

ANEXO B

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

Lima, XX de XXXX de 2023

VISTOS:

Los Informes N° XXXX-2023-GRT y N° XXXX-2023-GRT, elaborados por la Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante "GRT") del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinerghmin").

CONSIDERANDO:

Que, Osinerghmin, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), a través de la Resolución N° 168-2019-OS/CD, modificada por la Resolución N° 224-2019-OS/CD, fijó los Valores Agregados de Distribución para el periodo 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023 del grupo correspondiente a las siguientes empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. (Electronoroeste), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. (Electronorte), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. (Electro Puno), Electro Sur Este S.A.A. (Electro Sur Este), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electrosur S.A. (Electrosur), Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (Seal), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa), Electro Oriente S.A. (Electro Oriente) y Electro Ucayali S.A. (Electro Ucayali);

Que, en el artículo 66 de la LCE se establece que el VAD se calcula individualmente para cada empresa concesionaria de distribución eléctrica que preste servicio a más de 50 000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije su reglamento, y que, para las demás empresas concesionarias, se calcula de forma agrupada, conforme a lo aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de Osinerghmin, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento;

Que, el artículo 67 de la LCE, dispone que los componentes del VAD se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinerghmin (en adelante "Términos de Referencia"), los cuales han sido aprobados mediante la Resolución Osinerghmin N° 240-2021-OS/CD;

Que, considerando la normativa señalada, y de acuerdo a lo establecido en el artículo 73 de la LCE, que establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, corresponde a Osinerghmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027 para las empresas concesionarias antes mencionadas;

Que, mediante la Resolución Osinerghmin N° 080-2012-OS/CD, el Consejo Directivo de Osinerghmin aprobó

la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, en la cual se incorpora como Anexo B.1.1 el "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica: Valor Agregado de Distribución (VAD)";

Que, el procedimiento se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como la presentación de los estudios de costos del VAD por parte de las empresas concesionarias la cual se efectuó el primer día hábil de mayo de 2023 conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución 240-2021-OS/CD; la publicación de los referidos estudios de costos por la GRT en el portal de internet de Osinergmin; la convocatoria, la exposición y sustentación de los estudios de costos por parte de las empresas en la "Audiencia Pública de las Empresas"; la formulación de las observaciones a los estudios de costos de conformidad con los Términos de Referencia, la LCE y la demás normativa aplicable; la presentación de la absolución de las observaciones y de los estudios de costos del VAD definitivos por parte de las empresas, que fueron analizados por la GRT; la publicación del proyecto de resolución de los Valores Agregados de Distribución y la relación de la información que la sustenta, la exposición y sustentación del proyecto de resolución publicado y sustentado por Osinergmin en la "Audiencia Pública Descentralizada de Osinergmin"; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la publicación del proyecto de resolución; y el análisis respectivo de Osinergmin;

Que, la LCE en su artículo 68 dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, Osinergmin deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los artículos 69 y 70 de la LCE, estructurar un conjunto de precios básicos para cada concesión; y, calcular la Tasa Interna de Retorno para cada concesionario que cuente con estudio individual del VAD y, en los demás casos, para conjuntos de concesionarios de conformidad con lo señalado en el Artículo 66 de la LCE, considerando para ambos casos un periodo de análisis de 25 años y evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución eléctrica e incorporando los beneficios obtenidos de los proyectos de innovación tecnológica;

Que, el artículo 71 de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79 de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, lo cual es el caso de la presente regulación; y en virtud a lo dispuesto en el artículo 72 de la LCE y 151 de su Reglamento corresponde a Osinergmin, en cumplimiento de su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Actualización, así como el factor de reajuste por mejoramiento de la calidad del servicio, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2019 para las empresas concesionarias mencionadas precedentemente, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los artículos 139 y 147 del Reglamento de la LCE;

Que, Osinergmin de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3 de 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 los artículos 27 y 52 literal v), de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el artículo 22, inciso a) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Valores Agregados de Distribución;

Que, los Informes N° XXXX-2023-GRT y N° XXXX-2023-GRT forman parte integrante de la presente resolución y contienen los antecedentes, actividades desarrolladas y resultados que sustentan la presente Fijación del VAD, complementando la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2020-EM; 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 Reglamento de Organización y Funciones de Osinermin, 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° 004-2019-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° XXXX-2023 de fecha XX de XXXX de 2023.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobación de los Valores Agregados de Distribución

Fijar los Valores Agregados de Distribución a que se refiere el artículo 43, incisos b) y d), y el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el periodo del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027, respecto de las empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A., Electro Sur Este S.A.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electrosur S.A., Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., Electro Oriente S.A. y Electro Ucayali S.A.

1. Definición de Parámetros

| | |
|-------------|--|
| VADMT | : Valor agregado de distribución en media tensión por sector típico (S//kW-mes), comprende las instalaciones de media tensión. |
| VADBT | : Valor agregado de distribución en baja tensión por sector típico (S//kW-mes), comprende las subestaciones de distribución MT/BT y las instalaciones de baja tensión del servicio particular y alumbrado público. |
| VADSED | : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT por sector típico (S//kW-mes), comprende las subestaciones de distribución MT/BT. |
| α MT | : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT (%). |
| α BT | : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT (%). |
| CFE | : Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S//mes). |
| CFS | : Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S//mes). |
| CFH | : Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S//mes). |
| CFEAP | : Cargo fijo mensual para medición simple del alumbrado público (S//mes). |
| CCSP | : Cargo comercial del servicio prepagado (S//mes). |

| | |
|--------------------|---|
| CFHCO | : Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada (S//mes). |
| CER | : Cargo por energía reactiva (S//kVAR.h). |
| CMTPP _g | : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación. |
| CMTFP _g | : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación. |
| CBTPP _g | : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación. |
| CBTFP _g | : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación. |
| CMTPP _d | : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución. |
| CMTFP _d | : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución. |
| CBTPP _d | : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución. |
| CBTFP _d | : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución. |
| FCPPMT | : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión. |
| FCFPMT | : Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión. |
| FCPPBT | : Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión. |
| FCFPBT | : Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión. |
| PEMT | : Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión. |
| PEBT | : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión (subestaciones de distribución MT/BT, redes, acometidas y medidores). |
| PESED | : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión (no incluye redes). |
| PEBTCO | : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión para medición centralizada (no incluye acometidas). |
| PPMT | : Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión. |
| PPBT | : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión (subestaciones de distribución MT/BT, redes, acometidas y medidores). |

PPSED : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión (no incluye redes).

PPBTCO : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para medición centralizada (no incluye acometidas).

NHUBT : Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

NHUBTPP_A : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBTFP_A : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBTPP_B : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

NHUBTFP_B : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

NHUBTPRE : Número de horas de uso para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago de baja tensión.

NHUBTAP : Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público.

NHUBTPP_F : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 10 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBT_F : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

PEPP : Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PEFP : Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PE : Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PP : Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW-mes).

PTPMT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión.

PTPBT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión.

VMTPP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S//kW-mes).

VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S//kW-mes).

VBTPP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S//kW-mes).

VBTFP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S//kW-mes).

VSEDPP : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta (S//kW-mes).

2. Valores Agregados de Distribución

2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en S//kW-mes, para cada una de las empresas indicadas en el Artículo 1 de la presente resolución, son las del cuadro siguiente:

VAD (S//kW-mes)

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|--------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| VADMT | 39,759 | 19,686 | 32,729 | 24,162 | 41,528 | 27,197 |
| VADBT | 99,416 | 73,065 | 75,145 | 67,065 | 93,413 | 87,830 |
| VADSED | 19,043 | 11,262 | 14,032 | 10,704 | 19,246 | 13,121 |

| | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|--------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| VADMT | 24,007 | 19,511 | 91,883 | 30,482 | 17,834 |
| VADBT | 81,926 | 74,942 | 75,760 | 71,019 | 64,443 |
| VADSED | 11,374 | 16,283 | 18,678 | 19,888 | 14,966 |

La participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT, VADBT y VADSED es la siguiente:

Participación aVNR y OyM

| | | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|--------|------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| VADMT | aVNR | 46,12% | 41,81% | 47,28% | 49,73% | 39,25% | 53,59% |
| | OyM | 53,88% | 58,19% | 52,72% | 50,27% | 60,75% | 46,41% |
| VADBT | aVNR | 52,98% | 51,32% | 52,92% | 46,89% | 50,01% | 54,70% |
| | OyM | 47,02% | 48,68% | 47,08% | 53,11% | 49,99% | 45,30% |
| VADSED | aVNR | 48,59% | 50,38% | 51,23% | 44,98% | 50,44% | 63,16% |
| | OyM | 51,41% | 49,62% | 48,77% | 55,02% | 49,56% | 36,84% |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|--------|------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| VADMT | aVNR | 67,17% | 62,38% | 16,42% | 55,33% | 44,69% |
| | OyM | 32,83% | 37,62% | 83,58% | 44,67% | 55,31% |
| VADBT | aVNR | 57,70% | 69,50% | 31,60% | 61,23% | 56,94% |
| | OyM | 42,30% | 30,50% | 68,40% | 38,77% | 43,06% |
| VADSED | aVNR | 78,06% | 60,15% | 23,42% | 63,83% | 56,34% |
| | OyM | 21,94% | 39,85% | 76,58% | 36,17% | 43,66% |

