

jueves 15 de octubre de 2009



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Distribución Eléctrica

Resolución OSINERGMIN
N° 179-2009-OS/CD

Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica en Sectores Típicos

Resolución OSINERGMIN
N° 180-2009-OS/CD

Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

Resolución OSINERGMIN
N° 182-2009-OS/CD

Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 179-2009-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2009

VISTOS:

Los Informes N° 419-2009-GART y N° 430-2009-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, 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, los ingresos que habrían percibido las empresas si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior, 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, atendiendo a que están por finalizar los 4 años de vigencia de los VAD fijados mediante Resolución OSINERGMIN N° 370-2005-OS/CD, nos encontramos en proceso de fijación de los VAD que regirán para el período noviembre 2009 – octubre 2013, siendo necesario de acuerdo a lo expuesto en los considerandos precedentes, determinar para efectos del cálculo de la TIR, los ingresos señalados en el párrafo anterior;

Que, cabe indicar que para la determinación de los referidos ingresos, es necesario determinar la clasificación en sectores de distribución típicos de los sistemas de distribución eléctrica y los factores de ponderación del VAD;

Que, la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE, modificada por la Resolución Directoral N° 040-2009-EM/DGE, establece los sectores de distribución típicos, el procedimiento de clasificación de cada uno de los sistemas de distribución eléctrica y el cálculo de los factores de ponderación del VAD a emplearse en el período noviembre 2009 - octubre 2013;

Que, para la aplicación de las tarifas de distribución eléctrica correspondientes al período noviembre 2009 - octubre 2013, es necesario fijar la clasificación de cada uno de los sistemas de distribución eléctrica y los factores de ponderación del VAD, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE;

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 148-2009-OS/CD, se realizó la prepublicación de la fijación de la clasificación de los sistemas de distribución eléctrica para el período noviembre 2009 – octubre 2013, así como de los factores de ponderación del VAD del período noviembre 2009 – abril 2010;

Que, se recibieron opiniones y sugerencias a la prepublicación señalada en el párrafo anterior dentro del plazo establecido, habiéndose realizado el análisis respectivo en el Informe N° 419-2009-OS/CD y acogido aquellas que contribuyen al logro de los objetivos de la referida fijación;

Que, se ha expedido los Informes N° 419-2009-GART y N° 430-2009-GART, elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal, respectivamente, de la GART, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, Numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en el Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; en el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; 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.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese la clasificación de cada uno de los sistemas de distribución eléctrica para el período 01 de noviembre de 2009 al 31 de octubre de 2013, de acuerdo a lo señalado en el Anexo N° 1, el cual forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Fíjese los factores de ponderación de los Valores Agregados de Distribución de cada una de las empresas de distribución eléctrica para el período 01 de noviembre de 2009 al 30 de abril de 2010, de acuerdo a lo señalado en el Anexo N° 2, el cual forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3°.- Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), calificados como tales por el Ministerio de Energía y Minas de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, se clasifican como pertenecientes al sector de distribución típico SER, establecido por la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE.

Artículo 4°.- Los nuevos sistemas de distribución eléctrica, distintos a los señalados en el Anexo N° 1 de la presente resolución y Sistemas Eléctricos Rurales (SER), administrados por empresas distribuidoras, empresas municipales y otros, se clasificarán temporalmente como pertenecientes al sector típico 3, debiendo la empresa u otro solicitar la clasificación definitiva al OSINERGMIN en un plazo no menor a 60 días ni mayor a 120 días de la puesta en operación comercial del nuevo sistema de distribución eléctrica. Recibida la solicitud, el OSINERGMIN solicitará la información respectiva, establecerá los parámetros necesarios para la aplicación de la Resolución Directoral N° 028-2008-OS/CD y fijará la clasificación respectiva.

Artículo 5°.- Los sistemas de distribución eléctrica existentes, no especificados en el Anexo N° 1 de la presente resolución y distintos a los SER, administrados por empresas distribuidoras, empresas municipales y otros se clasificarán

temporalmente como pertenecientes al sector típico 3, debiendo la empresa u otro solicitar la clasificación definitiva al OSINERGMIN en un plazo no menor a 60 días ni mayor a 120 días de la entrada en vigencia de la presente resolución. Recibida la solicitud, el OSINERGMIN solicitará la información respectiva, establecerá los parámetros necesarios para la aplicación de la Resolución Directoral N° 028-2008-OS/CD y fijará la clasificación respectiva. De no presentarse la solicitud correspondiente, dichos sistemas se clasificarán como sector típico 3 hasta el 31 de octubre de 2013.

Artículo 6°.- Los factores de ponderación de los Valores Agregados de Distribución de cada una de las empresas distribuidoras serán recalculados anualmente de acuerdo al criterio establecido en la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE. Las empresas deberán remitir la información necesaria en los formatos, medios y plazos que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN defina.

Artículo 7°.- La presente resolución y sus Anexos, así como los Informes N° 419-2009-GART y N° 430-2009-GART, deberán ser publicados en el Diario Oficial "El Peruano" y en la Página Web del OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

Anexo N° 1

**Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica
Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica
Periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013**

Empresa	Tipo de Sistema	Sistema	Sector Típico	Descripción
Coelvisac	Interconectado	Andahuasi	2	Cañas
Coelvisac	Interconectado	Olmos-Motupe-Illimo	5	Motupe, Illimo
Coelvisac	Interconectado	Villacurí	Especial	Villacurí
Edecañete	Interconectado	Cañete	2	San Vicente CÑ-01 (EDECA 01), CÑ-02, CÑ-03, CÑ-04, CÑ-05
Edecañete	Interconectado	Lunahuaná	4	San Vicente CÑ-01 (EDECA 11), CÑ-06
Edelnor	Aislado Hidráulico	Canta	4	Canta
Edelnor	Aislado Hidráulico	Churín	4	Nava
Edelnor	Aislado Hidráulico	Hoyos-Acos	5	Hoyos-Acos
Edelnor	Aislado Hidráulico	Ravira-Pacaraos	4	Ravira
Edelnor	Aislado Hidráulico	Yaso	4	Yaso
Edelnor	Interconectado	Huacho	3	Huacho
Edelnor	Interconectado	Huaral-Chancay	3	Huaral, Chancay
Edelnor	Interconectado	Lima Norte	1	Lima Norte
Edelnor	Interconectado	Pativilca	3	Pativilca
Edelnor	Interconectado	Sayán-Humaya	4	Andahuasi
Edelnor	Interconectado	Supe-Barranca	3	Supe, Barranca
Electro Oriente	Aislado Térmico	Caballococha	2	Caballococha
Electro Oriente	Aislado Térmico	Contamana	2	Contamana
Electro Oriente	Aislado Térmico	Nauta	2	Nauta
Electro Oriente	Aislado Térmico	Requena	2	Requena
Electro Oriente	Aislado Térmico	Tamshiyacu	4	Tamshiyacu
Electro Oriente	Aislado Térmico	Yurimaguas	3	Yurimaguas
Electro Oriente	Aislado Térmico	Bellavista	4	Bellavista
Electro Oriente	Aislado Térmico	Gera	4	Gera
Electro Oriente	Aislado Térmico	Iquitos	2	Iquitos, Santa Rosa (0201, 0202, 0204, 0206)
Electro Oriente	Aislado Térmico	Iquitos Rural	3	Santa Rosa (0205)
Electro Oriente	Aislado Térmico	Moyobamba	2	Moyobamba
Electro Oriente	Aislado Térmico	Rioja Oriente	4	Rioja
Electro Oriente	Aislado Térmico	Tarapoto	2	Tarapoto (TA-S01, TA-S03, TA-S04, TA-S05, TA-S07)
Electro Oriente	Aislado Térmico	Tarapoto Rural	4	Tarapoto (TA-S02, TA-S06)
Electro Pangoa	Aislado Hidráulico	Pangoa	2	Palestina
Electro Puno	Interconectado	Anapia	5	Anapia
Electro Puno	Interconectado	Antauta	4	Antauta
Electro Puno	Interconectado	Ayaviri	4	Ayaviri
Electro Puno	Interconectado	Azángaro	4	Azángaro (8002), Masiapo, Sandia
Electro Puno	Interconectado	Azángaro Rural	5	Azángaro (8001)
Electro Puno	Interconectado	Ilave-Pomata	5	Ilave, Pomata
Electro Puno	Interconectado	Juliaca	2	Juliaca (5004, 5005, 5006, 5008, 5009)
Electro Puno	Interconectado	Juliaca Rural	5	Juliaca (5007, 5010, 5011)
Electro Puno	Interconectado	Puno	2	Puno (0102, 0103, 0104)
Electro Puno	Interconectado	Puno Baja Densidad	4	Puno (0101, 0105, 0106)
Electro Puno	Interconectado	San Gabán	5	San Gabán
Electro Sur Este	Aislado Térmico	Iberia	5	Iberia
Electro Sur Este	Aislado Térmico	Inapari	3	Inapari
Electro Sur Este	Interconectado	Abancay	2	Tamburco (TA02, TA03, TA04)
Electro Sur Este	Interconectado	Abancay Rural	5	Tamburco (TA05, TA06, TA07)
Electro Sur Este	Interconectado	Andahuaylas	4	Andahuaylas
Electro Sur Este	Interconectado	Chacapunte	4	Chacapunte
Electro Sur Este	Interconectado	Chumbivilcas	5	Combapata (CO04)
Electro Sur Este	Interconectado	Chuquibambilla	5	Chuquibambilla
Electro Sur Este	Interconectado	Combapata	5	Combapata (CO01, CO02, CO03, CO05)
Electro Sur Este	Interconectado	Cusco	2	Dolorespata, Quencoro (QU01, QU03, QU04)
Electro Sur Este	Interconectado	La Convención	2	Urpipata (UP01, UP02)
Electro Sur Este	Interconectado	La Convención Rural	5	Chahuares, Santa María, Urpipata (UP04, UP05)
Electro Sur Este	Interconectado	Machupicchu	2	Machupicchu

