12-04) y R.N° 2862-2001 (2001-12-05)

(2001-10-15).- R. N° 2120-2001-OS/CD.- Fijan valores agregados de distribución, cargos fijos y parámetros de cálculo tarifario y las fórmulas de actualización. (2001-10-16) Incluye modificación según R. N° 2644-2001-OS/CD (2001-12-04), R.N° 2858-2001-OS/CD (2001-12-04), R.N° 2859-2001-OS/CD (2001-12-04), R.N° 2860-2001-OS/CD (2001-12-04)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 2120-2001-OS/CD

Lima, 15 de octubre de 2001

VISTOS:

El informe técnico OSINERG-GART-GDE-2001-017 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART), el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2001-020 y el informe emitido por la Asesoría Legal Externa AL-DC-115-2001.

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE), y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias; y

CONSIDERANDO:

El OSINERG de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y el Artículo 27° de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios de electricidad;

Mediante Resolución N° 023-97 P/CTE, la ex-Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy OSINERG) estableció los Valores Agregados de Distribución, en adelante VAD, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario cuyo inicio de vigencia fue el 01 de noviembre de 1997, debiendo regir hasta el 31 de octubre de 2001;

El proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe OSINERG-GART-GDE-2001-017, se ha llevado a cabo partiendo con la designación de los Sectores de Distribución Típicos por parte del Ministerio de Energía y Minas y la selección de las empresas modelo representativas de cada sector, pasando luego por los estudios encargados por las empresas distribuidoras a Consultores precalificados por el OSINERG. Asimismo, el OSINERG se encargó de la supervisión de los estudios.

Mediante la Resolución N° 1612-2001-OS/CD, OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para que las empresas de distribución eléctrica responsables y consultores encargados de elaborar los estudios de las tarifas de distribución eléctrica realicen una exposición del contenido del estudio y sustenten los resultados obtenidos, así como, para recibir opiniones de los usuarios e interesados;

Seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al Informe Final incluyendo las observaciones que se presentaran en la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Art.

R. N° 2120-2001 OS/CD 1 de 1

68°) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG 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 período de análisis de 25 años y evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución Eléctrica.

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, 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 OSINERG, en cumplimiento a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Reajuste, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2001, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

SE RESUELVE:

<u>Artículo 1°</u>.- 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

Parámetro	Descripción
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/./mes).
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S/./mes).
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S/./mes).
CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h).
СМТРР	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta.
CMTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta.
СВТРР	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta.
CBTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta.
СВТРРАР	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para el alumbrado público.
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.

R. Nº 2120-2001 OS/CD 2 de 2

Parámetro Descripción PFMT Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión. PEBT Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión. PPMT Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión. **PPBT** Factor de expansión de pérdidas de potencia en baia tensión. Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases NHUBT coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión. Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para NHUBTPP cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para NHUBTFP cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión. Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión PEPP Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media **PEFP** tensión (S/./kW.h) PΕ Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h). Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-**VMTPP** mes). Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de VMTFP punta.(S/./kW-mes). Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-**VBTPP** mes) Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta **VBTFP** (S/./kW-mes). Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa VADMT_D (S/./kW-mes) Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-VADBT₀

2. Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en Media Tensión (VADMT) y en Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. N° 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S/./kW-mes).

	Sector 1	Sector 2 1	Sector 3	Sector 4
VADMT	9.863	7 .847	12.432	23.907
VADBT	34.755	3).722	41.705	39.432

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. Nº 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por cliente-mes (S/./cliente-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CFE	1.887	1.800	1.864	1.892
CFS	3.749	3.749	3.104	2.841
CFH	5.900	5.900	3.891	4.088

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

R. Nº 2120-2001 OS/CD 3 de 3

 $^{^{1} \;} Según \; R. \; N^{\circ} \; 2658-2001-OS/CD \; , \; \; R. \; N^{\circ} \; 2659-2001-OS/CD \; y \; \; R. \; N^{\circ} \; 2660-2001-OS/CD \; publicadas \; el \; 2001-12-04$

 $VMTFP = VADMT_p \times FBP$

 $VMTPP = PTPMT \times VMTFP$

 $VBTFP = VADBT_p x FBP$

 $VBTPP = PTPBT \times VBTFP$

Los $VADMT_p$ y $VADBT_p$ deberán ser calculados por las empresas de distribución eléctrica a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del VADMT y VADBT establecidos mediante la Resolución N° 1794-2001-OS/CD.

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.

