 – abril 2019, de acuerdo a lo siguiente:

Empresa	FDA
Transportadora de Gas del Perú S.A.	0,95810

Artículo 2º.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano", y deberá ser consignada, junto con los Informes N° 212-2018-GRT y N° 214-2018-GRT, en el siguiente enlace de la página Web del Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

De acuerdo a lo establecido en la Norma: "Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el Ingreso Garantizado", aprobada con Resolución N° 082-2010-OS/CD, el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA) tiene una vigencia de 12 meses y se aplica a partir del 01 de mayo de cada año.

La Norma citada en el párrafo que antecede, establece que el FDA representa un factor de descuento que se aplica a los usuarios de la Red Principal de Transporte y Distribución de gas natural, a consecuencia del Pago Adelantado Total de la GRP que se efectuó durante el periodo comprendido entre noviembre del 2002 hasta el 19 de agosto del 2004 y que no representa una tarifa, señalándose que el FDA es aplicable cuando los Ingresos Estimados superan a los Ingresos Garantizados.

En ese sentido, considerando que mediante Resolución N° 074-2017-OS/CD, se estableció el valor del FDA para el periodo mayo 2017 – abril 2018, resulta necesario establecer el nuevo valor del FDA para el periodo mayo 2018 – abril 2019 para la empresa TGP.

Para tales efectos, se considera los Ingresos Estimados del Mercado Nacional para el periodo marzo 2017 – febrero 2018 y el Ajuste del Monto Liquidado del periodo anterior, el cual es el resultado de la determinación de los montos realmente descontados a los usuarios de la Red Principal de Transporte de TGP durante el periodo marzo 2017 – febrero 2018.

RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 063-2018-OS/CD

Lima, 24 de abril de 2018

VISTOS:

Los Informes N° 209-2018-GRT y N° 215-2018-GRT, elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante "Reglamento de Distribución"), cuyo Artículo 112a establece un Mecanismo de Promoción que permite otorgar a los consumidores descuentos en los costos de conexión al servicio de distribución de gas natural, según los criterios y zonas geográficas que establezca el Ministerio de Energía y Minas;

Que, adicionalmente, el citado artículo estipula los lineamientos para su aplicación, señalando que es obligación del

concesionario administrar una cuenta de promociones y efectuar liquidaciones respecto a los gastos realizados. Precisa además que la aplicación del Mecanismo de Promoción deberá incluir un procedimiento de monitoreo del balance de la promoción que considere los ajustes tarifarios y el periodo en que se deberán realizar los mismos para mantener el nivel de la cuenta con saldo positivo, permitiendo la incorporación o descuento del saldo del balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria;

Que, en concordancia con lo señalado, mediante Resolución N° 086-2014-OS/CD (en adelante "Resolución 086"), se aprobó la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao para el periodo 2014 – 2018, así como el respectivo Plan de Promoción, a través del cual se implementa la aplicación del Mecanismo de Promoción en el periodo mencionado;

Que, el Artículo 17° de dicha resolución estableció que la ejecución del Plan de Promoción será verificada trimestralmente por Osinergmin, a efectos de realizar su liquidación. Adicionalmente, señaló que la verificación trimestral de la ejecución del Plan de Promoción dará origen a un factor de ajuste en la Tarifa Única de Distribución, cuya aplicación se realizará de acuerdo con las disposiciones contenidas en el "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao", aprobado mediante Resolución N° 184-2012-OS/CD;

Que, en tal sentido, corresponde a Osinergmin dar cumplimiento a la normativa señalada y, como resultado de la verificación trimestral de la ejecución del Plan de Promoción, publicar la resolución que aprueba el Saldo de la Cuenta de Promoción y el reajuste tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao;

Que, adicionalmente, la mencionada evaluación deberá ser efectuada considerando lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 010-2016-EM publicado el 10 de junio de 2016, el cual modificó el Artículo 112a del Reglamento de Distribución disponiendo que el Mecanismo de Promoción será aplicado de acuerdo a los criterios y zonas geográficas que establezca el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial y que el mismo cubrirá como máximo la suma del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida;

Que, la mencionada verificación se encuentra detallada en el Informe Técnico N° 209-2018-GRT, el cual considera las disposiciones contenidas en el "Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales" ("Procedimiento de Liquidación"), aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 006-2015-OS/CD ("Resolución 006"), norma que establece la metodología y fórmulas aplicables para efectuar las liquidaciones del Mecanismo de Promoción, monitorear el balance de la promoción, determinar los gastos, ingresos y saldos del balance, tanto los ejecutados como proyectados; y aplicar, cuando corresponda, el Factor de Ajuste Tarifario (FAT) respectivo, a fin de garantizar que se cuente siempre con los fondos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Promoción;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 2.1 del Procedimiento de Liquidación, la evaluación del Saldo del Balance de la Promoción y el reajuste tarifario debe efectuarse trimestralmente. El último monitoreo del Mecanismo de Promoción se aprobó mediante Resolución Osinergmin N° 004-2018-OS/CD, la cual aprobó un saldo calculado, considerando el saldo anterior e incorporando la información correspondiente al periodo comprendido entre el 7 de agosto de 2017 y el 6 de noviembre de 2017. En consecuencia, corresponde determinar el saldo de la cuenta de Promoción, tomando como base el saldo aprobado en el trimestre anterior e incorporando la información de cálculo correspondiente al periodo comprendido entre el 7 de noviembre de 2017 hasta el 6 de febrero de 2018;

Que, debe precisarse que de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 16° del Procedimiento de Liquidación, los factores de ajuste que se aprueben, serán aplicables a partir del primer día del trimestre siguiente a aquel en el que se efectúa la liquidación, es decir, a partir del 1 de mayo de 2018. Sin embargo, dado que el periodo tarifario 2014 – 2018, concluye el 6 de mayo de 2018, el factor de ajuste (FA1) que corresponda aplicar a la TUD, será aplicable únicamente durante el periodo comprendido entre el 1 y el 6 de mayo de 2018, ello en la medida que a partir del 7 de mayo de 2018 se da inicio a un nuevo periodo tarifario, el cual deberá regirse por las disposiciones de la Resolución N° 055-2018-OS/CD, en cuyos Artículos 7 y 18 se norma lo concerniente a la alícuota aplicable a la TUD y a la verificación del Mecanismo de Promoción para dicho periodo;

Que, se ha emitido el Informe Técnico N° 209-2018-GRT y el Informe Legal N° 215-2018-GRT, los cuales sustentan la motivación de la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3, del TUO de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, y;

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 TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM y sus modificatorias; y en lo dispuesto en el TUO de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS y sus normas modificatorias y complementarias; así como en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas, y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Establecer el Saldo de la Cuenta de Promoción de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, el cual incorpora, al monto aprobado por Resolución N° 004-2018-OS/CD, los datos correspondientes al periodo comprendido entre el 7 de noviembre de 2017 y el 6 de febrero de 2018. El mencionado saldo asciende a US\$ 1 896 043 cuyo cálculo se encuentra detallado en el numeral 10 del Informe Técnico N° 0209-2018-GRT.

Artículo 2º.- Aprobar los factores de ajuste correspondientes al Reajuste Tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, cuyo cálculo se encuentra detallado en el numeral 11 del Informe Técnico N° 209-2018-GRT, de acuerdo a lo siguiente:

- Factor de Ajuste Asociado a la Promoción (FA1): 1,0000
- Factor de Ajuste Asociado a Cambios de Costo Medio (FA2): 1,0000
- Factor de Ajuste Tarifario (FAT): 1,0000

Artículo 3º.- Aprobar el valor de la alícuota aplicable a la Tarifa Única de Distribución de gas natural desde el 1 hasta el 6 de mayo de 2018, en 16,26 % de la tarifa media de cada categoría tarifaria. Los montos recaudados por la aplicación de la alícuota mencionada serán destinados a la cuenta de promociones a que se refiere el literal d) del Artículo 112a del Reglamento de Distribución.