Empresa	Tipo de Sistema	Sistema	Sector Típico	Descripción
Electro Sur Este	Interconectado	Puerto Maldonado	2	Puerto Maldonado (PM01, PM02, PM03, PM04, PM05)
Electro Sur Este	Interconectado	Puerto Maldonado Rural	4	Puerto Maldonado (PM06, PM07)
Electro Sur Este	Interconectado	Sicuani	3	Sicuani (SI02, SI05)
Electro Sur Este	Interconectado	Sicuani Rural	5	Sicuani (SI01, SI03)
Electro Sur Este	Interconectado	Valle Sagrado 1	4	Calca, Pisac, Urubamba
Electro Sur Este	Interconectado	Valle Sagrado 2	5	Huaro, Oropesa, Quencoro (QU05)
Electro Sur Este	Interconectado	Valle Sagrado 3	5	Cachimayo, Paucartambo
Electro Sur Este	Interconectado	Yauri	4	Tintaya
Electro Sur Medio	Aislado Térmico	Tambo Quemado	5	Tambo Quemado
Electro Sur Medio	Interconectado	Chaviña	5	Chaviña
Electro Sur Medio	Interconectado	Chincha	2	Pedregal (PE03, PE05), Pueblo Nuevo
Electro Sur Medio	Interconectado	Chincha Baja Densidad	3	El Carmen, Pedregal (PE01, PE02), Tambo de Mora
Electro Sur Medio	Interconectado	Coracora	3	Coracora
Electro Sur Medio	Interconectado	Huaytará-Chocorvos	5	Caudalosa
Electro Sur Medio	Interconectado	Ica	2	Ica Parcona, Ica Norte, Tacama (TA21)
Electro Sur Medio	Interconectado	Ica Baja Densidad	3	Sta. Margarita, Tacama (TA22, TA23, TA24)
Electro Sur Medio	Interconectado	Incuyo	5	Incuyo
Electro Sur Medio	Interconectado	Nasca-Palpa-Puquio	3	Nasca, Llipata (LL01), Puquio (PU01)
Electro Sur Medio	Interconectado	Palpa Rural	4	Llipata (LL02, LL03, LL04)
Electro Sur Medio	Interconectado	Pausa	4	Pausa
Electro Sur Medio	Interconectado	Pisco	2	Alto La Luna, Gallinazos, Paracas
Electro Sur Medio	Interconectado	Pisco Urbano Rural	4	Independencia
Electro Sur Medio	Interconectado	Puquio Rural	5	Puquio (PU02, PU03)
Electro Tocache	Interconectado	Tocache	4	Tocache
Electro Ucayali	Aislado Hidráulico-Térmico	Atalaya	2	Canuja
Electro Ucayali	Interconectado	Aguaytia	2	Aguaytia
Electro Ucayali	Interconectado	Campo Verde	3	Parque Industrial (D5)
Electro Ucayali	Interconectado	Pucallpa	2	Parque Industrial (D1, D2, D3, D4, D6), Pucallpa, Yarinacocha
Electrocentro	Aislado Hidráulico	Acobambilla	5	Acobambilla
Electrocentro	Aislado Hidráulico	Pichanaki	2	Pichanaki
Electrocentro	Aislado Hidráulico	Pozuzo	5	Pozuzo
Electrocentro	Aislado Hidráulico-Térmico	Chalhuamayo-Satipo	4	Chalhuamayo-Satipo
Electrocentro	Aislado Hidráulico-Térmico	San Francisco	3	San Francisco
Electrocentro	Interconectado	Ayacucho	2	Ayacucho (A4001, A4002, A4003, A4004, A4005)
Electrocentro	Interconectado	Ayacucho Rural	5	Ayacucho (A4006, A4007, A4008)
Electrocentro	Interconectado	Cangallo-Llusita	5	Cangallo, Llusita
Electrocentro	Interconectado	Huancavelica Ciudad	3	Huancavelica Friaspata
Electrocentro	Interconectado	Huancavelica Rural	5	Cascabamba, Huancavelica Norte, Caudalosa
Electrocentro	Interconectado	Huancayo	2	Parque Industrial, Salesianos
Electrocentro	Interconectado	Huanta Ciudad	3	Huanta (A4009, A4010)
Electrocentro	Interconectado	Huanta Rural	5	Huanta (A4011, A4012), Machahuay (A4013, A4022)
Electrocentro	Interconectado	Huánuco	2	Huánuco (A4251, A4254, A4255, A4256, A4262)
Electrocentro	Interconectado	Huánuco Rural 1	4	Huánuco (A4257)
Electrocentro	Interconectado	Huánuco Rural 2	5	Huánuco (A4258, A4259, A4260)
Electrocentro	Interconectado	Junín	4	Junín, Shelby Vicco, Smelter
Electrocentro	Interconectado	Pampas	5	Pampas - San Antonio
Electrocentro	Interconectado	Pasco	3	Alambrón, Alto Marcavalle, Andaychagua, Bellavista, Carlos Francisco, Casapalca Norte, Curipata, Hidro-Oroya, Marh Tunel, Mayupampa, Morococha, Pachachaca, Pasco, San Cristobal, San José, San Juan (Yurajhuanca)
Electrocentro	Interconectado	Pasco Rural	4	Carhuamayo, Chaprin, Chaprin II, Goyllarisquizga, Oxapampa - Villarica, Smelter II, Villarica
Electrocentro	Interconectado	San Balvín	5	San Balvín
Electrocentro	Interconectado	Tablachaca	5	Eje Colcabamba, Eje Restitución, Eje Tablachaca
Electrocentro	Interconectado	Tarma Rural	5	Ninatambo (A4703, A4704)
Electrocentro	Interconectado	Tarma-Chanchamayo	3	Acobamba, Chanchamayo, Ninatambo (A4701, A4702, A4751)
Electrocentro	Interconectado	Tingo María	3	Aucayacu, Monzón Cayumba, Tingo María
Electrocentro	Interconectado	Valle del Mantaro 1	4	Concepción (A4502, A4503), Xauxa (A4602, A4603)
Electrocentro	Interconectado	Valle del Mantaro 2	4	Chupaca
Electrocentro	Interconectado	Valle del Mantaro 3	4	Huayucachi
Electrocentro	Interconectado	Valle del Mantaro 4	5	Chala Nueva, Chuicón, Chumpe, Comas, Concepción (A4504), El Machu, El Tambo, Huarisca, La Libertad, Matapa, Xauxa (A4601)
Electronoroeste	Interconectado	Bajo Piura	4	Constante, La Unión, Sechura
Electronoroeste	Interconectado	Chulucanas	4	Chulucanas, María Auxiliadora
Electronoroeste	Interconectado	El Arenal	4	El Arenal
Electronoroeste	Interconectado	Frontera	3	Ecuador
Electronoroeste	Interconectado	Huancabamba-Huarmaca	5	Loma Larga, Huancabamba
Electronoroeste	Interconectado	Máncora	4	Máncora (1301-55)
Electronoroeste	Interconectado	Paita	2	Paita, Tierra Colorada
Electronoroeste	Interconectado	Piura	2	Castilla, Coscomba, Piura Centro
Electronoroeste	Interconectado	Santo Domingo-Chalaco I y II	5	Morropón, Chalaco, Santo Domingo, Canchaque
Electronoroeste	Interconectado	Sullana	2	Sullana
Electronoroeste	Interconectado	Sullana II y III (Poechos)	4	Poechos
Electronoroeste	Interconectado	Talara	2	Punta Malacas
Electronoroeste	Interconectado	Tumbes	2	Cabeza de Vaca, Cerezos, La Cruz, Máncora (1056), Puerto Pizarro, Tumbes (1044, 1045, 1046, 1048, 1082, 1085), Zaramilla (1049, 1050, 1088), Corrales
Electronoroeste	Interconectado	Tumbes Rural	4	Zorritos, Tumbes (1047)

Empresa	Tipo de Sistema	Sistema	Sector Típico	Descripción
Electronoroeste	Interconectado	Zarumilla Rural	4	Zarumilla (1051)
Electronorte	Aislado Hidráulico	Bagua-Jaén	2	Bagua (BAG-101, BAG-102), Jaén (JAE-101, JAE-102)
Electronorte	Aislado Hidráulico	Bagua-Jaén Rural	5	Bagua (BAG-201, BAG-202), Bagua Grande, Jaén (JAE-201, JAE-202), Muyo
Electronorte	Aislado Hidráulico	Chachapoyas	2	Chachapoyas
Electronorte	Aislado Hidráulico	Chachapoyas Rural	5	Caclic
Electronorte	Aislado Hidráulico-Térmico	Cutervo	4	Guineamayo
Electronorte	Aislado Hidráulico	Jumbilla	4	Tialango
Electronorte	Aislado Hidráulico	Namballe	4	Namballe
Electronorte	Aislado Hidráulico	Niepos	4	Buenos Aires
Electronorte	Aislado Hidráulico	Pomahuaca	3	Pomahuaca
Electronorte	Aislado Hidráulico	Pucará	3	Pucará
Electronorte	Aislado Hidráulico	Querocoto	4	Querocoto
Electronorte	Aislado Hidráulico	Rodríguez de Mendoza	4	San Antonio
Electronorte	Aislado Hidráulico	San Ignacio	4	Quanda
Electronorte	Aislado Hidráulico	Tabaconas	5	Tabaconas
Electronorte	Interconectado	Chiclayo	2	Lambayeque, Sechnor, Secho
Electronorte	Interconectado	Chiclayo Baja Densidad	3	Cayalli, Illimo, La Viña, Motupe, Occidente, Olmos, Pomalca, Tután
Electronorte	Interconectado	Chongoyape	4	Carhuaguero
Electronorte	Interconectado	Chota	4	Bambamarca, Chiriconga, Chota
Electrosur	Interconectado	Ichuña	4	Ichuña (Puno)
Electrosur	Interconectado	Ilo	3	Ilo
Electrosur	Interconectado	Moquegua	2	Alto Zapata (A4811, A4812, A4822, A4823), Moquegua
Electrosur	Interconectado	Moquegua Rural	4	Alto Zapata (A4821)
Electrosur	Interconectado	Puquina-Omate-Ubinas	4	Puquina
Electrosur	Interconectado	Tacna	2	Parque Industrial, Tacna
Electrosur	Interconectado	Tarata	4	Alto Toquela, Aricota, Caserío Aricota, Challaguaya, El Ayro, Tarata
Electrosur	Interconectado	Tomasiri	5	Tomasiri
Electrosur	Interconectado	Yarada	3	Yarada
Emsemsa	Interconectado	Paramonga	3	Paramonga
Emseusa	Aislado Hidráulico	Utcubamba	3	Bagua Grande
Hidrandina	Aislado Hidráulico	Catilluc	4	Catilluc
Hidrandina	Aislado Hidráulico	Celendín	5	Celendín
Hidrandina	Aislado Hidráulico	Chiquián	4	Pacareña
Hidrandina	Aislado Hidráulico	Huari	4	Jambom, Maria Jiray
Hidrandina	Aislado Térmico	Tortugas	5	Tortugas
Hidrandina	Interconectado	Cajamarca	2	Cajabamba (CJB001), Cajamarca (CAJ001, CAJ002, CAJ003, CAJ004, CAJ006, CAJ007, CAJ008), Huamachuco (HUM003, HUM004), La Pajueta, Porcón, Tembladera
Hidrandina	Interconectado	Cajamarca Baja Densidad	4	Chilete (CHL001)
Hidrandina	Interconectado	Cajamarca Rural	4	Cajabamba (CJB004, CJB005), Cajamarca (CAJ005), Chilete (CHL002), San Marcos, Huamachuco (HUM005)
Hidrandina	Interconectado	Caraz-Carhuaz-Huaraz	3	Arhuaypampa, Picup, Shingal
Hidrandina	Interconectado	Casma Rural	4	Casma (CAS063)
Hidrandina	Interconectado	Chimbote	2	Casma (CAS061, CAS062, CAS901), Chimbote 1, Chimbote 2, Chimbote Norte, Chimbote Sur, Nepeña, San Jacinto (SJC051, SJC053), Santa, Trapecio
Hidrandina	Interconectado	Chimbote Rural	4	San Jacinto (SJC052)
Hidrandina	Interconectado	Guadalupe	2	Guadalupe II, Pacasmayo
Hidrandina	Interconectado	Guadalupe Rural	3	Guadalupe I
Hidrandina	Interconectado	Huallanca	4	Huallanca, La Pampa, Pallasca, Sihuas
Hidrandina	Interconectado	Huarmey	3	Huarmey
Hidrandina	Interconectado	Namora	4	Shipilco
Hidrandina	Interconectado	Pomabamba	5	Pomabamba
Hidrandina	Interconectado	Tayabamba	4	Tarabamba, Tayabamba, Llacubamba
Hidrandina	Interconectado	Ticapampa	4	Ticapampa
Hidrandina	Interconectado	Trujillo	2	Casagrande I (CGU002), Casagrande II (CGUD002), Chao, Los Pinos, Malabrigo, Moche, Motil Pueblo, Paján, Porvenir, Quiruvilca, Salaverry, Santiago de Cao (CAO001, CAO901), Trujillo Norte, Trujillo Sur, Virú
Hidrandina	Interconectado	Trujillo Baja Densidad	3	Casagrande I (CGU001), Casagrande II (CGUD001), Santiago de Cao (CAO002, CAO003)
Hidrandina	Interconectado	Trujillo Rural	4	Charat, La Florida, Otuzco, Santa Cecilia
Luz del Sur	Interconectado	Lima Sur	1	Lima Sur
Seal	Aislado Hidráulico	Cotahuasi	5	Chococo
Seal	Aislado Hidráulico	Huanca	5	Huanca
Seal	Aislado Hidráulico-Térmico	Caravelí	4	Caravelí
Seal	Aislado Térmico	Atico	3	Atico
Seal	Aislado Térmico	Ocoña	4	Ocoña
Seal	Interconectado	Arequipa	2	Challapampa, Chilina, Cono Norte, Jesús, Parque Industrial, Paucarpata, San Lázaro, Socabaya
Seal	Interconectado	Bella Unión-Chala	4	Bella Unión
Seal	Interconectado	Camaná	3	Camaná, San Gregorio
Seal	Interconectado	Chuquibamba	4	Chuquibamba, La Rinconada
Seal	Interconectado	Islay	3	Alto Agua Lima, Chucarapi, La Punta, Matarani, Mejía, Mollendo
Seal	Interconectado	Majes-Siguas	4	Majes
Seal	Interconectado	Orcopampa	4	Orcopampa
Seal	Interconectado	Repartición-La Cano	4	Repartición
Seal	Interconectado	Valle de Majes	4	Corire, Punta Colorada
Seal	Interconectado	Valle del Colca	4	Valle del Colca
Sersa	Aislado Hidráulico-Térmico	Rioja	3	Rioja

Anexo N° 2

**Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución
Periodo 01 de Noviembre de 2009 – 30 de abril de 2010**

1. Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución de Media Tensión (VADMT)

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)					Especial	SER	Total
	1	2	3	4	5			
Coelvisac		5.16%			0.50%	94.34%		100.00%
Edecañete		93.66%		6.34%				100.00%
Edelnor	94.51%		5.33%	0.15%	0.01%			100.00%
Electro Oriente		74.08%	6.42%	19.46%			0.04%	100.00%
Electro Pangoa		100.00%						100.00%
Electro Puno		49.26%		27.59%	22.50%		0.65%	100.00%
Electro Sur Este		62.33%	1.71%	23.19%	12.39%		0.38%	100.00%
Electro Sur Medio		63.37%	31.99%	3.87%	0.44%		0.33%	100.00%
Electro Tocache				99.61%			0.39%	100.00%
Electro Ucayali		97.08%	2.92%					100.00%
Electrocentro		44.93%	25.56%	16.41%	12.56%		0.54%	100.00%
Electronoroeste		83.32%	0.02%	16.05%	0.58%		0.03%	100.00%
Electronorte		70.90%	20.64%	5.71%	2.49%		0.26%	100.00%
Electrosur		61.01%	29.39%	8.03%	1.57%			100.00%
Emsemsa			100.00%					100.00%
Emseusa			100.00%					100.00%
Hidrandina		81.36%	8.88%	8.77%	0.64%		0.35%	100.00%
Luz del Sur	100.00%							100.00%
Seal		81.63%	7.60%	10.53%	0.19%		0.05%	100.00%
Sersa			100.00%					100.00%

Los factores de ponderación de empresas municipales y otros no especificados en la tabla anterior serán iguales a 100% de acuerdo al sector típico correspondiente.

2. Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución de Subestaciones de Distribución MT/BT (VADSED) y de Baja Tensión (VADBT)

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)					Especial	SER	Total
	1	2	3	4	5			
Coelvisac		43.15%			4.23%	52.62%		100.00%
Edecañete		87.87%		12.13%				100.00%
Edelnor	94.94%		4.83%	0.21%	0.02%			100.00%
Electro Oriente		77.94%	6.94%	15.05%			0.07%	100.00%
Electro Pangoa		100.00%						100.00%
Electro Puno		53.19%		24.23%	21.61%		0.97%	100.00%
Electro Sur Este		69.95%	2.15%	13.31%	14.08%		0.51%	100.00%
Electro Sur Medio		80.42%	15.30%	2.30%	1.13%		0.85%	100.00%
Electro Tocache				99.56%			0.44%	100.00%
Electro Ucayali		98.68%	1.32%					100.00%
Electrocentro		46.80%	23.89%	17.33%	11.32%		0.66%	100.00%
Electronoroeste		80.46%	0.04%	18.20%	1.25%		0.05%	100.00%
Electronorte		74.96%	14.60%	7.24%	2.80%		0.40%	100.00%
Electrosur		74.49%	20.44%	3.38%	1.69%			100.00%
Emsemsa			100.00%					100.00%
Emseusa			100.00%					100.00%
Hidrandina		82.34%	10.46%	5.69%	1.01%		0.50%	100.00%
Luz del Sur	100.00%							100.00%
Seal		84.48%	7.59%	7.56%	0.30%		0.07%	100.00%
Sersa			100.00%					100.00%

Los factores de ponderación de empresas municipales y otros no especificados en la tabla anterior serán iguales a 100% de acuerdo al sector típico correspondiente.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 180-2009-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2009

VISTOS:

Los Informes N° 435 -2009-GART y N° 431 -2009-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, 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, la Guía de Elaboración del VNR de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, aprobada por Resolución OSINERG N° 329-2004-OS/CD (Guía del VNR), en el segundo párrafo de su numeral 4.1.3, dispone que el cálculo del VNR al 30 de junio del año que corresponda, se realizará a partir del metrado (base) aprobado en la última fijación del VNR, para lo cual se considerará las Altas y Bajas de las instalaciones de distribución eléctrica ocurridas en el último período de 4 años. Según definiciones técnicas, se considera "Altas" a la incorporación de nuevas instalaciones eléctricas y no eléctricas; y, se consideran "Bajas" al retiro de instalaciones existentes;

Que, de conformidad con el Artículo 77° de la LCE, cada 4 años OSINERGMIN procede a actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios, precisando la citada norma que en el caso de obras nuevas o retiros, OSINERGMIN incorporará o deducirá su respectivo VNR;

Que, atendiendo a que están por finalizar los 4 años de vigencia de los VAD fijados mediante Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, nos encontramos en proceso de fijación de los VAD que regirán para el período noviembre 2009 – octubre 2013, 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 existentes 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, las Resoluciones OSINERGMIN N° 716-2007-OS/CD y 645-2008-OS/CD incluyen aprobaciones de metrados existentes procesados en base a la información reportada por las empresas, en concordancia con lo dispuesto por el Artículo 159° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante RLCE), correspondiendo actualmente aprobar los metrados existentes al año 2008, de modo que al establecer anualmente los metrados existentes se facilita la verificación progresiva de los ingresos y retiros de instalaciones, conocidos como Altas y Bajas, y del mismo modo se facilita la consolidación de los metrados existentes cuya fijación es necesaria para poder fijar, cada 4 años, los respectivos metrados adaptados que servirán de base para fijar el VNR adaptado;

Que, habiendo OSINERGMIN recibido, procesado, validado y analizado las Altas y Bajas de metrados existentes del período julio 2007 – junio 2008, partiendo de los metrados existentes resultantes aprobados por Resolución OSINERGMIN N° 645-2008-OS/CD, ha determinado dichas Altas y Bajas, así como los metrados existentes resultantes al 30 de junio de 2008, a efectos del cálculo del VNR;

Que, en consecuencia, para la fijación del VAD, corresponde aprobar las Altas y Bajas de los metrados existentes del período 01 de julio de 2007 al 30 de junio de 2008 y los metrados existentes resultantes a junio de 2008, así como fijar el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica al 30 de junio de 2008;

Que, la prepublicación del proyecto de aprobación de las Altas y Bajas del período 01 de julio de 2007 al 30 de junio de 2008 y metrados existentes al 30 de junio de 2008, la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, con metrados adaptados al 30 de junio de 2008, así como el factor de ajuste por verificación de campo que le sirvió de base, se realizó el 06 de agosto de 2009 en el diario oficial El Peruano, la cual incluyó 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° 435-2009-GART y acogido aquellas que contribuyen al logro de los objetivos de la referida fijación;

Que, se ha expedido los Informes N° 435 -2009-GART y N° 431 -2009-GART, de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, Numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en el Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; en el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; 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.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Apruébese las Altas y Bajas del período 01 de julio de 2007 al 30 de junio de 2008 y metrados existentes al 30 de junio de 2008 de las instalaciones de distribución eléctrica, los cuales constan en el Anexo N° 1 que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Fíjese el Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, con metrados adaptados al 30 de junio de 2008, así como el factor de ajuste por verificación de campo que le sirvió de base, documentos que figuran como Anexo N° 2 y N° 3 respectivamente de la presente resolución.

Artículo 3°.- La presente resolución y sus Anexos deberán ser publicados en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada junto con los instaladores, base de datos y manuales de usuario de los sistemas VNR GIS y SICODI en la Página Web del OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

ANEXO 1

APROBACIÓN DE LAS ALTAS Y BAJAS DEL PERIODO 01 DE JULIO DE 2007 AL 30 DE JUNIO DE 2008 Y METRADOS EXISTENTES AL 30 DE JUNIO DE 2008 DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Empresa: COELVISAC					
	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	281.855	76.181	13.600	344.436
RED SUBTERRÁNEA	km	0.545	0.369	0.000	0.914
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	59	38	5	92
Total Red MT		282.400	76.550	13.600	345.350
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	30	13	2	41
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	45	10	4	51
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	1	0	0	1
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	76	23	6	93
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	10.690	29.516	0.000	40.206
ALUMBRADO PÚBLICO	km	9.703	17.142	0.000	26.844
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	145	289	0	434
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	11	22	0	33
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	0.000	0.000	0.000	0.000
ALUMBRADO PÚBLICO	km	0.000	0.000	0.000	0.000
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
Total Red BT SP	km	10.690	29.516	0.000	40.206
Total Red BT AP	km	9.703	17.142	0.000	26.844
Total Equipos AP	Unidad	145	289	0	434
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	8 642	0	0	8 642
EQUIPOS INE	Unidad	909	200	166	943

Empresa: EDECAÑETE					
	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	310.638	4.865	5.282	310.221
RED SUBTERRÁNEA	km	2.412	0.000	0.000	2.412
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	263	5	3	265
Total Red MT		313.049	4.865	5.282	312.632
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	223	0	2	221
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	111	0	0	111
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	2	0	0	2
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	336	0	2	334
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	262.202	21.140	20.675	262.667
ALUMBRADO PÚBLICO	km	231.820	19.182	18.194	232.808
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	7 036	60	45	7 051
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	273	1	2	272
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	33.789	0.000	0.000	33.789
ALUMBRADO PÚBLICO	km	32.839	0.000	0.000	32.839
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	836	1	0	837
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	11	0	0	11
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	966	0	72	894
Total Red BT SP	km	295.991	21.140	20.675	296.456
Total Red BT AP	km	264.658	19.182	18.194	265.646
Total Equipos AP	Unidad	7 872	61	45	7 888
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	7 969	0	0	7 969
EQUIPOS INE	Unidad	1 130	0	2	1 128

Empresa: EDELNOR

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	1 810.174	110.147	51.254	1 869.067
RED SUBTERRÁNEA	km	1 448.084	94.539	35.025	1 507.598
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	6 854	1 157	514	7 497
Total Red MT		3 258.258	204.686	86.279	3 376.665
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1 320	40	47	1 313
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	4 422	150	12	4 560
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	768	1	37	732
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	569	23	3	589
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	646	19	1	664
Total SED	Unidad	7 725	233	100	7 858
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	3 405.550	251.394	66.945	3 589.998
ALUMBRADO PÚBLICO	km	3 620.730	246.625	57.260	3 810.095
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	130 518	5 353	3 015	132 856
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	3 897	99	44	3 952
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	5 974.447	110.383	25.718	6 059.111
ALUMBRADO PÚBLICO	km	4 354.672	30.093	8.246	4 376.520
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	148 168	4 123	3 744	148 547
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 315	21	5	2 331
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	142 963	742	300	143 405
Total Red BT SP	km	9 379.996	361.777	92.664	9 649.109
Total Red BT AP	km	7 975.402	276.718	65.506	8 186.614
Total Equipos AP	Unidad	278 686	9 476	6 759	281 403
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	84 694	10 847	53 728	41 813
EQUIPOS INE	Unidad	52 153	9 342	13 556	47 939

Empresa: ELECTRO ORIENTE

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	1 100.456	155.674	14.765	1 241.365
RED SUBTERRÁNEA	km	5.714	0.594	0.009	6.299
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	649	8	25	632
Total Red MT		1 106.170	156.267	14.774	1 247.664
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	239	59	0	298
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	759	22	1	780
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	27	0	0	27
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	1 025	81	1	1 105
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	1 743.913	40.562	3.908	1 780.567
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1 693.522	39.368	2.510	1 730.380
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	45 311	818	850	45 279
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	994	14	450	558
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	8.485	0.014	0.025	8.473
ALUMBRADO PÚBLICO	km	7.135	0.000	0.000	7.135
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	329	15	6	338
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	201	0	1	200
Total Red BT SP	km	1 752.398	40.575	3.934	1 789.040
Total Red BT AP	km	1 700.657	39.368	2.510	1 737.515
Total Equipos AP	Unidad	45 640	833	856	45 617
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	29 761	0	0	29 761
EQUIPOS INE	Unidad	2 285	175	0	2 460

Empresa: ELECTRO PANGOA

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	2.207	0.215	0.000	2.422
RED SUBTERRÁNEA	km	0.000	0.000	0.000	0.000
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	2	0	1	1
Total Red MT		2.207	0.215	0.000	2.422
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1	0	0	1

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		Bajas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		30/06/2008		
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	6	0	0	0	0	6
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	0	0	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0	0	0
Total SED	Unidad	7	0	0	0	0	7
BAJA TENSIÓN							
RED AÉREA							
SERVICIO PARTICULAR	km	9.363	0.000	0.000	0.000	0.000	9.269
ALUMBRADO PÚBLICO	km	8.998	0.000	0.000	0.000	0.000	9.000
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	244	0	0	10	0	234
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	7	0	0	0	0	7
RED SUBTERRÁNEA							
SERVICIO PARTICULAR	km	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ALUMBRADO PÚBLICO	km	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0	0	0
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0	0	0
Total Red BT SP	km	9.363	0.000	0.000	0.000	0.000	9.269
Total Red BT AP	km	8.998	0.000	0.000	0.000	0.000	9.000
Total Equipos AP	Unidad	244	0	0	10	0	234
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS							
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	600	0	0	0	0	600
EQUIPOS INE	Unidad	4	0	0	0	0	4

Empresa: ELECTRO PUNO

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		Bajas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN							
RED AÉREA	km	3 708.843	395.752	1.414	0	0	4 103.182
RED SUBTERRÁNEA	km	4.766	0.000	0.000	0.000	0.000	4.766
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	1 266	58	0	0	0	1 324
Total Red MT		3 713.609	395.752	1.414	0	0	4 107.948
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT							
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1 631	295	0	0	0	1 926
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	720	42	0	0	0	762
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	17	0	0	0	0	17
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0	0	0
Total SED	Unidad	2 368	337	0	0	0	2 705
BAJA TENSIÓN							
RED AÉREA							
SERVICIO PARTICULAR	km	5 241.000	312.430	89.328	0.733	0.733	5 464.102
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1 823.176	117.902	0.733	0.733	0.733	1 940.345
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	47 352	1 410	0	0	0	48 762
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 179	202	2	0	0	1 379
RED SUBTERRÁNEA							
SERVICIO PARTICULAR	km	1.919	0.000	0.000	0.000	0.000	1.919
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2.938	0.000	0.000	0.000	0.000	2.938
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	213	1	0	0	0	214
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	6	0	0	0	0	6
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	130	0	0	0	0	130
Total Red BT SP	km	5 242.919	312.430	89.328	0.733	0.733	5 466.021
Total Red BT AP	km	1 826.114	117.902	0.733	0.733	0.733	1 943.284
Total Equipos AP	Unidad	47 565	1 411	0	0	0	48 976
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS							
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	66 981	0	0	0	0	66 981
EQUIPOS INE	Unidad	2 536	235	0	0	0	2 771

Empresa: ELECTRO SUR ESTE

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		Bajas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN							
RED AÉREA	km	6 288.287	950.317	477.776	0	0	6 760.828
RED SUBTERRÁNEA	km	47.250	0.425	0.390	0	0	47.286
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	1 664	223	116	0	0	1 771
Total Red MT		6 335.537	950.743	478.166	0	0	6 808.114
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT							
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1 769	209	13	0	0	1 965
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	1 826	60	7	0	0	1 879
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	104	0	0	0	0	104
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	3	0	0	0	0	3
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0	0	0
Total SED	Unidad	3 702	269	20	0	0	3 951
BAJA TENSIÓN							
RED AÉREA							

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
SERVICIO PARTICULAR	km	5 989.524	603.663	142.881	6 450.306
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2 835.723	288.643	105.961	3 018.405
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	64 977	3 189	707	67 459
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 094	166	8	2 252
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	71.839	0.312	0.439	71.713
ALUMBRADO PÚBLICO	km	100.467	2.312	2.436	100.342
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	4 020	99	45	4 074
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	69	0	0	69
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 589	46	15	2 620
Total Red BT SP	km	6 061.363	603.975	143.320	6 522.018
Total Red BT AP	km	2 936.190	290.955	108.397	3 118.747
Total Equipos AP	Unidad	68 997	3 288	752	71 533
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	56 893	0	0	56 893
EQUIPOS INE	Unidad	5 565	236	0	5 801