3. Parámetros de Cálculo Tarifario

3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

3.1.1 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2001 hasta el 31 de octubre de 2002

3.1.1.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510
Luz del Sur	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510

3.1.1.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Edelnor	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Electro Oriente	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Puno	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Este	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Medio	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Ucayali	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electrocentro	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronoroeste	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronorte	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electrosur	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Empresas municipales y otros	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Hidrandina	1.0213	1.0372	1.1904	1.2371
Seal	1.0278	1.0436	1.1480	1.1973

3.1.1.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Edecañete	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Oriente	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337

R. Nº 2120-2001 OS/CD 4 de 4

Electro Puno 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 Electro Sur Este 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 Electro Sur Medio 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 Electro Ucayali Electrocentro 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 1.0475 1.1605 1.2337 Electronoroeste 1.0246 Electronorte 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 Electrosur 1.0246 1.0475 1.1605 1.2337 1.2099 Hidrandina 1.0246 1.0475 1.2824

1.0311

1.0541

1.1662

1.2396

3.1.1.4 Sector Típico 4

Seal

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

3.1.2 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2002 hasta el 31 de octubre de 2003

3.1.2.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428
Luz del Sur	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428

3.1.2.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Edelnor	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Electro Oriente	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Puno	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Este	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Medio	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Ucayali	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrocentro	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronoroeste	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronorte	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrosur	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Empresas municipales y otros	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Hidrandina	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165
Seal	1.0256	1.0411	1.1371	1.1855

3.1.2.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223

R. Nº 2120-2001 OS/CD 5 de 5

Edecañete	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Oriente	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Ucayali	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronoroeste	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

3.1.2.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

3.1.3 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2003 hasta el 31 de octubre de 2004

3.1.3.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347
Luz del Sur	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347

3.1.3.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Edelnor	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Electro Oriente	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Puno	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Este	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Medio	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Ucayali	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrocentro	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronoroeste	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronorte	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrosur	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Empresas municipales y otros	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Hidrandina	1.0196	1.0347	1.1505	1.1965
Seal	1.0234	1.0385	1.1264	1.1739

3.1.3.3 Sector Típico 3

R. Nº 2120-2001 OS/CD 6 de 6

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Edecañete	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Oriente	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Ucayali	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronoroeste	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

3.1.3.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

3.1.4 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2004 hasta el 31 de octubre de 2005

3.1.4.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267
Luz del Sur	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267

3.1.4.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Edelnor	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Electro Oriente	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Puno	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Este	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Medio	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Ucayali	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrocentro	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronoroeste	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronorte	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrosur	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Empresas municipales y otros	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Hidrandina	1.0187	1.0334	1.1315	1.1772
Seal	1.0213	1.0360	1.1159	1.1625

R. N° 2120-2001 OS/CD 7 de 7

3.1.4.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Edecañete	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Oriente	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Ucayali	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronoroeste	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

3.1.4.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

3.2 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

El factor de corrección PTPMT y PTPBT que ajusta el VADMT y VADBT respectivamente son los siguientes:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisa	0.9600	0.9900
Edecañete	0.8416	0.9840
Edelnor	0.8628	0.9083
Electro Oriente	0.8909	0.9835
Electro Puno	0.9040	0.9765
Electro Sur Este	0.9411	0.9637
Electro Sur Medio	0.6632	0.9737
Electro Ucayali	0.7839	0.9859
Electrocentro	0.9539	0.9807
Electronoroeste	0.8081	0.9850
Electronorte	0.8688	0.9720
Electrosur	0.8341	0.9832
Hidrandina	0.8568	0.9723
Luz del Sur	0.9072	0.9035
Seal	0.8984	0.9490

R. Nº 2120-2001 OS/CD 8 de 8

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, y

sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima menor a 12 MW se propone los valores del PTPMT y PTPBT iguales a 0.9900 y 0.9900 respectivamente.

3.3 Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
FCPPMT	0.878	0.920	0.750	0.750
FCFPMT	0.871	0.799	0.713	0.713
FCPPBT	0.890	0.926	0.752	0.752
FCFPBT	0.770	0.778	0.576	0.576

3.4 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CMTPP	0.739	0.679	0.770	0.770
CMTFP	0.443	0.530	0.380	0.380
CBTPP	0.650	0.666	0.660	0.660
CBTFP	0.409	0.559	0.280	0.280
CBTPPAP	1.000	1.000	1.000	1.000

3.5 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBT	405	330	300	275
NHUBTPP	120	120	120	120
NHUBTFP	570	570	570	570

"Los valores NHUBTPP y NHUBTFP serán provisionales. OSINERG deberá efectuar los estudios de caracterización de la carga de los usuarios que opten por la nueva opción tarifaria BT5A en un plazo no mayor de 18 meses para la fijación definitiva los mencionados valores." ²

3.6 Factores de Economía de Escala

3.6.1 Sector Típico 1

B. d. d.	VADME	VADDT	A F''
Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9970	0.9860	0.9950
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9940	0.9710	0.9910
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9910	0.9570	0.9870

3.6.2 Sector Típico 2

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9835	0.9894	0.9900
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9673	0.9789	0.9800
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9515	0.9686	0.9700

3.6.3 Sector Típico 3

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9901	0.9905	0.9988

 $^{^2}$ Texto incluido al final del numeral 3.5 del artículo 1º Según R. Nº 2644-2001-OS/CD publicada el 2001-12-04

R. N° 2120-2001 OS/CD 9 de 9

Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9803	0.9811	0.9975
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9706	0.9719	0.9963

3.6.4 Sector Típico 4

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9855	0.9851	0.9952
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9713	0.9705	0.9905
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9573	0.9561	0.9858

3.7 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0.0428 S/./kVAR.h

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

El valor Ep se calculará anualmente a nivel de empresa distribuidora, para los sistemas interconectados y sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima superior a 12 MW, y será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario. Dicho cálculo 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 valor Ep se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT5B y BT6.