Artículo 4º.- Incorporar el Informe Técnico N° 209-2018-GRT y el Informe Legal N° 215-2018-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con sus respectivos Informes en el siguiente enlace de la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 064-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO

Que, mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM, modificado mediante Decreto Supremo N° 044-2013-EM, se estableció un Mecanismo de Compensación para aquellos generadores eléctricos (GGEE) que se encuentren en operación comercial y que transfieran en propiedad ductos de uso propio (DUP) al Concesionario de Distribución de Gas Natural, ductos conectados directamente al Sistema de Transporte de Gas Natural, de modo que se permita a dichos Generadores Eléctricos, continuar operando en las mismas condiciones económicas que se encontraban antes de pasar a ser atendidos por la empresa Concesionaria de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos;

Que, mediante Resoluciones Ministeriales N° 168-2015-MEM/DM y N° 169-2015-MEM/DM, publicadas el 13 de abril de 2015, se aprobó el acceso al mecanismo para la Empresa de Generación Eléctrica del Sur ("Egesur") y la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. ("Egasa");

Que, de acuerdo con el numeral 1.2 del Decreto Supremo N° 035-2013-EM, el Mecanismo de Compensación se regirá conforme a lo siguiente: i) el Generador Eléctrico pagará al Distribuidor de Gas Natural las tarifas [de distribución de gas natural] que se aprueben; ii) El Generador Eléctrico solicitará a Osinergmin la compensación por el pago efectuado, por el tiempo señalado en la respectiva Resolución Ministerial; y iii) el Osinergmin ordenará el pago de la compensación a los Agentes que recaudan las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, de las áreas de demanda que concentran más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

Que, para tal efecto, mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD Osinergmin aprobó la Norma "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM" ("PROCEDIMIENTO"), en donde entre otros, se establecen los criterios para la determinación y aplicación de un Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, cuya vigencia anual será desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente, aplicando ajustes trimestrales;

Que, mediante Resolución N° 068-2017-OS/CD se aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, aprobado para el período mayo 2017 – abril 2018, a fin de compensar a los Operadores de las Centrales de Generación Eléctrica Beneficiadas del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM;

Que, conforme lo establece el artículo 5 del PROCEDIMIENTO, se ha determinado el Monto a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras beneficiarias, para el período mayo 2018 – abril 2019, el cual asciende a USD 3 714 020. Cabe señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 9º del PROCEDIMIENTO, el referido Monto a Compensar incluye el Saldo Pendiente de Compensación correspondiente al periodo marzo 2017 – febrero 2018;

Que, según el PROCEDIMIENTO, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP se determina como el cociente del Monto Estimado a Compensar, entre el valor presente de las demandas mensuales estimadas para el período mayo 2018 – abril 2019;

Que, la demanda utilizada en el cálculo del valor del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, corresponde a aquella empleada en la resolución que fijó las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021;

Que, de la evaluación de la participación del consumo de energía del SEIN en las áreas de demanda aprobadas mediante Resolución N° 083-2015-OS/CD, se ha determinado que el Área de Demanda 15, es aquella que concentra más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía, la cual deberá asumir el pago, según el mandato del Decreto Supremo N° 035-2013-EM;

Que, los Agentes Recaudadores de la Compensación deberán efectuar las transferencias a favor de las centrales generadoras beneficiadas dentro del plazo establecido en el numeral 8.3 del PROCEDIMIENTO;

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° 046-2018-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, 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, en la Resolución N° 046-2018-OS/CD también se convocó a Audiencia Pública 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 04 de abril de 2018, en las ciudades de Lima e Ica;

Que, el 11 de abril de 2018 venció el plazo para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias al proyecto de resolución que fija el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, habiéndose recibido opiniones de la empresa Egedur;

Que, conforme al análisis realizado por la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas en el Informe N° 211-2018-GRT, producto de estos comentarios corresponde recalcular el valor del Monto a Compensar;

Que, se han emitido los Informes N° 211-2018-GRT, N° 213-2018-GRT y N° 196-2018-GRT de la División de Gas Natural, de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, que incluyen el análisis de las opiniones y sugerencias recibidas al proyecto tarifario. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

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 Supremo N° 035-2013-EM, en las Resoluciones Ministeriales N° 168-2015-MEM/DM y N° 169-2015-MEM/DM; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar el valor de 0,0249 ctm S//kWh como Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, para el período mayo 2018 – abril 2019, asignado a la demanda del Área de Demanda 15 determinada mediante Resolución N° 083-2015-OS/CD, para compensar a los Operadores de las Centrales de Generación Eléctrica Beneficiadas del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM.

Artículo 2º.- Los Agentes Recaudadores de la Compensación deberán distribuir los montos a transferir por aplicación del cargo entre la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. y Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. considerando las siguientes proporciones 54,5% y 45,5%, respectivamente.

Artículo 3º.- El cargo a que se refiere el Artículo 1 será actualizado trimestralmente utilizando la fórmula de reajuste establecida en el numeral 7.2 de la norma "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM", aprobada mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD.

Artículo 4º.- La presente resolución con su exposición de motivos deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con los Informes N° 196-2018-GRT, N° 211-2018-GRT y N° 213-2018-GRT, en la página Web del Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM modificado mediante Decreto Supremo N° 044-2013-EM, se estableció un Mecanismo de Compensación para aquellos generadores eléctricos que se encuentren en operación comercial y que transfieran al Concesionario de Distribución de Gas Natural, ductos conectados directamente al Sistema de Transporte de Gas Natural.

Para el caso de los Generadores Eléctricos que se encuentren en operación comercial y que transfieran al Concesionario de Distribución de Gas Natural, ductos conectados directamente al Sistema de Transporte de Gas Natural, mediante

Decreto Supremo N° 035-2013-EM se estableció un Mecanismo de Compensación, al considerarse que dichos generadores tienen contratos de venta de electricidad con precios a firme, no pudiendo absorber el incremento de sus costos por el pago de la tarifa de distribución de gas natural. El referido Mecanismo de Compensación será pagado por los Agentes que recaudan las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), del área de demanda que concentran más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, habiéndose encargado a Osinergmin la elaboración de los procedimientos necesarios para la definición de los peajes y el funcionamiento del Mecanismo de Compensación señalado.

En cumplimiento de lo dispuesto, Osinergmin aprobó el "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM" mediante la Resolución N° 114-2015-OS/CD.

El valor del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP se determina conforme a lo establecido en el procedimiento indicado en el párrafo precedente, en donde, entre otros, se establece que la demanda estimada para el cálculo del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP corresponde a la empleada en la regulación de las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

En atención a lo expuesto, y atendiendo que los valores establecidos en la Resolución N° 068-2017-OS/CD se encuentran próximos a culminar su vigencia el 30 de abril de 2018, corresponde publicar la Resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP que se añadirá a los peajes del Área de Demanda 15 en los Peajes de los SST y SCT que se fijen. Esta resolución se sustenta en los informes emitidos por la Gerencia de Regulación de Tarifas, que motivan la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 065-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, creó el Precio a Nivel Generación (en adelante "PNG"), que debe ser aplicado a los consumidores finales de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho Precio a Nivel Generación es calculado como el promedio ponderado de los precios de los Contratos sin Licitación y de los Contratos resultantes de Licitaciones;

Que, además, el citado artículo 29 dispuso el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN" (en adelante "Reglamento"), en cuyo numeral 2.3 de su artículo 2 dispone que Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación;

Que, mediante Resolución N° 148-2015-OS/CD dispuso el Texto Único Ordenado de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios", aprobada mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y modificatorias (en adelante "TUO PNG"), en el que se formula el procedimiento de aplicación para la determinación del precio y para el funcionamiento del mecanismo;

Que, la norma TUO PNG establece que, trimestralmente, se calculará el Precio a Nivel Generación y su fórmula de ajuste; así como, se determinarán las transferencias entre aportantes y receptoras; entre otros, producto de los reportes ingresados dentro del periodo de cálculo, según el TUO PNG. posterior a ello, se asignan las transferencias; y en caso se adviertan saldos no cubiertos, por las mencionadas transferencias asignadas a través de la resolución, implicará una actualización del PNG que refleje dichas diferencias, a fin de saldarlas en el trimestre siguiente, luego de la recaudación respectiva con el nuevo PNG aprobado;

Que, de otro lado, el artículo 5 de la Resolución N° 056-2018-OS/CD, que fijó los Precios en Barra para el periodo mayo 2018 – abril 2019, dispone que los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras del SEIN desde el 01 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2019, se calcularán sobre la base del PNG a que hace referencia el artículo 29 de la Ley N° 28832, de conformidad con lo establecido por el artículo 63 de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, asimismo, de acuerdo con el numeral 4.4 del artículo 4 del Reglamento, es responsabilidad de Osinergmin publicar el estado de las transferencias por concepto del Mecanismo de Compensación;

Que, mediante Resolución N° 005-2018-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables al trimestre febrero 2018 – abril 2018, correspondiendo en esta oportunidad publicar, de acuerdo con el numeral 4.4 del artículo 4 del Reglamento, el Precio a Nivel Generación y el programa de transferencias, entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación, para el siguiente trimestre mayo 2018 – julio 2018;

Que, así también, se incluye en el presente cálculo lo dispuesto en la Resolución N° 051-2018-OS/CD, que resolvió el recurso de reconsideración interpuesto por Electronoroeste S.A. contra la Resolución N° 005-2018-OS/CD. En particular,

la modificación de los Saldos Ejecutados Acumulados, sobre el saldo para cada empresa señalado en el artículo 2 de la mencionada resolución;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 3.2 del artículo 3 del Reglamento, corresponde aprobar las Transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados correspondiente al mes de enero de 2018;

Que, los cálculos del PNG y sus conceptos a considerar, estado de transferencias y el programa de transferencias aplicables al trimestre mayo – julio 2018, se encuentran sustentados en el Informe Técnico N° 210-2018-GRT y la procedencia de la publicación de la presente resolución se analiza en el Informe Legal N° 049-2018-GRT, informes que forman parte integrante de la presente resolución. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la resolución de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3.4 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, 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 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; 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 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 el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN aprobado por Decreto Supremo N° 019-2007-EM y, el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del Osinergmin en su Sesión N° 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, y su fórmula de reajuste, aplicables para el siguiente trimestre, a partir del 01 de mayo de 2018.