Empresa: ELECTRO SUR MEDIO

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	2 092.849	123.486	61.683	2 154.652
RED SUBTERRÁNEA	km	18.977	1.423	0.575	19.825
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	1 199	39	378	860
Total Red MT		2 111.826	124.909	62.258	2 174.476
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	639	58	1	696
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	867	32	3	896
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	78	2	0	80
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	1 584	92	4	1 672
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	1 471.774	103.009	82.176	1 492.607
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1 452.149	94.448	83.080	1 463.517
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	38 483	695	1 646	37 532
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 183	0	24	1 159
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	136.832	0.794	5.436	132.190
ALUMBRADO PÚBLICO	km	135.366	1.611	4.452	132.524
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	3 943	25	146	3 822
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	88	0	3	85
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	3 479	54	123	3 410
Total Red BT SP	km	1 608.606	103.803	87.611	1 624.798
Total Red BT AP	km	1 587.515	96.059	87.532	1 596.042
Total Equipos AP	Unidad	42 426	720	1 792	41 354
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	43 322	0	0	43 322
EQUIPOS INE	Unidad	2 593	693	760	2 526

Empresa: ELECTRO TOCACHE

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	275.773	76.925	1.552	351.146
RED SUBTERRÁNEA	km	0.000	0.000	0.000	0.000
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	49	2	0	51
Total Red MT		275.773	76.925	1.552	351.146
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	77	25	0	102
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	42	2	0	44
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	119	27	0	146
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	187.275	19.593	0.000	206.868
ALUMBRADO PÚBLICO	km	147.326	0.000	0.000	147.326
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 040	130	0	2 170

Descargado desde www.ejperuano.com.pe

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	261	27	0	288
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	0.822	0.000	0.000	0.822
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1.508	0.000	0.000	1.508
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	63	0	0	63
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	60	0	0	60
Total Red BT SP	km	188.097	19.593	0.000	207.690
Total Red BT AP	km	148.833	0.000	0.000	148.833
Total Equipos AP	Unidad	2 103	130	0	2 233
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	5 455	0	0	5 455
EQUIPOS INE	Unidad	229	0	0	229

Empresa: ELECTRO UCAYALI

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	241.725	13.929	24.733	230.921
RED SUBTERRÁNEA	km	2.008	0.000	0.035	1.973
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	481	4	38	447
Total Red MT		243.733	13.929	24.768	232.894
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	122	1	0	123
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	266	3	0	269
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	1	0	0	1
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	389	4	0	393
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	755.109	13.067	0.000	768.176
ALUMBRADO PÚBLICO	km	771.813	17.551	0.000	789.364
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	15 142	775	0	15 917
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	331	0	1	330
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	0.045	0.000	0.000	0.045
ALUMBRADO PÚBLICO	km	0.492	0.000	0.000	0.492
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	12	17	0	29
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	14	0	0	14
Total Red BT SP	km	755.154	13.067	0.000	768.221
Total Red BT AP	km	772.305	17.551	0.000	789.856
Total Equipos AP	Unidad	15 154	792	0	15 946
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	28 137	0	0	28 137
EQUIPOS INE	Unidad	1 362	0	0	1 362

Empresa: ELECTROCENTRO

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	7 787.050	156.588	31.987	7 911.651
RED SUBTERRÁNEA	km	20.985	0.562	0.215	21.331
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	2 086	103	9	2 180
Total Red MT		7 808.035	157.149	32.202	7 932.982
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	5 688	241	176	5 753
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	1 677	115	48	1 744
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	62	0	0	62
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	1	0	0	1
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	2	1	0	3
Total SED	Unidad	7 430	357	224	7 563
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	7 417.309	120.904	46.431	7 491.782
ALUMBRADO PÚBLICO	km	5 439.803	111.145	37.987	5 512.962
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	108 079	1 715	1 398	108 396
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	15 894	333	183	16 044
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	52.645	0.050	0.026	52.669
ALUMBRADO PÚBLICO	km	47.068	0.052	0.026	47.094
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 611	13	5	1 619
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	103	101	0	204
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 392	11	0	1 403

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
Total Red BT SP	km	7 469.954	120.954	46.457	7 544.451
Total Red BT AP	km	5 486.871	111.197	38.013	5 560.056
Total Equipos AP	Unidad	109 690	1 728	1 403	110 015
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	65 632	0	0	65 632
EQUIPOS INE	Unidad	10 901	277	136	11 042

Empresa: ELECTRONOROESTE

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	3 127.502	35.471	0.057	3 162.916
RED SUBTERRÁNEA	km	14.142	0.109	0.000	14.251
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	1 200	1	0	1 201
Total Red MT		3 141.644	35.579	0.057	3 177.166
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1 504	66	0	1 570
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	1 089	11	0	1 100
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	39	1	0	40
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	2 632	78	0	2 710
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	3 505.355	2.081	0.000	3 507.436
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2 936.988	1.717	0.000	2 938.705
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	76 792	964	1	77 755
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 358	0	0	2 358
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	134.645	0.000	0.000	134.645
ALUMBRADO PÚBLICO	km	153.686	0.000	0.000	153.686
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	6 077	15	0	6 092
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	167	0	0	167
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	5 133	0	0	5 133
Total Red BT SP	km	3 639.999	2.081	0.000	3 642.080
Total Red BT AP	km	3 090.674	1.717	0.000	3 092.391
Total Equipos AP	Unidad	82 869	979	1	83 847
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	30 222	0	0	30 222
EQUIPOS INE	Unidad	7 682	0	85	7 597

Empresa: ELECTRONORTE

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 -	30/06/2008	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	2 273.746	121.833	44.400	2 351.179
RED SUBTERRÁNEA	km	40.318	0.230	0.351	40.197
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	1 825	25	503	1 347
Total Red MT		2 314.064	122.063	44.751	2 391.376
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	1 332	216	1	1 547
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	784	9	0	793
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	78	2	0	80
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	1	0	0	1
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	2 195	227	1	2 421
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	2 722.825	233.357	181.483	2 774.699
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2 254.172	160.158	159.480	2 254.849
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	58 385	2 260	559	60 086
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 023	182	91	2 114
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	128.040	0.671	5.890	122.821
ALUMBRADO PÚBLICO	km	130.817	1.266	6.307	125.776
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	4 887	77	60	4 904
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	87	0	3	84
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	3 833	29	52	3 810
Total Red BT SP	km	2 850.865	234.028	187.373	2 897.520
Total Red BT AP	km	2 384.989	161.423	165.788	2 380.625
Total Equipos AP	Unidad	63 272	2 337	619	64 990
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	26 707	0	0	26 707
EQUIPOS INE	Unidad	3 933	681	0	4 614

Descargado desde www.elperuano.com.pe

Empresa: ELECTROSUR					
	Unidad	2007 30/06/2007	Alta/Baja		2008 30/06/2008
			Altas 01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	1 281.568	44.688	1.963	1 324.292
RED SUBTERRÁNEA	km	7.811	0.100	0.070	7.841
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	499	8	9	498
Total Red MT		1 289.378	44.788	2.034	1 332.133
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	719	14	8	725
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	609	7	1	615
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	12	0	0	12
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	1	0	1	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	1 341	21	10	1 352
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	1 180.745	42.107	17.854	1 204.998
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1 098.786	62.283	8.675	1 152.394
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	35 432	3 344	252	38 524
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	900	6	68	838
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	16.353	0.130	0.127	16.357
ALUMBRADO PÚBLICO	km	21.141	7.481	0.003	28.619
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	551	44	5	590
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	31	0	0	31
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	423	81	1	503
Total Red BT SP	km	1 197.098	42.237	17.980	1 221.355
Total Red BT AP	km	1 119.927	69.764	8.678	1 181.013
Total Equipos AP	Unidad	35 983	3 388	257	39 114
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	26 723	0	0	26 723
EQUIPOS INE	Unidad	1 412	0	0	1 412

Empresa: EMSEMSA					
	Unidad	2007 30/06/2007	Alta/Baja		2008 30/06/2008
			Altas 01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	11.493	0.709	0.000	12.202
RED SUBTERRÁNEA	km	3.156	0.000	0.368	2.788
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	28	1	1	28
Total Red MT		14.649	0.709	0.368	14.990
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	8	0	1	7
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	17	0	1	16
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	43	0	4	39
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	68	0	6	62
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	43.704	4.277	0.000	47.981
ALUMBRADO PÚBLICO	km	32.506	0.000	0.000	33.164
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 452	0	0	1 452
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	43	0	1	42
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	18.132	0.000	1.396	16.736
ALUMBRADO PÚBLICO	km	21.617	0.000	1.311	20.306
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	677	0	0	677
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	10	0	0	10
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	673	0	0	673
Total Red BT SP	km	61.836	4.277	1.396	64.717
Total Red BT AP	km	54.123	0.000	1.311	53.470
Total Equipos AP	Unidad	2 129	0	0	2 129
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	0	0	0	0
EQUIPOS INE	Unidad	132	0	0	132

Empresa: EMSEUSA					
	Unidad	2007 30/06/2007	Alta/Baja		2008 30/06/2008
			Altas 01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA	km	29.910	2.790	0.000	32.700
RED SUBTERRÁNEA	km	0.090	0.010	0.000	0.100
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	79	0	0	79
Total Red MT		30.000	2.800	0.000	32.800

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D ÁREA MONOPOSTE	Unidad	10	0	0	10
S.E.D ÁREA BIPOSTE	Unidad	32	0	0	32
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BOVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	42	0	0	42
BAJA TENSION					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	81.317	6.843	0.000	88.160
ALUMBRADO PÚBLICO	km	85.450	2.028	0.770	86.708
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	2 427	272	0	2 699
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	33	9	0	42
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	0.190	0.000	0.000	0.190
ALUMBRADO PÚBLICO	km	1.390	0.000	0.000	1.390
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	94	0	6	88
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	34	0	6	28
Total Red BT SP	km	81.507	6.843	0.000	88.350
Total Red BT AP	km	86.840	2.028	0.770	88.098
Total Equipos AP	Unidad	2 521	272	6	2 787
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	0	0	0	0
EQUIPOS INE	Unidad	42	0	0	42

Empresa: HIDRANDINA

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
MEDIA TENSION					
RED AÉREA	km	4 636.609	279.208	214.578	4 701.240
RED SUBTERRÁNEA	km	112.758	5.768	1.315	117.211
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	2 112	331	215	2 228
Total Red MT		4 749.367	284.976	215.892	4 818.451
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D ÁREA MONOPOSTE	Unidad	1 733	133	22	1 844
S.E.D ÁREA BIPOSTE	Unidad	2 242	92	55	2 279
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	177	3	0	180
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	20	1	0	21
S.E.D COMPACTA BOVEDA	Unidad	9	0	0	9
Total SED	Unidad	4 181	229	77	4 333
BAJA TENSION					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	5 355.738	388.174	316.354	5 427.557
ALUMBRADO PÚBLICO	km	4 183.018	338.311	280.659	4 240.670
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	126 499	6 852	1 698	131 653
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	4 836	406	46	5 196
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	562.464	12.733	9.633	565.564
ALUMBRADO PÚBLICO	km	488.574	12.609	13.049	488.134
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	19 361	352	807	18 906
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	437	26	6	457
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	13 254	169	242	13 181
Total Red BT SP	km	5 918.201	400.906	325.987	5 993.121
Total Red BT AP	km	4 671.592	350.920	293.708	4 728.804
Total Equipos AP	Unidad	145 860	7 204	2 505	150 559
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	113 774	140	0	113 914
EQUIPOS INE	Unidad	6 599	326	0	6 925

Empresa: LUZ DEL SUR

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008	Bajas	
MEDIA TENSION					
RED AÉREA	km	1 562.971	27.060	21.853	1 568.178
RED SUBTERRÁNEA	km	1 482.489	46.541	29.734	1 499.296
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	10 333	260	223	10 370
Total Red MT		3 045.460	73.601	51.587	3 067.474
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D ÁREA MONOPOSTE	Unidad	1 540	21	0	1 561
S.E.D ÁREA BIPOSTE	Unidad	2 344	29	1	2 372
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	814	2	1	815
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	881	15	1	895
S.E.D COMPACTA BOVEDA	Unidad	649	17	1	665
Total SED	Unidad	6 228	84	4	6 308

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	1 990.120	57.599	10.716	2 037.004
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2 211.437	57.411	14.305	2 254.543
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	78 705	3 177	541	81 341
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 724	2	2	1 724
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	6 319.743	42.847	7.563	6 355.027
ALUMBRADO PÚBLICO	km	4 089.634	11.512	6.340	4 094.806
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	148 515	1 065	585	148 995
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	7 432	12	18	7 426
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	136 894	823	457	137 260
Total Red BT SP	km	8 309.863	100.446	18.278	8 392.031
Total Red BT AP	km	6 301.071	68.923	20.645	6 349.349
Total Equipos AP	Unidad	227 220	4 242	1 126	230 336
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	70 044	0	0	70 044
EQUIPOS INE	Unidad	42 242	1 729	0	43 971

Empresa: SEAL

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA					
RED SUBTERRÁNEA	km	2 402.641	149.970	17.268	2 535.343
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	553	37	28	562
Total Red MT		2 431.187	154.980	17.766	2 568.401
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	2 795	321	180	2 936
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	839	62	77	824
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	290	44	28	306
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	3 924	427	285	4 066
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	3 007.383	470.227	332.811	3 144.798
ALUMBRADO PÚBLICO	km	2 315.014	381.272	205.753	2 490.533
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	86 585	4 588	194	90 979
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	13 830	105	84	13 851
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	338.750	5.136	3.430	340.455
ALUMBRADO PÚBLICO	km	293.961	8.050	4.082	297.929
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	11 497	241	10	11 728
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	25	0	0	25
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	11 039	172	20	11 191
Total Red BT SP	km	3 346.132	475.362	336.242	3 485.253
Total Red BT AP	km	2 608.975	389.322	209.835	2 788.462
Total Equipos AP	Unidad	98 082	4 829	204	102 707
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	18 662	0	0	18 662
EQUIPOS INE	Unidad	3 884	87	0	3 971