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

R. Nº 2120-2001 OS/CD 10 de 10

Las empresas deberán comunicar a OSINERG los resultados y el sustento respectivo con un mínimo de quince días previos a su aplicación en los formatos que se establezcan para tal fin. OSINERG podrá disponer su corrección fundadamente.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, y mientras no se efectúen los cálculos, el valor del Ep será de 0.35, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo con las fórmulas antes referidas para los sistemas interconectados.

Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica aplicarán el valor Ep fijado mediante la Resolución N° 008-2001 P/CTE.

3.9 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, 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 a OSINERG para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a los procedimientos, formatos y medios establecidos en la Resolución N° 012-98 P/CTE o 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 y BT6 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 a partir del 01 de mayo de cada año.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente a OSINERG la aprobación de los resultados presentando el sustento respectivo a más tardar el 28 de febrero de cada año en los formatos que establezca OSINERG.

Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 012-98 P/CTE o aquella que la sustituya.

R. Nº 2120-2001 OS/CD 11 de 11

Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica continuarán aplicando el valor del FBP fijado mediante la Resolución N° 007-2001 P/CTE.

3.10 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 en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por OSINERG para los Precios en Barra.

En tanto la Resolución Precios en Barra, u otra específica, no regule de manera diferente, se obtendrá para cada sistema eléctrico una distancia equivalente de transmisión en función de los kW-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece las Resoluciones de Precios en Barra.

Cuando existen líneas de transmisión de distinta tensión, se obtendrán la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud (tensión de referencia). Las distancias en niveles de tensión distintas se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar a OSINERG la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará cuando las condiciones del cálculo varíen.

Para efectos de la presente Resolución, las distancias equivalentes a considerar serán las vigentes a la fecha.

<u>Artículo 2°</u>.- Fíjese las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el artículo 73° de la LCE.

A) Factor de actualizacion (FAVADMT) del VADMT

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de AMT, BMT, CMT y DMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
AMT	0.8400	0.7680	0.7353	0.6581
BMT	0.1100	0.1740	0.1766	0.1995
CMT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0200	0.0580	0.0881	0.1424

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

R. N° 2120-2001 OS/CD 12 de 12

PRINCETON GENERAL DE BEBETACIONE

DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

B) Factor de actualización (FAVADBT) del VADBT

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de ABT, BBT, CBT y DBT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
ABT	0.8800	0.8450	0.7631	0.7623
BBT	0.0300	0.0460	0.1245	0.1824
CBT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DBT	0.0600	0.1090	0.1124	0.0553

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

C) Factores de actualización (FACFE, FACFS y FACFH) de los Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0}$$

D) Factor de actualización (FACER) del Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{D}{D_0}$$

E) Definición de los parámetros utilizados en las fórmulas de actualización

$$D = TC \times (1 + TA)$$

Siendo:

D : Índice de productos importados.

TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la

promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado 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 en el Diario Oficial "El Peruano" al

día 28 del mes anterior.

TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 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 día 28

del mes anterior.

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 tercer 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 tercer 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 Week.

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

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al 30/09/2001.
- El valor base de la tasa arancelaria (TA₀) es la vigente al 30/09/2001.
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de setiembre de 2001.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en junio de 2001.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas referidas a la cuarta semana del mes de junio (22/06/2001).

<u>Artículo 3º</u>.- Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Resolución OSINERG Nº 1908-2001-OS/CD que aprueba la Norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios en barra sean variados por parte de las empresas de generación eléctrica según la regulación vigente para dichos precios.
- Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FACFE, FACFS y FACFH se incremente o disminuya en más de 1.5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

R. N° 2120-2001 OS/CD 14 de 14

³ Según R. Nº 2862-2001-OS/CD publicada el 2001-12-06

<u>Artículo 4°</u>.- Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento de la LCE, para la opción tarifaria BT5A serán considerados como precio de energía los valores b.1.1 y b.2, y como potencia el b.1.2. y c; para las opciones tarifarias BT5B y BT6, los valores a utilizar como precios de energía y potencia serán los correspondientes a los valores b1 y b2, respectivamente establecidos en la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD.

<u>Artículo 5°</u>.- Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar los pliegos tarifarios a usuario final, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG y la publicarán en uno de los diarios de mayor circulación local. La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo 6º.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del primero de noviembre de 2001.

Artículo 7º.- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2001 la Resolución Nº 023-97 P/CTE, complementarias y modificatorias.

<u>Artículo 8º</u>.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG (www.cte.org.pe).

AMADEO PRADO BENITEZ Presidente del Consejo Directivo

R. N° 2120-2001 OS/CD 15 de 15