1.1 PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	21,34	18,98	15,02
Talara	220	21,34	18,83	14,92
Piura Oeste	220	21,34	19,07	15,12
Chiclayo Oeste	220	21,34	19,12	15,18
Carhuaquero	220	21,34	18,85	14,94
Carhuaquero	138	21,34	18,86	14,95
Cutervo	138	21,34	19,02	15,00
Jaen	138	21,34	19,16	15,05
Guadalupe	220	21,34	19,07	15,18
Guadalupe	60	21,34	19,10	15,20
Cajamarca	220	21,34	18,85	14,90
Trujillo Norte	220	21,34	19,00	15,18
Chimbote 1	220	21,34	18,92	15,15
Chimbote 1	138	21,34	18,92	15,12
Paramonga Nueva	220	21,34	18,62	14,97
Paramonga Nueva	138	21,34	18,60	14,95
Paramonga Existente	138	21,34	18,52	14,91
Huacho	220	21,34	18,69	15,11
Zapallal	220	21,34	18,97	15,42

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
Ventanilla	220	21,34	19,03	15,51
Lima (1)	220	21,34	19,07	15,56
Cantera	220	21,34	18,91	15,45
Chilca	220	21,34	18,92	15,52
Independencia	220	21,34	18,85	15,35
Ica	220	21,34	18,90	15,38
Marcona	220	21,34	18,84	15,22
Mantaro	220	21,34	18,04	14,50
Huayucachi	220	21,34	18,25	14,70
Pachachaca	220	21,34	17,88	14,22
Pomacocha	220	21,34	17,70	13,99
Huancavelica	220	21,34	18,26	14,73
Callahuanca	220	21,34	18,55	15,15
Cajamarquilla	220	21,34	18,93	15,46
Huallanca	138	21,34	18,36	14,70
Vizcarra	220	21,34	17,96	14,16
Tingo María	220	21,34	17,41	13,85
Aguaytía	220	21,34	17,26	13,71
Aguaytía	138	21,34	17,30	13,74
Aguaytía	22,9	21,34	17,28	13,73
Pucallpa	138	21,34	18,04	14,19
Pucallpa	60	21,34	18,06	14,20
Aucayacu	138	21,34	22,11	14,00
Tocache	138	21,34	21,99	14,43
Tingo María	138	21,34	17,17	13,79
Huánuco	138	21,34	17,55	13,83
Paragsha II	138	21,34	17,63	13,69
Paragsha	220	21,34	17,66	13,69
Yaupi	138	21,34	17,42	13,47
Yuncan	138	21,34	17,51	13,53
Yuncan	220	21,34	17,56	13,56
Oroya Nueva	220	21,34	17,80	13,78
Oroya Nueva	138	21,34	17,77	13,66
Oroya Nueva	50	21,34	17,79	13,83
Carhuamayo	138	21,34	17,65	13,65
Carhuamayo Nueva	220	21,34	17,65	13,62
Caripa	138	21,34	17,71	13,62
Desierto	220	21,34	18,92	15,43
Condorcocha	138	21,34	17,72	13,63

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
Condorcocha	44	21,34	17,72	13,63
Machupicchu	138	21,34	18,55	14,88
Cachimayo	138	21,34	19,06	15,24
Cusco (2)	138	21,34	19,15	15,28
Combapata	138	21,34	19,36	15,46
Tintaya	138	21,34	19,52	15,61
Ayaviri	138	21,34	19,25	15,35
Azángaro	138	21,34	19,08	15,21
San Gabán	138	21,34	18,24	14,59
Mazuco	138	21,34	18,49	14,73
Puerto Maldonado	138	21,34	19,13	15,11
Juliaca	138	21,34	19,34	15,38
Puno	138	21,34	19,33	15,46
Puno	220	21,34	19,30	15,42
Callalli	138	21,34	19,50	15,69
Santuario	138	21,34	19,26	15,48
Arequipa (3)	138	21,34	19,34	15,51
Socabaya	220	21,34	19,31	15,49
Cerro Verde	138	21,34	19,40	15,55
Repartición	138	21,34	19,50	15,57
Mollendo	138	21,34	19,61	15,63
Moquegua	220	21,34	19,24	15,45
Moquegua	138	21,34	19,25	15,46
Ilo ELS	138	21,34	19,39	15,53
Botiflaca	138	21,34	19,34	15,53
Toquepala	138	21,34	19,36	15,57
Aricota	138	21,34	19,21	15,51
Aricota	66	21,34	19,12	15,48
Tacna (Los Héroes)	220	21,34	19,40	15,53
Tacna (Los Héroes)	66	21,34	19,58	15,60
La Nina	220	21,34	19,05	15,18
Cotaruse	220	21,34	18,81	15,08
Carabayllo	220	21,34	18,91	15,37
La Ramada	220	21,34	18,62	14,76
Lomera	220	21,34	18,89	15,31
Asia	220	21,34	18,93	15,50

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN S/ /kW-mes	PENP ctm. S/ /kWh	PENF ctm. S/ /kWh
Alto Praderas	220	21,34	19,11	15,67
Tintaya Nueva	220	21,34	19,50	15,62
La Planicie	220	21,34	18,91	15,39
Belaunde	138	21,34	16,26	12,06

Notas:

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV y Carapongo 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.

1,2 PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios a Nivel Generación de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE).

Los Precios a Nivel Generación de la Potencia serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

Se define:

$$\text{PENP1} = \text{PENP0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{PENF1} = \text{PENF0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{PPN1} = \text{PPN0} \times \text{FPP} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

PENP0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, definido.

PENF0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPN0 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, definido.

PENP1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PENF1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPN1 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, por determinar.

En los casos en que se hace referencia a factores nodales o factores de pérdidas, debe entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución N° 056-2018-OS/CD, en sus modificatorias o las que las sustituyan.

Artículo 2º.- Las Fórmulas de Reajuste de los Precios a Nivel Generación a que se refiere el artículo 1 de la presente Resolución son las siguientes:

$$\text{PENP} = \text{PENP0} \times \text{FA} \dots\dots\dots (4)$$

$$\text{PENF} = \text{PENF0} \times \text{FA} \dots\dots\dots (5)$$

$$\text{PPN} = \text{PPN0} \times \text{FA} \dots\dots\dots (6)$$

$$\text{FA} = 0,05 \times \text{VPB} + 0,95 \times \text{VPL} \dots\dots\dots (7)$$

$$\text{VPB} = \text{PB/PB0} \dots\dots\dots (8)$$

$$\text{VPL} = \text{PL/PL0} \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

FA = Factor de actualización de precios. Será redondeado a cuatro dígitos decimales.

PENP0 = Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta publicado en la presente resolución.

- PENFO = Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta publicado en la presente resolución.
- PPNO = Precio de Potencia a Nivel Generación publicado en la presente resolución.
- VPB = Variación del Precio en Barra.
- VPL = Variación del Precio de Licitaciones.
- PB = Precio en Barra promedio definido por:

$$PB = PPM / (7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PEMP + 0,8 \times PEMF$$
- PB0 = PB vigente igual a 17,62 ctm S/ /kWh.
- PL = Precio de licitación promedio definido por:

$$PL = PPL / (7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PELP + 0,8 \times PELF$$
- PL0 = PL vigente igual a 19,59 ctm S/ /kWh.
- PENP = Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta actualizado, expresado en céntimos de S//kWh y redondeado a dos cifras decimales.
- PENF = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta actualizado, expresado en céntimos de S//kWh y redondeado a dos cifras decimales.
- PPN = Precio de Potencia a Nivel Generación actualizado, expresado en S//kW y redondeado a dos cifras decimales.
- PPM = Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación en la Subestación Base Lima, expresado en S//kW, obtenido de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 056-2018-OS/CD.
- PEMP = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta en la Subestación Base Lima, expresado en céntimos de S//kWh, obtenido de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 056-2018-OS/CD.
- PEMF = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta en la Subestación Base Lima, expresado en céntimos de S//kWh, obtenido de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 056-2018-OS/CD.
- PPL = Precio promedio ponderado de la Potencia de Punta en la Subestación Base Lima, expresado en S//kW, obtenido a partir de los contratos firmados vía licitaciones.
- PELP = Precio promedio ponderado de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta en la Subestación Base Lima, expresado en céntimos de S//kWh, obtenido a partir de los contratos firmados vía licitaciones.
- PELF = Precio promedio ponderado de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta en la Subestación Base Lima, expresado en céntimos de S//kWh, obtenido a partir de los contratos firmados vía licitaciones.

El factor FA se aplicará en caso que éste se incremente o disminuya en más de 1% respecto al valor del mismo empleado en la última actualización. En estos casos, los nuevos precios entrarán en vigencia el cuarto día calendario del mes.

Artículo 3º.- Aprobar el Programa Trimestral de Transferencias por Mecanismo de Compensación correspondiente al periodo mayo – julio 2018 (en Soles), a que se refiere el artículo 29 de la Ley N° 28832 y el artículo 3.3 del Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM.