Empresa: SERSA

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas		2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
MEDIA TENSIÓN					
RED AÉREA					
RED SUBTERRÁNEA	km	10.284	0.135	0.000	10.419
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	Unidad	2	0	0	2
Total Red MT		10.284	0.135	0.000	10.419
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT					
S.E.D AÉREA MONOPOSTE	Unidad	0	0	0	0
S.E.D AÉREA BIPOSTE	Unidad	23	0	0	23
S.E.D CONVENCIONAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA PEDESTAL	Unidad	0	0	0	0
S.E.D COMPACTA BÓVEDA	Unidad	0	0	0	0
Total SED	Unidad	23	0	0	23
BAJA TENSIÓN					
RED AÉREA					
SERVICIO PARTICULAR	km	49.806	1.148	0.000	50.954
ALUMBRADO PÚBLICO	km	50.980	0.704	0.704	50.980
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	1 730	25	0	1 755
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	23	0	0	23

	Unidad	2007 30/06/2007	Altas	Bajas	2008 30/06/2008
			01/07/2007 - 30/06/2008		
RED SUBTERRÁNEA					
SERVICIO PARTICULAR	km	0.000	0.000	0.000	0.000
ALUMBRADO PÚBLICO	km	0.388	0.000	0.000	0.388
EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	22	0	0	22
EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	0	0	0	0
ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	Unidad	6	0	0	6
Total Red BT SP	km	49.806	1.148	0.000	50.954
Total Red BT AP	km	51.368	0.704	0.704	51.368
Total Equipos AP	Unidad	1 752	25	0	1 777
INSTALACIONES NO ELÉCTRICAS					
TERRENOS Y EDIFICIOS	m2	0	0	0	0
EQUIPOS INE	Unidad	45	0	0	45

ANEXO 2

FIJACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, EXPRESADO EN MILES DE NUEVOS SOLES (MILES S/.) AL 30 DE JUNIO DE 2008

Empresa	VNR miles S/.
Coelvisac	17 553
Edecañete	41 841
Edelnor	2 795 973
Electro Oriente	156 518
Electro Pangoa	707
Electro Puno	240 843
Electro Sur Este	366 656
Electro Sur Medio	201 869
Electro Tocache	16 506
Electro Ucayali	56 877
Electrocentro	531 805
Electronoroeste	352 743
Electronorte	263 282
Electrosur	143 918
Emsemsa	5 915
Emseusa	6 875
Hidrandina	596 771
Luz del Sur	3 022 695
Seal	353 866
Sersa	3 440
Total	9 176 653

ANEXO 3

FIJACIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE POR VERIFICACIÓN DE CAMPO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Empresa	Factor de Ajuste
Coelvisac	1.000
Edecañete	1.000
Edelnor	0.995
Electro Oriente	0.998
Electro Pangoa	1.000
Electro Puno	1.000
Electro Sur Este	0.999
Electro Sur Medio	1.000
Electro Tocache	0.999
Electro Ucayali	0.996
Electrocentro	1.000
Electronoroeste	1.000
Electronorte	0.999
Electrosur	1.000
Emsemsa	0.996
Emseusa	0.996
Hidrandina	1.000
Luz del Sur	1.000
Seal	1.000
Sersa	1.000

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR
DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2009

VISTOS:

El Informe Técnico N° 434-2009-GART y el Informe Legal N° 436-2009-GART, elaborados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN").

CONSIDERANDO:

Que, el inciso h) del artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone que corresponde al OSINERGMIN emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, el OSINERGMIN aprobó la norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", cuyo inicio de vigencia fue el 01 de noviembre de 2005;

Que, las opciones tarifarias tienen por objetivo dar a los usuarios finales, las señales económicas que permitan el uso eficiente de la electricidad, por lo que, deben tener la posibilidad de elegir, en función de los costos diferenciados de electricidad en los periodos de punta y fuera de punta y los sistemas de medición disponibles, aquella opción que refleje mejor su patrón de consumo o, en caso contrario, adecuar su patrón de consumo a fin de lograr la menor facturación posible. En este sentido, el objetivo final es lograr un equilibrio eficiente de la demanda eléctrica mensual, ya que, con ello se favorecería a todos los usuarios eléctricos y al sistema eléctrico en general, al resultar más económico satisfacer de modo óptimo la máxima demanda del sistema;

Que, el OSINERGMIN, de la experiencia recogida de la aplicación y control de la norma citada, ha identificado que se requiere promover un mayor acceso a la información pertinente para que los usuarios puedan elegir correctamente su opción tarifaria, ya sea en la solicitud de nuevos suministros o cambios de la misma durante la vigencia del contrato o al término de este, por lo que se ha considerado que las empresas distribuidoras proporcionen una guía práctica que contenga la información necesaria y suficiente para los fines indicados. Además, se propone la inclusión en las facturas o recibos del usuario el historial de los valores correspondientes a las magnitudes eléctricas requeridas para la facturación de la energía y demanda máxima registrada, de acuerdo con los cargos de facturación de la opción tarifaria elegida por el usuario;

Que, por lo expuesto, a pesar que los aspectos generales, opciones tarifarias, condiciones generales y específicas y los criterios esenciales de la norma aprobada por Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, no se afectarán con las modificaciones indicadas, dada la cantidad de modificaciones que se necesitaría introducir en la norma vigente producto de la nueva normativa y experiencia recogida, resulta conveniente expedir una nueva norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" a efectos de facilitar su aplicación, interpretación y difusión entre usuarios, empresas distribuidoras y demás agentes del mercado eléctrico;

Que, cabe indicar que, se han incorporado las modificaciones normativas referidas fundamentalmente: (i) Al rango de demanda en el que deben estar comprendidos los clientes libres para poder elegir la condición de regulados, prevista en el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM (ii) Norma sobre aplicación del FOSE en el sistema prepago previstas en el Decreto Supremo 031-2008-EM; (iii) Sistema de medición centralizada prevista en la Resolución Ministerial N° 135-2009-MEM/DM (iv) Inclusión en el sistema prepago, el aporte de los usuarios de electricidad, establecido por el literal h), artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural;

Que, atendiendo a que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 150-2009-OS/CD, se ha prepublicado el proyecto de Resolución que fija las tarifas de distribución eléctrica, habiéndose reconocido en dicho proyecto que dentro de las tarifas a fijar debe incorporarse el Impuesto General a las Ventas (IGV) como un costo de las empresas de distribución ubicadas en la Amazonía, según fundamentos expuestos en el Informe N° 368-2009-GART; en consecuencia, la norma debe ser concordante con el reconocimiento de dicho costo para viabilizar la respectiva aplicación tarifaria;

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 155-2009-OS/CD, se dispuso la prepublicación del documento "Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" con el objeto que los interesados remitan sus sugerencias y comentarios, los mismos que, recibidos, fueron analizados por la GART en el Informe Técnico N° 434-2009-GART, que forma parte de la presente Resolución, el cual complementa la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN a que se refiere el Artículo 3°, del numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General, habiéndose incorporado en la Norma aquellas sugerencias que contribuyen al logro de los objetivos de la misma;

Que, finalmente, además del Informe Técnico mencionado en el considerando anterior, se ha expedido el Informe Legal N° 436-2009-GART, ambos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los mismos que contienen la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, Numeral 4 de la Ley de Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y en el Decreto Supremo 007-2006-EM, modificado por Decreto Supremo 031-2008-EM que dicta disposiciones del servicio eléctrico prepago.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Apruébese la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", la misma que constituye parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La Norma aprobada en el Artículo 1° de la presente Resolución, entrará en vigencia el primero de noviembre de 2009.

Artículo 3°.- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2009, la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD.

Artículo 4°.- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el Diario Oficial El Peruano y consignadas junto con los Informes N° 434-2009-GART y N° 436-2009-GART en la página web del OSINERGMIN: www.osinerg-gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

Norma
“Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”

CAPÍTULO PRIMERO
ASPECTOS GENERALES

Artículo 1°.- Objeto

La presente Norma tiene por objeto establecer las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final.

Artículo 2°.- Alcance

Están comprendidos dentro del alcance de la presente Norma, las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios del servicio público de electricidad. En particular, quedan incluidos los usuarios libres que decidan pertenecer a la condición de cliente regulado de conformidad con la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, concordado con el artículo segundo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y el artículo tercero del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

Artículo 3°.- Base Legal

- 3.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- 3.2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- 3.3 Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 3.4 Decreto Supremo N° 007-2006-EM y sus modificatorias establecidas por el Decreto Supremo N° 031-2008-EM, sobre modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y disposiciones sobre el sistema prepago de electricidad.
- 3.5 Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM, que establece el Sistema de Medición Centralizada.
- 3.6 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.7 Decreto Supremo N° 022-2009-EM, que aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 3.8 Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER).
- 3.9 Decreto Supremo N° 025-2007-EM que aprueba el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural (RLGER).
- 3.10 Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD, que fija los presupuestos y cargos mensuales de reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica.
- 3.11 Ley N° 28307, Ley que modifica y amplía los factores de reducción tarifaria de la Ley N° 27510, Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).
- 3.12 Resolución OSINERGMIN N° 689-2007-OS/CD, Texto Único Ordenado de la Norma Procedimiento de Aplicación del FOSE.
- 3.13 Decreto Supremo N° 006-2009-PCM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema de Protección al Consumidor.

Artículo 4°.- Definiciones

Las definiciones señaladas se utilizan únicamente para los fines de aplicación de las opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas aplicables a usuario final.

4.1 Usuarios en Media Tensión y Baja Tensión

- a) Son usuarios en Media Tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV (kV = kilovoltio) y menor a 30 kV.
- b) Son usuarios en Baja Tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.
- c) En caso que no cuenten con la medición adecuada en MT, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en BT. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2% para el sector típico 1 y de 2,5% para los otros sectores, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía. La empresa distribuidora podrá proponer al OSINERGMIN un valor de recargo por pérdidas de transformación promedio distinto al indicado, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de MT que se encuentran medidos en BT, para un período mínimo de un año.

4.2 Usuarios con Tensiones de Suministro superiores a Media Tensión

Las tarifas para aquellos usuarios del servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios a nivel de generación según la resolución vigente del OSINERGMIN.

4.3 Usuarios prepago del servicio eléctrico

- a) Se define como usuarios prepago del servicio eléctrico a aquellos usuarios, cuyos suministros conectados en BT, que contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso.
- b) A estos efectos, el usuario procederá a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima.
- c) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior, será facturada por la empresa distribuidora en función al valor del cargo tarifario vigente correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables.
- d) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tendrá fecha de vencimiento.

- e) Una vez agotada la cantidad de energía adquirida en forma anticipada por el usuario prepago, el equipo de medición instalado en el punto de suministro interrumpirá el servicio hasta que el usuario adquiera una nueva cantidad de energía. Esta situación de interrupción del servicio no podrá ser invocada por el usuario como una interrupción en el servicio eléctrico a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en la normativa para el control de la calidad del servicio eléctrico.

4.4 Usuarios con sistema de medición centralizada

Son aquellos usuarios, de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM, cuyos consumos se miden mediante un sistema de medición centralizada que agrupa los equipos de medición de uno o más usuarios en una misma caja concentradora, que puede ser instalada en estructuras de las redes de BT (no comprende la subestación de distribución) y a partir de la cual se derivan las acometidas para cada predio. La medición y operación de los puntos de suministro (lectura, interrupción y/o restitución del suministro) para cada usuario se realiza mediante el sistema de medición centralizada en forma remota e incluye un medio de visualización de los consumos de energía accesible al usuario.

4.5 Usuarios Temporales

- a) Se define como usuarios temporales a aquellos usuarios que requieren el servicio eléctrico por un periodo limitado de tiempo y en forma no repetitiva (Ejemplo: ferias, eventos y/o espectáculos en la vía pública, circos, obras en construcción, etc).
- b) La posibilidad de conexión de los usuarios bajo esta modalidad está limitada a la ausencia de la necesidad del desarrollo de redes por parte de la empresa distribuidora para la atención del suministro temporal.
- c) El costo de la conexión temporal será cubierto por el usuario y dicho costo no podrá superar los precios regulados de la conexión eléctrica fijados por el OSINERGMIN.

4.6 Usuarios Provisionales

Se define como usuarios provisionales del servicio eléctrico, de acuerdo al Artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas, a aquellos usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuentan con habilitación urbana, conectados en BT en forma colectiva.

4.7 Usuarios rurales con celdas fotovoltaicas

Son aquellos usuarios ubicados en sistemas eléctricos rurales (SER) establecidos por la LGER y cuyos suministros son alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.

4.8 Factor del Costo del IGV (FIGV)

De ser el caso, el factor FIGV se aplicará de conformidad a lo indicado en la Resolución de Fijación del Valor Agregado de Distribución vigente.

4.9 Horas de Punta y Horas Fuera de Punta

- a) Se entenderá por horas de punta (HP), el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

Si el equipo de medición correspondiente a la opción tarifaria elegida por el usuario lo permite o si el usuario solicita a la empresa distribuidora el acondicionamiento de su sistema de medición a costos establecidos en la regulación de los costos de conexión, se exceptuará en la aplicación de las horas de punta, los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación solo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

- b) Se entenderá por horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

4.10 Potencia Instalada, Potencia Conectada y Potencia Contratada

- a) Se entenderá por Potencia Instalada, a la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos eléctricos que se alimenta de un suministro de electricidad.
- b) Se entenderá por Potencia Conectada, aquella potencia activa máxima requerida por el usuario al momento de solicitar el suministro y que técnicamente soporta la conexión eléctrica; el mismo que debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya.
- c) Se entenderá por Potencia Contratada, aquella potencia activa máxima que puede tomar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria. Al respecto, cualquier aumento de la mencionada potencia activa máxima, requerida por el usuario y que no exceda la potencia conectada, no deberá generar cobros adicionales por conceptos relacionados con los costos de conexión eléctrica y en tal sentido la empresa concesionaria de forma conjunta con el usuario deberán regularizar automáticamente la nueva potencia contratada.

