

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 203-2013-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2013

VISTOS:

Los Informes N° 0432-2013-GART y N° 0430-2013-GART, elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal, respectivamente, de Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

CONSIDERANDO:

Que, el OSINERGMIN, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo 01 de noviembre de 2009 al 31 de octubre de 2013, a través de las Resoluciones OSINERGMIN N° 181-2009-OS/CD, modificada por las Resoluciones OSINERGMIN N° 287-2009-OS/CD, N° 294-2009-OS/CD y N° 298-2009-OS/CD; y, la Resolución OSINERGMIN N° 189-2010-OS/CD, modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 234-2010-OS/CD, correspondiendo fijarlas nuevamente para el periodo 01 de noviembre 2013 al 31 de octubre de 2017;

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, el Consejo Directivo del OSINERGMIN aprobó la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, en la cual se incorpora como Anexo B.1 el "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica: Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos";

Que, el procedimiento se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como el encargo por parte de la GART de la elaboración de los estudios de costos del VAD a las empresas distribuidoras responsables, las mismas que adjudicaron y contrataron los respectivos estudios a empresas consultoras precalificadas por la GART; la elaboración de los estudios por parte de los Consultores VAD, bajo la supervisión de la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la presentación de los resultados finales de los estudios, los mismos que fueron publicados por la GART en la página web del OSINERGMIN; la convocatoria de las audiencias públicas previstas, Audiencias Públicas de las Empresas; la exposición y sustentación de los resultados finales por parte de los Consultores VAD y las empresas distribuidoras responsables, en las Audiencias Públicas de las Empresas convocadas por la GART; la formulación de las observaciones a los estudios y resultados finales de conformidad con la LCE; la presentación de la absolución de las observaciones y los resultados finales definitivos por parte de los Consultores VAD, que fueron analizados por la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la publicación del proyecto de resolución de las tarifas de distribución eléctrica, la exposición y sustentación del proyecto de resolución publicado por parte del OSINERGMIN, en la Audiencia Pública Descentralizada del OSINERGMIN convocada por la GART; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la publicación del proyecto de resolución; y el análisis respectivo del OSINERGMIN;

Que, la LCE en su Artículo 68° dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, el 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 conjuntos de concesionarios considerando 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;

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 a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Actualización, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2013, 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 las Tarifas de Distribución Eléctrica;

Que, los Informes N° 0432-2013-GART y N° 0430-2013-GART forman parte integrante de la presente resolución y contienen los antecedentes, actividades desarrolladas y resultados que sustentan la presente Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica, complementando 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; y, estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 31-2013.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese 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.

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 (%).

αBT	:	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT (%).
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 prepago (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.
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.
VMTTP	:	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).
VSEDDP	:	Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta (S/./kW-mes).
VADMT _p	:	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).
VADBT _p	:	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).
VADSED _p	:	Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes).

2. Tarifas de Distribución Eléctrica

2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en S/./kW-mes para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE, son los del cuadro siguiente:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)				Sector Especial
							Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa		
							Prepago	Postpago	Prepago	Postpago	
VADMT	11,862	10,898	20,599	25,041	48,671	36,561	75,084	79,879	168,062	172,858	19,403
VADBT	42,813	44,607	59,022	90,099	95,267	109,532	141,652	147,945	322,773	318,342	32,885
VADSED	5,806	9,089	16,036	15,064	21,000	20,464	38,127	40,987	63,510	66,369	21,120

Los Valores Agregados de Distribución en S/./kW-mes aplicables a las Zonas de la Amazonía, bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía, son los del cuadro siguiente:

Parámetro	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)			
						Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
						Prepago	Postpago	Prepago	Postpago
VADMT	11,552	21,835	26,543	51,591	38,755	79,589	84,672	178,146	183,229
VADBT	47,283	62,563	95,505	100,983	116,104	150,151	156,822	342,139	337,443
VADSED	9,816	17,319	16,269	22,680	22,101	41,177	44,266	68,591	71,679