Cuadro N° 2

Aportantes	Fecha	Receptoras								
		Hidrandina	Electro Ucayali	Electrosur	Electro Sur Este	Electronoroeste	Electronorte	Seal	Electro Puno	Adinelsa
Luz del Sur	15/06/2018	1 706 608	15 909							
	15/07/2018	1 783 127	246 941							
	15/08/2018	1 699 034	69 915							

Aportantes	Fecha	Receptoras								
		Hidrandina	Electro Ucayali	Electrosur	Electro Sur Este	Electronoroeste	Electronorte	Seal	Electro Puno	Adinelsa
Enel Distribución	15/06/2018		467 471	455 207	113 964	347 521				
	15/07/2018		430 612	440 883	477 070	174 904				
	15/08/2018		830 496	455 207	642 933					
Electro Dunas	15/06/2018					80 560	327 442	118 470		
	15/07/2018					259 137	275 627			
	15/08/2018				80 749	440 084	120 191			
Coelvisac	15/06/2018							115 745		
	15/07/2018						42 958	72 498		
	15/08/2018						133 100			
Electro Oriente	15/06/2018							7 716		
	15/07/2018							116 221		
	15/08/2018						56 796	91 714		
Electrocentro	15/06/2018							540	50 299	
	15/07/2018							54 287	6 868	
	15/08/2018							82 350		
Electro Tocache	15/06/2018								43 840	
	15/07/2018								51 870	
	15/08/2018							68 587		
Sersa	15/06/2018								21 117	
	15/07/2018								27 248	
	15/08/2018							178	38 961	
Emsemsa	15/06/2018								21 105	
	15/07/2018								25 696	
	15/08/2018								32 745	
Emseusa	15/06/2018								18 782	
	15/07/2018								22 982	
	15/08/2018								29 433	
Edelsa	15/06/2018								8 607	4 693
	15/07/2018								16 964	1 773
	15/08/2018								23 603	
Electro Pangoa	15/06/2018									4 208
	15/07/2018									5 162
	15/08/2018								6 683	

Aportantes	Fecha	Receptoras								
		Hidrandina	Electro Ucayali	Electrosur	Electro Sur Este	Electronoroeste	Electronorte	Seal	Electro Puno	Adinelsa
Chavimochic	15/06/2018									3 720
	15/07/2018									4 530
	15/08/2018								2 424	3 348
Egepsa	15/06/2018									1 616
	15/07/2018									1 910
	15/08/2018									9 988
Esempat	15/06/2018									1 978
	15/07/2018									2 400
	15/08/2018									3 049

Artículo 4º.- Aprobar las Transferencias, determinadas en la presente oportunidad de revisión, correspondiente a los Saldos Ejecutados Acumulados al mes de enero de 2018 (en Soles), a que se refiere el artículo 29 de la Ley N° 28832 y el artículo 3.2 del Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM.

Cuadro N° 3
Transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados

Empresas Receptoras	Empresas Aportantes										
	Electro Dunas	Luz del Sur	Coelvisac	Electro Tocache	Emsemsa	Sersa	Emseusa	Electro Pangoa	Esempat	Egepsa	Edelsa
Seal	483 661										
Electro Sur Este	302 568										
Enel Distribución	19 923	237 582									
Electrosur		198 787									
Electro Puno		30 588	161 735								
Electronoroeste			74 314								
Hidrandina			6 590	59 480							
Electronorte				36 096	27 393						
Electro Oriente					16 135	28 095	1 221				
Electrocentro							20 744	5 240			
Adinelsa								5 505	4 949	1 721	
Chavimochic										1 837	
Electro Ucayali										522	816

Artículo 5º.- Las Transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados por Mecanismo de Compensación deberán efectuarse dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la publicación de la presente resolución.

Artículo 6º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con los Informes Nº 210-2018-GRT y Nº 049-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 066-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley Nº 27510, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (en adelante FOSE), a efectos de favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a usuarios residenciales, de la opción tarifaria BT5, cuyo consumo mensual sea menor a 100 kW.h mes;

Que, la Ley Nº 28307, Ley que modifica y amplía los factores de reducción tarifaria de la Ley Nº 27510, otorga vigencia indefinida al FOSE y sustituye la Tabla contenida en el Artículo 3 de la Ley Nº 27510, determinando así una ampliación del universo de beneficiarios del FOSE;

Que, la Ley Nº 30319, Ley que amplía y modifica los factores de reducción tarifaria de la Ley Nº 27510, adecuó los parámetros de aplicación del FOSE para los usuarios de los Sistemas Eléctricos Urbano-Rural y Rural de los Sectores Típicos 4, 5 y 6;

Que, con Resolución OSINERG Nº 2123-2001-OS/CD, se aprobó la norma denominada "Procedimientos de Aplicación del FOSE", en la cual se definen los criterios y procedimientos para la administración y aplicación del FOSE, habiéndose aprobado el Texto Único Ordenado de la referida norma, mediante la Resolución Osinergmin Nº 689-2007-OS/CD;

Que, de conformidad con lo expuesto en el Artículo 6 del Texto Único Ordenado de la Norma Procedimiento de Aplicación del FOSE, Osinergmin trimestralmente fija el recargo que se aplica en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo de los usuarios del servicio público de electricidad a que se refiere el Artículo 2 de la Ley Nº 27510;

Que, con Resolución Osinergmin Nº 009-2018-OS/CD, se aprobó el Factor de Recargo del FOSE y el Programa Trimestral de Transferencias Externas correspondientes al periodo del 4 de febrero de 2018 al 30 de abril de 2018, siendo por tanto necesaria la fijación del Factor de Recargo del FOSE y el Programa de Transferencias Externas para el trimestre siguiente;

Que, se ha considerado para el cálculo del factor de recargo del FOSE, la información de los sistemas fotovoltaicos, de conformidad con el Artículo 16.2 del Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobado por Decreto Supremo Nº 020-2013-EM, así como lo dispuesto por el numeral 1 del Artículo 4 de la Resolución Osinergmin Nº 166-2014-OS/CD, según el cual las empresas operadoras de sistemas fotovoltaicos para la atención de suministros de energía eléctrica, a efectos de la aplicación y uso del FOSE, deberán seguir los criterios y procedimientos dispuestos por el Texto Único Ordenado de la Norma Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica;

Que, la vigencia del Factor de Recargo del FOSE y el Programa de Transferencias Externas que se establece mediante la presente resolución corresponde al periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 3 de agosto de 2018, toda vez que el 1 mayo de 2018 se producirá la actualización de las tarifas eléctricas, por lo que a efectos de evitar recálculos continuos y de conformidad con el principio de simplicidad, previsto en el numeral 1.13 del artículo IV del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS, en virtud del cual se deben eliminar complejidades innecesarias, resulta conveniente en esta oportunidad que el factor del recargo del FOSE y el programa de transferencias externas tengan vigencia a partir del día de actualización, es decir, el día 1 de mayo;

Que, se han emitido los Informes Nº 203-2018-GRT y Nº 044-2018-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en la Ley Nº 27510 que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica, en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, y en la Ley Nº 30468, Ley que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial y en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión Nº 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Apruébese en 1,048 el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable a los cargos tarifarios de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas interconectados a que se refiere el Artículo 2 de la Ley N° 27510, aplicable en la facturación del periodo comprendido entre el 1 de Mayo de 2018 al 3 de Agosto de 2018.

Artículo 2.- Apruébese el Programa Trimestral de Transferencias Externas correspondiente al periodo el 1 de Mayo de 2018 al 3 de Agosto de 2018.

**Programa de Transferencias Externas
(En Nuevos Soles)**

Fecha Límite de Transferencia		Empresas Aportantes					
		Enel Distribución			Luz del Sur		
		15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018	15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018
Receptoras	Adinelsa	184 431	191 727	198 753	293 695	291 787	289 865
	Chavimochic	287	977	1 836	458	1 487	2 677
	Edelsa	4 348	4 500	4 646	6 923	6 848	6 777
	Egepsa	722	546	330	1 151	831	482
	Electro Oriente	596 714	604 591	605 956	950 232	920 117	883 739
	Electro Pangoa	343	320	299	546	487	437
	Electro Puno	331 155	350 334	371 111	527 344	533 167	541 237
	Electro Sur Este	408 777	420 390	432 218	650 952	639 785	630 357
	Electro Tocache	6 199	5 011	3 586	9 872	7 627	5 230
	Electrocentro	648 168	658 651	669 403	1032 169	1002 391	976 273
	Electronoroeste	331 580	370 181	413 283	528 022	563 374	602 740
	Electronorte	124 740	140 870	160 454	198 640	214 388	234 010
	Electrosur	41 816	55 378	72 416	66 589	84 279	105 613
	Emsemsa	2 704	2 618	2 519	4 306	3 985	3 673
	Emseusa	8 274	8 564	8 889	13 175	13 034	12 964
	Hidrandina	393 974	394 437	395 482	627 379	600 289	576 780
	Seal	33 621	21 865	10 146	53 539	33 277	14 796
	Sersa	5 721	5 986	6 275	9 111	9 111	9 151
	Perú Microenergía	88 099	95 755	103 846	140 292	145 727	151 452
	Eilhicha	12 162	12 691	13 216	19 366	19 314	19 275
Esempat	1 150	3 645	7 118	1 832	5 547	10 380	
Entelin	34 736	35 717	36 645	55 315	54 356	53 445	
Fideicomiso Fotovoltaico Minem-Ergon	547 664	658 724	743 492	872 123	1002 503	1084 324	

Fecha Límite de Transferencia		Empresas Aportantes					
		Electro Ucayali			Coelvisac		
		15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018	15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018
Empresas Receptoras	Electrocentro	143 760	159 559	173 643	132 130	137 663	142 902

Fecha Límite de Transferencia		Electro Dunas		
		15/06/2018	15/07/2018	15/08/2018
Empresas Receptoras	Electrocentro	374 349	388 503	399 679