4.11 Demanda Máxima Mensual, Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta

- a) Se entenderá por demanda máxima mensual, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes.
- b) Se entenderá por demanda máxima mensual en horas de punta, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de punta a lo largo del mes.

- c) Se entenderá por demanda máxima mensual fuera de punta, al más alto valor de las demandas de potencia activa integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo fuera de punta a lo largo del mes.

4.12 Periodo de Facturación

- a) Con la excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario ni exceder los treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, reinstalación de la conexión o cuando se modifique el tipo de conexión de un suministro existente, podrá aplicarse un periodo de facturación no mayor a 45 días calendario, ni menor a 15 días calendario.
- b) En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación se expresará en días o meses, dependerá del plazo del contrato de suministro y será acordado entre las partes e incluido en el contrato. Para contratos de suministro cuyo plazo es expresado en meses, el periodo de facturación poseerá una frecuencia mensual, según lo indicado en el párrafo precedente.
- c) En el caso de los sistemas eléctricos de los Sectores de Distribución Típicos 4 (Urbano-rural) y 5 (Rural) y los SER establecidos por la LGER, las empresas distribuidoras podrán aplicar una modalidad de facturación mensual a través de lecturas semestrales para la opción tarifaria BT5B, previa evaluación del pedido que formulen un grupo significativo de usuarios, en dicho caso, la empresa distribuidora antes de aplicar el cambio de modalidad de facturación deberá dar aviso al OSINERGMIN.
- c.1) La empresa distribuidora estimará el promedio mensual de consumo del usuario en el semestre y le enviará semestralmente al mismo seis facturas mensuales de similar monto, calculadas en base a este promedio mensual de consumo.
- c.2) El cálculo del promedio mensual de consumo debe realizarse considerando el consumo promedio mensual histórico de un periodo de seis meses, correspondientes a meses similares del año anterior (CP_MS) para los cuales se proyectan los consumos, de forma tal de introducir en el cálculo aspectos relacionados con la estacionalidad del consumo, así como los efectos relacionados con las actividades económicas regionales. Luego, el valor resultante (CP_MS) debe validarse con el valor promedio mensual histórico de los últimos seis meses al periodo de facturación que se proyecta (CP_MU). El valor que se tomará finalmente como base para efectuar la facturación semestral será el menor de los valores CP_MS o CP_MU.
- c.3) Excepcionalmente la empresa concesionaria a partir de la información suministrada por los usuarios, podrá recalcular el consumo histórico promedio mensual diferente al señalado con el procedimiento del párrafo anterior, siempre y cuando éste resultado no exceda a los valores CP_MS ó CP_MU.
- c.4) Una vez que se realice la siguiente lectura, la distribuidora calculará la diferencia entre los kW.h consumidos y los kW.h facturados en el periodo anterior y el saldo respectivo de cantidad de unidades de energía será valorizado al pliego tarifario vigente al momento de efectuar la lectura, el cual será incluido en forma proporcional en las siguientes seis facturas mensuales del usuario.
- c.5) Excepcionalmente, la empresa distribuidora podrá realizar la refacturación correspondiente, dentro del periodo comprendido de lecturas semestrales, en el caso de una variación mensual de la facturación por consumo de energía a los usuarios mayor a 10 %, por efecto de la variación del pliego tarifario dentro de dicho periodo.

4.13 Domicilio de facturación

Solo en el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, deben definir el domicilio de facturación, el cual podrá ser eventualmente diferente al domicilio del punto de suministro. Este domicilio de facturación será empleado por la distribuidora para el envío de las facturas o recibos y de toda otra comunicación con el usuario temporal del servicio eléctrico. El domicilio de facturación definido por el usuario temporal del servicio eléctrico deberá estar ubicado dentro del área de concesión de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO SEGUNDO

OPCIONES TARIFARIAS

Artículo 5°.- Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios MT y BT son las siguientes:

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
Medía Tensión		
MT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. g) Cargo por energía reactiva.
MT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable. Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
Baja Tensión		
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. e) Cargo por exceso de potencia en horas de punta.
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C	Iluminación Especial o Alumbrado Adicional a cargo de Municipalidades, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C-AP	Alumbrado Público por aplicación del artículo 184° del RLCE, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5D	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5E	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo comercial del servicio prepago b) Cargo por energía activa.
BT8	Suministros Rurales con Celdas Fotovoltaicas	a) Cargo mensual de energía equivalente

CAPÍTULO TERCERO

CÁLCULO DE LOS CARGOS TARIFARIOS

Artículo 6°.- Definición de Parámetros

6.1 A continuación se definen los parámetros empleados en las fórmulas tarifarias para el cálculo de los cargos tarifarios.

6.2. Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

Parámetro	Definición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFHCO	Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada (S./mes)
CFEAP	Cargo fijo mensual para medición de Alumbrado Público (S./mes)

Parámetro	Definición
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)
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./mes)
CCSF _{z,CC}	Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Continua (CC) (S./kW.h)
CCSF _{z,CA}	Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Alterna (CA) (S./kW.h)
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
CBTTP _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
CBTTP _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 en punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas en 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
PESED	Factor de expansión de pérdidas de energía en subestaciones de distribución MT/BT ¹
PEBTCO	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión para medición centralizada ² .
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
PPSED	Factor de expansión de pérdidas de potencia en subestaciones de distribución MT/BT ³
PPBTCO	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para medición centralizada ⁴ .
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
NHUBTTP _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 baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTTP _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 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 el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en 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 de fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h)
PE	Precio ponderado de la energía en 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)
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)
VSEDPP	Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta ⁵ (S./kW-mes)
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S./kW-mes)
EPP	Energía mensual registrada en horas de punta (kW.h)
EFP	Energía mensual registrada en horas fuera de punta (kW.h)
α_{MT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
α_{BT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT
B	Factor de descuento por pago adelantado
FIGV	Factor del Costo del IGV

6.2.1 Opción Tarifaria MT2

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

B.1) En horas de Punta

PEMT x PEPP

¹ Se determina a partir del anterior PEBT descontando las pérdidas de energía en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.

² Se determinaría descontando del factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.

³ Se determina a partir del anterior PPBT descontando las pérdidas de potencia en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.

⁴ Se determinaría descontando del factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.

⁵ Se determina a partir del anterior VBTPP descontando los costos correspondientes a la red de BT

B.2) En horas fuera de Punta

$PEMT \times PEFP$

C) Cargos por Potencia Activa (S/. /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

$PPMT \times PP \times FCPPMT$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

$VMTPP \times FCPPMT$

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

$VMTFP \times FCFPMT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/. /kVAR.h)

CER

6.2.2 Opción Tarifaria MT3

A) Cargo Fijo Mensual (S/. /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/. /kW.h)

B.1) En horas de Punta

$PEMT \times PEPP$

B.2) En horas fuera de Punta

$PEMT \times PEFP$

C) Cargos por Potencia Activa (S/. /kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$PPMT \times PP \times CMTPP_g$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$VMTPP \times CMTPP_d + (1 - CMTPP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$PPMT \times PP \times CMTFP_g$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$VMTPP \times CMTFP_d + (1 - CMTFP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

D) Cargo por Energía Reactiva (S/. /kVAR.h)

CER

6.2.3 Opción Tarifaria MT4

A) Cargo Fijo Mensual (S/. /mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S/. /kW.h)

$PEMT \times PE$

C) Cargos por Potencia Activa (S/. / kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$PPMT \times PP \times CMTPP_g$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$VMTPP \times CMTPP_d + (1 - CMTPP_d) \times VMTFP \times FCFPMT$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$PPMT \times PP \times CMTFP_g$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$\text{VMTPP} \times \text{CMTFP}_d + (1 - \text{CMTFP}_d) \times \text{VMTFP} \times \text{FCFPMT}$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)

CER

6.2.4 Opción Tarifaria BT2

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFH

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

B.1) En horas de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEPP}$$

B.2) En horas fuera de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEFP}$$

C) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta

$$\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} \times \text{FCPPBT}$$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

$$(\text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) \times \text{FCPPBT}$$

C.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta

$$\text{VBTFP} \times \text{FCFPBT}$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)

CER

6.2.5 Opción Tarifaria BT3

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

B.1) En horas de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEPP}$$

B.2) En horas fuera de Punta

$$\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEFP}$$

C) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} \times \text{CBTPP}_g$$

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

$$(\text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) \times \text{CBTPP}_d + (1 - \text{CBTPP}_d) \times \text{VBTFP} \times \text{FCFPBT}$$

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} \times \text{CBTFP}_g$$

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

$$(\text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) \times \text{CBTFP}_d + (1 - \text{CBTFP}_d) \times \text{VBTFP} \times \text{FCFPBT}$$

D) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)

CER

6.2.6 Opción Tarifaria BT4

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

PEMT x PEPT x PE

C) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)

C.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTPP_g

C.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta

(VMTTP x PPBT + VBTPP) x CBTPP_d + (1 - CBTPP_d) x VBTFP x FCFPBT

C.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

PPMT x PPBT x PP x CBTFP_g

C.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta

(VMTTP x PPBT + VBTPP) x CBTFP_d + (1 - CBTFP_d) x VBTFP x FCFPBT

D) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)

CER

6.2.7 Opción Tarifaria BT5A

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFS

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)

B.1) En horas de punta = $X_{PA} + Y_{PA}$

B.1.1) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$X_{PA} = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEPP}$$

$$Y_{PA} = (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTTP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) / \text{NHUBTTP}_A$$

B.1.2) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$X_{PA} = \text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEPP}$$

$$Y_{PA} = (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTTP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) / \text{NHUBTTP}_B$$

B.2) En horas fuera de punta = $\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PEFP}$

C) Cargo por exceso de potencia (S./kW-mes)

VBTPP

C.1) En el caso en que el usuario no cuente con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, el exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW, se calculará como sigue:

C.1.1) Para usuarios con potencia conectada o de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[\frac{EFP}{\text{NHUBTFP}_A} - \frac{EPP}{\text{NHUBTTP}_A} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.1.2) Para usuarios con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[\frac{EFP}{\text{NHUBTFP}_B} - \frac{EPP}{\text{NHUBTTP}_B} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.2) En el caso en que el usuario si cuenta con un sistema de medición o cuando la empresa instale a su costo un equipo de control temporal, que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, el exceso de potencia se calculará como sigue:

C.2.1) El exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW (kW_{EXCESO}) se determinará como la diferencia, entre la potencia activa registrada en horas fuera de punta y la potencia activa registrada en horas de punta, del mencionado sistema de medición o equipo de control.

C.2.2) Adicionalmente, para los casos de vulneración de las condiciones de aplicación de la opción tarifaria BT5A, establecidas en la presente norma, el exceso de potencia para las horas de punta en kW ($kW_{EXCESOHP}$) se determinará del siguiente modo:

$$kW_{EXCESOHP} = [kW_{HP-REGISTRADO} - 20]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

6.2.8 Opción Tarifaria BT5B

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBT$$

6.2.9 Opción Tarifaria BT5C

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTAP$$

6.2.10 Opción Tarifaria BT5C-AP

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFEAP

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTAP$$

6.2.11 Opción Tarifaria BT5D

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PESED \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPSSED \times PP + VMTTP \times PPSSED + VSEDP) / NHUBT$$

6.2.12 Opción Tarifaria BT5E

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFHCO

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEBTCO \times PE$$

$$b2 = (PPMT \times PPBTCO \times PP + VMTTP \times PPBTCO + VBTPP) / NHUBT$$

6.2.13 Opción Tarifaria BT6

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

B) Cargo por Potencia Activa (S./kW) = b1 + b2

$$b1 = PEMT \times PEPT \times PE \times NHUBT$$

$$b2 = PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP$$

6.2.14 Opción Tarifaria BT7

A) Cargo Comercial Servicio Prepago (S/ /mes)

CCSP

B) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) = b1 + b2 + b3

b1 = PE_{MT} x PE_{BT} x PE x β

b2 = (PP_{MT} x PP_{BT} x PP x β) / NHUBTPRE

b3 = {VMTPP x [1 - (α_{MT} / 100)] x PP_{BT} + VBTPP x [1 - (α_{BT} / 100)]} x β / NHUBTPRE

6.2.15 Opción Tarifaria BT8

A) Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Continua (CC) (S./kW.h)

CCSF_{z,r,CC}

B) Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas "z", para el rango de consumo "r" y el sistema para Corriente Alterna (CA) (S./kW.h)

CCSF_{z,r,CA}

CAPÍTULO CUARTO

CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN

Artículo 7°.- Elección de la Opción Tarifaria

- 7.1 Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el Capítulo "Opciones Tarifarias", de la presente Norma, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT6, BT7 y BT8; dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.
- 7.2 Los usuarios temporales del servicio eléctrico podrán optar por cualquier opción tarifaria, teniendo presente el sistema de medición requerido y las limitaciones establecidas en las condiciones específicas de aplicación, debiendo sufragar los costos de conexión a precios regulados por el OSINERGMIN, que corresponda.
- 7.3 Para aquellos usuarios que no cuenten con acuerdos formales con relación al inicio de la elección de la opción tarifaria, ésta deberá computarse anualmente a partir del 1° de mayo de cada año. Para aquellos usuarios que cuenten con contratos de suministro, la fecha de inicio para calcular la vigencia de la opción tarifaria, será la fecha que eligió su opción tarifaria.
- 7.4 Con el propósito de cumplir con el Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema de Protección al Consumidor, las empresas de distribución deberán proporcionar de forma gratuita a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria; como son: histórico de consumos de energía y potencia en HP y HFP, precios vigentes de los cargos de facturación por opción tarifaria, de ser el caso, los mismos que deben ser elaborados en forma tabular. En particular las concesionarias deberán preparar y entregar a los usuarios al momento de iniciar el trámite de solicitud de un nuevo suministro o cuando el usuario lo solicite para analizar un cambio de opción tarifaria, una guía práctica o folleto explicativo, el cual debe resumir como mínimo los siguientes aspectos de la presente Norma:
- 7.4.1 Para los usuarios que soliciten suministros con potencias a contratar mayores a los 20 kW
- Una descripción breve de las opciones tarifarias disponibles por nivel de tensión, incluyendo las características del sistema de medición de cada opción tarifaria.
 - Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
 - Ejemplos simples de facturación para cada opción tarifaria.
- 7.4.2 Para los usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a los 20 kW, para usos que no sean residencial
- Una descripción breve de las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5E y BT6.
 - Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
 - Ejemplos simples de facturación para cada una de las 4 opciones tarifarias.
- 7.4.3 Para los usuarios que soliciten suministros con potencias iguales o menores a los 10 kW, para usos que sean residencial
- Una descripción breve de la opción tarifaria.
 - Los plazos de vigencia y condiciones de cambio de la opción tarifaria y potencia contratada (si corresponde).
 - Ejemplos simples de facturación.

Artículo 8°.- Vigencia de la Opción Tarifaria

- 8.1 La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo mínimo de un año, con excepción del caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico.

En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el plazo de vigencia de la opción tarifaria será acordado entre la empresa y el usuario temporal. El plazo deberá ser expresado en días o meses. Será en días para los casos en el que el plazo sea hasta de 90 días y en meses en los casos que el plazo sea mayor, el cual no podrá ser superior a 12 meses.

- 8.2 La empresa de distribución eléctrica informará al usuario de opción tarifaria con medición de potencia y energía, la finalización de la vigencia de la opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario.



8.3 Vencido el plazo de vigencia y si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario, la opción tarifaria y, de ser el caso, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa, se renovará automáticamente por la distribuidora por períodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente.

8.4 En el caso de los contratos con usuarios temporales del servicio eléctrico:

- a) La empresa distribuidora deberá notificar al usuario temporal de la proximidad en la finalización de la vigencia de la opción tarifaria tomada por el mismo, solo en aquellos casos donde la duración sea superior a los 90 días. La notificación se realizará en el domicilio de facturación indicado por el usuario temporal, en un plazo similar al exigido para los restantes usuarios. Vencido el plazo de vigencia, la empresa distribuidora está facultada para la interrupción del servicio al usuario temporal.
- b) Los contratos de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora podrán ser renovados, siempre que el período acumulado total del suministro temporal no exceda de un año, a solicitud del usuario temporal, no pudiendo estos ser renovados en forma automática. En las prórrogas al contrato de suministro, el usuario temporal deberá elegir la opción tarifaria que regirá durante cada prórroga.
- c) En caso de superarse el plazo de un año desde la entrada en vigencia del primer contrato de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora, este último perderá su condición de temporal a los efectos de definición de la presente normativa.

Artículo 9°.- Cambio de la Opción Tarifaria

9.1 El usuario podrá cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de dicha opción tarifaria, cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada. Por lo tanto, en un periodo de un año, el usuario solo puede tener como máximo dos opciones tarifarias diferentes, concordante con lo establecido por el numeral 7.1.3, literal c), inciso iv, de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

9.2 La empresa distribuidora de electricidad debe aplicar las respectivas valorizaciones de los consumos en los plazos y condiciones indicados en el numeral 7.1.3 literal c) de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

9.3 El usuario deberá afrontar en caso que corresponda los eventuales costos de adecuación del sistema de medición u otros de la conexión, cuando se requiere la medición de mayores parámetros de energía y potencia o se requiera mayor sección de cable de acometida u otra dimensión de la caja portamedidor y/o para cumplir con las limitaciones de potencia de la opción tarifaria que solicita. En estos casos se debe considerar, solo los elementos necesarios para la adecuación de la opción tarifaria requerida a costos máximos establecidos en la regulación de los costos de conexión (costos de materiales, equipos de medición, protección y recursos); para estos casos no se incluye la actividad de reprogramación de los equipos de medición. Asimismo, los cargos de reposición y mantenimiento serán de la correspondiente opción tarifaria.

9.4 El cambio de la opción tarifaria no afecta el consumo histórico de la demanda para los efectos de cálculo de la potencia variable por uso de las redes de distribución.

9.5 En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, los mismos no podrán cambiar de opción tarifaria durante la vigencia del contrato de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora.

Artículo 10°.- Facturación Cargo Fijo Mensual

10.1 El cargo fijo mensual es independiente del consumo y será incluido en la factura al usuario en cada periodo de facturación, inclusive si el consumo es nulo en el periodo.

10.2 El cargo fijo mensual está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura. El usuario no debe efectuar, directa o indirectamente, ningún tipo de pago adicional, por ninguno de los conceptos asociados al cargo fijo mensual.

Artículo 11°.- Facturación de Energía Activa

La facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa, expresado en kilowatts-hora (kW.h), por el respectivo cargo unitario, según corresponda.

Artículo 12°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la Remuneración de la Potencia Activa de Generación

12.1 La facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa registrada mensualmente, por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia activa de generación, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

12.2 Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente Norma y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación se efectuará considerando la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

Artículo 13°.- Modalidad de Facturación de Potencia Activa para la remuneración del uso de las redes de distribución

13.1 La facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa a facturar por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia por uso de las redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria. El cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

13.2 La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución será efectuada según la modalidad de Potencia Variable, donde la potencia activa a facturar se denomina potencia variable por uso de las redes de distribución y se procederá según lo definido en las condiciones de aplicación específicas.

- 13.3 La potencia variable por uso de las redes de distribución será determinada como el promedio de las 2 mayores demandas máximas del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán el mes o los meses disponibles.
- 13.4 La modalidad de facturación estará vigente hasta el término de la opción tarifaria del usuario.
- 13.5 A efectos de que se reconozca el derecho de capacidad a que está autorizado a consumir el usuario, la potencia variable por uso de redes de distribución, se tomará como equivalente de la potencia contratada del usuario.
- 13.6 Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución será efectuada según la modalidad de Potencia Contratada.
- En esta alternativa la potencia a facturar se denomina potencia contratada y se facturará según el procedimiento definido en las condiciones específicas de aplicación.
 - Los usuarios deberán definir su potencia contratada, la cual tendrá vigencia hasta el término de la modalidad de facturación del usuario.
 - En el caso de cambio de la opción tarifaria de ser necesario, el usuario deberá adecuar su sistema de medición y cambiar la modalidad de facturación de potencia contratada a potencia variable, siempre y cuando cumpla con las condiciones mínimas requeridas para optar por esta modalidad.

Artículo 14°.- Modificación de la potencia contratada durante el periodo de vigencia

- 14.1 Los usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, podrán modificar la potencia contratada empleada para la facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución, por una sola vez durante el periodo de vigencia de la misma. El nuevo valor regirá hasta el término del periodo de vigencia de la potencia contratada original.
- 14.2 Los usuarios deberán notificar a la empresa distribuidora de electricidad, su decisión de modificar su o sus potencias contratadas.
- 14.3 En caso de una reducción y solo si se han desarrollado nuevas instalaciones o reforzado las existentes para dar el suministro a dicho usuario, éste se comprometerá al pago de un remanente por el uso del sistema de distribución. En dicho caso, la empresa de distribución eléctrica deberá sustentar la mencionada ampliación o reforzamiento con documentos probatorios.
- 14.4 El remanente mensual por el uso del sistema de distribución, corresponderá a la potencia que se reduce por el valor del cargo de potencia por el uso de redes de distribución en horas fuera de punta correspondiente a la parte de inversión.
- 14.5 La resolución que fija el Valor Agregado de Distribución, publicará el porcentaje por concepto de inversión que se aplicará al cargo por potencia por el uso de las redes de distribución en horas fuera de punta del correspondiente pliego tarifario aplicable al usuario.
- 14.6 El pago del remanente se realizará en forma mensual hasta el término del periodo de vigencia de la potencia contratada que se redujo.
- 14.7 La nueva potencia contratada reducida será empleada en la siguiente facturación al usuario.

Artículo 15°.- Derechos otorgados por la potencia contratada

Los usuarios podrán utilizar la potencia contratada sin restricciones durante el periodo de vigencia de dicha potencia.

Artículo 16°.- Facturación de Energía Reactiva

La facturación por energía reactiva se incluirá en las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

- Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual.
Sin cargo alguno.

- Consumo de energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual.

La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en \$./kVAR.h), según se muestra en las siguientes relaciones:

Factura = kVAR.h en exceso x CER
CER = Cargo por energía reactiva, expresado en \$./kVAR.h

- Inyección de energía reactiva capacitiva

No está permitida la inyección de energía reactiva capacitiva a la red. En todo caso la empresa de distribución eléctrica deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplir con la corrección dentro de los plazos acordados entre las partes, la empresa de distribución eléctrica podrá facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

- Facturación de la energía reactiva

La facturación de energía reactiva deberá realizarse sobre la base de la medición mensual de la misma.



Artículo 17°.- Facturación en un Mes con Dos o Más Pliegos Tarifarios

Cuando durante el período de facturación se presenten dos o más pliegos tarifarios, se deberá calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos. Para ello se determinará un pliego tarifario con todos los cargos de la opción tarifaria ponderados en función al número de días de vigencia de cada pliego tarifario.

Artículo 18°.- Historial de consumo del usuario

- a) Para todas las opciones tarifarias, la empresa distribuidora incluirá dentro de la factura o recibo del usuario, el historial de consumo del mismo de los 12 últimos meses.
- b) Dentro de este historial se deberán incluir la evolución acontecida en los valores correspondientes a las magnitudes eléctricas, correspondientes a los parámetros de energía y demanda máxima registrada, requeridas para la facturación según corresponda, de acuerdo a la opción tarifaria elegida por el usuario.

CAPÍTULO QUINTO

CÁLCULO DE LA POTENCIA CONTRATADA

Artículo 19°.- Relación entre la Potencia Contratada y la Conectada

- 19.1 La potencia conectada del usuario, requerida por el mismo al momento de solicitar el suministro o de ser el caso cuando realiza un cambio de opción tarifaria, se deberá determinar de acuerdo a lo que se señala en los artículos 20° y 21° de la presente Norma.
- 19.2 Las potencias contratadas por el usuario a los efectos de la facturación de la potencia activa, no podrán ser mayores que la potencia conectada.

Artículo 20°.- Potencia Conectada en usuarios de BT

20.1 Para el caso de los usuarios en BT, la potencia conectada debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya y podrá ser estimada por medio de la medición de la demanda máxima de potencia activa a través de los instrumentos adecuados o en función del siguiente procedimiento:

- a) A la potencia instalada en el alumbrado, se sumará la potencia activa del resto de los motores, artefactos y demás equipos eléctricos conectados, según la tabla siguiente:

Número de Motores, Artefactos, etc. conectados	Potencia Activa Máxima estimada como % de la carga conectada
1	100%
2	90%
3	80%
4	70%
5 o más	60%

- b) Cada aparato de calefacción será considerado como un motor para efectos de aplicación en la tabla anterior.
- 20.2 Se entenderá como carga conectada de cada equipo (artefacto, motor, etc.) a la potencia activa nominal de estos (expresada en kW).
 - 20.3 Los valores de la potencia activa conectada que resulten de aplicar la tabla anterior, deberán ser modificados si es necesario, a los efectos que la potencia estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes o que el 80% de la potencia sumada de los tres artefactos o motores más grandes.
 - 20.4 Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente (ya sea por medición de la demanda máxima o estimada en función de la tabla anterior), para lo cual la distribuidora podrá exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.

Artículo 21°.- Potencia Conectada en usuarios de MT

- 21.1 Para el caso de los usuarios en MT, la potencia conectada debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución N° 423-2007-OS/CD, o la que la sustituya y será estimada por medio de la medición de la demanda máxima a través de los instrumentos adecuados.
- 21.2 Alternativamente el usuario podrá solicitar una potencia contratada menor a la potencia conectada determinada anteriormente, para lo cual la distribuidora podrá exigir al usuario la instalación de equipos limitadores de potencia, los cuales serán a cargo del usuario.
- 21.3 Los equipos limitadores de potencia podrán ser colocados en los circuitos de baja tensión del usuario.

CAPÍTULO SEXTO

CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN

Artículo 22°.- Opciones Tarifarias MT2 y BT2

- 22.1 Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas de punta o bien en horas fuera de punta.

22.2 Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

22.3 Facturación del cargo por potencia activa de generación

En estas opciones tarifarias, la potencia activa de generación está dada por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta en el periodo de medición, expresada en kW. De esta manera la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, por el cargo mensual por potencia activa de generación en horas de punta.

22.4 Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para la facturación de la potencia, en la modalidad potencia variable, según si ésta es efectuada en horas de punta o bien en horas de fuera de punta, según se define a continuación:

22.4.1 Facturación de Potencia en horas de Punta

La facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.

22.4.2 Facturación por exceso de Potencia Activa

- a) Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.
- b) El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo. En caso contrario será igual a cero.

Artículo 23°.- Opciones Tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4

23.1 Estas opciones tarifarias consideran precios diferenciados para las facturaciones de potencia según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de la punta.

23.2 Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta de las opciones Tarifarias MT3 y BT3, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

23.3 Calificación del Usuario

- a) La calificación del usuario será efectuada por la empresa distribuidora según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.
- b) El usuario será calificado como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0,500. En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.
- c) La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía en horas de punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas de punta.
- d) En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.
- e) En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.
- f) Para aquellos usuarios que no cuenten con equipos de medición adecuados para efectuar la calificación, la distribuidora instalará a su costo los equipos de medición apropiados para efectuar los registros correspondientes por un periodo mínimo de 7 días calendarios consecutivos.
- g) La empresa distribuidora incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, el resultado de la calificación y la informará si esta se ha realizado en forma automática sobre la base de una medición permanente o por medio de la instalación de equipos de medición apropiados. En el primer caso, se incluirá el detalle de los consumos de energía en horas de punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la demanda media en horas de punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación. Para el segundo caso y solo en las oportunidades que se realice, la empresa distribuidora adicionalmente deberá consignar la fecha del último registro de 7 ó más días consecutivos, considerado para obtener la calificación.

23.4 Vigencia de la Calificación del Usuario

23.4.1 Suministros con Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación

La calificación se realizará mensualmente de acuerdo a las lecturas y se actualizará automáticamente según lo definido en el numeral 23.3.



23.4.2 Suministros sin Medición Adecuada de Potencia y Energía para Calificación

- a) El usuario, de acuerdo con la empresa distribuidora, definirá el período de vigencia de la calificación, para lo cual debe considerar que dicho período no podrá ser menor a 3 meses, ni extenderse por un plazo mayor al de la vigencia de la opción tarifaria.
- b) En el caso de usuarios temporales de servicio eléctrico, el período de vigencia de la calificación del usuario será coincidente con el período de duración del contrato de suministro acordado entre la empresa y el usuario temporal, por lo que no existe la opción de cambiar la calificación.
- c) Con excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, antes de los 60 días calendario de cumplirse el período de vigencia de la calificación, la empresa distribuidora comunicará al usuario si desea que se le efectúe una nueva calificación, de no mediar respuesta en el término de quince (15) días calendario, la empresa distribuidora asumirá que el usuario desea mantener su calificación.
- d) La empresa distribuidora podrá efectuar las mediciones necesarias para evaluar y modificar, de ser pertinente la calificación.

23.5 Facturación del cargo por potencia activa de generación

- a) Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación.
- b) La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima potencia activa registrada mensual.
- c) Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente Norma y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación se efectuará considerando la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución.
- d) En el caso de usuarios temporales del servicio eléctrico, cuando el período de facturación es menor de un mes, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación y por el cociente entre el número de días comprendido en el período de facturación dividido entre 30.

23.6 Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución

- a) Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución.
- b) Solo en el caso de usuarios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente normativa y que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la potencia activa a facturar será igual a la potencia contratada.
- d) En el caso de usuarios temporales del servicio eléctrico, cuando el período de facturación es menor de un mes, la facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por uso de las redes de distribución y por el cociente entre el número de días comprendido en el período de facturación dividido entre 30.

Artículo 24°.- Opciones Tarifarias BT5A, BT5B, BT5C, BT5C-AP y BT5D

24.1 Opción Tarifaria BT5A

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora efectuará el control de las demandas máximas horarias, de la siguiente manera:
 - b.1) Para usuarios que, no cuenten con el sistema de medición que permita discriminar la potencia de HP y HFP, a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición paralelo al existente de propiedad del usuario con capacidad de medir la demanda.
 - b.2) Para usuarios que cuenten con el sistema de medición que permita discriminar la potencia de HP y HFP, se seguirá midiendo las demandas con el mismo equipo del usuario.
 - b.3) En ambos casos, si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.
- c) Para la facturación del consumo de energía activa, a solicitud del usuario, y siempre y cuando éste asuma los costos de inversión correspondientes a una medición adicional, se podrán exceptuar los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.
- d) Para el caso en que el usuario no cuente con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP, a los fines de la facturación del cargo por exceso de potencia, la empresa distribuidora estimará el exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW (kW_{EXCESO}) a partir de los consumos

de energía en horas de punta y fuera de punta en el período de facturación, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literales C.1.1) y C.1.2), de la presente norma. El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo.

- e) Para el caso en que el usuario si cuenta con un sistema de medición que le permita discriminar la potencia de HP y HFP o cuando la empresa distribuidora instale un equipo de control temporal según lo indicado en el literal b) que precede, a los fines de la facturación del cargo por exceso de potencia, la empresa distribuidora estimará:
- e.1) El exceso de potencia para las horas fuera de punta en kW (kW_{EXCESO}) a partir de los consumos de la potencia activa registradas en horas de punta y fuera de punta en el período de facturación, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literal C.2.1), de la presente norma;
- e.2) Para el caso de vulneración de las condiciones de aplicación de la opción tarifaria BT5A señalada en el literal b) que precede, la empresa distribuidora podrá aplicar de modo adicional y por única vez como una penalidad, el exceso de potencia para las horas de punta en kW ($kW_{EXCESOHP}$) a partir del consumo de potencia HP registrado en el mes, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.2.7, literal C.2.2), de la presente norma.
- e.3) El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo.

24.2 Opción Tarifaria BT5B

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda. Si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.

24.3 Opciones Tarifarias BT5C y BT5C-AP

- a) En los casos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades, éstas podrán elegir entre la opción tarifaria BT5C y cualquier otra opción tarifaria binomia señalada en la presente Norma.
- b) En materia de alumbrado público, las empresas distribuidoras sólo aplicarán la opción tarifaria BT5C-AP, dentro de los límites establecidos en el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) Para el caso del sistema de alumbrado público perteneciente a los SER, calificado como tal en aplicación de la LGER, la facturación del alumbrado público se podrá realizar en base al consumo teórico del mismo y el cargo de energía de la BT5C-AP. Dicho consumo teórico será determinado en función de la potencia instalada de la lámpara más la potencia de los accesorios de encendido, multiplicado por 360 horas/mes (horas de funcionamiento media mensual).

24.4 Opción Tarifaria BT5D

- a) De acuerdo al artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas, solo podrán optar por esta opción tarifaria, los usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente y que se encuentran alimentados directamente en bloque desde los bornes de salida de BT de los transformadores de distribución MT/BT y cuya medición se efectúa en forma colectiva desde este punto de conexión.
- b) Los usuarios provisionales conectados a una derivación de la red de baja tensión no podrán optar por esta opción tarifaria, considerándose en ese caso la opción tarifaria BT5B.
- c) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT5D se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B. La base para la aplicación del FOSE será el consumo promedio mensual por lote, que se determinará mediante la división del consumo mensual del suministro provisional entre el número de lotes.

24.5 Opción Tarifaria BT5E

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria, aquellos usuarios del servicio eléctrico en Baja Tensión que reúnan las siguientes condiciones:
- a.1) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por la medición centralizada, según lo establecido por la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM.
- a.2) Que posean una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- b) La empresa distribuidora a su criterio y costo, efectuará el control de las demandas máximas horarias y para lo cual podrá instalar durante un período temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda. Si la medición de la demanda, diera como resultado que durante el mes, la misma es mayor a los límites establecidos en el numeral a.2) anterior para cada banda, la empresa distribuidora informará de esta situación al usuario en la facturación inmediata siguiente y en el caso de reincidir el usuario deberá proceder a efectuar un cambio en su opción tarifaria, de acuerdo a lo previsto en las condiciones generales de aplicación de la presente Norma.

- c) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT5E se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

24.6 Opción Tarifaria BT6

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una alta participación en las horas de punta o con demanda de potencia y consumo predecible, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y similares, no comprendiéndose el uso residencial. La demanda máxima mensual para acceder a esta opción tarifaria es de 20kW.
- b) La empresa distribidora podrá solicitar al usuario que instale un limitador de potencia o un limitador de corriente equivalente con la finalidad de garantizar que su demanda no exceda el límite de la potencia contratada.

CAPÍTULO SÉPTIMO

CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DEL SERVICIO PREPAGO

Artículo 25°.- Opción Tarifaria BT7

25.1 Solo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en BT que reúnan las siguientes condiciones:

- a) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
- b) Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20kW.
- c) Que se encuentren dentro de los alcances establecidos por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique.

25.2 La empresa distribidora deberá poner a disposición del usuario prepago, los equipos de medición regulados por el OSINERGMIN para este efecto. El usuario podrá elegir la tecnología de venta y el tipo de equipo de medición prepago que mejor le convenga.

Artículo 26°.- Facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico

26.1 El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), el monto mensual por mantenimiento y reposición, el importe por alumbrado público, el Fondo de Compensación Social Eléctrica y el aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural, serán aplicados de conformidad con lo previsto en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 031-2008-EM, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.

26.2 Luego de aplicar los conceptos indicados en el párrafo precedente, el monto de energía adquirido por el usuario prepago será facturado en función al saldo de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria BT7, según la siguiente fórmula:

$$EA = \frac{S_U}{CEA * (1 + \frac{IGV}{100})}$$

Donde:

- EA : Es la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada, en kW.h.
- CEA : es el cargo por energía activa, en S/. /kW.h
- S_U : Es el saldo de dinero que el usuario dispone, expresado en Nuevos Soles
- IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %

Artículo 27°.- Aplicación del FOSE a la Opción Tarifaria BT7

A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

Artículo 28°.- Facturación del Cargo Comercial del Servicio Prepago

El cargo comercial del servicio prepago de electricidad se facturarán mensualmente y solo se cobrará en la primera compra del mes, con independencia de otros cargos tarifarios, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por el cargo comercial del servicio prepago de electricidad se acumularán y serán deducidos de la siguiente compra de energía.

Artículo 29°.- Compensaciones por calidad de servicio

29.1 El cálculo de las compensaciones derivadas de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y/o de los Artículos 131° o 168° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se realizará de acuerdo a lo establecido por Artículo 4° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique.

29.2 A los efectos del cálculo de los indicadores y compensaciones previstos en las normativas emitidas por el OSINERGMIN para el control de la calidad de servicio, en lo referente a las interrupciones, la empresa distribidora considerará solo a aquellos usuarios de la opción tarifaria prepago que en el período hayan adquirido montos de energía antes de acontecida la interrupción.

CAPÍTULO OCTAVO**CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DE SUMINISTROS RURALES CON CELDAS FOTOVOLTAICAS****Artículo 30°.- Opción Tarifaria BT8**

30.1.- Solo podrán optar por la opción tarifaria BT8, aquellos usuarios del servicio eléctrico que se encuentren ubicados en los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) establecidos según la LGER y alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.

30.2.- El suministro eléctrico podrá efectuarse en 12 Volts de corriente continua (CC) o en 220 Volts de corriente alterna (CA).

Artículo 31°.- Medición y Facturación en la opción tarifaria BT8

- a) En esta opción tarifaria no se efectuará una medición del consumo en el punto del suministro, ya que el usuario contratará rangos de consumo establecidos en kWh por mes.
- b) La facturación se efectuará mediante un cargo mensual de energía equivalente, correspondiente a la ubicación de zonas, al rango de consumo y tipo de suministro. La empresa distribuidora podrá efectuar la facturación en forma mensual, semestral o anual; pero, realizará el reparto de los recibos o facturas, de modo mensual. Asimismo, para todos los casos indicados, la cobranza será mensual.
- c) Los rangos de consumo y valores de los cargos mensuales tanto para los tipos de suministros en CC y CA serán definidos por el OSINERGMIN.

Artículo 32°.- Cambio del rango o tipo de consumo

- a) Una vez seleccionado el rango de consumo (en kWh por mes) y el tipo de consumo (Corriente Continua CC o Corriente Alterna CA), el mismo no podrá ser modificado hasta un año después de su contratación.
- b) En caso de cambio del rango de consumo y/o del tipo de consumo, el usuario deberá afrontar los costos de requeridos para la adecuación de sus instalaciones al nuevo rango y/o tipo de consumo, en los montos que establezca el OSINERGMIN.

Artículo 33°.- Aplicación del FOSE

- a) A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT8 tendrá un tratamiento similar a la opción tarifaria BT5B.
- b) Para los usuarios de la opción tarifaria BT8, las empresas concesionarias estimarán el consumo promedio equivalente de energía mediante muestreo de mediciones en la forma que establezca el OSINERGMIN.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES**Primera.- Cargos de reposición y mantenimiento para cambios de opción tarifaria**

En los casos de cambios de opción tarifaria, a fin de realizar el mantenimiento y reposición de los componentes antiguos de la conexión eléctrica que no han sido cambiados, el saldo o de ser el caso el importe total acumulado del cargo de reposición y mantenimiento pagados por el usuario mensualmente hasta la fecha del cambio de la opción tarifaria; de modo automático formarán parte del fondo de reposición y mantenimiento de la nueva opción tarifaria.

Segunda.- Remisión de información sobre clientes libres

Precítese que, tratándose de la remisión de información comercial vinculado a los consumos de energía y potencia en HP y HFP de los clientes libres, las empresas de electricidad, sean estas generadoras, distribuidoras o los propios clientes libres, deberán remitir dicha información al OSINERGMIN adecuándola a los periodos horarios de HP y HFP, según la definición establecida en el numeral 4.9 de la presente Norma.

Tercera.- Reclamos relacionados con la aplicación de la presente norma

Cualquier reclamo relacionado con la aplicación de la presente norma deberá ser efectuada de acuerdo con la directiva de reclamos que se encuentre vigente.

Cuarta.- Usuarios existentes con modalidad excepcional de opción tarifaria BT5B

Aquellos usuarios que, hasta antes de la entrada en vigencia de la presente norma, hayan optado por la opción tarifaria BT5B y cuentan con una conexión eléctrica que les permite ser alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y mayor a 50 kW en horas fuera de punta, continuarán con la opción tarifaria BT5B, hasta la terminación de la vigencia de dicha opción tarifaria.

Una vez finalizada la vigencia de la mencionada opción tarifaria, adecuará su demanda máxima hasta 50 kW en horas fuera de punta o solicitará el cambio de opción tarifaria.

Quinta.- Entrada en vigencia

La presente Norma entrará en vigencia el primero de noviembre de 2009.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA**Única.- Derogación**

Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2009, la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, sus modificatorias y demás disposiciones que se opongan a la presente Norma.