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

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)				Sector Especial
								Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa		
								Prepago	Postpago	Prepago	Postpago	
VADMT	aVNR	76,49%	56,02%	62,59%	76,02%	61,09%	68,34%	28,43%	26,72%	68,03%	66,14%	48,65%
	OyM	23,51%	43,98%	37,41%	23,98%	38,91%	31,66%	71,57%	73,28%	31,97%	33,86%	51,35%
VADBT	aVNR	72,89%	53,65%	52,65%	67,06%	51,68%	56,98%	29,36%	26,44%	69,00%	65,81%	66,84%
	OyM	27,11%	46,35%	47,35%	32,94%	48,32%	43,02%	70,64%	73,56%	31,00%	34,19%	33,16%
VADSED	aVNR	81,20%	58,83%	36,53%	54,09%	40,97%	45,25%	15,28%	14,22%	49,14%	47,02%	88,38%
	OyM	18,80%	41,17%	63,47%	45,91%	59,03%	54,75%	84,72%	85,78%	50,86%	52,98%	11,62%

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

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)				Sector Especial
							Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa		
							Prepago	Postpago	Prepago	Postpago	
α_{MT}	0,57%	0,43%	0,03%	0,32%	0,48%	0,13%	0,42%	0,36%	0,18%	0,16%	0,49%
α_{BT}	0,66%	0,45%	0,04%	0,45%	0,60%	0,18%	0,41%	0,36%	0,18%	0,17%	0,31%

Los Cargos Fijos en S./mes para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE, son los del cuadro siguiente:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	SER	Sector Especial
CFE	2,304	2,860	2,939	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CFS	2,880	5,957	7,661	11,870	12,786	12,990	15,740	9,173
CFH	3,630	5,957	7,661	13,036	14,360	14,740	15,740	9,173
CFEAP	3,398	3,097	5,179	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CCSP <small>Códigos</small>	2,046	2,046	2,046	2,648	2,648	2,648	3,388	2,046
CCSP <small>Tarjetas</small>	2,046	2,046	2,046	2,370	2,370	2,370	3,388	2,046
CFHCO	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074
CFE (1)	—	—	—	1,872	2,000	2,025	2,670	—

(1) Lectura semestral

Los Cargos Fijos en S./mes aplicables a las Zonas de la Amazonía, bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía, son los del cuadro siguiente:

Parámetro	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	SER
CFE	2,946	3,027	3,571	3,815	3,863	5,092
CFS	6,136	7,891	12,226	13,170	13,380	16,212
CFH	6,136	7,891	13,427	14,791	15,182	16,212
CFEAP	3,190	5,334	3,571	3,815	3,863	5,092
CCSP <small>Códigos</small>	2,107	2,107	2,727	2,727	2,727	3,490
CCSP <small>Tarjetas</small>	2,107	2,107	2,441	2,441	2,441	3,490
CFHCO	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136
CFE (1)	—	—	1,909	2,040	2,066	2,723

(1) Lectura semestral

El cargo de reposición de la tarjeta inteligente a efectos del servicio comercial prepago para todos los sectores típicos es S/. 0,21.

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

$$VMTFP = VADMT_p \times FBP$$

$$VMTPP = VMTFP \times PTPMT$$

$$VBTFP = VADBT_p \times FBP$$

$$VBTPP = VBTFP \times PTPBT$$

$$VSEDPP = VADSED_p \times FBP \times PTPBT$$

Los VADMT, VADBT, y VADSED, deberán ser calculados por las empresas distribuidoras a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por Sector típico y los factores de ponderación del VADMT, VADBT y VADSED que sean fijados a través de la resolución respectiva.

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 Factores de Economía de Escala

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

2.2.1 Sector Típico 1

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9939	0,9938	0,9946	0,9970
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9878	0,9877	0,9893	0,9939
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9818	0,9815	0,9840	0,9909

2.2.2 Sector Típico 2

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9928	0,9923	0,9932	0,9957
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9857	0,9847	0,9866	0,9914
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9787	0,9773	0,9800	0,9873

2.2.3 Sector Típico 3

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9952	0,9949	0,9947	0,9972
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9904	0,9898	0,9895	0,9945
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9856	0,9848	0,9844	0,9919

2.2.4 Sector Típico 4

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9950	0,9952	0,9955	0,9970
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9901	0,9904	0,9911	0,9941
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9852	0,9857	0,9867	0,9912

2.2.5 Sector Típico 5

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9979	0,9896	0,9899	0,9972
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9957	0,9794	0,9800	0,9943
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9936	0,9694	0,9702	0,9916

2.2.6 Sector Típico 6

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9938	0,9904	0,9899	0,9972
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9876	0,9809	0,9800	0,9944
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9815	0,9716	0,9701	0,9917