La incidencia (%) del costo de capital de trabajo en el VADMT y VADBT es la siguiente:

Participación Capital de Trabajo

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|-----|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| aMT | 0,20% | 0,41% | 0,42% | 0,30% | 0,69% | 0,11% |
| aBT | 0,17% | 0,34% | 0,38% | 0,32% | 0,57% | 0,11% |

| | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|-----|------------|-------|----------|-----------------|-----------------|
| aMT | 0,08% | 0,54% | 0,15% | 0,33% | 0,61% |
| aBT | 0,10% | 0,44% | 0,12% | 0,28% | 0,47% |

Los Cargos Fijos en S//mes para cada una de las empresas indicadas en el Artículo 1 de la presente resolución, son las del cuadro siguiente:

Cargos Fijos (S//mes)

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|-------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| CFE | 3,122 | 2,962 | 2,761 | 2,870 | 3,963 | 4,031 |
| CFS | 12,059 | 8,688 | 8,385 | 9,145 | 12,551 | 11,241 |
| CFH | 11,383 | 11,611 | 9,129 | 9,449 | 13,418 | 12,213 |
| CFEAP | 4,939 | 4,797 | 5,353 | 6,052 | 4,292 | 4,819 |
| CCSP | 3,587 | 3,583 | 3,601 | 3,567 | 3,596 | 3,539 |
| CFHCO | 2,811 | 2,808 | 2,822 | 2,795 | 2,818 | 2,773 |

| | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|-------|------------|-------|----------|-----------------|-----------------|
| CFE | 3,081 | 2,995 | 4,824 | 4,555 | 3,965 |
| CFS | 7,006 | 7,497 | 20,373 | 12,072 | 9,027 |
| CFH | 6,927 | 7,495 | 21,305 | 14,361 | 9,273 |
| CFEAP | 3,981 | 4,401 | 5,965 | 5,185 | 5,729 |
| CCSP | 3,586 | 3,592 | 3,607 | 3,690 | 3,664 |
| CFHCO | 2,810 | 2,815 | 2,826 | 2,891 | 2,871 |

El cargo de reposición de la tarjeta inteligente a efectos del servicio comercial prepago para todas las empresas es S/ 0,21.

Los Valores Agregados VMTPP, VMTFP, VBTPP, VBTFP y VSEDPP por empresa se determinarán con las siguientes expresiones:

$$\text{VMTFP} = \text{VADMT} \times \text{FBP} \quad (1)$$

$$\text{VMTPP} = \text{VMTFP} \times \text{PTPMT} \quad (2)$$

$$\text{VBTFP} = \text{VADBT} \times \text{FBP} \quad (3)$$

$$\text{VBTPP} = \text{VBTFP} \times \text{PTPB T} \quad (4)$$

$$\text{VSEDPP} = \text{VADSED} \times \text{FBP} \times \text{PTPB T} \quad (5)$$

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica.

2.2 Cargos Adicionales

Cargo por Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (PITEC) (S//kW-mes)

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Seal | Electro Ucayali |
|-------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------|-----------------|
| VADBT | -0,132 | -0,270 | -0,193 | -0,078 | -0,593 | -0,443 |

Los cargos se actualizarán con la fórmula de actualización del VADBT.

Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI) (S//kW-mes)

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|-------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| VADBT | 0,186 | 0,156 | 0,204 | 0,169 | 0,356 | 0,241 |

| | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|-------|------------|-------|----------|-----------------|-----------------|
| VADBT | 0,230 | 0,151 | 0,668 | 0,165 | 0,158 |

Los cargos se actualizarán con la fórmula de actualización del VADBT.

Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina |
|-------|---------------|-----------------|--------------|------------|
| VADMT | 0,9795 | 0,9941 | 0,9951 | 0,9901 |

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0,0479 S//kVAR.h.

2.4 Factores de Economía de Escala

Los factores de economía de escala aplicables en cada periodo indicado son los siguientes:

Factores de Economía de Escala (FEE)

| | | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|---------------|--------------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| Nov-2023 a | VADMT | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| | VADBT | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Oct-2024 | VADSED | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| | Cargos Fijos | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Nov-2024 a | VADMT | 0,9963 | 0,9963 | 0,9963 | 0,9963 | 0,9992 | 0,9994 |
| | VADBT | 0,9964 | 0,9964 | 0,9964 | 0,9964 | 0,9992 | 0,9994 |
| Oct-2025 | VADSED | 0,9934 | 0,9934 | 0,9934 | 0,9934 | 0,9992 | 0,9994 |
| | Cargos Fijos | 0,9980 | 0,9980 | 0,9980 | 0,9980 | 0,9994 | 0,9997 |
| Nov-2025 a | VADMT | 0,9927 | 0,9927 | 0,9927 | 0,9927 | 0,9984 | 0,9988 |
| | VADBT | 0,9929 | 0,9929 | 0,9929 | 0,9929 | 0,9984 | 0,9987 |
| Oct-2026 | VADSED | 0,9868 | 0,9868 | 0,9868 | 0,9868 | 0,9984 | 0,9989 |
| | Cargos Fijos | 0,9961 | 0,9961 | 0,9961 | 0,9961 | 0,9988 | 0,9994 |
| Nov-2026 a | VADMT | 0,9891 | 0,9891 | 0,9891 | 0,9891 | 0,9976 | 0,9982 |
| | VADBT | 0,9894 | 0,9894 | 0,9894 | 0,9894 | 0,9977 | 0,9981 |
| Oct-2027 | VADSED | 0,9804 | 0,9804 | 0,9804 | 0,9804 | 0,9976 | 0,9983 |
| | Cargos Fijos | 0,9942 | 0,9942 | 0,9942 | 0,9942 | 0,9982 | 0,9991 |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|---------------|--------------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| Nov-2023 a | VADMT | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| | VADBT | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Oct-2024 | VADSED | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| | Cargos Fijos | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Nov-2024 a | VADMT | 0,9992 | 0,9991 | 0,9976 | 0,9977 | 0,9950 |
| | VADBT | 0,9991 | 0,9992 | 0,9923 | 0,9958 | 0,9942 |
| Oct-2025 | VADSED | 0,9992 | 0,9989 | 0,9948 | 0,9956 | 0,9939 |
| | Cargos Fijos | 0,9990 | 0,9986 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|---------------|--------------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| Nov-2025 a | VADMT | 0,9983 | 0,9982 | 0,9953 | 0,9954 | 0,9901 |
| | VADBT | 0,9981 | 0,9983 | 0,9846 | 0,9916 | 0,9885 |
| Oct-2026 | VADSED | 0,9984 | 0,9979 | 0,9897 | 0,9911 | 0,9878 |
| | Cargos Fijos | 0,9981 | 0,9972 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Nov-2026 a | VADMT | 0,9975 | 0,9973 | 0,9929 | 0,9932 | 0,9851 |
| | VADBT | 0,9972 | 0,9975 | 0,9770 | 0,9874 | 0,9828 |
| Oct-2027 | VADSED | 0,9977 | 0,9968 | 0,9846 | 0,9867 | 0,9818 |
| | Cargos Fijos | 0,9971 | 0,9958 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |

2.5 Factores de Expansión de Pérdidas

Los factores de expansión de pérdidas aplicables en cada periodo indicado son los siguientes:

Factores de Expansión de Pérdidas

| | | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|--------------------------|--------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| Media Tensión | PEMT | 1,0149 | 1,0133 | 1,0144 | 1,0141 | 1,0205 | 1,0181 |
| | PPMT | 1,0192 | 1,0175 | 1,0178 | 1,0223 | 1,0276 | 1,0252 |
| SED MT/BT | PESED | 1,0191 | 1,0196 | 1,0182 | 1,0196 | 1,0301 | 1,0227 |
| | PPSED | 1,0227 | 1,0207 | 1,0206 | 1,0226 | 1,0323 | 1,0275 |
| Baja Tensión | PEBT | 1,0858 | 1,0872 | 1,0842 | 1,0870 | 1,0947 | 1,0870 |
| | PPBT | 1,0979 | 1,0911 | 1,0912 | 1,0969 | 1,1054 | 1,0919 |
| Medición Centralizada | PEBTCO | 1,0843 | 1,0858 | 1,0827 | 1,0857 | 1,0942 | 1,0866 |
| | PPBTCO | 1,0960 | 1,0895 | 1,0897 | 1,0953 | 1,1049 | 1,0915 |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|--------------------------|--------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| Media Tensión | PEMT | 1,0163 | 1,0202 | 1,0239 | 1,0125 | 1,0134 |
| | PPMT | 1,0236 | 1,0236 | 1,0365 | 1,0181 | 1,0201 |
| SED MT/BT | PESED | 1,0190 | 1,0173 | 1,0206 | 1,0211 | 1,0205 |
| | PPSED | 1,0197 | 1,0230 | 1,0359 | 1,0298 | 1,0284 |
| Baja Tensión | PEBT | 1,0904 | 1,0831 | 1,0646 | 1,0904 | 1,0926 |
| | PPBT | 1,0925 | 1,1020 | 1,0942 | 1,1151 | 1,1182 |
| Medición Centralizada | PEBTCO | 1,0901 | 1,0827 | 1,0616 | 1,0895 | 1,0909 |
| | PPBTCO | 1,0921 | 1,1016 | 1,0887 | 1,1139 | 1,1153 |

2.6 Factores de Caracterización de la Carga

Factores de Caracterización de la Carga

| | | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|---|----------------------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| Factores de Coincidencia | FCPPMT | 0,9174 | 0,9242 | 0,9254 | 0,9205 | 0,9017 | 0,9161 |
| | FCFPMT | 0,8222 | 0,7951 | 0,7934 | 0,8028 | 0,8559 | 0,8232 |
| | FCPPBT | 0,8549 | 0,8557 | 0,8572 | 0,8578 | 0,8590 | 0,8558 |
| | FCFPBT | 0,7888 | 0,7884 | 0,7878 | 0,7875 | 0,7870 | 0,7884 |
| Factores de Contribución a la Punta | CMTPPg | 0,8500 | 0,8202 | 0,8196 | 0,8201 | 0,8483 | 0,8429 |
| | CMTFPg | 0,5422 | 0,5145 | 0,5158 | 0,5156 | 0,5492 | 0,5393 |
| | CBTTPg | 0,5956 | 0,6178 | 0,6287 | 0,6261 | 0,5986 | 0,5990 |
| | CBTFPg | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 |
| | CMTPPd | 0,7466 | 0,7017 | 0,6981 | 0,6995 | 0,7305 | 0,7304 |
| | CMTFPd | 0,4524 | 0,4366 | 0,4373 | 0,4372 | 0,4564 | 0,4507 |
| | CBTTPd | 0,5363 | 0,5598 | 0,5715 | 0,5688 | 0,5394 | 0,5398 |
| | CBTFPd | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 |
| Número de Horas de Uso | NHUBT | 354 | 391 | 428 | 351 | 362 | 389 |
| | NHUBTTP _A | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 |
| | NHUBTFP _A | 482 | 482 | 482 | 482 | 482 | 482 |
| | NHUBTTP _B | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 |
| | NHUBTFP _B | 382 | 382 | 382 | 382 | 382 | 382 |
| | NHUBTAP | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| | NHUBTPRE | 354 | 391 | 428 | 351 | 362 | 389 |
| | NHUBTPPF | 132 | 132 | 132 | 132 | 132 | 132 |
| NHUBTF | 354 | 391 | 428 | 351 | 362 | 389 | |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|-------------------------------------|----------------------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| Factores de Coincidencia | FCPPMT | 0,9267 | 0,9254 | 0,8810 | 0,9224 | 0,9214 |
| | FCFPMT | 0,7903 | 0,7900 | 0,9220 | 0,8090 | 0,7960 |
| | FCPPBT | 0,8581 | 0,8568 | 0,8590 | 0,8555 | 0,8582 |
| | FCFPBT | 0,7874 | 0,7880 | 0,7870 | 0,7885 | 0,7873 |
| Factores de Contribución a la Punta | CMTPPg | 0,8170 | 0,8116 | 0,9441 | 0,8378 | 0,8096 |
| | CMTFPg | 0,5143 | 0,5091 | 0,6010 | 0,5350 | 0,5059 |
| | CBTTPPg | 0,6362 | 0,6321 | 0,5410 | 0,6066 | 0,6333 |
| | CBTFPg | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 | 0,5800 |
| | CMTPPd | 0,6927 | 0,6848 | 0,9303 | 0,7222 | 0,6835 |
| | CMTFPd | 0,4364 | 0,4335 | 0,4860 | 0,4483 | 0,4317 |
| | CBTTPd | 0,5795 | 0,5751 | 0,4780 | 0,5480 | 0,5764 |
| | CBTFPd | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 | 0,4810 |
| Número de Horas de Uso | NHUBT | 415 | 421 | 211 | 413 | 422 |
| | NHUBTTP _A | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 |
| | NHUBTFP _A | 482 | 482 | 482 | 482 | 482 |
| | NHUBTTP _B | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 |
| | NHUBTFP _B | 382 | 382 | 382 | 382 | 382 |
| | NHUBTAP | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| | NHUBTPRE | 415 | 421 | 211 | 413 | 422 |
| | NHUBTPPF | 132 | 132 | 132 | 132 | 132 |
| | NHUBTF | 415 | 421 | 211 | 413 | 422 |

2.7 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

Los factores de corrección del Valor Agregado de Distribución PTPMT y PTPBT que ajustan el VADMT, VADBT y VADSED, por las ventas de potencia en horas fuera de punta son los siguientes:

Factor de Corrección del VAD

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|-------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| PTPMT | 0,9150 | 0,7247 | 0,8425 | 0,7962 | 0,8367 | 0,8402 |
| PTPBT | 0,9822 | 0,9608 | 0,9577 | 0,9833 | 0,9951 | 0,9810 |

| | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|-------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| PTPMT | 0,7925 | 0,8303 | 0,8977 | 0,7477 | 0,7373 |
| PTPBT | 0,9868 | 0,9671 | 0,9989 | 0,9758 | 0,9764 |

2.8 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El Ep se calculará anualmente a nivel de empresa 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 calendario y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

$$E_p = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)} \quad (6)$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución eléctrica en barras de media tensión:

- En horas de punta = a
- En horas fuera de punta = b

La energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2, MT3 y clientes libres en media tensión) multiplicada por el factor de expansión de pérdidas PEMT:

- En horas de punta = c
- En horas fuera de punta = d

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A, BT5F, BT5I y clientes libres en

baja tensión) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT:

- En horas de punta = e
- En horas fuera de punta = f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo período de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

El Ep se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 y BT7.

$$PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP \quad (7)$$

Las empresas deberán comunicar a Osinergmin los resultados y el sustento respectivo del Ep, a más tardar el 15 de marzo de cada año en los formatos que se establezcan para tal fin. Osinergmin realizará la revisión y análisis de los resultados y el sustento, pudiendo formular fundamentadamente las observaciones que sean pertinentes.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, el Ep a aplicar será de 0,35, pudiendo la empresa distribuidora demostrar otros factores ante Osinergmin de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

2.9 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima y

que además tengan un factor de carga anual a nivel de media tensión mayor a 0,55, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de ajustar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta a partir de las compras eficientes, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida. El factor de carga se calcula como el cociente de la potencia media anual registrada y potencia máxima anual.

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes Valores Agregados de Distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán al Osinergmin para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergmin N° 050-2022-OS/CD, o en aquella que la sustituya.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

- PTCB: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta según corresponda.

- PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT5F, BT5I, BT6 y BT7 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.

- PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica, ajustándose a esta mediante el factor FBP.

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y tendrá vigencia de acuerdo con el manual de cálculo del FBP. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW o factor de carga anual menor a 0,55 el valor de FBP será de 1,0, con excepción de aquellos casos en que las características de la demanda no se encuentren bajo el control de la empresa distribuidora, en cuyo caso, excepcionalmente, estas podrán demostrar otros factores ante Osinergmin de acuerdo a lo establecido en el manual aprobado con Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergmin N° 050-2022-OS/CD, o el que lo sustituya.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente a Osinergmin la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergmin N° 050-2022-OS/CD, o en aquella que la sustituya.

Para el periodo noviembre 2023 – octubre 2024 se aplicarán los valores siguientes:

Factor de Balance de Potencia

| | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|--------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| FBP | 0,9664 | 0,9918 | 0,9440 | 0,9043 | 1,0000 | --- |
| FBP MT | --- | --- | --- | --- | --- | 0,9861 |
| FBP BT | --- | --- | --- | --- | --- | 0,9897 |

| | Electrosur | Seal | Adinlesa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|--------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| FBP | --- | --- | 1,0000 | 0,9685 | 1,0053 |
| FBP MT | 0,9544 | 0,9564 | --- | --- | --- |
| FBP BT | 1,0317 | 0,9546 | --- | --- | --- |

2.10 Precios en Barra Equivalente de Media Tensión (PEPP, PEFP, PE y PP)

Los precios en la barra equivalente de media tensión se obtendrán a partir de los precios correspondientes de generación en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por peajes de transmisión respectivos hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por Osinergmin para los precios de generación y transmisión.

Artículo 2.- Fórmulas de Actualización

Fijar las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el Artículo 73 de la LCE.

1. Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT)

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{TC}{TC_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DMT \times \frac{IPAL}{IPAL_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (8)$$

Siendo:

- AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT.
- BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT.
- CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT.
- DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT.

2. Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT)

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{TC}{TC_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DBT \times \frac{IPAL}{IPAL_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (9)$$

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT.
- BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT.

CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT.
 DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT.

3. Valor Agregado de Distribución en Subestaciones de Distribución MT/BT (VADESSED)

$$FAVDESSED = ASEDx \frac{IPM}{IPM_0} + BSEDx \frac{TC}{TC_0} + CSEDx \frac{IPCu}{IPCu_0} x \frac{TC}{TC_0} + DSEDx \frac{IPAI}{IPAI_0} x \frac{TC}{TC_0} \quad (10)$$

Siendo:

ASED : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADESSED
 BSED : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADESSED
 CSED : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADESSED
 DSED : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADESSED

4. Cargos Fijos y Cargo de Reposición de Tarjeta Inteligente

$$FACF = \frac{IPM}{IPM_0} \quad (11)$$

5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0} \quad (12)$$

6. Definición de los Parámetros de las Fórmulas de Actualización

TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.
 Se utilizará el último valor venta publicado al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.
 Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPCu : 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 las tarifas resultantes serán aplicadas.

Para la obtención de este indicador se tomarán 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)".

IPAI : 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 las tarifas resultantes serán aplicadas.

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 Daily.

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

| Parámetro | Valor | Referencia |
|---------------------------------|------------|----------------|
| TC ₀ (S/USD) | 3,820 | Al 30/12/2022 |
| IPM ₀ | 134,248217 | Diciembre 2022 |
| IPCu ₀ (ctv. USD/lb) | 400,08 | Diciembre 2022 |
| IPAI ₀ (USD/tn) | 2704,99 | Diciembre 2022 |

7. Coeficientes de las Fórmulas

Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

| | | Electrocentro | Electronoroeste | Electronorte | Hidrandina | Electro Puno | Electro Sur Este |
|---------------|------|---------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------------|
| Media Tensión | AMT | 0,8612 | 0,9991 | 0,9890 | 0,9815 | 0,7604 | 0,7000 |
| | BMT | 0,0637 | 0,0004 | 0,0045 | 0,0085 | 0,1698 | 0,2000 |
| | CMT | 0,0015 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0002 | 0,0349 | 0,0500 |
| | DMT | 0,0736 | 0,0005 | 0,0064 | 0,0098 | 0,0349 | 0,0500 |
| Baja Tensión | ABT | 0,8164 | 0,9998 | 0,9985 | 0,9980 | 0,8250 | 0,8000 |
| | BBT | 0,0927 | 0,0001 | 0,0007 | 0,0010 | 0,1000 | 0,1000 |
| | CBT | 0,0004 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0375 | 0,0500 |
| | DBT | 0,0905 | 0,0001 | 0,0008 | 0,0010 | 0,0375 | 0,0500 |
| SED MT/BT | ASED | 0,7943 | 0,9861 | 0,8736 | 0,8883 | 0,5987 | 0,5000 |
| | BSED | 0,1389 | 0,0090 | 0,0822 | 0,0726 | 0,2753 | 0,3000 |
| | CSED | 0,0668 | 0,0049 | 0,0442 | 0,0391 | 0,0630 | 0,1000 |
| | DSED | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0630 | 0,1000 |

| | | Electrosur | Seal | Adinelsa | Electro Oriente | Electro Ucayali |
|------------------|------|------------|--------|----------|-----------------|-----------------|
| Media Tensión | AMT | 0,7327 | 0,7379 | 0,9155 | 0,8302 | 0,7490 |
| | BMT | 0,1837 | 0,1809 | 0,0662 | 0,1105 | 0,1370 |
| | CMT | 0,0418 | 0,0406 | 0,0039 | 0,0116 | 0,0367 |
| | DMT | 0,0418 | 0,0406 | 0,0144 | 0,0477 | 0,0773 |
| Baja Tensión | ABT | 0,8212 | 0,8153 | 0,8808 | 0,8110 | 0,7079 |
| | BBT | 0,1000 | 0,0999 | 0,0843 | 0,1213 | 0,1573 |
| | CBT | 0,0394 | 0,0424 | 0,0075 | 0,0133 | 0,0434 |
| | DBT | 0,0394 | 0,0424 | 0,0274 | 0,0544 | 0,0914 |
| SED MT/BT | ASED | 0,5438 | 0,5799 | 0,8868 | 0,8051 | 0,7104 |
| | BSED | 0,2890 | 0,2799 | 0,0872 | 0,1271 | 0,1554 |
| | CSED | 0,0836 | 0,0701 | 0,0056 | 0,0133 | 0,0432 |
| | DSED | 0,0836 | 0,0701 | 0,0204 | 0,0545 | 0,0910 |

Artículo 3.- Factor del Costo del IGV - Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía

Fijar el Factor del Costo del IGV (FIGV), igual a 1 más el porcentaje del IGV (1+%IGV) que se aplicará a los precios de compra de energía y potencia de aquellos sistemas de distribución eléctrica ubicados en las Zonas de la Amazonia bajo el ámbito de la Ley N° 27037, operados por empresas distribuidoras que adquieren energía eléctrica para dichos sistemas a empresas suministradoras domiciliadas fuera de la Amazonía.

El Factor del Costo del IGV a que se refiere el párrafo precedente, será vigente en tanto el IGV aplicado a los precios de compra no sea recuperable o utilizado como crédito fiscal. Cualquier variación normativa sobre el referido IGV durante el período regulatorio previsto en el Artículo 7° de la presente Resolución, determinará la adecuación inmediata de dicho Factor por parte de las empresas y de Osinergmin.

Artículo 4.- Aplicación de las Fórmulas de Actualización

Disponer que las fórmulas de actualización contenidas en la presente resolución se aplicarán cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios a nivel generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o los peajes de transmisión se actualicen según la regulación vigente para dichos precios.

- Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FAVADSED o FACF se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los indicadores a emplear en las referidas fórmulas de actualización serán los disponibles al segundo día calendario de cada mes. Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

En el caso de producirse reajustes en los valores máximos, los pliegos tarifarios serán actualizados y entrarán en vigencia el cuarto día calendario de cada mes.

Artículo 5.- Compensación por Racionamiento de Energía y Potencia

Disponer que para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168 del Reglamento de la LCE, se considerará para la opción tarifaria BT5A como precio de energía los valores B.1.1 (X_{PA}) y B.2, y como precio de potencia los valores B.1.1 (Y_{PA}) y C; para las opciones tarifarias BT5B y

BT6 como precio de energía el valor b1, y como precio de potencia el valor b2; y para la opción BT7 como precio de energía el valor b1 y como precio de potencia los valores b2 y b3, establecidos en la Norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

Artículo 6.- Pliegos Tarifarios

Disponer que los pliegos tarifarios a usuario final serán calculados de conformidad con la Norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

Los pliegos tarifarios aplicables a los usuarios finales serán determinados incorporando los Precios a Nivel Generación, los Peajes de Transmisión y/o Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos que correspondan.

Las empresas de distribución eléctrica, el segundo día calendario del mes, deberán remitir preliminarmente los pliegos tarifarios mediante correo electrónico definido por Osinergmin, para la conformidad previa a su publicación.

Las empresas de distribución eléctrica publicarán el tercer día calendario del mes los pliegos tarifarios en un diario de mayor circulación local y en su web institucional.

El día hábil siguiente a la publicación de los pliegos tarifarios, las empresas de distribución eléctrica, deberán remitir a la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin copia del recorte del diario con la publicación de los pliegos, en la cual se visualice la fecha de publicación. Dicha copia deberá estar suscrita por el representante legal de la empresa.

La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo 7.- Incorporación de Informes de Sustento

Incorporar los Informes N° XXXX-2023-GRT y N° XXXX -2023-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8.- Vigencia

Disponer que la presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027.

Artículo 9.- Publicación de Resolución

Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, y que sea consignada conjuntamente con los Informes N° XXXX -2023-GRT y N° XXXX -2023-GRT en el Portal Institucional: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/ResolucionesGRT-2023.aspx>.