Artículo 3º.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con los informes N° 203-2018-GRT y N° 044-2018-GRT, en el portal de internet de Osinerghmin: <http://www.osinerghmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGHMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGHMIN N° 067-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, con Resolución Osinerghmin N° 203-2013-OS/CD se fijaron los Valores Agregados de Distribución (VAD), Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el Artículo 43, incisos b) y d), y el Artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas para el periodo 2013 – 2017 (en adelante Resolución 203);

Que, con Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2018 la vigencia de la Resolución 203 para el grupo de empresas conformado por: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Electro Tocache S.A.; Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.; Servicios Eléctricos Rioja S.A.; Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C., Electro Pangoa S.A.; Electricidad Pangoa S.A.-Egepsa; Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C.; y, Empresa Distribuidora y Comercializadora de Electricidad San Ramón de Pangoa S.A. (en adelante “primer grupo de empresas concesionarias”);

Que, asimismo, se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019 la vigencia de la Resolución 203, para el grupo de empresas conformados por: Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electrosur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante “segundo grupo de empresas concesionarias”);

Que, de acuerdo a la Resolución 203, las ventas de potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad con el Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (en adelante FBP), con el fin de evitar sobre-venta o sub-venta de potencia de punta, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la efectiva potencia de punta vendida;

Que, asimismo, se estableció que para cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el FBP que afectará los correspondientes valores agregados de distribución, debiendo las empresas presentar la información sustentatoria de acuerdo a los procedimientos, formatos y medios que se establezcan;

Que, mediante Resolución Osinerghmin N° 281-2015-OS/CD, se aprobó la Norma “Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP)”, en la cual se señala se calculará el FBP no sólo de los sistemas eléctricos con demanda mayor a 12 MW, sino también con factor de carga mayor a 0.55; dicho cálculo se efectuará con la información correspondiente al período anual anterior (enero-diciembre), debiendo tener vigencia a partir del 01 de mayo de cada año;

Que cumpliendo con lo establecido en las resoluciones mencionadas las empresas de distribución eléctrica han proporcionado la información correspondiente, habiendo Osinerghmin efectuado las observaciones y los cálculos correspondientes a cada una de las empresas de distribución eléctrica cuyos sistemas de distribución eléctrica tienen una demanda máxima mayor a 12 MW y un factor de carga mayor a 0.55;

Que, la Resolución Osinerghmin N° 070-2017-OS/CD aprobó el FBP para ambos grupos de empresas concesionarias para el periodo de mayo 2017 hasta abril 2018 teniendo en cuenta los valores agregados de distribución fijados por la Resolución 203, por lo tanto, resulta necesario que la nueva aprobación del FBP considere la prórroga diferenciada efectuada por la Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM a la vigencia de dicha Resolución 203;

Que, de acuerdo a lo señalado, para el primer grupo de empresas concesionarias el FBP se calculará del 1 de mayo de 2018 hasta el 31 de octubre de dicho año, dado que, a partir de noviembre de 2018 se deberá tomar en cuenta los nuevos factores de caracterización de la carga y expansión de pérdidas que se establecerán al fijar el valor agregado de distribución para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022. Para el segundo grupo de empresas concesionarias el FBP se calculará para el periodo comprendido desde el 1 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2019

Que, se han emitido el Informe Técnico N° 205-2018-GRT y el Informe Legal N° 206-2018-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinerghmin respectivamente, los cuales complementan y contienen con mayor detalle técnico y jurídico la motivación que sustenta la decisión de Osinerghmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3º, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

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; y, en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar el Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP) a nivel de empresa aplicable al VADMT y VADBT de los sistemas de distribución eléctrica Lima Norte y Huaral-Chancay perteneciente a la empresa de distribución eléctrica Enel Distribución S.A.A., Cañete y Lima Sur pertenecientes a la empresa Luz del Sur S.A.A. y Cusco perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.A.

Vigencia	Empresa	Sistema	FBP
01/05/2018 al 31/10/2018	Enel Distribución	Lima Norte MT	0.9036
		Lima Norte BT	0.9117
		Huaral-Chancay MT	1.0768
		Huaral-Chancay BT	1.1577
	Luz del Sur	Lima Sur MT	0.8857
		Lima Sur BT	0.8963
		Cañete MT	0.8999
		Cañete BT	0.9729
01/05/2018 al 30/04/2019	Electro Sur Este	Cusco MT	0.8118
		Cusco BT	0.7851

Artículo 2.- Aprobar el Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP) a nivel de empresa aplicable al VADMT y VADBT de los sistemas de distribución eléctrica con demanda máxima mayor a 12 MW y factor de carga mayor a 0.55, que se enuncia a continuación:

Vigencia	Empresa	Sistema	FBP
01/05/2018 al 30/04/2019	Electrocentro	Ayacucho	0.8624
		Huancayo	
		Huánuco	
	Electronorte	Chiclayo	0.8194
		Chiclayo Baja Densidad	
		Olmos	
	Hidrandina	Cajamarca	0.8492
		Chimbote	
		Guadalupe	
		Trujillo	
	Electronoroeste	Caraz-Carhuaz-Huaraz	1.0268
		Piura	
		Tumbes	
	Electro Oriente	Sullana	0.8488
		Paíta	
Iquitos			
Electrosur	Tarapoto	0.8208	
	Tacna		
01/05/2018 al 31/11/2018	Electro Dunas	Chincha	0.9675
		Ica	
		Pisco	

Vigencia	Empresa	Sistema	FBP
		Chincha Baja Densidad	
		Santa Margarita	
		Paracas	
01/05/2018 al	Electro Ucayali	Pucallpa	0.8837
30/04/2019	Seal	Arequipa	0.8196

Artículo 3.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, en el portal de internet de Osinermin, <http://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>, conjuntamente con el Informe Técnico N° 205-2018-GRT y el Informe Legal N° 206-2018-GRT, que forman parte integrante de esta resolución.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
 Presidente del Consejo Directivo
 OSINERMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERMIN N° 068-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo dispuesto en la Resolución Osinermin N° 203-2013-OS/CD, mediante la cual se fijaron los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el Artículo 43, incisos b) y d), y el Artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas para el periodo 2013 – 2017, los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (en adelante “Ep”) se calcularán anualmente a nivel de empresas de distribución eléctrica para: i) los sistemas de distribución eléctrica interconectados y, ii) los sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima superior a 12 MW. El Ep a aplicarse será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendarios y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2018 la vigencia la Resolución Osinermin N° 203-2013-OS/CD para el grupo de empresas conformado por: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Electro Tocache S.A.; Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.; Servicios Eléctricos Rioja S.A.; Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C., Electro Pangoa S.A.; Electricidad Pangoa S.A.-Egepsa; Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C.; y, Empresa Distribuidora y Comercializadora de Electricidad San Ramón de Pangoa S.A.; y hasta el 31 de octubre de 2019, para el grupo de empresas conformados por: Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electro Sur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.

Que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.4 del Artículo 1 de la Resolución Osinermin N° 203-2013-OS/CD, el valor del Ep se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C, BT5D, BT6 y BT7;

Que, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 2 de la Resolución Osinermin N° 206-2013-OS/CD que aprobó la Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, se definen las fórmulas tarifarias y que la aplicación del factor Ep es para las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 y BT7;

Que, cumpliendo con lo establecido en la mencionada resolución, las empresas de distribución eléctrica, con excepción de las empresas Emsemsa, Electro Tocache, Proyecto Especial Chavimochic y Esemopat, han proporcionado la información correspondiente, habiendo Osinermin efectuado las observaciones del caso y los cálculos correspondientes a cada una de las empresas de distribución eléctrica. En el caso de la empresa Eilhicha, no correspondió realizar el cálculo de Ep porque no tiene sistemas eléctricos que superen los 12 MW;

Que, mediante Resolución Osinermin N° 073-2017-OS/CD se establecieron los Ep aplicables al periodo mayo 2017 – abril 2018, siendo por tanto necesaria la fijación del Ep para el periodo mayo 2018 – abril 2019;

Que, se han emitido el Informe Técnico N° 197-2018-GRT y el Informe Legal N° 198-2018-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinermin respectivamente, los cuales complementan y contienen con mayor detalle técnico y jurídico la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

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 Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-

2001-PCM; y, en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 010-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) por empresa de distribución eléctrica, aplicables para el cálculo del cargo de energía de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 y BT7, desde el 01 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2019.

Empresa	Ep
Enel Distribución	0.236
Luz del Sur	0.225
Electrocentro	0.269
Electronorte	0.251
Hidrandina	0.247
Electronoroeste	0.248
Electro Dunas	0.250
Coelvisac	0.239
Emsemsa	0.221
Electro Tocache	0.256
Electrosur	0.244
Electro Sur Este	0.259
Electro Puno	0.272
Seal	0.224
Electro Ucayali	0.242
Electro Oriente	0.252
Sersa	0.328
Emseusac	0.246
Electro Pangoa	0.251
Adinelsa	0.366
Egepsa	0.233
Edelsa	0.243
Proyecto Especial Chavimochic	0.272
Esempat	0.287

Artículo 2.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, en el portal de internet de Osinergmin, <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>, conjuntamente con el Informe Técnico N° 197-2018-GRT y el Informe Legal N° 198-2018-GRT, que forman parte integrante de esta resolución.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
 Presidente del Consejo Directivo
 OSINERGMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 069-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, la Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, fijó el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el periodo noviembre 2013 – octubre 2017 (en adelante Resolución 203), disponiéndose que los valores ponderados VADMTp,

VADBTp y VADSEDp deberán ser calculados por las empresas distribuidoras a partir de los VAD fijados por sector típico y los factores de ponderación del VADMT, VADBT y VADSED que sean establecidos a través de la respectiva resolución de fijación de los factores de ponderación del VAD;

Que, la Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM prorrogó hasta el 31 de octubre de 2018 la vigencia de la Resolución 203 para el grupo de empresas conformado por: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Electro Tocache S.A.; Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.; Servicios Eléctricos Rioja S.A.; Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C., Electro Pangoa S.A.; Electricidad Pangoa S.A.-Egepsa; Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C.; y, Empresa Distribuidora y Comercializadora de Electricidad San Ramón de Pangoa S.A. (en adelante "primer grupo de empresas concesionarias");

Que, asimismo, la citada Resolución Ministerial, prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019 la vigencia de la citada Resolución 203, para el grupo de empresas conformados por: Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electro Sur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "segundo grupo de empresas concesionarias");

Que, mediante Resolución Osinermin N° 072-2017-OS/CD se establecieron los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales, de cada una de las empresas de distribución eléctrica para el período 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018;

Que, el Artículo 6 de la Resolución Osinermin N° 205-2013-OS/CD dispone que los factores de ponderación correspondientes a cada una de las empresas de distribución eléctrica se recalcularán anualmente, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE. Ambas resoluciones se mantienen vigentes durante los períodos de prórroga establecidos por la Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM;

Que, el Artículo 6 de la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE establece que los Factores de Ponderación a emplearse para el cálculo de los Valores Agregados de Distribución para cada concesión durante el período noviembre 2013 - octubre 2017, serán las ventas de energía de cada sistema eléctrico en media tensión y en baja tensión, según corresponda, durante el período anual inmediato anterior a la fecha de aplicación;

Que, según el Artículo 7 de la Resolución Directoral citada, corresponde a Osinermin calcular y fijar los factores de ponderación a que se refiere el considerando anterior, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 2, 3, 4, 5 y 6 de la misma resolución;

Que, considerando que está por concluir la vigencia de los Factores de Ponderación del VAD, de cada una de las empresas de distribución eléctrica establecida por la Resolución Osinermin N° 072-2017-OS/CD, corresponde que se realice la determinación de los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales para el nuevo período correspondiente;

Que, debe de tenerse en cuenta que las normas y resoluciones citadas precedentemente están vinculadas con los Sectores Típicos de Distribución correspondiente a los VAD determinado mediante la Resolución 203 y derivan de la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE conforme se indica en el Artículo 6 de la Resolución Osinermin N° 205-2013-OS/CD. Por ello, corresponde que, en esta oportunidad, la fijación de los Factores de Ponderación del VAD se realice considerando los grupos de empresas concesionarias y períodos establecidos en la Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM que efectuó una prórroga diferenciada a la vigencia del VAD establecido mediante la citada Resolución 203;

Que, de acuerdo a lo señalado, para el primer grupo de empresas concesionarias los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución se calcularán del 1 de mayo de 2018 hasta el 31 de octubre de dicho año, dado que, a partir de noviembre de 2018 se deberá tomar en cuenta los nuevos Sectores Típicos de Distribución que se emplearan para el valor agregado de distribución correspondiente al período de noviembre 2018 – octubre 2022. Para el segundo grupo de empresas concesionarias los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución se calcularán para el período comprendido desde el 1 de mayo de 2018 hasta el 30 de abril de 2019;

Que, se han emitido el Informe Técnico N° 199-2018-GRT y el Informe Legal N° 201-2018-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinermin respectivamente, los cuales complementan y contienen con mayor detalle técnico y jurídico la motivación que sustenta la decisión de Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3º, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

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 Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y, en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 010-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Fíjese los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales, de cada una de las empresas de distribución eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico (VADMT) y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales en Media Tensión

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	Sistemas Eléctricos Rurales (*)	
Adinelsa						1,66%		98,34%	100,00%
Chavimochic			95,56%					4,44%	100,00%
Coelvisac		2,33%	14,38%		0,32%		82,97%		100,00%
Enel Distribución	93,27%		6,42%	0,19%	0,04%	0,02%		0,06%	100,00%
Edelsa			100,00%						100,00%
Egepsa			100,00%						100,00%
Eilhicha								100,00%	100,00%
Electro Dunas		61,91%	29,99%	5,66%	1,48%	0,58%		0,38%	100,00%
Electro Oriente		59,50%	11,97%	19,47%	4,53%	1,43%		3,10%	100,00%
Electro Pangoa		100,00%							100,00%
Electro Puno		49,83%	18,64%	4,86%	8,70%	17,18%		0,79%	100,00%
Electro Sur Este		62,80%	4,15%	15,02%	8,62%	8,25%		1,16%	100,00%
Electro Tocache				89,66%				10,34%	100,00%
Electro Ucayali		85,37%	10,67%					3,96%	100,00%
Electrocentro		48,23%	19,51%	12,84%	9,56%	3,84%		6,02%	100,00%
Electronoroeste		74,63%	9,35%	10,79%		0,34%		4,89%	100,00%
Electronorte		70,72%	23,89%	3,11%	0,58%	0,30%		1,40%	100,00%
Electrosur		56,78%	37,70%	3,23%	2,26%			0,03%	100,00%
Emsemsa			100,00%						100,00%
Emseusa			100,00%						100,00%
Esempat								100,00%	100,00%
Hidrandina		72,38%	13,50%	6,32%	2,66%	2,27%		2,87%	100,00%
Luz del Sur	98,35%	1,52%		0,13%					100,00%
Seal		74,85%	7,83%	14,92%	1,02%	0,70%		0,68%	100,00%
Sersa			100,00%						100,00%

* Factores de ponderación del VAD de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos Rurales (Tarifa Eléctrica Rural).

- a) Para las siguientes empresas: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Electro Tocache S.A.; Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.; Servicios Eléctricos Rioja S.A.; Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C., Electro Pangoa S.A.; Electricidad Pangoa S.A.-Egepsa; Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C.; y, Empresa Distribuidora y Comercializadora de Electricidad San Ramón de Pangoa S.A. los factores de ponderación estarán vigentes hasta el 31 de octubre de 2018.
- b) Para las siguientes empresas: Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electrosur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., hasta el 30 de abril de 2019.

Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico (VADB) y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales en Baja Tensión

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	Sistemas Eléctricos Rurales (*)	
Adinelsa						2,48%		97,52%	100,00%

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	Sistemas Eléctricos Rurales (*)	
Chavimochic			95,52%					4,48%	100,00%
Coelvisac		44,41%	0,15%		6,67%		48,77%		100,00%
Enel Distribución	94,49%		5,15%	0,21%	0,06%	0,02%		0,07%	100,00%
Edelsa			100,00%						100,00%
Egepsa			100,00%						100,00%
Eilhicha								100,00%	100,00%
Electro Dunas		82,90%	11,28%	2,74%	1,05%	1,19%		0,84%	100,00%
Electro Oriente		61,25%	13,78%	16,78%	2,82%	1,50%		3,87%	100,00%
Electro Pangoa		100,00%							100,00%
Electro Puno		62,52%	7,21%	5,18%	9,29%	14,61%		1,19%	100,00%
Electro Sur Este		64,24%	4,28%	14,35%	9,31%	6,37%		1,45%	100,00%
Electro Tocache				85,40%				14,60%	100,00%
Electro Ucayali		88,68%	5,28%					6,04%	100,00%
Electrocentro		48,61%	18,43%	13,41%	8,96%	4,05%		6,54%	100,00%
Electronoroeste		72,82%	9,62%	9,73%		0,51%		7,32%	100,00%
Electronorte		74,26%	19,40%	3,31%	0,47%	0,36%		2,20%	100,00%
Electrosur		61,60%	32,95%	3,26%	2,15%			0,04%	100,00%
Emsemsa			100,00%						100,00%
Emseusa			100,00%						100,00%
Esempat								100,00%	100,00%
Hidrandina		76,23%	11,40%	3,98%	1,85%	2,36%		4,18%	100,00%
Luz del Sur	98,61%	1,20%		0,19%					100,00%
Seal		80,96%	8,35%	8,82%	0,41%	0,84%		0,62%	100,00%
Sersa			100,00%						100,00%

* Factores de ponderación del VAD de Baja Tensión de los Sistemas Eléctricos Rurales (Tarifa Eléctrica Rural).

- a) Para las siguientes empresas: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Electro Tocache S.A.; Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.; Servicios Eléctricos Rioja S.A.; Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C., Electro Pangoa S.A.; Electricidad Pangoa S.A.-Egepsa; Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C.; y, Empresa Distribuidora y Comercializadora de Electricidad San Ramón de Pangoa S.A. los factores de ponderación estarán vigentes hasta el 31 de octubre de 2018.
- b) Para las siguientes empresas: Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electrosur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., hasta el 30 de abril de 2019.

Artículo 2.- Los factores de ponderación del Valor Agregado de Distribución de los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros serán iguales a 100%, de acuerdo al sector típico correspondiente.

Artículo 3.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, en el portal de internet de Osinergmin, <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>, conjuntamente con el Informe Técnico N° 199-2018-GRT y el Informe Legal N° 201-2018-GRT, que forman parte integrante de esta resolución.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 070-2018-OS/CD**

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, los Valores Agregados de Distribución (en adelante "VAD"), fijados mediante Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, se establecieron inicialmente para el período 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017 y, posteriormente, como consecuencia del Decreto Legislativo N° 1221 fueron prorrogados mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM, para un grupo de empresas hasta el 31 de octubre de 2018 y para otro grupo hasta el 31 de octubre de 2019;

Que, el Artículo 67 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), dispone que los componentes del VAD se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución se calcula en forma agrupada, mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución;

Que, el 08 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía y Minas emitió la Resolución Directoral N° 292-2017-MEM/DGE, estableciendo los Sectores de Distribución Típicos para efectos de la fijación del VAD de los años 2018 y 2019. Al ser dichos sectores tomados en cuenta en la elaboración de los estudios de costos del VAD, se aceptó las prórrogas solicitadas por empresas para la presentación de dichos estudios, estableciéndose en el Artículo 3 de la Resolución Osinergmin N° 225-2017-OS/CD, que el plazo para la presentación de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución, previsto en el ítem a) del Anexo B.1.1 de la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, correspondiente a la fijación del Valor Agregado de Distribución para el periodo 2018-2022, respecto de las empresas Enel Distribución Perú, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusa, Proyecto Especial Chavimochic, Emseusa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esemptat y Edelsa, es a más tardar, el primer día útil del mes de mayo de 2018;

Que, mediante Resolución Osinergmin N° 042-2018-OS/CD, publicada el 08 de marzo de 2018, se designa para cada Sector de Distribución Típico de los concesionarios que prestan el servicio público de electricidad hasta cincuenta mil suministros, a las empresas que se encargarán de realizar el estudio de costos correspondiente, así como los sistemas eléctricos representativos, disponiéndose que el Sector de Distribución Típico 2 corresponde a la Empresa Emseusa con el sistema eléctrico Utcubamba; el Sector de Distribución Típico 3 a la Empresa Electro Tocache con el sistema eléctrico Tocache; el Sector de Distribución Típico 4 a la Empresa Coelvisac con el sistema eléctrico Olmos-Motupe-Ililimo y el Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER) a la Empresa Eilhicha con el sistema eléctrico SER Chacas;

Que, la designación reciente de las empresas mencionadas en el considerando anterior se debió a que Osinergmin debió efectuar previamente la calificación de los sistemas eléctricos en sectores típicos, conforme a lo dispuesto por la Resolución Directoral N° 292-2017-MEM/DGE, lo cual comprendió el requerimiento de información técnica y comercial a las empresas, correspondiente al año 2017; la validación de dicha información y su procesamiento siguiendo la metodología establecida en la resolución directoral citada, a efectos de determinar la calificación de los sistemas eléctricos y; a partir de este punto, seleccionar los sistemas eléctricos representativos de las empresas con hasta cincuenta mil suministros para la elaboración de sus respectivos estudios de costos;

Que, las empresas Coelvisac, mediante las Cartas CEV N° 0703-2018/GG.GG, CEV N° 0784-2018/GG.GG, Emseusa, mediante la Carta N° 158-2018-EMSEU/GG, y Eilhicha, mediante Carta EILHICHA-097-2018, han solicitado un nuevo plazo para la presentación del estudio de costos del VAD correspondiente;

Que, por lo mencionado en los considerandos precedentes, resulta necesario prorrogar el plazo que se les otorgó a las empresas con hasta cincuenta mil suministros en el Artículo 3 de la Resolución Osinergmin N° 225-2017-OS/CD y circunscribir dicho plazo a las que fueron designadas para la presentación del estudio de costos correspondiente, de modo que las empresas Emseusa, Electro Tocache, Coelvisac y Eilhicha, puedan presentar los estudios a más tardar, el 04 de junio de 2018, tomando en cuenta la reciente designación, así como el tamaño del sistema eléctrico representativo a evaluar, sin que ello modifique la fecha de aprobación de los VAD de las referidas empresas y de las demás con hasta cincuenta mil suministros que se encuentran dentro del grupo a las que se le calcula el VAD en forma agrupada, debiendo sustituirse el Artículo 3 de la referida de la resolución;

Que, finalmente se ha emitido el Informe Técnico Legal N° 204-2018-GRT elaborado por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Numeral 4 del Artículo 3º, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en la Ley N° 27849, Ley General de Electrificación Rural, y en el Texto Único Ordenado de la

Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 10-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Modificar el Artículo 3 de la Resolución Osinermin N° 225-2017-OS/CD, según el siguiente texto:

“Artículo 3.- Establecer que los plazos para la presentación de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución, previsto en el ítem a) del Anexo B.1.1 de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 080-2012-OS-CD, correspondiente a la fijación del Valor Agregado de Distribución para el periodo 2018 - 2022, serán los siguientes:

- a) Para las empresas Enel Distribución Perú, Luz del Sur y Electro Dunas: a más tardar, el primer día útil del mes de mayo de 2018.
- b) Para las empresas Emseusa, Electro Tocache, Coelvisac y Eilhicha: a más tardar, el 04 de junio de 2018”.

Artículo 2.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, y consignada en el portal de internet de Osinermin <http://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>, conjuntamente con el Informe Técnico Legal N° 204-2018-GRT

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN

Presidente del Consejo Directivo
Osinermin

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 071-2018-OS/CD

Lima, 24 de abril de 2018

CONSIDERANDO:

Que, la función reguladora de Osinermin 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, concordado con los Artículos 26, 27 y 28 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Dicha función, exclusiva del Consejo Directivo, comprende la facultad de fijar, mediante resoluciones, las tarifas de los servicios bajo su ámbito, bajo criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales;

Que, mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, publicado en el diario oficial El Peruano, el 02 de mayo de 2008, se establecieron los dispositivos para incentivar la inversión en generación de electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), entre los cuales está comprendido el recurso energético solar; estableciéndose un sistema de subastas para garantizar a los inversionistas un precio estable en el largo plazo;

Que, con el Decreto Supremo N° 020-2013-EM se aprobó el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red (en adelante “Reglamento RER”), con la finalidad de promover el aprovechamiento de los RER y mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las Áreas No Conectadas a Red;

Que, bajo las disposiciones del Reglamento RER, se llevó a cabo la Primera Subasta para el Suministro de Energía en Áreas No Conectadas a Red, habiendo resultado Adjudicatario el inversionista Ergon Perú S.A.C., quien tiene derecho a cobrar una Remuneración Anual por instalar, operar y mantener, entre otras actividades, las Instalaciones RER Autónomas (en adelante IRA’s) en las Áreas No Conectadas a Red. Asimismo, en el Artículo 16.1 de dicho Reglamento, se creó la figura de un fideicomiso para administrar los fondos necesarios para garantizar la remuneración del Adjudicatario. Además, mediante el Decreto Supremo N° 036-2014-EM, se encargó a las empresas distribuidoras la gestión comercial del servicio de suministro a los usuarios de las Instalaciones RER Autónomas, estableciéndose en dicho decreto que la sostenibilidad financiera de la gestión comercial sería cubierta por el Cargo RER Autónomo;

Que, la cantidad mínima requerida para las zonas Norte/Centro/Sur señaladas en el numeral 7.1 de las Bases Integradas de la Subasta asciende a 151 890 IRA’s y que, de acuerdo a la adenda realizada al contrato de inversión resultante de la subasta, el inversionista Ergon Perú S.A.C. deberá agregar a dicha cantidad 21 000 IRA’s, dando un total de 172 890 IRA’s. Según la referida adenda, la fecha de Puesta en Operación Comercial de las IRA’s señaladas debe realizarse como plazo máximo hasta el 30 de abril de 2019;

Que, en el numeral 17.4 del artículo 17 del Reglamento RER se señala expresamente que la primera determinación de la liquidación se efectuará considerando la proporción del periodo tarifario y la fecha de Puesta en Operación Comercial

y que dicha fecha es el 30 de abril de 2019; en consecuencia, la primera liquidación deberá efectuarse conforme al procedimiento de liquidación que será aprobado por Osinergmin antes de la referida fecha;

Que, de conformidad con el Artículo 17 del Reglamento RER, y los Artículos 3 y 6 del Decreto Supremo N° 036-2014-EM, Osinergmin regulará el Cargo RER Autónomo en la misma oportunidad que los Precios en Barra, debiendo considerar en dicho cargo: (i) la Remuneración Anual que le corresponde al inversionista Ergon Perú S.A.C.; (ii) los costos de administración del Fideicomiso; y (iii) los costos de comercialización de los distribuidores que les corresponde en virtud del encargo especial y que incluye la comercialización propiamente dicha (facturación, reparto de recibos, cobranza y verificación de operatividad) y una compensación por esta gestión que se aplica mensualmente. Adicionalmente, se deberán fijar también las condiciones de aplicación del Cargo RER Autónomo y los costos de corte y reconexión a favor del inversionista Ergon Perú S.A.C.;

Que, mediante la Resolución Osinergmin N° 058-2017-OS/CD, y las Resoluciones Osinergmin Nos. 137-2017-OS/CD y 138-2017-OS/CD que resolvieron los recursos de reconsideración presentados contra la misma, se determinó el Cargo RER Autónomo aplicable para el periodo del 1 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018, siendo por tanto necesaria la fijación para el siguiente periodo anual;

Que, por tal razón se ha dado inicio al proceso de aprobación del Cargo RER Autónomo aplicable para el nuevo periodo del 1 de mayo de 2018 al 30 de abril de 2019, siguiendo las etapas y plazos establecidos en el "Procedimiento para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros No Convencionales" contenido en el Anexo B.4 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD;

Que, el procedimiento se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como la publicación del proyecto de resolución que fija el Cargo RER Autónomo, la realización de la Audiencia Pública Descentralizada por parte de Osinergmin, y la recepción y análisis de los comentarios y sugerencias presentados, por lo que corresponde aprobar el Cargo RER Autónomo que será aplicable al servicio de suministro de energía con Instalaciones RER Autónomas en Áreas No Conectadas a Red para el periodo antes señalado;

Que, se han emitido el Informe Técnico N° 200-2018-GRT y el Informe Legal N° 202-2018-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas de Osinergmin respectivamente, los cuales complementan y contienen con mayor detalle técnico y jurídico la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3º, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM; en el Decreto Ley N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables; en el Decreto Legislativo N° 1031, Decreto Legislativo que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado, y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 176-2010-EF, en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo 010-2016-PCM, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 10- 2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobación del Cargo RER Autónomo

Aprobar el Cargo RER Autónomo aplicable al servicio de suministro de energía en Áreas No Conectadas a Red, para cada uno de los siguientes tipos de Instalaciones RER Autónomas:

Cargo RER Autónomo (Soles por mes)

Tipo de Instalación RER Autónoma	Tipo 1 (85 Wp)	Tipo 2 (425 Wp)	Tipo 3 (850 Wp)
Promedio Zona (Norte/Centro/Sur)	50,29	238,01	472,69

Artículo 2.- Actualización del Cargo RER Autónomo

El Cargo RER Autónomo aprobado en el Artículo 1 de la presente resolución, será actualizado en la misma oportunidad en que se apruebe el factor de recargo del Fondo de Compensación Social Energética (FOSE). La actualización se efectuará considerando el monto de la compensación económica que determine el Ministerio de Energía y Minas, conforme a lo dispuesto por los Artículos 6 y 8.3 del Decreto Supremo N° 036-2014- EM.

Artículo 3.- Ajuste del Cargo RER Autónomo por Compensación Económica

El Ajuste del Cargo RER Autónomo por Compensación Económica se realizará en la fijación del Cargo RER Autónomo correspondiente al periodo mayo 2019 – abril 2020. El ajuste se efectuará considerando el monto de la compensación

económica, reportado por el Ministerio de Energía y Minas, que no haya sido considerado en la actualización a que se refiere el Artículo 2 de la presente resolución.

Artículo 4.- Cargos de Corte y Reconexión para Sistemas Fotovoltaicos

Fíjese los Cargos de Corte y Reconexión de las Instalaciones RER Autónomas para cada una de las Áreas No Conectadas a Red, según lo siguiente:

Cargos de Corte (S//usuario)

Zona	Norte	Centro	Sur
Costa	4,06	4,06	4,06
Sierra	6,04	6,04	6,04
Selva	8,89	8,89	8,89

Cargos de Reconexión (S//usuario)

Zona	Norte	Centro	Sur
Costa	5,48	5,48	5,48
Sierra	6,98	6,98	6,98
Selva	10,94	10,94	10,94

Artículo 5.- Condiciones de Aplicación

Cargo RER Autónomo

- a) El Cargo RER Autónomo se aplicará mensualmente a los suministros con Instalaciones RER Autónomas ubicadas en las Áreas No Conectadas a Red, que serán instaladas por el Inversionista como consecuencia de Primera Subasta para el Suministro de Energía en Áreas No Conectadas a Red realizado, de acuerdo al Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobado con Decreto Supremo N° 020-2013-EM.

La Tarifa RER Autónoma no incluye el Impuesto General a las Ventas (IGV), aplicable a usuario final por la prestación del servicio eléctrico.

Para la aplicación de la Tarifa de las Instalaciones RER Autónomas Tipo 1, se deberá cumplir con las disposiciones previstas por la Ley N° 27510, Ley del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), y sus modificatorias.

Para el cálculo de las compensaciones de las Tarifas RER Autónomas 2 y 3, el porcentaje de compensación de la Tarifa RER Autónoma a ser cubierta por el FISE para las Entidades de Salud e Instituciones Educativas será de 80%, de acuerdo con el numeral 3.3 del Anexo de la Resolución Ministerial N° 175-2017-MEM/DM.

La facturación y cobranza será mensual y el reparto de los recibos o facturas se efectuará en forma trimestral.

El inversionista Ergon Perú S.A.C., para la atención de suministros de energía eléctrica, con sistemas fotovoltaicos, a efectos de la aplicación y uso del FOSE, deberán seguir los criterios y procedimientos dispuestos en el Texto Único Ordenado de la Norma "Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)" aprobado con Resolución Osinergmin N° 689-2007-OS/CD, o la norma que lo sustituya.

b) Corte y Reconexión

El inversionista Ergon Perú S.A.C. podrá efectuar el corte del servicio eléctrico (apertura manual del interruptor termomagnético instalado en el tablero de distribución y colocación de un precinto de seguridad), sin intervención de las autoridades competentes, cuando estén pendientes de pago facturaciones, debidamente notificadas de dos o más meses derivados de la prestación del servicio.

La reconexión sólo se efectuará cuando el usuario haya abonado el importe de las facturaciones pendientes de pago, así como los cargos por corte y reconexión.

Las actividades de corte y reconexión se efectuarán en la oportunidad que corresponda realizar actividades técnicas de acuerdo a los programas de visitas técnicas, de conformidad con los Contratos de Inversión para el Suministro

de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red y con los Contratos de Servicio para el Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red.

Artículo 6.- Transferencias de los costos de comercialización

Las empresas mencionadas en el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 036-2014-EM, percibirán los costos de comercialización que forman parte del Cargo RER Autónomo, de acuerdo con los cargos unitarios por empresa distribuidora que se encuentran consignados en la tabla Resumen de costos de comercialización, consignada en el numeral 5.3 del Informe Técnico N° 200-2018-GRT.

Artículo 7º.- Vigencia de la Resolución

La presente resolución entrará en vigencia el 1 de mayo de 2018 y será aplicable hasta el 30 de abril de 2019.

Artículo 8.- Informes Sustentatorios

Incorpórese los Informes N° 200-2018-GRT y N° 202-2018-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 9.- Publicación de la Resolución

La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, y consignada en el portal de internet de Osinergmin <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>, conjuntamente con sus Informes N° 200-2018-GRT y N° 202-2018-GRT.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN

Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante el Decreto Supremo N° 020-2013-EM se aprobó el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, con la finalidad de promover la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas aisladas. Este nuevo régimen de suministro de electricidad para Áreas No Conectadas a Red se realiza mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en casas, colegios y postas de las zonas rurales del país.

El responsable de la instalación de los paneles y de la operación y mantenimiento del servicio es el inversionista "Ergon Perú S.A.C." adjudicataria de la Subasta para el Suministro de Energía en Áreas No Conectadas a Red, quien tiene derecho a cobrar la anualidad de su propuesta económica adjudicada en la subasta.

El total de costos que irroga este servicio es recaudado a través del Cargo RER Autónomo fijado por Osinergmin, mediante el cual se reconocen todos los costos involucrados en la prestación del servicio. Este cargo incluye la Remuneración Anual (anualidad de su inversión adjudicada en la subasta) a favor del Inversionista, los costos de gestión comercial de las distribuidoras eléctricas y el costo de administración del Fideicomiso.

De conformidad con el Artículo 17 del Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobado con Decreto Supremo N° 020-2013-EM, y los Artículos 3º y 6º del Decreto Supremo N° 036-2014-EM, Osinergmin regulará el Cargo RER Autónomo en la misma oportunidad que los Precios en Barra, debiendo considerar en dicho cargo: (i) la Remuneración Anual que le corresponde al Inversionista adjudicatario de la Subasta para el Suministro de Energía en Áreas No Conectadas a Red; (ii) los costos de administración del Fideicomiso; y (iii) los costos de comercialización de los distribuidores que les corresponde en virtud del encargo especial y que incluye la comercialización propiamente dicha (facturación, reparto de recibos, cobranza y verificación de operatividad) y una compensación por esta gestión que se aplica mensualmente. Adicionalmente, en esta oportunidad se deberán fijar también las condiciones de aplicación del Cargo RER Autónomo y los costos de corte y reconexión a favor del Inversionista.

Cabe indicar que, según lo dispuesto expresamente en el numeral 17.4 del artículo 17 del Reglamento RER, la primera determinación de la liquidación se efectuará considerando la proporción del periodo tarifario y la fecha de Puesta en Operación Comercial; en consecuencia, teniendo en cuenta que dicha fecha es el 30 de abril de 2019, la primera liquidación deberá efectuarse conforme al procedimiento de liquidación que será aprobado por Osinergmin antes de la referida fecha.

El proceso de regulación del Cargo RER Autónomo se ha efectuado siguiendo las etapas y plazos establecidos en el "Procedimiento para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros No Convencionales" contenido en el Anexo B.4 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, de modo tal que la entrada en vigencia del Cargo RER Autónomo coincida con la entrada en vigencia de los Precios en Barra.