2.2.7 Sector SER (Inversiones 100% Estado e Inversiones 100% Empresa con Medidor Prepago)

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9905	0,9905	0,9906	0,9976
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9811	0,9810	0,9814	0,9953
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9717	0,9717	0,9722	0,9929

2.2.8 Sector SER (Inversiones 100% Estado e Inversiones 100% Empresa con Medidor Postpago)

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9914	0,9915	0,9921	0,9978
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9829	0,9830	0,9843	0,9957
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9745	0,9747	0,9766	0,9936

2.2.9 Sector Especial

Periodo	VAD MT	VAD BT	VAD SED	Cargos Fijos
Noviembre 2013 - Octubre 2014	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2014 - Octubre 2015	0,9950	0,9949	0,9957	0,9955
Noviembre 2015 - Octubre 2016	0,9901	0,9899	0,9914	0,9910
Noviembre 2016 - Octubre 2017	0,9853	0,9850	0,9872	0,9866

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0.0318 S./kVAR.h.

3. Parámetros de Cálculo Tarifario

3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

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

Noviembre 2013 - Octubre 2014

Factores de Expansión de Pérdidas

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión									
PEMT	Energía	1,0131	1,0130	1,0174	1,0210	1,0380	1,0276	1,0203	1,0236
PPMT	Potencia	1,0166	1,0169	1,0276	1,0328	1,0601	1,0534	1,0083	1,0322
SED MT/BT									
PESED	Energía	1,0599	1,0668	1,0654	1,0540	1,0599	1,0593	1,0625	1,0815
PPSED	Potencia	1,0668	1,0687	1,0646	1,0544	1,0537	1,0560	1,0620	1,0710
Baja Tensión									
PEBT	Energía	1,0854	1,0875	1,0890	1,0762	1,0704	1,0687	1,0663	1,0838
PPBT	Potencia	1,1082	1,0971	1,1066	1,0930	1,0763	1,0775	1,0708	1,0740
Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada									
PEBTCO	Energía	1,0846	1,0868	1,0871	1,0756	1,0701	1,0684	1,0661	1,0837
PPBTCO	Potencia	1,1073	1,0960	1,1030	1,0919	1,0755	1,0767	1,0703	1,0738

Noviembre 2014 - Octubre 2015

Factores de Expansión de Pérdidas

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión									
PEMT	Energía	1,0131	1,0130	1,0174	1,0210	1,0380	1,0276	1,0203	1,0236
PPMT	Potencia	1,0166	1,0169	1,0276	1,0328	1,0601	1,0534	1,0083	1,0322
SED MT/BT									
PESED	Energía	1,0588	1,0656	1,0643	1,0529	1,0588	1,0582	1,0613	1,0804
PPSED	Potencia	1,0656	1,0676	1,0635	1,0533	1,0526	1,0549	1,0609	1,0699

Baja Tensión									
PEBT	Energía	1,0842	1,0864	1,0878	1,0750	1,0693	1,0676	1,0652	1,0826
PPBT	Potencia	1,1069	1,0959	1,1053	1,0918	1,0752	1,0763	1,0696	1,0728
Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada									
PEBTCO	Energía	1,0834	1,0857	1,0859	1,0745	1,0689	1,0672	1,0650	1,0825
PPBTCO	Potencia	1,1061	1,0948	1,1018	1,0908	1,0743	1,0755	1,0692	1,0726

Noviembre 2015 - Octubre 2016
Factores de Expansión de Pérdidas

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión									
PEMT	Energía	1,0131	1,0130	1,0174	1,0210	1,0380	1,0276	1,0203	1,0236
PPMT	Potencia	1,0166	1,0169	1,0276	1,0328	1,0601	1,0534	1,0083	1,0322
SED MT/BT									
PESED	Energía	1,0578	1,0646	1,0633	1,0519	1,0578	1,0572	1,0603	1,0793
PPSED	Potencia	1,0646	1,0666	1,0625	1,0523	1,0516	1,0539	1,0599	1,0688
Baja Tensión									
PEBT	Energía	1,0832	1,0853	1,0867	1,0740	1,0683	1,0666	1,0642	1,0815
PPBT	Potencia	1,1058	1,0948	1,1042	1,0908	1,0741	1,0753	1,0686	1,0718
Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada									
PEBTCO	Energía	1,0824	1,0846	1,0848	1,0734	1,0679	1,0662	1,0639	1,0814
PPBTCO	Potencia	1,1050	1,0937	1,1007	1,0897	1,0733	1,0745	1,0681	1,0716

Noviembre 2016 - Octubre 2017
Factores de Expansión de Pérdidas

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión									
PEMT	Energía	1,0131	1,0130	1,0174	1,0210	1,0380	1,0276	1,0203	1,0236
PPMT	Potencia	1,0166	1,0169	1,0276	1,0328	1,0601	1,0534	1,0083	1,0322
SED MT/BT									
PESED	Energía	1,0566	1,0635	1,0621	1,0508	1,0566	1,0561	1,0592	1,0782
PPSED	Potencia	1,0635	1,0654	1,0613	1,0512	1,0505	1,0527	1,0588	1,0677
Baja Tensión									
PEBT	Energía	1,0820	1,0841	1,0855	1,0728	1,0671	1,0654	1,0630	1,0804
PPBT	Potencia	1,1046	1,0936	1,1030	1,0896	1,0730	1,0741	1,0675	1,0707
Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada									
PEBTCO	Energía	1,0812	1,0834	1,0837	1,0723	1,0668	1,0651	1,0628	1,0803
PPBTCO	Potencia	1,1038	1,0925	1,0995	1,0885	1,0722	1,0733	1,0670	1,0704

3.2 Factores de Coincidencia, Contribución a la Punta y Número de Horas de Uso de Baja Tensión
Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
FCPPMT	0,907	0,933	0,923	0,963	0,881	0,881	0,881	0,997
FCFPMT	0,861	0,849	0,788	0,755	0,949	0,922	0,922	0,904
FCPPBT	0,865	0,856	0,859	0,836	0,859	0,859	0,859	0,604
FCFPBT	0,797	0,714	0,787	0,797	0,787	0,787	0,787	0,931

Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
CMTPP _g	0,810	0,869	0,796	0,902	0,914	0,895	0,945	0,138
CMTFP _g	0,552	0,429	0,496	0,582	0,582	0,601	0,601	0,002

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
CBTPP _g	0,800	0,722	0,647	0,541	0,541	0,541	0,541	0,208
CBTFP _g	0,548	0,473	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,062
CMTPP _d	0,732	0,748	0,659	0,840	0,717	0,788	0,933	0,357
CMTFP _d	0,471	0,361	0,426	0,475	0,475	0,486	0,486	0,273
CBTPP _d	0,694	0,629	0,591	0,478	0,478	0,478	0,478	0,560
CBTFP _d	0,442	0,410	0,481	0,481	0,481	0,481	0,481	0,460

Número de Horas de Uso

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
NHUBT	426	362	353	305	262	262	208	319
NHUBTPP _A	111	105	105	105	105	105	105	109
NHUBTFP _A	311	482	482	482	482	482	482	437
NHUBTPP _B	96	86	86	86	86	86	86	103
NHUBTFP _B	296	382	382	382	382	382	382	301
NHUBTPRE	426	362	353	305	262	262	208	319
NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360	360

3.3 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:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisac-Villacuri	1,0000	1,0000
Coelvisac-Olmos-Motupe-Íllimo	1,0000	1,0000
Coelvisac-Resto	0,9766	0,9003
Edecañete	0,7263	0,9807
Edelnor	0,8446	0,9297
Electro Dunas - Chincha Baja Densidad	1,0000	1,0000
Electro Dunas - Santa Margarita, Tacama y Paracas	1,0000	1,0000
Electro Dunas - Resto	0,7697	0,9739
Electro Oriente	0,7988	0,9842
Electro Pangoa	1,0000	1,0000
Electro Puno	0,8228	0,9861
Electro Sur Este	0,9165	0,9782
Electro Tocache	0,9561	0,9982
Electro Ucayali	0,7335	0,9654
Electrocentro	0,9285	0,9810
Electronoroeste	0,6795	0,9613
Electronorte	0,8924	0,9702
Electrosur	0,7892	0,9606
Emsemsa	0,9750	0,9927
Emseusa	0,7904	0,9497
Hidrandina	0,8147	0,9808
Luz del Sur	0,8653	0,8828
Seal	0,8565	0,9654
Sersa	0,8671	0,9962
Otras empresas	0,9900	0,9900

3.4 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.

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

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 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, BT5D, BT6 y BT7.

$$PE = Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEFP$$

Las empresas deberán comunicar al 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. El OSINERGMIN realizará la revisión y análisis de los resultados y el sustento, pudiendo formular fundadamente 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 el OSINERGMIN de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

3.5 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, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la 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 potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

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 OSINERG N° 0555-2002-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, BT5D, 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 período anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1,0, pudiendo la empresa distribuidora demostrar otros factores ante el OSINERGMIN de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente al OSINERGMIN la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

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)

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{TC}{TC_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Postpago	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Postpago	Sector Especial
ABT	0,6316	0,8359	0,6220	0,6525	0,7092	0,6984	0,5036	0,5088	0,5036	0,5088	0,7836
BBT	0,2596	0,0816	0,2229	0,2377	0,1950	0,2281	0,4589	0,4544	0,4589	0,4544	0,1106
CBT	0,0081	0,0004	0,0266	0,0099	0,0036	0,0015	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0180
DBT	0,1007	0,0821	0,1285	0,0999	0,0922	0,0720	0,0375	0,0368	0,0375	0,0368	0,0878
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

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 (VADSED)

$$FAVADSED = ASED \times \frac{IPM}{IPM_0} + BSED \times \frac{TC}{TC_0} + CSED \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DSED \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Postpago	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Postpago	Sector Especial
ASED	0,4253	0,7923	0,4513	0,5548	0,6466	0,6000	0,7615	0,7665	0,7615	0,7665	0,7738
BSED	0,5381	0,1402	0,5292	0,4409	0,3330	0,3953	0,2383	0,2332	0,2383	0,2332	0,2157
CSED	0,0310	0,0675	0,0195	0,0043	0,0204	0,0047	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	0,0000
DSED	0,0056	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0105
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Siendo:

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

4. Cargos Fijos y Cargo de Reposición de Tarjeta Inteligente

$$FACF = \frac{IPM}{IPM_0}$$

5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0}$$

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. US\$/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:

TC ₀ (S/./US\$)	:	2.551
IPM ₀	:	208.221718
IPCu ₀ (ctv. US\$/lb)	:	360.55
IPAI ₀ (US\$/tn)	:	2017.16

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al último día hábil de diciembre de 2012 (28/12/2012).
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de diciembre de 2012.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en diciembre de 2012.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas que terminan en la cuarta semana del mes de diciembre de 2012.

Artículo 3°.- Fijese los factores de proporción aplicables en el cálculo de la tarifa eléctrica rural para el periodo 01 de noviembre 2013 al 31 de octubre de 2014, de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, de acuerdo a lo siguiente:

Número	Empresa	Factores de Proporción		
		Inversiones de las Empresas u Otras Entidades (fp)	Inversiones del Estado (1 - fp)	Total
1	Adinelsa	0,00%	100,00%	100,00%
2	Electro Dunas	100,00%	0,00%	100,00%
3	Electro Oriente	0,00%	100,00%	100,00%
4	Electro Puno	0,00%	100,00%	100,00%
5	Electro Sur Este	0,00%	100,00%	100,00%
6	Electro Tocache	0,00%	100,00%	100,00%
7	Electro Ucayali	0,00%	100,00%	100,00%
8	Electrocentro	20,07%	79,93%	100,00%
9	Electronoroeste	0,00%	100,00%	100,00%
10	Electronorte	2,81%	97,19%	100,00%
11	Electrosur	0,00%	100,00%	100,00%
12	Hidrandina	11,99%	88,01%	100,00%
13	Seal	0,13%	99,87%	100,00%

A partir de los VAD respectivos del sector típico SER y los factores de proporción señalados, la tarifa eléctrica rural a nivel de cada empresa se determina según la siguiente fórmula:

$$TER = fp \times VAD_{100\%Empresa} + (1 - fp) \times VAD_{100\%Estado}$$

Donde:

TER	:	Tarifa eléctrica rural a nivel empresa (media tensión o baja tensión)
fp	:	Factor de proporción que refleja las inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades
VAD _{100%Empresa}	:	VAD del sector típico SER que considera 100% de inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades (VADMT, VADBT o VADSED)
VAD _{100%Estado}	:	VAD del sector típico SER que considera 100% de inversiones efectuadas por el Estado (VADMT, VADBT o VADSED)

Los factores de proporción serán recalculados anualmente tomando en cuenta la información necesaria del año anterior a aquel en que se establezcan dichos factores. Las empresas deberán remitir la información necesaria en los formatos, medios y plazos establecidos en la Resolución OSINERGMIN N° 670-2007-OS/CD o aquella que la reemplace.

Artículo 4°.- Fijese 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 Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, operados por empresas distribuidoras que adquieran 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 periodo regulatorio previsto en el Artículo 8° de la presente Resolución, determinará la adecuación inmediata de dicho Factor por parte de OSINERGMIN.

Artículo 5°.- 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 FAVADFC 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 6°.- 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 7°.- 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 el tercer día calendario del mes, publicarán 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 Adjunta de Regulación Tarifaria 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 8°.- La presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017.

Artículo 9°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada, junto con los Informes N° 0432-2013-GART y N° 0430-2013-GART, en la página web del OSINERGMIN: www2.osinerg.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 204-2013-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2013

CONSIDERANDO:

Que, los precios máximos o tarifas de distribución del servicio público de electricidad, se establecen mediante la fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD), la cual debe llevarse a cabo cada 4 años. La fijación del VAD se realiza según criterios previstos en los Artículos 63° al 68° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y sus normas reglamentarias, estableciéndose en los Artículos 70° y 71° de la LCE que para la fijación de los VAD definitivos es necesario que el regulador calcule la Tasa Interna de Retorno (TIR) considerando, entre otros elementos, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de cada empresa, de modo que si la TIR de cada respectivo conjunto de empresas no difiere en más de 4 puntos de la Tasa de Actualización de la LCE (12%), los VAD que les dan origen, sean definitivos, caso contrario se ajustan proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo superior o inferior;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 76° de la LCE, el VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes y para su fijación, los concesionarios presentan información sustentatoria, siendo facultad del regulador rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios;

Que, de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 77° de la LCE, cada cuatro años, OSINERGMIN actualiza el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución eléctrica, con la información presentada por las empresas concesionarias. En el caso de obras nuevas o retiros, la citada norma dispone que OSINERGMIN, incorporará o deducirá el respectivo VNR;

Que, atendiendo a que, a fines de octubre de 2013, concluyen los 4 años de vigencia de los VAD fijados mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2009-OS/CD y sus modificatorias, nos encontramos en proceso de fijación de los VAD que regirán para el período noviembre 2013 – octubre 2017, siendo necesario de acuerdo a lo expuesto en los considerandos precedentes, determinar para efectos del cálculo de la TIR, el VNR de las instalaciones de cada empresa concesionaria;

Que, cabe indicar que para la determinación de los referidos VNR, es necesario determinar los metrados de cada concesionaria, partiendo de la información reportada por las empresas, luego realizar una adaptación de dichos metrados y finalmente, con los metrados resultantes adaptados fijar el VNR adaptado que será utilizado para el cálculo de la TIR;

Que, habiendo OSINERGMIN recibido, procesado, validado y analizado las Altas y Bajas de metrados del periodo 01 de julio 2011 al 30 de junio 2012, partiendo de los metrados resultantes aprobados por Resolución OSINERGMIN N° 254-2012-OS/CD, ha determinado dichas Altas y Bajas, así como los metrados resultantes al 30 de junio de 2012, a efectos del cálculo del VNR;

Que, en consecuencia, para la fijación del VAD, corresponde aprobar las Altas y Bajas de los metrados del periodo 01 de julio de 2011 al 30 de junio de 2012 y los metrados resultantes al 30 de junio de 2012, así como fijar el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica al 30 de junio de 2012;

Que, el 22 de julio de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 152-2013-OS/CD, se publicó el proyecto de aprobación de las Altas y Bajas del periodo 01 de julio de 2011 al 30 de junio de 2012 y metrados al 30 de junio de 2012, la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, con metrados adaptados al 30 de junio de 2012, así como el factor de ajuste por verificación de campo que le sirvió de base, la cual incluyó, la relación de información sustentatoria de dicho proyecto y estableció el plazo dentro del cual se recibieron las opiniones y sugerencias de los interesados, habiéndose realizado el análisis respectivo en el Informe Técnico N° 436-2013-GART y acogido aquellas que contribuyen al logro de los objetivos de la referida fijación;

Que, se han emitido los Informes N° 436-2013-GART y N° 421-2013-GART, elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

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° 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 la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 31-2013.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Apruébese las Altas y Bajas del periodo 01 de julio de 2011 al 30 de junio de 2012 y metrados al 30 de junio de 2012 de las instalaciones de distribución eléctrica, que se indican a continuación: