

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**“Implementación de Nuevas Tecnologías  
en la Comercialización de Energía Eléctrica  
a Usuarios de Uso Residencial, en Zonas Rurales”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**JAVIER LUCANA JARAMILLO  
PROMOCION 1999 - II**

**ASESOR  
FRANCO VELIZ LIZARRAGA**

**LIMA – PERU  
2007**

## ***Dedicado***

**El presente trabajo esta dedicado con todo mi cariño a mi Madre, quien con su entereza y sabiduría ilumina mi destino, mi vida.**

**Y al recuerdo de Sandy**

## **Gratitud**

**Doy las gracias al ingeniero Franco Véliz Lizárraga por su amistad y el soporte que me brindo para realizar el presente trabajo.**

**Quiero agradecer también la amistad, el afecto, los oportunos consejos del ingeniero Néstor Vargas Céspedes, además a los Ingenieros Directivos, Socios, Amigos de la Asociación Electrotécnica Peruana por complementar mi vida profesional.**

**Agradezco también a los Ingenieros Cesar Rodríguez Aburto, Juan Grados Gamarra, Marcelo Damas Niño, el apoyo que me brindaron para poder culminar el presente trabajo.**

**A mis amigos los ingenieros José Luís Torres Torres, Homar Curay Bravo, Víctor Flores Mendoza, con quienes e compartido buenos momentos en las aulas universitarias y formamos muy buena amistad, También a mi amigo el ingeniero Antonio García Gonzáles que por eventos del destino conocí y forma parte de mis amigos mas estimados.**

## **DATOS GENERALES**

### **TESIS**

#### **“IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL, EN ZONAS RURALES”**

##### **I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

- La gestión en la comercialización y operación del servicio de energía eléctrica en zonas rurales se puede mejorar.
- Los costos que implica la gestión comercial y operación del servicio de energía eléctrica en zonas rurales son elevados.
- El porcentaje de morosidad en el pago de la energía eléctrica en los Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) es muy elevado.
- En los Pequeños Sistemas Eléctricos existe la cultura del no pago.
- Los recursos económicos en los procesos de comercialización, operación y administración en los PSE no son optimizados lo cual provoca que no sean atractivos para la inversión privada.

##### **II. OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA TESIS**

###### **a) PROPÓSITO DE LA INVESTIGACIÓN**

- Mostrar un moderno sistema de gestión y comercialización para la atención del servicio de energía eléctrica en zonas rurales del Perú.
- Dar a conocer las cualidades y defectos del sistema de comercialización de energía eléctrica a implementar (Prepago).
- Evaluar la aplicación mediante un análisis de rentabilidad de la inversión, en la operación y comercialización de energía eléctrica, en un Pequeño Sistema Eléctrico (PSE) rentable y no rentable, para su posterior implementación en los diferentes PSE que se vienen construyendo actualmente y en las futuras instalaciones ha ejecutarse.
- Establecer condiciones para implementar modernas tecnologías en la comercialización de energía eléctrica.
- Promover el uso productivo y el ahorro de la energía eléctrica, en las zonas rurales de nuestro país que cuentan con el servicio de energía eléctrica.

###### **b) ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN**

- La tesis está basada en la investigación de nuevas tecnologías que se aplican para mejorar la gestión comercial y operación del servicio de energía eléctrica.
- El sector beneficiado con esta investigación son los usuarios del servicio de energía eléctrica en zonas rurales, ya que se promueve un control de gastos en el hogar y esto produce un remanente de dinero, así mismo promueve el aumento de prácticas de eficiencia energética.
- Los otros beneficiados son, la empresa administradora de los PSE (ADINELSA convenio con Municipalidades) así como las empresas de Distribución que tienen usuarios en zonas rurales, pues la gestión en la comercialización y operación del servicio de energía eléctrica en estas zonas va a mejorar.

##### **III. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS**

- El principal aporte de la tesis es mejorar la gestión en la comercialización y operación del servicio de energía eléctrica en zonas rurales.
- El trabajo propone establecer el sistema Prepago para mejorar el servicio de energía eléctrica en zonas rurales.

- Aplicando el nuevo sistema que propone la tesis se optimizara recursos económicos en los procesos de comercialización, operación y administración de los PSE e instalaciones eléctricas en zonas rurales lo cual provocara que sean atractivos para la inversión privada.

#### **IV. ANTECEDENTES TÉCNICOS**

El Sistema Prepago de Electricidad tiene como origen en Sudáfrica en 1980, en Argentina se comienza a implementar en 1993. En la actualidad muchas zonas de Colombia, Brasil lo han adoptado como respuestas a la problemática de comercialización de energía eléctrica en zonas rurales.

La implementación en los sistemas mencionados anteriormente se realizo a gran escala (zonas rurales con muchos usuarios), en el Perú los sistemas rurales están conformados por localidades dispersas con muy pocos usuarios.

#### **V. FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS**

- Hip. 1 Con la implementación del nuevo sistema (Prepago) en la gestión comercial y operación del servicio de energía eléctrica en zonas rurales, se eliminará costos por lectura, impresión de facturas, reparto, corte, reconexión y supervisión.
- Hip. 2 Con la aplicación del nuevo sistema se optimizara los recursos económicos en los procesos de comercialización, operación y administración de los Sistemas Eléctricos Rurales.
- Hip. 3 Con la implementación del nuevo sistema se promoverá en el usuario un control de gastos más cercanos a su capacidad y también prácticas de eficiencia energética.

#### **VI. CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS**

##### **UNIVERSO**

- Para las 3 Hipótesis: Se tomará de muestra 2 PSEs de un universo de 76 PSEs que están administrados directamente por el estado Peruano, analizaremos dos de ellos los cuales se diferencian uno del otro en rentabilidad y cantidad de usuarios, la muestra es significativa ya que todos los PSE tienen características similares (rentabilidad y no rentabilidad).

##### **TÉCNICAS DESCRIPTIVAS PARA LA CONTRASTACIÓN O DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS**

- En la Hipótesis. 1: Mostraremos las cualidades, características y ventajas del sistema Prepago para el operador del servicio de energía eléctrica en zonas rurales.
- En la Hipótesis. 2: La contrastación será realizada con datos estadísticos de la gestión comercial y operación del servicio de energía eléctrica tradicional, obtenida en un año representativo, Vs. los cálculos efectuados de la operación del sistema Prepago en el mismo año en el PSE rentable y no rentable.
- En la Hipótesis 3: Se mostrará detalladamente las cualidades, ventajas y características técnicas comerciales y operación, del sistema Prepago para los usuarios del servicio de energía eléctrica

##### **TÉCNICAS ESTADÍSTICAS**

Se realizarán cálculos para comparar los costos del sistema de gestión comercial y operación del servicio de energía eléctrica tradicional, con los costos si operaríamos con el sistema Prepago.

Los datos de los sistemas evaluados (PSE) serán analizados con datos calculados de implementación del sistema Prepago y utilizando indicadores económicos como el VAN y el TIR, Repago (o pay-back) analizaremos, costo, beneficio y rentabilidad de la implementación del sistema Prepago.

## ÍNDICE

	<u>Paginas</u>
<b><u>CAPITULO I</u></b>	1
<b>1.1 RESUMEN</b>	2
<b>1.2 INTRODUCCIÓN</b>	4
<b>1.3 OBJETIVO</b>	4
<b>1.4 MARCO LEGAL</b>	5
<b>1.5 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO</b>	6
1.5.1 Análisis de la problemática en los sistemas con bajo consumo de Energía Eléctrica	7
1.5.2 Definición e Importancia del Problema	9
1.5.3 Características de los Sistemas Rurales	12
<b>1.6 ANTECEDENTES</b>	13
1.6.1 Proyecto Piloto en el Pequeño Sistema de Quinches	13
1.6.1.1 Problemática	15
1.6.1.2 Solución aplicada	15
1.6.1.3 Resultados obtenidos	17
1.6.2 Caso Argentino	18
1.6.2.1 Problemática	19
1.6.2.2 Solución aplicada	19
1.6.2.3 Resultados obtenidos	19
1.6.3 La Asociación STS	26
<b><u>CAPITULO II</u></b>	30
<b>2.1 ALTERNATIVA PLANTEADA, A IMPLEMENTAR EN EL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	31
2.1.1 Sistema Prepago	34
2.1.1.1 Medidor Electrónico	34
2.1.1.2 Unidad de Venta	46
2.1.1.3 Control Maestro del Sistema	49
2.1.2 Ventajas para el Operador de la Red	50
2.1.3 Ventajas para el Usuario	53
<b><u>CAPITULO III</u></b>	54
<b>3.1 UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS (De los Sistemas a Implementar)</b>	55
3.1.1 PSE Huarmaca – Ubicación	57
3.1.1.1 Características Técnicas	59

3.1.1.2	Características Comerciales	61
3.1.1.3	Costos de Operación Comercial promedio al año	63
3.1.2	PSE Canta III Etapa – Ubicación	66
3.1.2.1	Características Técnicas	69
3.1.2.2	Características Comerciales	71
3.1.2.3	Costos de Operación Comercial promedio al año	74
<b><u>CAPITULO IV</u></b>		76
<b>4.1</b>	<b>IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA</b>	77
4.1.1	Características Generales del Sistema de Venta de Energía Eléctrica con Módulos Prepago	77
4.1.1.1	Características Técnicas	78
4.1.1.2	Características Comerciales	82
4.1.1.3	Características de Operación	84
<b>4.2</b>	<b>DESARROLLO DEL PROYECTO E IMPLEMENTACIÓN</b>	87
4.2.1	Consideraciones Generales	87
4.2.2	Costo de Inversión PSE Huarmaca	88
4.2.3	Costo de Operación del Sistema - PSE Huarmaca	89
4.2.4	Tiempo estimado para desarrollar el proyecto	90
4.2.5	Costo de Inversión PSE Canta III Etapa	91
4.2.6	Costo de Operación del Sistema - PSE Canta III Etapa	92
4.2.7	Tiempo estimado para desarrollar el proyecto	93
<b><u>CAPITULO V</u></b>		94
<b>5.1</b>	<b>ANÁLISIS DE COSTO – BENEFICIO</b>	95
5.1.1	Análisis de Rentabilidad - PSE Huarmaca	96
5.1.2	Análisis de Rentabilidad - PSE Canta III Etapa	98
<b><u>CAPITULO VI</u></b>		100
<b>6.1</b>	<b>ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL</b>	101
6.1.1	PSE Huarmaca	101
6.1.1.1	Objetivo	101
6.1.1.2	Descripción del Proyecto	101
6.1.1.3	Situación Ambiental del área donde se ejecutara el proyecto	101
6.1.1.4	Ambiente Social	103
6.1.1.5	Determinación de impactos ambientales previsible	104
6.1.1.6	Programa de Manejo Ambiental	106
6.1.1.7	Necesidad de entrenamiento del personal	107

6.1.1.8	Plan de Cierre	109
6.1.1.9	Plan de Contingencias	110
6.1.1.10	Plan de Manejo de Residuos	110
6.1.1.11	Depósitos de Almacenamiento temporales - tipología constructiva	113
6.1.1.12	Manipuleo y Disposición Final	114
6.1.2	PSE Canta III Etapa	115
6.1.2.1	Objetivo	115
6.1.2.2	Descripción del Proyecto	115
6.1.2.3	Situación Ambiental del área donde se ejecutara el proyecto	115
6.1.2.4	Ambiente Social	117
6.1.2.5	Determinación de impactos ambientales previsibles	118
6.1.2.6	Programa de Manejo Ambiental	120
6.1.2.7	Necesidad de entrenamiento del personal	122
6.1.2.8	Plan de cierre	122
6.1.2.9	Plan de Contingencias	123
6.1.2.10	Plan de Manejo de Residuos	123
6.1.2.11	Depósitos de Almacenamiento temporales - tipología constructiva	126
6.1.2.12	Manipuleo y Disposición Final	127
<b><u>CAPITULO VII</u></b>		128
<b>7.1</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	129
<b>7.2</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	131
<b>7.3</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	132
<b>7.4</b>	<b>APÉNDICES, ANEXOS</b>	134
	- Índice de Electrificación Nacional.	
	- Contenido de normas IEC (referente al sistema prepago).	
	- Catalogo de Medidores Prepago.	
	- Diagrama, de conexión de medidor bi-cuerpo.	
	- Diagrama, de conexión de medidor mono-cuerpo.	
	- Diagrama, diseño adecuación de caja tipo L.	
	- Ley, Resoluciones, Normas (MEM - Osinerg).	



# *CAPITULO I*

## 1.1. RESUMEN.

La implementación de nuevas tecnologías en la comercialización de energía eléctrica a usuarios de uso residencial en zonas rurales, permite gestionar el servicio de energía eléctrica de forma más eficiente eliminando totalmente los costos que se dan en los sistemas tradicionales. Adicionalmente, y como una opción viable del sistema de comercialización de energía eléctrica, se incorpora el concepto del prepago de la energía a consumir, que permite decisivas ventajas al operador de la red de distribución, como a los usuarios. Este sistema está basado en una Unidad Medidora de Electricidad Programable (Medidor inteligente), que utiliza mecanismos sofisticados de administración de sus funciones la misma para acreditar la electricidad adquirida y un programa (Software) de Gestión de Venta y Control de Energía. El concepto de este sistema otorga características con ventajas fundamentales sobre el sistema que esta actualmente en uso. Se realiza el presente trabajo analizando el aprovechamiento de esta tecnología vigente y que ofrece la posibilidad de optimizar recursos económicos en los procesos de comercialización de la energía eléctrica, mediante la utilización de medidores inteligentes. Lo presentado trata de dar un enfoque general de la aplicación de este sistema; en el trabajo se analiza la aplicación de esta tecnología en dos Pequeños Sistemas Eléctricos rurales, con la diferencia entre ellos de rentabilidad en la comercialización de energía eléctrica; de lo analizado y proyectado los resultados que se dan para la implementación de este sistema (Prepago) son muy favorables, mejorando la administración luego de su aplicación y generando un ahorro mensual sustancial, administrativo de 80% de lo gastado tradicionalmente en el sistema rentable (PSE Huarmaca), de la misma forma se produce un ahorro mensual del 63% en el sistema no rentable (PSE Canta III Etapa), la recuperación de la inversión se da en el sistema rentable aproximadamente a los 8 meses de su implementación y en el sistema no rentable al año y cinco meses. Esta evaluación de rentabilidad se dio para un horizonte de 24 meses, siendo viable la aplicación de este proyecto.

En la parte normativa los avances referente a este nuevo sistema se dan de la siguiente manera, con fecha Sábado 11 de junio del 2005, Osinerg publico en el diario El Peruano el "Proyecto de Norma" Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuarios Finales, en la cual considera la opción tarifaria BT7 como Servicio Prepago de Energía Eléctrica, que mediante la Resolución OSINERG N°236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, aprueba la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, así mismo la Resolución OSINERG N° 033-2006-OS/CD, dispuso la publicación del proyecto de resolución que establece diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas del servicio prepago. La Resolución OSINERG N°078-2006-OS/CD, aprueba el procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de tarifas del servicio Prepago, dando de esta forma un paso importante en la comercialización de energía eléctrica en el Perú.

El 28 de agosto del 2006, en Audiencia Pública descentralizada, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) sustentó su propuesta tarifaria del servicio prepago de electricidad.

Los Alcances de esta Regulación se da Mediante Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 de enero del presente año, la modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y dictando disposiciones para la implementación del sistema prepago de electricidad, entre las cuales se tiene: Cálculo del cargo comercial por usuario; instalación del medidor mono-cuerpo al interior del predio; instalación del medidor bi-cuerpo: unidad de registro en la caja de conexión y unidad de control al interior del predio; deducción de los costos fijos (cargo comercial, alumbrado público, cargo de reposición y mantenimiento de la conexión y aplicación del FOSE) en la primera compra del mes, de conformidad con lo dispuesto por los artículos 163° y 184° del RLCE y por el artículo 5° del D.S.N° 007-2006-EM.

La norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, que se aprobó mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, considera en la misma, la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, esta opción tarifaria a sido regulada en un procedimiento especial. La Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD aprobó el Procedimiento Especial para la Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad, así como los criterios y los procedimientos de cálculo de dichas tarifas, que comprenden: Cargo Comercial del Servicio Prepago de Electricidad (CCSP); Presupuesto de la Conexión Eléctrica Prepago, Cargo de Reposición y Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Prepago.

De acuerdo con el marco normativo señalado, el 15 de mayo de 2006 se inició el procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago de electricidad, con la entrega de las propuestas tarifarias de ocho empresas concesionarias de distribución eléctrica, las mismas que sustentaron sus peticiones en una Audiencia Pública convocada por el organismo regulador y que se realizó en Lima el 1º de junio de 2006. En esa misma convocatoria, publicada en El Peruano el 18 de mayo del presente año, el OSINERG convocó también a la Audiencia Pública descentralizada del 28 de agosto.

De acuerdo al mencionado procedimiento, el OSINERG recibió hasta el 12 de setiembre del 2006 opiniones y sugerencias respecto a la prepublicación del Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad.

Posteriormente, el OSINERG publico el 03 de octubre del 2006 la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad. Sin embargo, hasta la fecha, el uso de este sistema en nuestro país, para la venta de energía eléctrica aún no está difundido por lo que se requiere verificar su adaptación a los clientes y comprobar sus cualidades efectivas, y de esta forma difundir los beneficios para los clientes como para las empresas operadoras. (Anexo 7.4).

## 1.2. INTRODUCCIÓN.

Las nuevas tecnologías empleadas en el proceso de comercialización de energía eléctrica a usuarios de uso residencial mejora las relaciones existentes entre las empresas y sus clientes, mejorando también el balance financiero de la empresa, e influyendo positivamente en los programas de uso racional de la energía eléctrica. Esto trae como consecuencia el seguir buscando y seleccionando un sistema óptimo de comercialización de la energía eléctrica, que venga a reducir costos operativos y administrativos en que incurre actualmente las Empresas Distribuidoras y convierta sistemas eléctricos no atractivos en atractivos para futuros inversionistas privados.

Uno de los sistemas más novedosos disponibles en el mercado en el campo de la comercialización de la energía eléctrica, es el sistema denominado "Prepago" (venta anticipada), el cual puede trabajar como "Pospago" (consumo antes de pagar). Este sistema consta de tres componentes básicos: Medidor Electrónico de Energía Eléctrica Prepago (ME), Unidad de Venta (UV) y el Control Maestro del Sistema (CMS).

**El Medidor Electrónico de Energía Eléctrica Prepago (ME)** se instala en la residencia del cliente. El acceso a la electricidad es permitido cuando se introduce un código numérico que ha sido comprado previamente. Este código puede introducirse a través de una tarjeta con banda magnética, un teclado digital o una llave electrónica (chip). El **(ME)** brinda información visual al cliente sobre la cantidad de energía disponible en cualquier momento y cuando el crédito disponible baja al nivel mínimo.

**La Unidad de Venta (UV)** o modulo de venta, se instalan en lugares que son de fácil acceso para los clientes, lugares públicos como por ejemplo centros comerciales, supermercados o estaciones de servicio para zonas urbanas, y en las zonas Rurales se pueden implementar en el local Municipal, Centros Telefónicos Comunitario, basares o tiendas de mayor concurrencia. En estos lugares los clientes pueden adquirir los códigos, en forma de tarjetas, llaves electrónicas, fichas, boletas con el código impreso, con los cuales pueden tener acceso a la energía eléctrica desde los contadores (medidores) instalados en sus casas. Así mismo la venta puede realizarse de forma personalizada o automática, de forma similar a los cajeros electrónicos utilizados por los bancos.

**El Control Maestro del Sistema (CMS)** se encarga de centralizar la información para la generación de reportes y balances de ventas. Tiene control sobre las UV para programar precios de la energía eléctrica además de limitar y planificar cantidades disponibles para la venta.

Para comprobar la conveniencia de la aplicación de este sistema en el área de servicio de la empresa de Administración, Distribución de Energía Eléctrica, se pretende desarrollar un plan de acción que permita proyectar esta tecnología hacia un grupo limitado de usuarios finales de la electricidad, con el fin de evaluar su aceptación, impacto de sus componentes técnicos y económicos. De acuerdo con los resultados obtenidos, se recomendará la viabilidad de la implementación del sistema a mayor escala.

## 1.3. OBJETIVO.

- Mostrar un moderno sistema de gestión y comercialización para la atención del servicio de energía eléctrica en zonas rurales del Perú.
- Dar a conocer las cualidades y defectos del sistema de comercialización de energía eléctrica a implementar (Prepago).

- Evaluar la aplicación mediante un análisis de rentabilidad de la inversión, en la operación y comercialización de energía eléctrica en un pequeño sistema eléctrico rentable y no rentable, para su posterior implementación en los diferentes PSE que se encuentran operando, otros que actualmente se vienen construyendo y en las futuras instalaciones ha ejecutarse.
- Establecer condiciones para implementar modernas tecnologías en la comercialización de energía eléctrica.
- Promover el uso productivo y el ahorro de la energía eléctrica en las zonas rurales de nuestro país, que cuentan con el servicio.

#### **1.4. MARCO LEGAL.**

##### **Ley de Electrificación Rural**

La Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural, de Zonas Aisladas y de Frontera la cual fue promulgada el 31 de mayo del 2002 y constituye el marco general que contiene toda la política de electrificación rural del Estado. Sin embargo, las disposiciones emanadas de la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y la Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2003, promulgadas el 08 y el 30 de noviembre de 2002, respectivamente, han generado conflictos con la Ley de Electrificación Rural, de Zonas Aisladas y de Frontera, en lo referente a los alcances de las funciones de la DEP/MEM, a la administración del Fondo de Electrificación Rural (FER) y a la transferencia de proyectos. Se vienen dando iniciativas legislativas para la adecuación de ésta última, concordantes con las precedentemente señaladas.

##### **Ley de promoción del uso eficiente de la energía.**

Ley N° 27345, que declara de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos. Esta ley busca : a) Promover la creación de una cultura orientada al empleo racional de los recursos energéticos para impulsar el desarrollo sostenible del país buscando un equilibrio entre la conservación del medio ambiente y el desarrollo económico; b) Promover la mayor transparencia del mercado de la energía, mediante el diagnóstico permanente de la problemática de la eficiencia energética y de la formulación y ejecución de programas, divulgando los procesos, tecnologías y sistemas informativos compatibles con el UEE; c) Diseñar, auspiciar, coordinar y ejecutar programas y proyectos de cooperación internacional para el desarrollo del UEE; d) La elaboración y ejecución de planes y programas referenciales de eficiencia energética; e) Promover la constitución de empresas de servicios energéticos (EMSES), así como la asistencia técnica a instituciones públicas y privadas, y la concertación con organizaciones de consumidores y entidades empresariales; f) Coordinar con los demás sectores y las entidades públicas y privadas el desarrollo de políticas de uso eficiente de la energía; y g) Promover el consumo eficiente de energéticos en zonas aisladas y remotas.

##### **Sistema Nacional de Inversión Pública**

La Ley N° 27293, que crea el Sistema Nacional de Inversión Pública, establece el marco general que deben cumplir todos los proyectos de inversión del sector público a fin de optimizar el uso de los Recursos Públicos destinados a la inversión. El Sistema Nacional de Inversión Pública establece los principios, procesos, metodologías y normas técnicas relacionados con las diversas fases de los proyectos de inversión. El Sistema Nacional de Inversión Pública se rige por los principios de economía, priorización y eficiencia durante las fases del

Proyecto de Inversión Pública. Asimismo, reconoce la importancia del mantenimiento oportuno de la inversión ejecutada. Un elemento importante del Sistema Nacional de Inversión Pública es que obliga a todos los demás sectores del Estado a estandarizar sus criterios y la forma en que evalúan los proyectos de inversión. De esta manera, el Ministerio de Economía y Finanzas se encarga de centralizar todos los proyectos y evaluar su viabilidad económica y su priorización dentro de la cartera de proyectos del Estado. Para estos efectos, el Sistema propicia la aplicación del Ciclo del Proyecto de Inversión Pública: perfil, prefactibilidad, factibilidad, expediente técnico, ejecución y evaluación ex post, común a todos los proyectos que presentan las distintas dependencias del Estado.

### **Ley de Concesiones Eléctricas**

Ley marco que norma las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, creada mediante Decreto Ley N° 25844, cuya aplicación se circunscribe al ámbito de las áreas de concesión de las empresas concesionarias. Sin embargo, existe un vacío en esta Ley en la medida que no legisla el desarrollo de la electrificación rural en zonas ubicadas fuera del ámbito de las concesionarias.

### **Código Nacional de Electricidad**

El Código Nacional de Electricidad (CNE), da las pautas y exigencias que deben tomarse en cuenta durante el diseño, instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, de telecomunicaciones y equipos asociados, salvaguardando los derechos y la seguridad de las personas y de la propiedad pública y privada. Sin embargo, el CNE tiene vacíos en lo que respecta al diseño de los sistemas eléctricos para las zonas rurales y aisladas, fuera de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras, por lo que la DEP/MEM ha desarrollado normas técnicas de diseño y ejecución de estas obras, rescatando lo aplicable del CNE y de las Normas Internacionales como la IEEE, ANSI, IEC y otras, que garantizan el cumplimiento, en gran medida, un buen diseño garantizando la calidad de los servicios eléctricos.

## **1.5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.**

Según proyección del Ministerio de Energía y Minas al año 2005, en el Perú, el 22% de la población total carece del servicio de energía eléctrica (Anexo 7.4). En el contexto actual de globalización e integración regional, esta situación representa una clara desventaja respecto a los países vecinos, cuyos índices de electrificación en la mayoría de los casos son bastante superiores, relegando al Perú al penúltimo lugar en Latinoamérica.

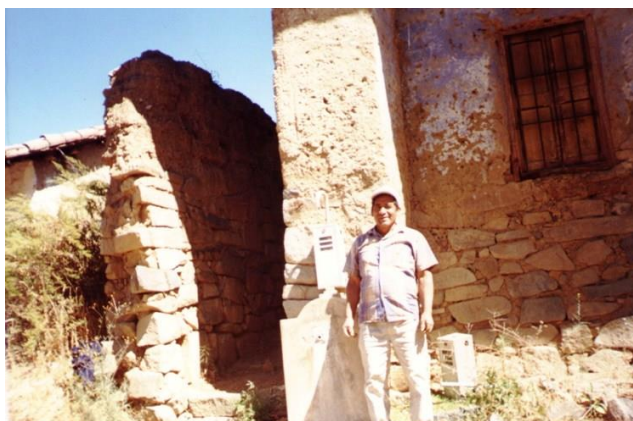


El estado, asumió el compromiso de ampliar la frontera eléctrica a nivel nacional, permitiendo el acceso de esta energía a los pueblos del interior del país, como un medio para facilitar su desarrollo económico, mitigando la pobreza, y mejorar su calidad de vida a través de la implementación de proyectos de electrificación rural de gran impacto social y económico sobre la población, con tecnologías que minimicen los impactos negativos sobre el medio ambiente y contribuyan al desarrollo de los peruanos de menores recursos, estas tecnologías a su vez ofrezcan también la posibilidad de optimizar recursos económicos en los procesos de comercialización, operación y administración, de esta forma sean atractivos para la inversión privada.

### 1.5.1. Análisis de la problemática en los sistemas con bajo consumo de Energía Eléctrica.

Existen factores que determinan el uso de energía eléctrica en Zonas Rurales (bajo consumo). La primera tiene que ver con el poder adquisitivo que tienen las familias y que va de acuerdo a sus ingresos, la segunda esta muy relacionada con el acceso a la energía eléctrica y al costo que significa el uso de esta, otra es las necesidades que buscan cubrir las familias que habitan en estas zonas, a todo ello se suma la parte social, cultural y la educación.

El ingreso promedio de una familia en esta zona no alcanza el sueldo mínimo vital que otorga el estado Peruano. En general, el factor económico va ha ser determinante para que una familia opte por un tipo de fuente de energía. Sin embargo, el uso de la energía eléctrica también está en función a la calidad del servicio, al costo y al nivel de conocimiento o educación que tenga el grupo humano. Los niveles de ingreso monetario de las familias en la Zona Rural se encuentran definidos por el tipo de estructura productiva que tiene cada una de ellas. En la zona alto andina, la actividad agropecuaria, complementada con la artesanía y la venta de fuerza laboral, son las que definen el ingreso. En la zona de valle o ceja de selva, es la agricultura comercial y los negocios, finalmente en la zona de selva baja, la pesca, la caza y la agricultura, son las actividades que aportan en la economía familiar. Según el tipo de familias identificadas que habitan estas zonas, éstas presentan diferencias en el ingreso promedio anual. Las familias de infra y autosubsistencia son las que tienen menores ingresos. Las familias excedentarias en todas las zonas expresan mayores ingresos, sin embargo, algunas de ellas no llegan a obtener el ingreso mínimo vital. Por tanto, debemos afirmar que, pese a tener mayor ingreso no se los puede denominar con mayor ingreso económico. Según el ingreso mínimo que otorga el estado, la mayor parte de las familias excedentarias cubren este nivel, sin embargo, son las familias de las localidades situadas en la zona alto andina y selva baja, las que no llegan a tener al menos este ingreso mínimo, esto se debe a que los recursos, las actividades, la orientación de la producción y la tecnología utilizada actualmente no permite a las familias obtener mayor ingreso económico.



Por las características de pobreza y extrema pobreza, que tienen las familias en las Zona Rural, el uso de sus ingresos se distribuye de acuerdo a las necesidades prioritarias que le permiten subsistir. En este sentido, es la alimentación, la salud y la educación las que son atendidas de acuerdo a los niveles de ingreso monetario que obtienen durante el año. En las localidades de la zona alto andina y selva baja, la costumbre de realizar el trueque (intercambio de productos o mano de obra), es una estrategia que lo realizan las familias cotidianamente como una forma de cubrir el déficit en estos dos aspectos, esta forma de intercambio ya no es realizada con la misma intensidad por las familias de la zona de valles. El análisis permite concluir que, en las diferentes zonas el ingreso monetario anual de las familias define un escaso poder adquisitivo, en donde la atención a las necesidades básicas es prioritaria y en general las familias excedentarias de la zona de los valles son las que reflejan mejores ingresos, sin dejar que esta condición, los excluya del grupo mayoritario de las familias pobres.

El acceso, costo de la energía y la educación son factores que también repercuten en la decisión de usar un determinado tipo de fuente de energía. Es así, que en la zona alto andina en muchos casos pese a contar con energía eléctrica, el uso de kerosene es generalizado; el cual es utilizado para la iluminación de la vivienda, mediante mecheros o lamparines, velas de parafina. Las pilas, así como la batería, son utilizadas para el funcionamiento de radios o grabadoras y se debe a que el uso de combustible, velas y pilas, pese a no representar una mejor opción es una costumbre común dentro de las familias del ámbito rural, así mismo a esto se agrega que nadie se tomo el tiempo de educar a los pobladores en las ventajas económicas y su implicancia en la economía familiar, ambientales del uso de la energía eléctrica. En estas zonas el nivel de educación que tienen las familias con respecto al uso de energía es muy limitado. Las deficiencias en la educación se reflejan en un gasto muy restringido de consumo de energía eléctrica, la misma que es orientada solo para cubrir una necesidad como la iluminación. En estas zonas el acceso a la comunicación (Radio, TV) es muy reducido por cuanto el uso de radios, televisores es realizado por muy pocas familias, especialmente por aquellos que tienen la posibilidad de contar con estos servicios y si también tienen la posibilidad de realizar una inversión fuerte al adquirir estos equipos.

Como es lógico, el consumo de energía eléctrica que tiene las zonas rurales es reducido respecto a los lugares que cuentan con centros de desarrollo, servicios de comunicación (radio, TV), educación que es lo que prima en estos casos, así mismo la idiosincrasia que tienen los pobladores de estas zonas que los orienta a seguir con sus costumbres (lo conocido).

Abordar la problemática de los sistemas de bajo consumo de energía eléctrica en el área rural, es todo un reto en el Perú. Por razones de índole técnico, social, económico y cultural, las localidades de las regiones definen un panorama complejo; esto a la vez de ser una limitante, nos permite también contrastar un conjunto de aspectos, que en un mediano plazo nos permitirán delinear el perfil de los mercados considerando estas diferencias, y en consecuencia nos facilitará una intervención más integral de políticas de desarrollo.

Como ya se ha visto la influencia de los factores económicos, los factores sociales y culturales influyen también en el comportamiento que tienen las familias frente al uso de la energía eléctrica y de acuerdo a todos estos factores que influyen en cada tipo de familia, los gastos en energía van teniendo una variación significativa. En la parte social la organización en las zonas rurales presenta diferentes características, el tipo de organización comunal, basado en vínculos familiares, no reúne condiciones que permitan optar por un sistema organizativo que promueva orden y responsabilidad. El manejo de recursos naturales (agua,



tierra), hace poco viable que se orienten por una organización que maneje un servicio público (energía eléctrica), en donde se debe considerar algunos costos básicos.

En lo cultural la zona rural presentan un nivel de educación muy bajo, esta realidad se constituye en un factor determinante en el conocimiento que debería tener la población con respecto al uso y manejo de la energía eléctrica (capacitación sobre el uso eficiente y racional de la energía). Es evidente, que este vacío, es producto también de que no se ha considerado la formulación de un programa de educación a la comunidad en donde se considere los temas como ahorro de energía, uso de electrodomésticos, costos de generación, operación, mantenimiento y reposición, etc. Así mismo la denominada cultura del no pago, que no es algo nuevo, sin embargo, su presencia es una fuerte limitante para definir una estructura tarifaria, que al menos responda a ciertos costos básicos. El no pago implica iniciar un problema de morosidad, con la consecuencia de no rentabilidad de estas zonas, también la falta de una cultura empresarial en las localidades hace imposible trabajar con una perspectiva de implementar pequeñas empresas energéticas locales.

**Resumiendo, los factores predominantes en los sistemas con bajo consumo de energía eléctrica son:**

- » Servicio de energía eléctrica deficiente (servicio por horas o no hay servicio) falta de otros servicios (radio, TV, comunicación).
- » Falta de programas de desarrollo rural, especialmente en lo académico, productivo, científico tecnológico y sociocultural, (no existe demanda de energía eléctrica).
- » Mercado reducido, disperso de bajo consumo y bajo poder adquisitivo que genera pérdidas de energía.
- » Altos costos de operación (lectura, impresión de facturas, reparto, corte, reconexión, atención de reclamos y supervisión).
- » La cultura del no pago, la cual genera morosidad.
- » Invertir en zonas rurales, representan grandes desembolsos, con baja o nula rentabilidad.

A todo esto, se suma la problemática de las empresas distribuidoras, que siendo una de sus obligaciones electrificar las zonas rurales de su concesión, no lo hacen ya que esto les representa grandes desembolsos, con poca o ninguna rentabilidad.

### **1.5.2. Definición e Importancia del Problema.**

Estudios de rendimiento ex-post de sistemas rurales demuestra que, en todos los casos, incluidos aquellos que están en manos del Estado, tienen serias dificultades para poner en marcha esquemas de manejo eficiente. En el medio rural peruano, el manejo eficiente tiene que ver con responsabilidades bien definidas contra beneficios bien definidos.

En estas zonas, el consumo de un alto porcentaje de la población es muy pequeño, en el caso peruano oscila entre 10 kWh y 20 kWh por mes pero también el “alto costo por unidad de energía” influye en el consumo dando como resultado que en muchos casos las familias que tienen el consumo mínimo difícilmente puedan pagarlo, sin embargo, no necesariamente son las más pobres, ya que los más pobres, ellos no pueden acceder al servicio, otro detalle es que el uso de la energía es con fines de iluminación y entretenimiento mas no de desarrollo agroindustrial, industrial ya que estos usuarios llegan escasamente a tener estudios primarios, entonces la importancia de este problema nos lleva a decisiones políticas que den

posibilidades para un cambio y un valor agregado del bienestar de las zonas rurales sino también en la identificación de ganadores y perdedores llevándonos a desarrollar nuevas políticas integradas de desarrollo que impliquen, Tarifas eléctricas, (modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas que establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados).



En ese contexto, las tarifas para los usuarios finales se obtienen a partir de los precios en barra y el valor agregado de distribución (VAD), éste último conformado por los costos asociados al usuario, las pérdidas de distribución y los costos de inversión, mantenimiento y operación originando que el sector rural (sectores típico 3 y 4, así como parte del Sector típico 2), donde estos costos son mayores y donde se concentra la población menos favorecida económicamente, tuvieran que pagar tarifas mayores que las que se aplican en los sectores urbanos (sectores típico 1 y parte del típico 2).

Esta situación de inequidad ha sido subsanada parcialmente a través de la creación del Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE), introducido a partir de noviembre del año 2001 y que ha permitido establecer un subsidio cruzado a favor de los pequeños usuarios y que ha determinado una reducción efectiva en las tarifas de los clientes rurales que puede alcanzar hasta el 50% en el caso de los clientes de sistemas aislados y consumos inferiores a 30 KWh.

Se habla de incrementación del coeficiente de electrificación, disminución del índice de Pobreza. En el Perú el 22% de la población carece de acceso al servicio eléctrico; esto significa que alrededor de 6,5 millones de peruanos permanecen al margen del desarrollo y la modernidad. Por otra parte, existen 89 provincias con coeficientes de electrificación por debajo del 50%, cuya distribución por segmentos porcentuales se aprecia en el (Anexo 7.4).

- » El Perú tiene una cobertura eléctrica cercana al 78%, habiéndose logrado incrementos anuales promedio del orden de 2,3 puntos porcentuales en los últimos años.
- » En las zonas rurales, que albergan al 30% de la población, únicamente 38 de cada 100 habitantes tienen acceso a la energía eléctrica.

- » Existen provincias de la sierra del país con coeficientes de electrificación menores del 40%, cuya población servida representa el 9% de la población rural nacional.

La población sin servicio da un total aproximado de 6,5 millones de personas y tiene una distribución por región geográfica que es la siguiente:

	Costa	Sierra	Selva
<b>Millones Habitantes</b>	1.5	3.8	1.2
<b>% de la región</b>	10	43	47

La distribución por nivel económico es la siguiente y nos hace ver que el 13% del total de la población vive en zonas de extrema pobreza, con Ingresos inferiores a la canasta básica, sin servicios de agua ni desagüe y viviendas precarias y el 66% del total vive en zonas pobres con Ingresos ligeramente superiores a la canasta básica de alimentos y que generalmente están sin servicios de agua o desagüe.

El mercado en este sector se caracteriza por ser reducido y disperso que impide economías de escala, en este sector se da la Aglomeraciones de menos de 100 viviendas siendo la Tasa de crecimiento poblacional negativa, ubicadas mayormente en zonas de pobreza y extrema pobreza.

**También la ubicación geográfica desfavorable, que es un factor de suma importancia de este problema, el cual implica:**

- » Lejanía, aislamiento y poca accesibilidad de los pueblos que determina soluciones desfavorables en términos de costos de operación y mantenimiento.
- » Generación Térmica en pueblos alejados sin recursos hídricos, daño al medio ambiente.
- » Necesidad de extender redes eléctricas de gran longitud.
- » Localidades ubicadas sobre los 2000 msnm (Sierra).
- » Localidades sin acceso por vía terrestre (Selva).

La capacidad de pago de este mercado objetivo es muy baja o nula, por consiguiente, no pueden asumir el costo de la tarifa real. En la Sierra y Selva la actividad económica predominante es la agricultura en pequeña escala, que es la producción para el autoconsumo y para la venta de algunos productos excedentes a pueblos cercanos, lo cual les proporciona ingresos mínimos y estacionales. Como consecuencia de lo anterior estos lugares son poco atractivo para inversionistas privados, además las condiciones tarifarias actuales no son las mejores, y sin la existencia de subsidios, el inversionista privado no está interesado en el negocio de electrificación y la operación de los sectores rurales.

El Estado necesariamente tiene que asumir su rol subsidiario, como consecuencia de lo anterior, el Estado asumiendo su rol subsidiario, debe mantener su presencia promotora y redistributiva, en el segmento del mercado eléctrico menos desarrollado. A fin de no distorsionar el modelo de desarrollo sectorial, dicha presencia no debe originar que el Estado vuelva a ser operador ni empresario. El concepto predominante es que el Estado debe participar básicamente haciendo posible la inversión.

La aplicación de la Ley de Electrificación Rural, cuyo aspecto importante es el fortalecimiento del rol subsidiario del Estado y promoción de la iniciativa privada en “zonas rurales, localidades aisladas y zonas

de frontera". La creación efectiva del Fondo para la Electrificación Rural (FER) que permita asignar recursos suficientes, estables y predecibles para este fin durante un periodo determinado. Dando importancia a los criterios de eficiencia económica en la evaluación y priorización de los proyectos de electrificación rural, mejorar la coordinación inter institucional con el fin de evaluar continuamente el proceso y maximizar los beneficios de la población.

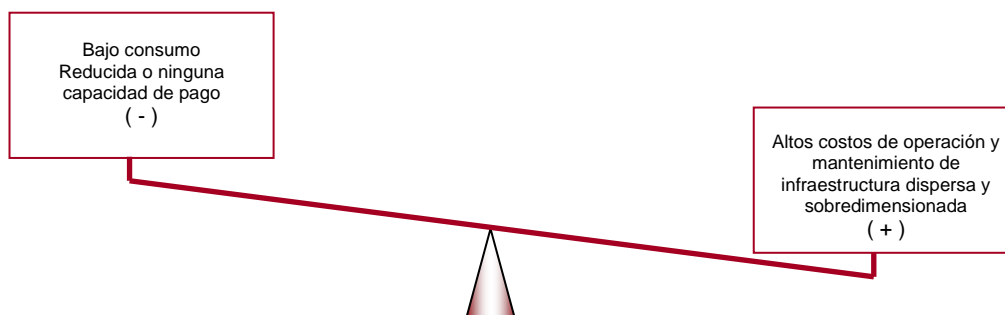
Como se menciona al inicio la importancia de este problema nos lleva a decisiones políticas efectivas que den posibilidades para un cambio agregado del bienestar de las zonas y también tratando en lo posible que todos sean ganadores.

### 1.5.3. Características de los Sistemas Rurales.

**Los sistemas rurales se caracterizan por:**

- » Abastecerse de energía eléctrica principalmente mediante redes aéreas de distribución.
- » Ya se ha cubierto la mayoría de los poblados o núcleos rurales menos dispersos y más fáciles de electrificar.
- » Presentan bajo consumo de energía mensual, entre 10 y 20 kWh.
- » Fueron concebidas como extensión de la frontera eléctrica.
- » Voluminosos subsidios al costo de inversión.
- » No obstante, los subsidios, los consumos unitarios son pequeños y no desplazan con eficiencia la combustión de biomasa.
- » Pérdidas técnicas considerables: vacío + óhmicas.
- » Los sistemas rurales que están alimentados por mini centrales presentan problemas de operación durante las sequías y horas punta.
- » Para minimizar los problemas de abastecimiento de energía eléctrica estas zonas son alimentadas discontinuamente desde grupos electrógenos con operación y mantenimiento que ocasionan que se eleven los costos y daños al medio ambiente.
- » Son sistemas antieconómicos.

#### La realidad de la Zona Rural



Desequilibrio que afecta negativamente a las concesionarias y los usuarios

**1.6. ANTECEDENTES.**

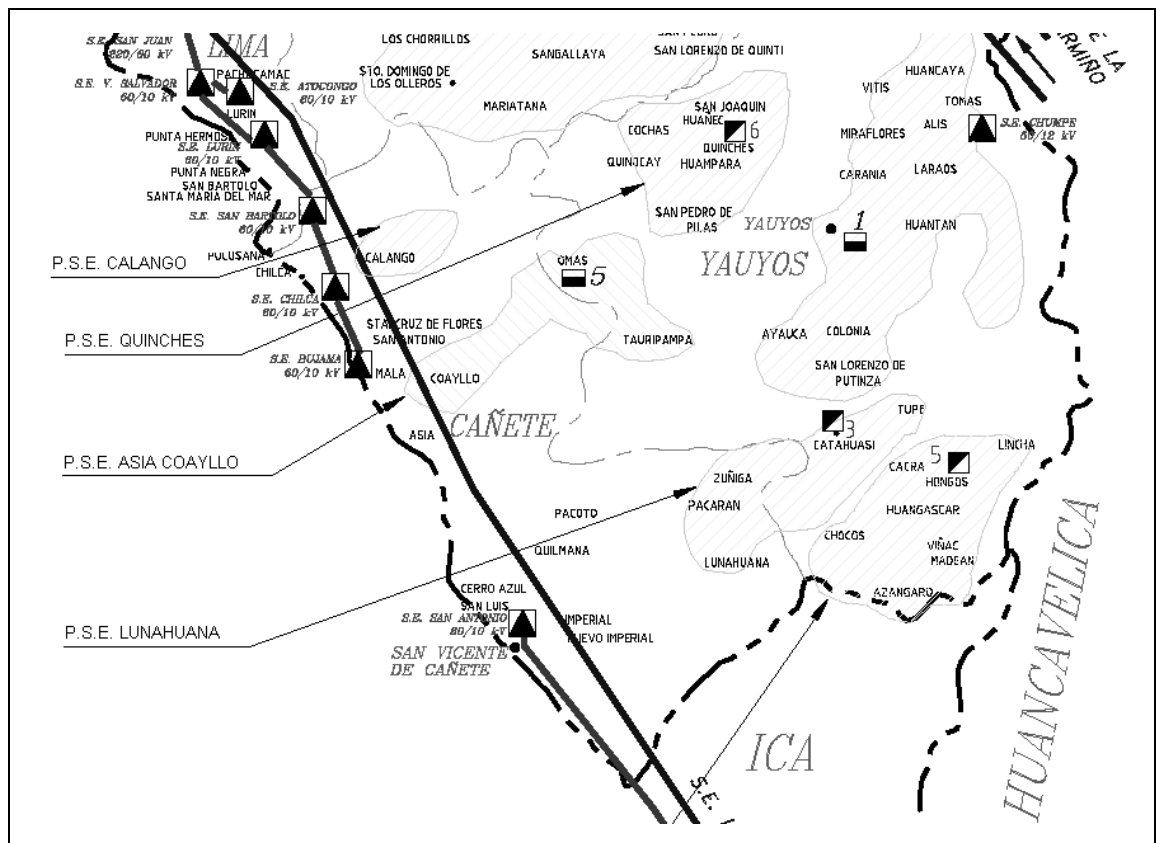
El Sistema Prepago de Electricidad tiene como origen Sudáfrica en 1980, en América Latina, representativamente en Argentina se implementa en la Estación Central de Colectivos de Mendoza en 1993. En la actualidad muchas zonas de Colombia, Brasil lo han adoptado como respuestas a la problemática de comercialización de energía eléctrica en zonas rurales.

En el Perú se ha comenzado a implementar este sistema en zonas rurales como Sistemas Pilotos que dan información para una posterior implementación significativa.

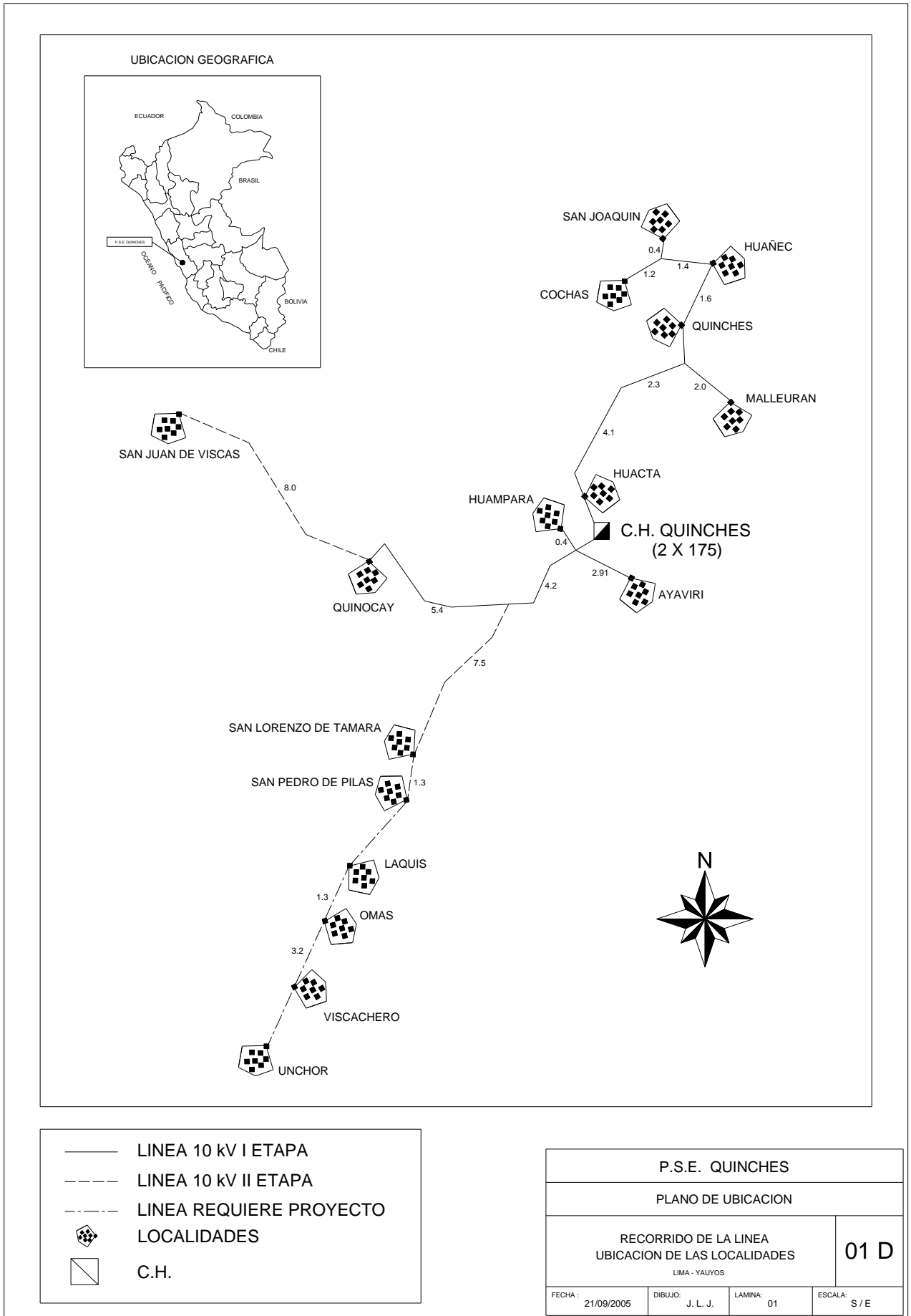
**1.6.1. Proyecto Piloto en el Pequeño Sistema de Quinches.**

El Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) Quinches, se encuentra ubicado entre los 2500 y 3300 m.s.n.m, en la Provincia de Yauyos, Departamento de Lima y comprenden las localidades de Huacta, Huampará, Malleurán, Quinches, Huañec, San Joaquín, Cochás, Ayavirí, Quinocay, Tamará y Pilas. Tiene en promedio 1,420 clientes con una Población Beneficiada aproximada de 10,400 habitantes es de propiedad de Adinelsa, la Operación Comercial se realiza a través de la Municipalidades Distritales de Pilas, Huampara.

El Tipo de Generación de energía eléctrica es hidráulica presenta dos grupos cuya potencia es de 1X122 KW, marca TURGO y 1X125KW, marca KUBOTA la distribución se realiza a través de la SS.EE 0.4 / 10 KV, Sus redes presentan postes de madera nacional tratados, cables de puesta a tierra, aisladores de porcelana, ferreterías, en general equipos convencionales.



Ubicación PSE Quinches



La población que se beneficia con el proyecto tiene una predominancia urbana, existiendo más mujeres que hombres. La población más numerosa se encuentra dentro del grupo de edad ubicada entre 1 año y los 24 años. La mayoría de la población ha cursado estudios primarios o secundarios, existiendo un bajo porcentaje de analfabetos. A pesar que en Ayaviri existe una menor población en edad escolar que en Quinchés, existe una mayor población con educación superior. Un gran porcentaje de la población tiene oficios relacionados con actividades agrícolas, ganadería. Sin embargo, la población que no tiene ninguna profesión u oficio es la más numerosa.

La mayoría de las viviendas, al igual que las existentes en ambientes similares, son de tipo independiente. Un alto porcentaje (más del 90%) de las viviendas tiene paredes de barro, mientras que un pequeño sector de viviendas, son de piedra con barro o utiliza otros materiales no convencionales. Los techos de las viviendas tienen calaminas, unos pocos han techado sus viviendas con paja o han utilizado algún otro material no convencional.

En Quinchés la mayoría de la población se abastece de agua mayoritariamente de pilones de uso público. Un tercer grupo se abastece de agua de los cuerpos de agua superficiales como río o acequias. La mayoría de las viviendas de Quinchés, sean estas rurales o urbanas, cuentan con pozo negro. Pero también se cuentan con servicio higiénico conectado a la red pública de alcantarillado (en el interior o exterior de la vivienda).

#### **1.6.1.1. Problemática.**

En el PSE se tiene un alto índice de morosidad, en las localidades que se viene atendiendo con el servicio de energía eléctrica, es muy difícil controlar las conexiones y reconexiones indebidas, se ha encontrado en muchos casos clientes morosos con instalaciones clandestinas, conectados directamente de manera ilícita, los usuarios no controlan sus consumos para así evitar caer en la morosidad por falta de pago. Los costos de operación, mantenimiento y comercialización de energía eléctrica en el PSE son elevados debido a la gran dispersión de usuarios y a la lejanía de las localidades. El desplazamiento del personal y vehículos a las diferentes localidades para efectuar labores de toma de lectura, reparto de recibos atender cortes y reconexiones, atención de emergencias toma demasiado tiempo (horas-hombre).

#### **1.6.1.2. Solución aplicada.**

Mediante el Oficio N° 278-00-EM/DEP-OEST, de acuerdo a lo coordinado con ADINELSA, la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM), determina la localidad y el Sistema Eléctrico, para efectuar la instalación de medidores prepago en calidad de Proyecto Piloto, con participación de la Empresa MELSA, se designando a la localidad de San Juan de Viscas, perteneciente al Pequeño Sistema Eléctrico de Quinchés, para la instalación de 40 medidores prepago de la marca Ganz-Schlumberger-DIGITA, la misma que se efectúa en fecha 15/10/2001.

#### **Los equipos presentan las siguientes características técnicas:**

El sistema tiene la siguiente denominación "Sistema Medidor Prepago D-480", este sistema se caracteriza por ser híbrido ya que trabaja con un sistema electrónico diseñado para este fin y usa

un medidor electromecánico que a sido adaptado para la venta anticipada de energía eléctrica y su control.

**Los equipos están conformados por:**

- Un control digital para medidor eléctrico de Prepago, Modelo D-480D
- Una ficha de recarga, Ficha "A", "chip" (modelo D31480C)
- Un equipo de recarga, Modelo D-481
- Un cable de control (interconexión)
- Un equipo registrador (medidor electromecánico)

**Medidor electromecánico**

Marca	: Schlumberger-Ganz
Tensión	: 220V
Corriente	: 10 – 40 A
Frecuencia	: 60 Hz
Constante	: 375 r / kwh
Sistema	: monofásico



**Módulos de control electrónico (D-480D)**

Marca	: DIGITA
Modelo	: D-480D
Tensión	: 220 VCA
Máxima corriente	: 40 A
Indicador digital	: Diodos emisores de luz (LED), color rojo
Despliegue KWh	: "000" hasta "999" (3 dígitos),
Tecnología electrónica	: Microprocesador interno, memoria flash
Recarga	: Mediante estaciones especiales





### 1.6.1.3. Resultados obtenidos.

#### Energía vendida

La instalación de los medidores prepago se ha efectuado con una carga inicial de 16 kWh por cliente lo que hace un total de 640 kWh en 40 suministros. Adicionalmente, se ha recargado un total de 800 kWh en 4 meses desde la fecha de instalación.

#### De lo anterior podemos resumir lo siguiente:

Energía suministrada total en 4 meses fue de 1440 kWh, la energía vendida es de 800 kWh con un consumo por cliente promedio mensual de 4 kWh / cliente - mes. Debido al bajo consumo se dejó de facturar los parámetros de mantenimiento y reposición por conexión domiciliaria (cargo mensual) y alumbrado público (cargo mensual). El comportamiento y funcionamiento de los medidores prepago desde la fecha de instalación es la siguiente; se han efectuado inspecciones, en las cuales se ha verificado el funcionamiento de los medidores prepago, la toma de lectura del medidor electromecánico y el módulo electrónico. Asimismo, se ha verificado la transmisión de información del medidor electromecánico hasta el módulo correspondiente, el correcto uso del dispensador de energía por parte de los usuarios y se ha evaluado la aceptación de los usuarios sobre este tipo de sistema de venta de energía. Los resultados son los siguientes:



En la Primera inspección se encontró 37 equipos en estado operativo y 03 equipos con fallas los cuales se retiraron para revisarlos, durante la segunda inspección se encontró 31 equipos en estado operativo y 09 equipos con fallas operativas que también fueron retirados y en la tercera inspección se encontró 31 equipos en estado operativo y 09 equipos con fallas operativas.

#### Al finalizar el monitoreo de los 40 suministros se tuvo los siguientes resultados:

Equipos	Cantidad	%
Equipos en estado operativo	18	45
Equipos en estado no operativos	01	3
Equipos con cambios efectuados	09	22
Equipos retirados	12	30

La percepción de los clientes de estos equipos es aceptable, a excepción de los usuarios en los que fallaron.

**Las fallas detectadas son:**

- Módulos frenados (bloqueados).
- Módulos que no autorizan la carga a pesar que sus fichas fueron cargadas en el dispensador.
- Módulos que no reciben señal del medidor, ocasionando diferencias de lecturas.
- Fichas que no cargan.
- Usuarios sin suministro por pérdida de la ficha.
- Lecturas de medidor que no coinciden con la carga consumida por el usuario.
- Fallas en el sensor de algunos medidores electromecánicos proporcionados por el proveedor.

Se debe resaltar que se utilizaron equipos híbridos (medidores electromecánicos, y componentes electrónicos). Por encontrar demasiadas fallas en los equipos instalados, se nota que este equipo no es el adecuado, sin embargo, se utilizó esta mezcla de tecnologías ya que el sistema netamente Prepago en aquel tiempo tenía un precio elevado, alrededor de \$250 a \$350 dólares americanos por medidor.

### **1.6.2. Caso Argentino.**

Durante los años 1989 -1991, el Gobierno de la República Argentina inició un intensivo programa de privatización de las Empresas de Servicios que hasta el momento se desempeñaban dentro del área del Estado.

Hasta ese momento, el transporte, las comunicaciones, y la energía, entre otras, se encontraban en manos del Estado Nacional o de los Gobiernos Provinciales operando en condiciones de extrema ineficiencia debido a la falta de un mercado de competencia.

En particular, los sectores de la Generación, el Transporte y la Distribución de la Energía Eléctrica se encontraban prácticamente al borde del colapso, fundamentalmente en razón de pérdidas fuera de toda lógica y control, como así también debido a la total falta de inversión por parte de un estado quebrado y de una economía en franca recesión.

Únicamente un pequeño sector del mercado eléctrico argentino, el correspondiente a la distribución eléctrica en las pequeñas y remotas ciudades del interior del país y particularmente el correspondiente a zonas rurales, tenían el servicio en manos privadas: las Cooperativas de Servicios Eléctricos.

La razón de ello fue el hecho de que, ante la incapacidad de las empresas estatales de proveer este servicio en zonas alejadas a las grandes ciudades, los vecinos de las poblaciones del interior se vieron desde un primer momento ante la alternativa de efectuar la distribución de la energía eléctrica en forma directa o en su defecto, prescindir de ella. Es así como se organizaron las primeras Cooperativas de Servicios Eléctricos, las que por lo antes señalado comenzaron con la distribución de energía eléctrica en zonas rurales y en las pequeñas ciudades del interior del país.

Ahora, tanto la Generación, como el Transporte y la Distribución de la Energía Eléctrica han pasado a manos privadas quedando solo dos empresas provinciales de distribución en vías de privatización durante el presente año, otras cuatro sin fecha de privatización definida y únicamente la generación Nuclear y parcialmente la Hidráulica, continúan en manos del Gobierno Nacional.

La entrada de capitales internacionales al Mercado Eléctrico Argentino fue el detonante para una competencia que, si bien no es totalmente abierta, que sería deseable, ha permitido una rápida modernización y eficiencia en los servicios.

El Estado Argentino, como también los Provinciales, se han reservado la función de regular estos mercados, es así que han sido creados los diferentes "Entes Reguladores", los que tienen entre otras funciones, la de actuar en la fijación de las tarifas y la observación del cumplimiento de los reglamentos que fueran específicamente creados dentro del marco de leyes Nacionales y Provinciales.

#### **1.6.2.1. Problemática.**

Ante la posibilidad de quedar desubicadas tecnológicamente, económica y financieramente, frente a los grandes capitales de las empresas privatizadas, con el consiguiente riesgo de ser absorbidas por las mismas en el caso de una falencia financiera que impidiera la continuidad de la prestación del servicio, las Cooperativas Argentinas, muy especialmente las que tienen redes de distribución en áreas rurales, se vieron en la disyuntiva de modernizar sus redes y sistemas o desaparecer.

Más aún, en razón de las particulares condiciones negativas en las que se desenvuelve la economía Argentina desde hace algunos años (baja tasa de crecimiento, mercados recesivos, altas tasas de interés, aumento del desempleo y consiguiente disminución de la masa asalariada, etc.) a la mejora tecnológica y la reducción de los costos de los servicios se agregó la necesidad de obtener herramientas que permitieran la autofinanciación de dichas mejoras lo cual solo es posible si se reduce la tasa de morosidad en el pago de los servicios, optimizando la recaudación de los mismos. Es así que, mientras las grandes distribuidoras recientemente privatizadas recibían importantes aumentos de su capital operativo (a tasas de interés internacionales) y se concentraban en disminuir las pérdidas no técnicas propias de una gestión politizada de las empresas estatales y en una mejora de los sistemas de distribución, las Cooperativas Rurales Argentinas se encontraban en una situación totalmente diferente.

#### **1.6.2.2. Solución aplicada.**

##### **Las Cooperativas de Servicios Eléctricos:**

En la República Argentina el cooperativismo es una figura que ha sido y es parte del engrandecimiento de la Nación. Tanto es así que el cooperativismo es parte integral de la historia de Argentina y goza de un reconocimiento general y tiene un status jurídico propio. Las cooperativas eléctricas a principios de la década del '90, dado su especial figura de asociaciones sin fines de lucro, debieron buscar, analizar y adoptar soluciones diferentes a las de sus colegas: "las mega distribuidoras multinacionales".

En particular es importante tener en cuenta que, en las cooperativas, el usuario del servicio eléctrico es normalmente un asociado a la cooperativa y que como tal tiene voz y voto. Esto significa que ninguna tecnología ni modalidad de servicio puede ser aplicada sin antes haber pasado por los filtros propios de las organizaciones de este tipo y en particular deben ser aprobadas por los Consejos de Administración los cuales están compuestos por representantes de los mismos usuarios.

Fue dentro de este contexto tan particular y difícil, donde desde un inicio se adoptaron los sistemas denominados inicialmente de "Venta Anticipada" y en la actualidad mas conocidos como "Sistemas Pre- pagos de Energía Eléctrica".

### **Primeros Sistemas de Electricidad Prepago:**

En el mes de enero de 1993, en la Estación Central de Buses de la Ciudad de Mendoza, situada al pie de la Cordillera de los Andes en el límite con Chile, se puso en operación el primer sistema de Prepago de Energía Eléctrica en la República Argentina.

Curiosamente la iniciativa se realizó dentro de la empresa EMSE la que en ese entonces era propiedad del gobierno de la Provincia de Mendoza, es decir una empresa estatal. En una primera etapa se instalaron 110 medidores monofásicos y 10 trifásicos del tipo 'mono-cuerpo" dado que aún no se habían desarrollado los medidores del tipo "bi-cuerpo". El Sistema de Venta se componía de una Estación Maestra para la generación de informes técnicos y administrativos como así también para el alta, la baja de usuarios y medidores, la introducción de los cuadros tarifarios, etc. y un Puesto de Ventas ubicada en la propia Estación de Buses.

El éxito de esta prueba piloto fue tal que al poco tiempo el sistema se amplió a mas de 220 medidores en la Estación de Buses (el 100% de los locales existentes) y de inmediato el Directorio de la Empresa EMSE procedió a la aprobación de los medidores de Prepago "en todo el ámbito de la jurisdicción de la Empresa", lo cual potencialmente significa mas de 300.000 usuarios. Al presente, la empresa EMSE se encuentra totalmente privatizada y el sistema continúa operando como desde el primer día, a total satisfacción de los usuarios.

Casi en forma simultánea, la Cooperativa Eléctrica Limitada de Oberá - CELO, ubicada geográficamente en el extremo Noreste del país, inició la instalación de los 5 primeros medidores Prepago de electricidad que se instalaran en el ámbito de una Cooperativa Argentina, y mas precisamente en la zona rural. Las primeras experiencias de esta Cooperativa fueron presentadas en el Congreso del CLER realizado en la ciudad de Buenos Aires en 1995, el estado actual del sistema es parte de una presentación separada por autoridades de dicha cooperativa en la presente CLER XVIII.

### **Estado actual de la tecnología:**

Desde el inicio quedó claro que las Cooperativas se encontraban frente a una decisión difícil, dado el hecho de la total falta de antecedentes en materia de Sistemas de Prepago en el país y mas aún, en toda la región Latinoamericana.

Algunas Cooperativas, ante la presencia de distintos proveedores que ofrecían en el mercado diferentes alternativas, optaron por los Sistemas con transferencia de datos en forma encriptada (sistemas codificados) mientras que otras decidieron a favor de sistemas con transferencia magnética (vía tarjeta magnética) lo cual rápidamente demostró haber sido un costoso error.

Así mismo, y dado el hecho que la electrificación en la Republica Argentina es porcentualmente cercana al 90%, los medidores de Prepago estaban destinados al reemplazo de medidores existentes y que desde el punto de vista de los costos no era simple de justificar. Simultáneamente, y ante las particularidades propias de la legislación Argentina, la posibilidad del uso de los sistemas de Prepago de Energía Eléctrica quedó claramente supeditada al desarrollo de Sistemas de Gestión que incluyeran las modalidades requeridas como entre otras:

- La emisión de Facturas en concepto de los kWh vendidos, en forma conjunta con la emisión del código o la tarjeta magnética.
- La inclusión en la factura de los Cargos Fijos y Variables, Impuestos y Tasa Nacional y Provincial etc, propios de la modalidad de Venta de Energía.
- La posibilidad de migrar la información contable y administrativa al sistema central de la Cooperativa.
- La posibilidad de cargar distintos tipos de tarifas (plana o escalonada, "por compra acumulada mensual", distinto al concepto clásico de escalonamiento "por consumo mensual realizado").
- La posibilidad de poder generar informes para la gestión integral del sistema.
- La operación en redes LAN y la posibilidad de la operación de puntos de venta remotos enlazados a la red "en tiempo real".
- Etc.

Los resultados que quedaron rápidamente comprobados por las diversas Cooperativas que iniciaron la instalación y puesta en marcha de sistemas de Prepago dejaron claro dos conceptos perfectamente definidos:

- a. Los Usuarios definieron como única tecnología aceptable la correspondiente a los Sistemas de Transferencia de Créditos y Datos mediante Números Codificados, tal como al poco tiempo quedara también demostrado con los sistemas de telefonía Celular Prepago.
- b. Las Distribuidoras determinaron así mismo que los Sistemas de Transferencia de Créditos y kWh mediante Números Codificados eran así mismo la opción mas conveniente en razón de su enorme flexibilidad (posibilidad de ventas telefónicas, venta vía radio, vía internet, etc.), gran seguridad y menor costo de operación.

Durante el periodo comprendido entre los años 1993 y 1995, más de 30 Cooperativas adoptaron esta tecnología para sus Sistemas de Prepago, comenzando el reemplazo sistemático de medidores convencionales por los nuevos medidores Prepago.

### **1.6.2.3. Resultados obtenidos.**

Al presente, son más de 120 las Cooperativas de Servicios Eléctricos que operan y utilizan Sistemas de Prepago en la comercialización de la Energía Eléctrica en la Republica de Argentina.

Todos estos sistemas son de tecnología digital y transferencia de créditos vía códigos numéricos y únicamente tres o cuatro sistemas aún se encuentran operando sistemas del tipo de transferencia mediante tarjetas magnética, aunque están siendo reemplazados por la tecnología de transferencia vía códigos. Con una base de más de 55.000 medidores en operación y en crecimiento continuo, han sido las Cooperativas Argentinas, tanto las Rurales como las que operan en áreas mixtas, las que ante la necesidad de mejorar su eficiencia adoptaron los Sistemas de Prepago en la Argentina.

En particular es destacable el hecho de que prácticamente todas las Distribuidoras / Cooperativas han optado por la instalación de medidores del tipo "bi-cuerpo" como el que, a título de ejemplo ilustramos, este tipo de medidor de Prepago, a diferencia de los del tipo "mono-cuerpo", separa claramente las funciones propias del Usuario de las que deben estar al alcance del Distribuidor y deja las responsabilidades de cada una de las partes con el mismo "status" que los sistemas actuales. Al mismo tiempo, los medidores del tipo "bi-cuerpo" poseen importantes características "anti-fraude".

### **Experiencia, evolución y consolidación del Sistema de Comercialización de Energía Eléctrica Prepago, en la Cooperativa Eléctrica Limitada de Carmen de Areco - CELCA (Prov. de Buenos Aires)**

La Cooperativa Eléctrica y de Crédito Limitada de Carmen de Areco tiene más de 5.000 usuarios, presta servicios en la ciudad Carmen Areco ubicada sobre la ruta nacional número 7 a 140 Km. de la Ciudad de Buenos Aires en dirección oeste. El 7 de marzo de 1996, comenzó la experiencia en Venta Anticipada de Energía Eléctrica (Sistema Prepago), siendo la segunda Cooperativa de la Provincia de Buenos Aires en implementar este tipo de sistema y la sexta en todo el territorio argentino. Se trata de una Cooperativa ubicada en una zona eminentemente rural de la Provincia de Buenos Aires.

La razón inicial por la cual se decidió la instalación de medidores de energía eléctrica Prepago fue la de combatir el problema de morosidad de los usuarios e inquilinos que dejaban los inmuebles con deudas imposibles de cobrar como así también la necesidad de tener que reducir los costos propios de la explotación de un sistema de distribución tradicional.

La respuesta de los usuarios fue altamente positiva, con la sorprendente consecuencia de que los usuarios morosos crónicos se adaptaron perfectamente a la implementación del sistema, siendo hoy en día, excelentes clientes de la Cooperativa.

### **Las características distintivas del sistema implementado son:**

#### **Ventajas para el usuario:**

- » Puede administrar su consumo de energía eléctrica, determinando el monto y el momento de la compra y como consumir la energía adquirida.
- » Puede efectuar compras de energía tantas veces como desee o necesite y a cualquier hora del día.

- » Se eliminó la tradicional factura con fecha de vencimiento definida y las dudas sobre el consumo realizado.
- » Obtiene una mejor tarifa al acceder al "Sistema Pre-pago"

#### **Ventajas para la Distribuidora / Cooperativa:**

- » La implementación del sistema de Prepago permitió terminar definitivamente con la morosidad de los usuarios del servicio de energía eléctrica en el sistema, y reducir considerablemente la morosidad en toda la Cooperativa.
- » Se eliminaron los gastos correspondientes a la toma del estado del medidor (lectura), al envío de facturas con los consumos mensuales y a los gastos operativos por cortes y reconexiones.
- » Se mejoró la relación entre el Usuario y la Cooperativa.
- » Posibilitó la aplicación de tarifas optimizadas como resultado de la disminución de costos.
- » Mejoró el cuadro financiero al percibir el dinero antes de entregar el servicio, lo que originó un flujo de fondos anticipado.
- » Se pudo iniciar el recupero de la deuda vencida al pactar con los usuarios su pago en cuotas a ser canceladas automáticamente en forma simultánea con la compra de energía.
- » El sistema opera básicamente de la siguiente manera: el usuario se dirige a las oficinas o al puesto de venta externo y efectúa la compra de energía, expresándola en pesos o en kWh.
- » El sistema emite una factura por el importe correspondiente y además un "vale de transferencia de crédito", con un código numérico de 16 dígitos.
- » Una vez en su domicilio, el usuario digita dicho código en el teclado de la Unidad de Control de su medidor, donde puede visualizar en el "display" los kWh acreditados.
- » El cuerpo del medidor en sí, se halla instalado externamente, en el mismo lugar del medidor convencional, reemplazándolo.
- » Un cable bipolar lo comunica con la Unidad de Control dentro del domicilio.
- » Para el caso específico de electrificación rural, se emplean gabinetes metálicos blindados lo que facilita la instalación de las unidades de medición de los medidores "bi-cuerpo" a la intemperie y provee al mismo tiempo un encerramiento anti-fraude para el medidor.



Medidor "bi-cuerpo" con el control del usuario instalado en un gabinete separado.

**Modalidad de aplicación:**

El sistema se ha implementado como un "sistema alternativo al convencional" y es de libre elección por parte de los Usuarios.



Medidor "bi-cuerpo" instalado en un gabinete precintable a la intemperie.

No obstante, ello, al presente, las solicitudes de conexión superan la capacidad operativa destinada a estos fines, originando listas de espera esperando la conexión al sistema. A la fecha aproximadamente el 45% de los usuarios ya cuentan con los beneficios del sistema. Entre dichos usuarios se encuentran Residenciales, Rurales y Comerciales. Así mismo, dentro del rubro de usuarios "comerciales" encontramos los "comerciales monofásicos" y los "comerciales trifásicos" como, por ejemplo, la Estación de Servicio del Automóvil Club Argentino, instalada sobre la ruta de acceso a la ciudad.



Medidor "mono-cuerpo" instalado en un gabinete exterior.

**Tercerización de la Venta de Energía:**

Una interesante particularidad lo constituye la habilitación de un puesto de venta, ubicado en un Maxi-kiosco el cuál atiende, durante las 24 horas, los 365 días del año, brindando comodidad a los usuarios que, de esta manera, pueden comprar energía sin ajustarse a los horarios rígidos de la Administración.





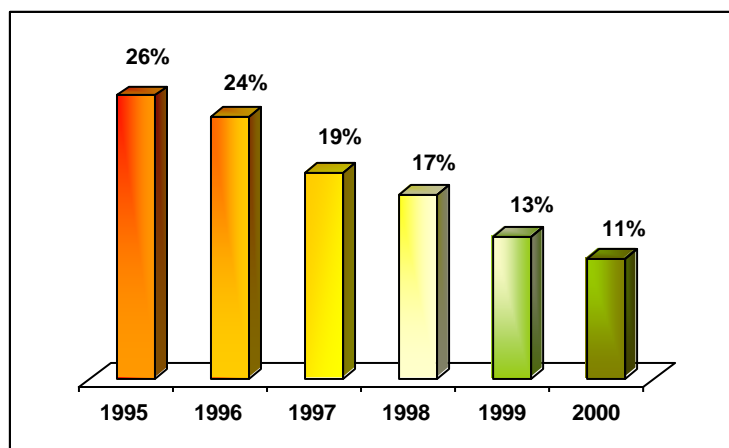
Punto de venta "tercerizado" en Carmen de Areco, conectado "on-line" con la Estación Maestra de la Administración Central de la Cooperativa, mediante enlace de micro-ondas. Se observa la antena direccional.

Esta comodidad se ve reflejada en el hecho de que alrededor del 80% de las ventas de energía del sistema Prepago, se realizan en el mencionado local. El punto de venta "tercerizado" en Carmen de Areco, conectado "on-line" con la Estación Maestra de la Administración Central de la Cooperativa, se enlaza mediante micro-ondas.

Los resultados alcanzados pueden dividirse en Resultados Tecnológicos, Comerciales, Operativos, Económicos y Financieros. Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, todos estos resultados han sido altamente positivos para la distribuidora y el grafico siguiente permite tener un entendimiento pleno, desde el punto de vista económico y financiero.

Año	Facturación Total	Morosidad	%
1995	2'197,476	567,475	26
1996	2'295,770	553,178	24
1997	2'351,943	453,269	19
1998	2'305,622	399,877	17
1999	2'416,638	312,626	13
2000	2'450,000	240,085	11

Evolución de la Morosidad



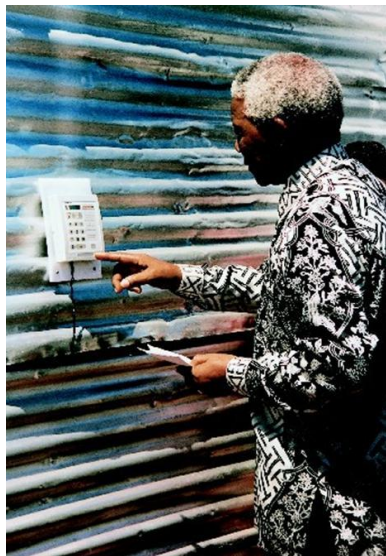
Evolución de la Morosidad

### 1.6.3. La Asociación STS.

La Asociación STS se formó en 1997 y es la encargada de custodiar las normas de la tecnología del sistema Prepago Standard Transfer Specification (STS). Aspira a mantener la infraestructura necesaria, promocionar la tecnología internacionalmente y además, desarrollar la norma para hacer frente a las demandas internacionales emergentes para una funcionalidad adicional, la Asociación asegura interoperabilidad entre componentes de sistemas de diferentes fabricantes, proporcionando instalaciones disponibles para la gestión de claves de venta codificadas; acreditando y manteniendo una lista de instalaciones de test del equipamiento que son capaces de realizar tests para ajustarse al STS; y asignando identificadores únicos de objetos usados en la aplicación del STS.

La Standard Transfer Specification (STS) ha sido reconocida como la única norma abierta aceptada globalmente para los sistemas prepago, asegurando interoperabilidad entre componentes de sistemas de diferentes fabricantes. La aplicación de la tecnología es controlada a través de una licencia por la Asociación STS, así asegurando que son aplicadas las prácticas adecuadas de gestión de la clave de codificación para proteger la seguridad de las transacciones prepago implementadas con sistemas STS, además esta ha sido establecida como la norma estándar para la transferencia de tokens prepago de electricidad desde su introducción en Sudáfrica en 1993.

La STS ha encontrado un uso amplio, primero en Sudáfrica y posteriormente en varios países desarrollados y en desarrollo, como también en otras aplicaciones con sistemas prepago, como agua y sistemas fotovoltaicos.



#### **El éxito de la STS está en que es:**

- » Una norma abierta, permitiendo al equipamiento conforme a STS, de cualquier grupo de proveedores, ser integrado al sistema de aplicación prepago.
- » Un protocolo seguro, la tecnología de codificación usada ha probado ser extremadamente robusta. Apoyada por especificaciones y normas complementarias, para medidores prepago y sistemas de venta.
- » Los productos son fáciles de implantar y de utilizar por usuarios finales de sistemas prepago.

### **Disponibilidad de la especificación**

La Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) ha aceptado formalmente el STS como una Especificación Públicamente Disponible (IEC/PAS 62055-41) llamada: Medición de Electricidad –Sistemas de medición de Pago –Parte 41: Standard Transfer Specification, la cual puede ser comprada directamente a través de la IEC o a través de los cuerpos de normativos.

### **Desarrollos internacionales**

Un proyecto para publicar el STS como norma internacional totalmente desarrollada a través de IEC TC 13 (grupo de trabajo 15) está en progreso.

El despliegue de sistemas STS continúa expandiéndose firmemente por todo el mundo, con sistemas siendo utilizados en muchos países en África, América, Asia-Pacífico, Medio Este y en muchos otros países por todo el mundo, donde la medición prepago ha sido elegida como la opción preferida.

### **Desarrollos técnicos**

Como una consecuencia del incremento en la aplicación global de sistemas STSA, están siendo investigadas las implicaciones de cambios en el sistema de gestión de la clave de codificación para incluir gestión de clave distribuida, utilizando centros de gestión de claves múltiples por todo el mundo.

Reconociendo la necesidad en algunas aplicaciones de un incremento en la funcionalidad, una versión mejorada del STS, denominada “STS 2” está siendo desarrollada, esta abrirá la aplicación de STS a necesidades más complejas del prepago, como las requeridas, por ejemplo, en la industria de la medición prepago de agua.

Resumiendo la STS Standard Transfer Specification (Especificaciones de Transferencia de Normas) se define como el protocolo de transferencia de mensajes seguro entre el punto de venta y el medidor de pago, es además, un sistema de gerenciamiento clave para mantener la integridad del sistema de Prepago. Cuando un consumidor hace su pago en un punto de venta, el monto acreditado es codificado y transferido a una (ficha, tarjeta, código de venta, llave) utilizando una clave secreta, una copia del cual también es guardada en el medidor de prepago. El consumidor luego inserta a través de la (ficha, código de venta, tarjeta, llave) dentro del medidor donde la información, que fue insertada, es descodificada utilizando su copia de la clave para extraer el monto de crédito original, que entonces es depositado como crédito disponible. Conforme el consumo se va midiendo, se reduce el crédito disponible y cuando llega a cero, se interrumpe el suministro de energía eléctrica.

El consumidor, entonces, tiene que repetir el ciclo con la compra de más crédito en forma indicada. Es bastante evidente que la integridad del sistema se encuentra específicamente dependiente sobre el sistema de gerenciamiento clave para proveer los procesos confiables y seguros para la generación, almacenamiento y distribución de claves entre los puntos de venta y los medidores de prepago.

La (ficha, código de venta, tarjeta, llave) están disponibles para los servicios de electricidad, agua, gas, calor, duración y valores de transferencia de crédito de dinero como también para los servicios de

administración de la configuración de los medidores (por ejemplo: las tarifas) y para la iniciación de los ensayos y funciones de visualización que aparecen en la pantalla. Estos son típicamente transportados en forma de códigos numéricos impresos o tarjetas magnéticas. Las tarjetas del tipo Smartcard y Dallas Buttons están siendo actualmente estudiadas ya que proveen mayor capacidad de banda-ancha, además de capacidad de transferencia de datos de doble vía.

La industria Sudafricana de prepago se ha establecido como el indiscutido líder global en el campo de sistemas de prepago de fichas de una sola vía, las cuales han estado desarrollándose durante los últimos 18 años. El STS (Standard Transfer Specification) es el eje para lograr el éxito ya que provee la única norma global abierta, y por lo tanto, asegura la interoperabilidad de productos desde múltiples vendedores. Hasta la fecha, existen aproximadamente 5 millones de medidores STS instalados en 30 países, que están operados por alrededor de 300 empresas de servicios públicos, los cuales reciben servicios de administración clave desde un Centro de Administración Clave (Key Management Centre) que está bajo el control de la Asociación STS ubicada en Sudáfrica.

Las normas para los sistemas de Prepago fueron desarrolladas de manera paralela, principalmente en el Reino Unido y Sudáfrica hasta hace poco, cuando los expertos nacionales de ambos países se reunieron en el Foro WG15 de la TC13 en la IEC para trabajar conjuntamente hacia el establecimiento de especificaciones internacionales consolidadas.

Esto, actualmente, se encuentra en las etapas finales para su posterior publicación como el conjunto de normas IEC para los sistemas de Prepago para la medición de electricidad. Se espera que la circulación de esta publicación comience más adelante, en este año como borrador de trabajo del comité en todos los países miembros del IEC.

Las normas IEC que actualmente están en vías de preparación en referencia a los medidores de Prepago son:

- IEC 62051 Glosario de Terminología (publicado) (Contenido - Anexo 7.4).
- IEC 62055-21 Marco para Normalización (Contenido - Anexo 7.4).
- IEC 62055-31 Requerimientos Especiales para los Medidores de Pago (Contenido - Anexo 7.4).
- IEC 62055-41 Especificaciones de Transferencia de Normas (Contenido - Anexo 7.4).

La STS publico como Especificaciones Públicamente Disponibles (Publicly Available Specification – PAS) bajo el título IEC/PAS 62055-41 Especificaciones de Transferencia de Normas. Se espero que su transformación en una norma completa IEC (IEC 62055-41) pudo completarse para principios del año 2006. El proceso de transformación es esencialmente un ejercicio editorial para convertir la especificación al formato apropiado, en conformidad con el marco de la IEC 62055-21, y se mantendrá el 100% de compatibilidad con las especificaciones STS y IEC/PAS previamente existentes.

La Asociación STS (Standard Transfer Specification) facilita el acceso a servicios de soporte tales como la certificación del producto y la administración clave y también asegura su conformidad con las normas y códigos de práctica. Los desarrollos que se están llevando a cabo en la actualidad son mejoras al protocolo de transferencia STS ya existente y al sistema de gerenciamiento clave. Unas nuevas funcionalidades están

siendo estudiadas, que incluye la aceptación transportadora de fichas de doble vía y banda-ancha, tarifas complejas y tiempo real de reloj para medidores.

Los requisitos principales bajo consideración para ser aceptados dentro del sistema de gerenciamiento clave son los servicios automáticos on-line 24/7 con acceso a distancia, los requerimientos de los mercados desregulados, los aparatos de módulos seguros para la industria y protocolos de intercambio de claves, entre los Centros de Gerenciamiento.

Por último, la Asociación STS es el guardián de la (Standard Transfer Specification) y cuerpo ejecutivo de apoyo para las normas relevantes, los códigos de práctica y los servicios. Los fabricantes de los productos STS y las empresas de suministro de servicios, como usuarios de los productos STS, son alentados, a unirse a la Asociación y de participar activamente en todas sus actividades.

## *CAPITULO II*

## 2.1. ALTERNATIVA PLANTEADA, A IMPLEMENTAR EN EL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Las obras Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) se encuentran principalmente en el sector rural y por su naturaleza la ubicación de los clientes es muy dispersa, originando costos elevados en las actividades de operación y comercialización del servicio de energía eléctrica, que actualmente no son cubiertos por la tarifa, en consecuencia, obligan a otorgar un mayor subsidio en la operación de los sistemas eléctricos ubicados en estas zonas.



La tecnología vigente ofrece la posibilidad de optimizar recursos económicos en los procesos de comercialización de la energía eléctrica en estos sectores, mediante la utilización de medidores **Prepago**. Sin embargo, su uso en el país aún no está difundido por lo que se requiere verificar su adaptación a los clientes y comprobar sus cualidades técnicas y los posibles beneficios económicos tanto para los clientes como para la empresa operadora.

La sostenibilidad de las obras de electrificación rural es un aspecto sumamente importante para acelerar los procesos de electrificación en zonas deprimidas, que aun no ha sido resuelto. Se trata de un problema multidimensional relacionado con las diversas barreras que existen para la electrificación rural; entre las más importantes resalta los altos costos de transacción, la poca disponibilidad de tecnologías frente a un mercado pobre y aislado, la falta de mecanismos financieros apropiados, la escasa capacidad local para el manejo sostenible de los sistemas de generación o suministro y la inexistencia de un marco legal e institucional apropiado.

Entre estas barreras, la escasa capacidad local para el manejo eficiente de los sistemas es una de las más importantes. Un estudio de rendimiento ex post de sistemas aislados desarrollado en el Perú mediante un proyecto ESMAP/ITDG entre 1996 y 1998 demuestra que en todos los pequeños sistemas aislados de suministro de energía eléctrica incluidos aquellos administrados por el Estado tienen serias dificultades para poner en marcha esquemas de manejo eficiente. Parte del mencionado estudio analiza y concluye, que las diferentes variables sociales y económicas influyen decisivamente en los modelos de gestión.

El objetivo central del sistema Prepago a implementar es, contribuir en el manejo o gestión eficiente de pequeños sistemas eléctricos. Se entiende por sistema eléctrico el conjunto de elementos relacionados al sistema de generación eléctrica, el uso de la energía, operación, mantenimiento y administración. En el medio rural en particular en el caso peruano, donde se puede desarrollar y aplicar este sistema a gran escala y donde se tiene una relación muy importante directa con responsabilidades y beneficios bien definidos, tanto por el lado de los propietarios de los bienes, como por el lado de los usuarios y de los responsables operadores, administradores del sistema.

Este sistema considera la participación de tres actores principales: el propietario, los usuarios y la empresa prestadora de servicios.

#### **a) El propietario**

En el caso peruano, cuando se trata de servicios eléctricos en pequeños centros poblados rurales, la propiedad de los Sistemas Eléctricos es un tema muy delicado y muchas veces controversial, pues por lo general no existe un dueño formalmente constituido; la propiedad generalmente se atribuye al gestor del financiamiento o este se auto atribuye.

Si la gestión fue realizada por la Municipalidad, entonces esta reclamara sin duda alguna el derecho de propiedad, aunque en términos reales, propiedad de la Municipalidad significa propiedad del pueblo. En los otros casos (comunal, privado, cooperativa), la situación de la propiedad esta claramente definida. En cualquiera de estos casos, para la aplicación de este modelo el tema de la propiedad debe estar bien definida.

#### **b) La empresa**

La empresa pública o privada se responsabiliza por la gestión del sistema; lo conveniente es que sea una empresa local. La idea de que sea una empresa local tiene como objetivo reducir al mínimo los costos de gestión, no solo por la diferencia relativa en costos de personal entre los centros poblados mas grandes y los mas pequeños sino también al ahorro de costos de transporte, viáticos y otros costos que enfrentan las empresas o servicios mas centralizados.

#### **c) Los usuarios**

Se trata de la población que recibe el servicio de energía eléctrica. Todos ellos cuentan con el servicio domiciliario de electricidad y con equipos tradicionales de medición del consumo.

Como se ve se trata de un modelo sencillo en cuanto a su concepción y diseño; lo determinante para su éxito es usar adecuadamente una serie de instrumentos, algunos de ellos difíciles de aplicar, porque se trata de temas que tocan aspectos de la economía, de los mitos y creencias y hasta de los prejuicios y vicios que pueda haber en cada lugar.

#### **Instrumentos a utilizar por el sistema**

**Esquema de tarifas.** Uno de los temas mas importantes para el éxito de este modelo es el diseño y aplicación de un modelo tarifario justo. En ese sentido, las evaluaciones de campo de diferentes casos y la experiencia propia de los autores han demostrado que la tarifa justa es siempre un valor acorde al consumo quien mas consume mas paga, caso que se equilibro con la creación del FOSE este fondo es un mecanismo que se basa en la solidaridad de los que más tienen con los que tienen muy poco o no tienen nada, hasta que se produzca una mayor reducción de las tarifas eléctricas.

**Contratos.** La elaboración de contratos que especifiquen los compromisos asumidos por cada una de las partes propietario, empresa y beneficiarios debe respetar las normas legales vigentes para que los compromisos asumidos por las partes sean cumplidos.



**Capacitación.** Como ya hemos visto, por lo general no existe la capacidad local, menos la empresa o empresas que podrían encargarse del sistema. Por tanto, la aplicación de este modelo exige crear esta capacidad a través de capacitaciones en diferentes aspectos relacionados con la operación, mantenimiento y administración, que deben alcanzar a todos los involucrados en el servicio.

**Reglamentos y normas.** El servicio de electricidad rural requiere de una serie de reglamentos claros sobre los derechos y deberes de los usuarios; así mismo normas técnicas para tener un uso ordenado y respetuoso de la energía, así evitar faltas por el lado del usuario o de la empresa.

**Fiscalización.** La fiscalización debe ser ágil, dinámica y precisa; para lo cual se necesitará de representantes del ente fiscalizador para que este siempre presente de ocurrir algún problema.

**Medidores Inteligentes.** La Tecnología Moderna ha incursionado solidamente en los Medidores de Energía, durante los últimos años las empresas y usuarios de servicios públicos han venido incrementando su familiaridad con la electrónica. Se espera que la tasa de adopción de la electrónica aumente rápidamente en la medida que los programas de descentralización en algunos países y desregulación en otros animen a los clientes a exigir más. Todos los consumidores se pueden beneficiar indirectamente de los medidores electrónicos de energía en cuatro formas significativas:

- 1) El servicio al cliente se mejora con el uso de sistemas de lectura remota de medidores y con una eficiente administración de datos. Además de tener menores dudas sobre los consumos de los servicios públicos, los consumidores se benefician de un sistema más eficiente de distribución de energía. La falta de servicio se puede detectar, identificar y corregir más rápidamente para favorecer a los clientes.
- 2) Se reducen las molestias y la polución ambientales al lograr reducir el tamaño de los equipos de generación eléctrica. Se minimiza el uso durante picos a pesar del crecimiento poblacional por medio de métodos de facturación con tarificación múltiple y se mantiene la limpieza en la distribución al monitorizar la polución de la calidad energética que algunos clientes aportan al sistema.
- 3) Los consumidores se pueden beneficiar de pagos más bajos con el uso de medidores controlados mediante circuitos integrados inteligentes que reducen los costos operacionales del servicio, lectura de medidores y procesamiento de datos.
- 4) Se logra un aumento en la precisión de la medición a pesar de las cargas no lineales. Los medidores electromecánicos no son capaces de medir con precisión la energía frente a populares esquemas normativos de fase a carga fija en los sistemas de distribución. La medición electrónica es más robusta y precisa bajo tales condiciones.

Los medidores electrónicos de energía han superado a los medidores electromecánicos en términos de funcionalidad, utilidad, pero los costos y confiabilidad han sido cuestionados en diferentes partes del mundo, sin embargo por el mismo desarrollo de la tecnología los precios han caído rápidamente.

Muchas compañías tienen excelentes resultados en el suministro de circuitos integrados tanto para las industrias y sectores domésticos, los productos de consumo de alto volumen están muy bien posicionados para unir la alta confiabilidad con el bajo costo que el sector ha estado esperando.

Se reconoce las limitaciones en los costos de los medidores inteligentes de energía eléctrica, pero el sector de los servicios públicos de energía eléctrica esta fascinado con los resultados de lectura y cobro automático de los medidores Prepago inteligentes y facturación con multitarifa. La inversión en manufactura, la precisión y calidad de la medición, y la cantidad de información ofrecida por la medición electrónica es indudablemente superior a la del diseño tradicional de medidor de disco.

La reducción en los tropiezos de fabricación y desarrollo y el uso de productos standard diseñados para la medición de energía no sólo reducen la alta inversión en fabricación asociada con los medidores electromecánicos de energía, sino también eliminan la alta inversión en desarrollo de ASICs (Application Specific Integrated Circuits / Circuitos Integrados para Aplicaciones Específicas). Proveedores de productos standard también afianzan su conocimiento al trabajar con múltiples clientes para resolver más rápidamente los tropiezos comunes. Los fabricantes de medidores electrónicos de energía consideran la precisión, los equipos, el software, los costos de desarrollo, el tiempo para llegar al mercado, y la facilidad de implementación.

### 2.1.1. Sistema Prepago.

#### 2.1.1.1. Medidor Electrónico.

Los medidores electrónicos viables están basados en (Digital Signal Processing - Procesamiento Digital de Señal) programables o de función fija. Los primeros intentos en el diseño de medidores electrónicos de energía derivaron potencia de multiplicar corriente y voltaje en el dominio analógico, pero la linealidad con respecto a la temperatura y el tiempo produjeron resultados no superiores a los medidores electromecánicos. Los conceptos de estabilidad, linealidad y precisión ofrecidos por los sistemas de detección, corrección automática en los cálculos digitales es ya una constante en el sector de las comunicaciones. Por fin, el poder de la tecnología moderna ha llegado a las puertas de la metrología de electricidad. Productos basados en DSP (Digital Signal Processing / Procesamiento Digital de Señal) digitalizan las señales de corriente y voltaje por medio de ADCs (analog-to-digital converters o convertidores analogo-a-digital) antes de hacer los cálculos. El procesamiento digital de las señales permite el cálculo estable y exacto por encima de las variaciones de tiempo y medio ambiente. Este procesamiento digital se puede manejar de dos formas diferentes: DSPs programables y DSPs de función fija. Las soluciones con DSPs programables ofrecen la ventaja de reconfiguración post diseño. Obviamente, la facilidad de la reconfiguración es una consideración importante para cualquier medidor electrónico pero un DSP programable no es el método más exacto o el más económico de conseguir un medidor que ofrezca la flexibilidad de la reconfiguración.



Primero, un microprocesador de bajo ancho de banda complementa un DSP de función fija para operar el sistema de comunicaciones y pantalla (display) electrónica. Al quitarle la gran carga

computacional, la potencia y costo del aparato microprocesador pueden ser reducidos en forma considerable. Muchos diseños de medidores de energía se han fabricado en el último año con microprocesadores de 4MHz y 4-bits. El micro-controlador permite un grado limitado de configurabilidad al mismo tiempo de manejar algunas funciones operativas internas, como:

- a. Encriptación y demodulación de datos para las redes de comunicaciones
- b. Grabación de la hora (time stamping) para facturación multitarifa.
- c. Inteligencia sobre el suministro de energía (detección de apagones, desconexión remota, prepago, administración de cargas)

El microprocesador permite a los usuarios seleccionar el nivel de servicio que deseen y/o la empresa de servicios públicos puede configurar remotamente cada medidor.

Segundo, los productos standard basados en DSPs de función fija usan ADCs integrados que digitalizan las ondas de voltaje y corriente a la más alta resolución a un costo muy bajo. Los DSPs programables que intentan integrar la conversión análoga a digital fallan en la habilidad de continuamente efectuar sobre muestreo a las señales análogas. La selección de una arquitectura ADC para los DSPs programables tendrá mayores costos y tendrá unos resultados más bajos en el número efectivo de bits de resolución.

Tercero, los DSPs programables tienen un error inherente porque éstos están limitados por un procesamiento discreto del tiempo. La potencia consumida durante los intervalos de los cálculos no es registrada. Un producto con un DSP de función fija usa ADCs de muestreo continuo y calcula la energía activa continuamente procesando la señal de potencia instantánea.

Finalmente, el costo de los DSPs programables puede ser expresado en términos de tiempos más largos para llegar al mercado, costo de programación del código fuente, y costos unitarios más altos. El mayor costo unitario pierde sentido cuando el usuario se da cuenta que "programable" implica circuitos adicionales que no se están utilizando. La simpleza de un DSP de función fija ofrece un bajo tiempo para llegar al mercado y costos generales bajos. Un micro controlador programable de 4 bits siempre será menos costoso que un DSP programable de 16 bits.

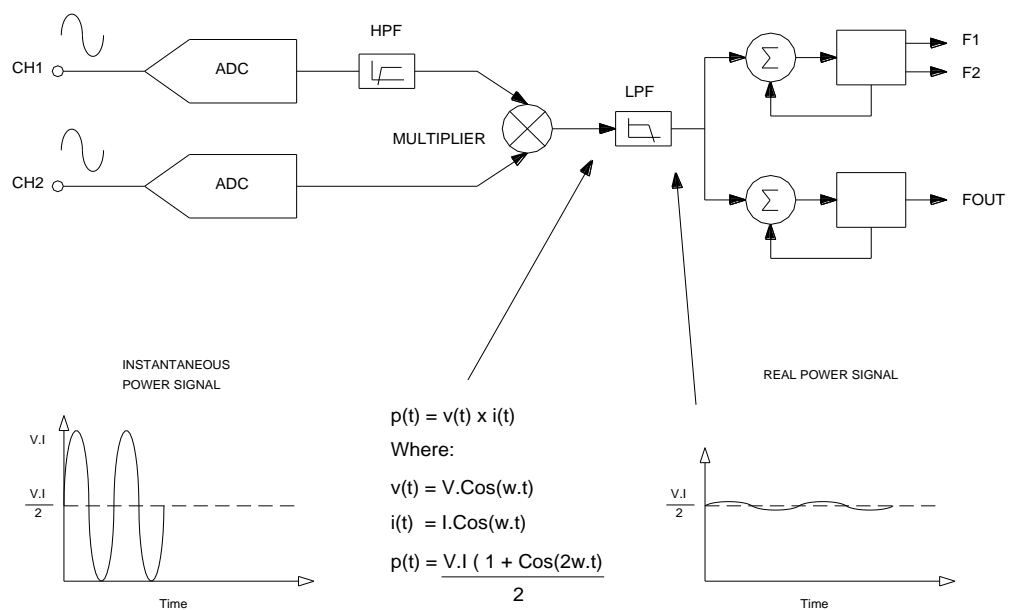
Los fabricantes podrán escoger componentes diferentes de la familia dependiendo del tipo de medidor que deseen construir. El primero en la familia, el AD7750, está diseñado para controlar en forma directa un contador con motor electrónico de pasos. En términos de costos, el motor electrónico de pasos es popular en países en desarrollo porque brinda una manera práctica para construir un medidor de energía de estado sólido económico. Cuando hay una falla en el fluido eléctrico el contador simplemente deja de girar. Otras soluciones como pantallas (displays) de diodos emisores de luz (LEDs) o pantallas de cristal líquido (LCDs) requieren controladores (drivers) de segmentos encendidos y métodos para almacenar las lecturas durante las pérdidas de fluido eléctrico.

Los primeros productos standard, diseñados para controlar en forma directa un contador con motor electrónico de pasos, anteceden a una serie de productos con interfaz de puerto serie que permite las comunicaciones bi-direccionales con microprocesadores. Las empresas fabricantes de medidores electrónicos continuarán ayudando a reducir los costos de los medidores de energía al

tener soluciones de bajo costo para las fuentes de potencia, los transductores de corriente, los osciladores, y la calibración externa de ganancia.

En última instancia, un producto altamente integrado se puede diseñar para lograr las agresivas metas de costos con una gran cantidad de elementos de funcionalidad al trabajar estrechamente con empresas fabricantes de medidores y distribuidores de energía.

El chip para estos medidores integra dos convertidores análogos a digital de 16 bits y la lógica para el procesamiento de señales digitales necesaria para mediciones de energía eléctrica. Los convertidores sigma delta con muestreo a una frecuencia de 900 MHz digitalizan las señales de voltaje a partir de transductores de corriente y voltaje.



La estructura de entrada, con su amplio rango dinámico y etapa de ganancia programable en el canal de corriente, alivia inmensamente la interfaz del transductor al permitir las conexiones directas al transductor y simplifica el diseño de los filtros anti-aliasing. Adicionalmente, un filtro de paso alto elimina cualquier dc del canal de corriente, eliminando las inexactitudes que voltajes desplazados pueden introducir a los cálculos de potencia real.

La potencia real se calcula a partir de la señal de potencia instantánea, la cual se genera al multiplicar las señales de corriente y voltaje. Un filtro de paso bajo extrae el componente de la potencia real (en otras palabras, la dc). Este enfoque calcula la potencia real correctamente hasta en casos de ondas de corriente y voltaje no sinusoidales y para todos los factores de potencia. Todo el procesamiento de señales, como filtrado y multiplicación, se hace en la dimensión digital para asegurar alta estabilidad con respecto a la temperatura y al tiempo.

También dentro del chip se encuentran dos convertidores (digital a frecuencia), uno que produce una salida de baja frecuencia; el otro con una salida de alta frecuencia. En ambos casos, la frecuencia del pulso de salida de los convertidores digital a frecuencia varía con el valor de la

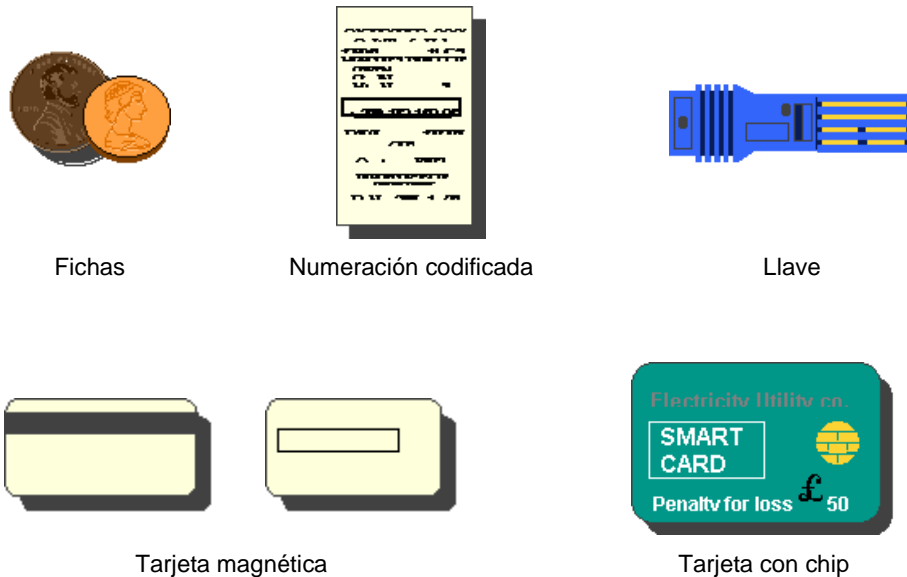
potencia real disipada en el tiempo. Aún más, el chip ofrece un rango de frecuencias de salida, seleccionables por el diseñador, para ajustarse a la mayoría de los medidores. La salida de baja frecuencia, debido a su largo tiempo de acumulación entre pulsos, tiene una frecuencia que es proporcional al promedio de la potencia real. La salida de alta frecuencia, con su tiempo de acumulación más corto, es proporcional a la potencia instantánea. Como resultado, la salida de alta frecuencia es útil para calibrar el medidor bajo condiciones de carga constante.

**Medidor Prepago**

Ahora el Medidor Electrónico de Prepago es el mismo medidor electrónico con la diferencia que incorpora un mecanismo de activación para suministrar una cantidad de energía eléctrica desde la red a una carga cualquiera.

Utiliza como medio de activación un dispositivo (ficha, código, tarjeta, llave), el cual entrega de manera codificada un registro que le permite determinar cuanta energía se esta comprando, prepagando para su posterior funcionamiento.

Para evitar un doble uso del registro, el software del sistema se encarga de borrar los datos de la (ficha, código, tarjeta, llave), de modo que, si el medio de Prepago se acerca nuevamente al sistema, la cantidad agregada de energía será cero.



Todos los mensajes de interacción con el usuario se realizan a través de una pantalla digital que se encarga de mostrar la energía agregada y la energía precargada. Esta última va disminuyendo 0.36 Wh por vez (según diseño) y a una tasa que depende exclusivamente de la carga que esta conectada.

El Medidor de Prepago tiene la capacidad de ser cargado en cualquier momento y con distinto montos definidos previamente por el dispositivo cargador. Si el sistema no se carga anticipadamente y la energía llega al valor cero, el software reacciona automáticamente cortando a través de un relé de doble contacto la energía que va a la carga, impidiendo la operación de ésta.

El dispositivo de escritura del medio de prepago opera de una forma bastante sencilla, ya que con solo programar, al dispositivo, sistema de entrada y presionando el botón de carga, el sistema transfiere un registro codificado de datos o genera un código para ser utilizado. El dispositivo cuenta con indicadores, donde generalmente el amarillo indica la presencia (ficha, llave, código, tarjeta), el rojo señala el inicio de la fase de grabación y el verde muestra el fin y éxito de ésta.

Tanto el sistema medidor como el sistema de escritura (en el modulo de venta) se conectan directamente a la red eléctrica y cuenta con todos los elementos de seguridad necesarios para el usuario. En nuestro país antes de establecer la Tarifa Prepago se uso este sistema como el sistema tradicional Pospago. Hablar de Pospago en este sistema, indica solo la entrega de un paquete de energía anticipadamente sin la necesidad de pagar por ella, esto se efectuó para cumplir lo que las Normas Legales del medio disponían, consumo primero pago después, ya que el usuario compraba energía para re-activar su medidor y la energía que se entrego anticipadamente quedaba como un saldo, similar al sistema tradicional.

El sistema comprende, el equipo dispensador del tipo “bi-cuerpo” o “mono-cuerpo”, contador de electricidad, medidor (ME) apto para uso doméstico, los medidores incluyen un importante conjunto de medidas de seguridad, tanto destinadas a evitar la sustracción de energía, cuanto a asegurar la integridad de quienes lo manipulan, la Unidad de Venta (UV) con el software destinado a la generación automática y encriptada de las ventas de energía para su utilización, todo esto monitoreado por el Control Maestro del Sistema (CMS) que se encarga de centralizar la información para la elaboración y generación de reportes, balances de ventas, este tiene control sobre las UV para programar precios de la energía eléctrica además de limitar y planificar actividades de comercialización.

Mono-cuerpo



Unidad de Medición + Unidad de Control y Transferencia

El método tradicional adoptado por las compañías distribuidoras para el suministro, medición, facturación y cobro de la energía eléctrica suministrada y consumida por los usuarios se ajusta, generalmente, a un patrón que necesariamente implica elevados costos financieros y varias otras desventajas operativas, incompatibles con el estado actual de la técnica. Los equipos y sistema descrito operan acorde a una metodología tal que evitan desventajas y disminuyen sustancialmente los costos operativos.

La idea base para el desarrollo consiste en sustituir el medidor registrador clásico por un dispensador de energía de tipo Prepago, el que solamente suministrara energía eléctrica que haya sido previamente adquirida y cargada en el equipo. Varias configuraciones fueron ensayadas,

hallándose que la conocida como “Bi-cuerpo” que opera con numero clave, es la más adecuada, práctica, segura y funcional, motivos por los cuales fue adoptada, desarrollada, la cual describimos a continuación como marco referencial, la configuración mono-cuerpo es tan igual que la Bi-cuerpo, la única diferencia esta en que el terminal usuario y la unidad de medición forman un solo equipo.

Bi-cuerpo



Unidad de Medición



Unidad de Control y Transferencia

### Medidor Prepago (Bi-cuerpo)

Estos equipos como su nombre lo indica poseen dos secciones claramente diferenciadas: Una contiene todo el sistema de medición, registro, almacenamiento y decodificación de los créditos ingresados, y que no está accesible al usuario y la otra, si accesible al usuario, conforma un mini o micro terminal, apto para ser utilizado como unidad de entradas, salidas y comunicación equipo usuario.

El sector de medición y registro incluye un relay biestable, de potencia, capaz de conmutar el suministro a plena carga (100 A.) Por su parte, el Terminal del Usuario se halla vinculado al sistema exclusivamente a través de conexiones de baja tensión y líneas de comunicaciones opto acopladas (V aislación > 4500 V) también operando a bajas tensiones, absolutamente inocuas para el ser humano.

#### El sistema opera acorde a:

- a) El usuario adquiere energía a través de varios métodos posibles. Algunos incluso no presenciales.
- b) Por su compra recibe un ticket (comprobante de pago), ajustado a todas las normas y estándares, que incluye un número clave, de dieciséis dígitos el que transporta, en forma encriptada, el importe y/o energía adquirida.
- c) Este número debe ser ingresado al equipo dispensador utilizando el mini terminal.
- d) El sistema, tras reconocer la clave como válida; acredita, en forma instantánea, la energía adquirida.
- e) El suministro se habilita (o mantiene si se disponía anteriormente de algún crédito remanente) a través del cierre de un relay biestable. Éste permanecerá cerrado mientras exista crédito o interrumpirá el suministro cuando éste se haya agotado.

Todo el historial de cargas y suministros queda almacenado en el equipo. A través de un terminal especial puede ser extraído con fines estadísticos, para determinar el perfil de carga del usuario o con fines administrativos y legales. Esto puede hacerse en cualquier momento por personal autorizado que disponga de acceso a este terminal.

El desarrollo se ha configurado alrededor de chips de uso dedicado e incluye procesadores tipo DSP y microcontroladores de última generación. El instrumento incluye interesantes funciones adicionales, difíciles de implementar con los dispensadores convencionales.

**El equipo consta de las siguientes secciones diferenciables:**

**a) Dentro del Sector de Medición y Registro:**

1. Sector de medición de la potencia instantánea.
2. Sector de integración de la potencia y determinación de la energía total transferida.
3. Sector de cálculos y determinación del crédito remanente y administración del mismo.
4. Sector de potencia (Operación del relay biestable).
5. Módulo de comunicaciones.
6. Fuente de alimentación.

**b) En el Terminal Usuario:**

1. Interfaz con el usuario (Display y teclado).
2. Módulo de comunicaciones.

**Sector de Medición - Que debe medirse**

Lo que la Cia de distribución factura y, por lo tanto, lo que debe medirse, es la "Energía Eléctrica Activa" la que puede definirse como.

$$E_A(T) = \int_0^T p(t) dt \quad \text{o} \quad p(t) = \frac{dE_A(t)}{dt}$$

$E_A(T)$  es la energía activa que atraviesa el medidor en el período comprendido entre 0 y T (minutos, horas, días, etc).

$p(t)$  Es la potencia instantánea en el instante t. En términos eléctricos.

$$p(t) = U(t) \times I(t)$$

$U(t)$  es la tensión instantánea en el circuito y en el instante t.

$I(t)$  es la corriente que la carga conectada absorbe en el instante t considerado.

Dado que el suministro U es una tensión alterna, sinusoidal de frecuencia fija, la corriente intentará seguirla en amplitud y fase. Esta última se acercará más o menos a la de la tensión de acuerdo con el tipo de carga receptora de la energía. Así, cargas resistivas puras tomarán una corriente exactamente en fase con la tensión de suministro, cargas inductivas o capacitivas puras generarán corrientes totalmente desfasadas (90°) con intercambio de energía hacia un lado y otro del circuito, con un total energético activo nulo. Cargas con componentes compuestos, resistivos y capacitivos



o inductivos generarán corrientes con algún ángulo comprendido entre  $-90$  (inductivo puro) y  $+90$  (capacitivo puro). Al coseno de este ángulo de defasaje  $\phi$  se lo denomina "factor de potencia" (FP). Si la frecuencia es de 50 hz. y la tensión en 220 VRMS, implican 311V de pico.

Puede así deducirse que la potencia en juego en el circuito es:

$$p(t) = U(t) \cdot I(t)$$

$$p(t) = V_{PICO} \cdot I_{PICO} \cdot \cos(w \cdot t) \cdot \cos(w \cdot t + \phi)$$

Recordando la relación trigonométrica:

$$2 \cdot \cos(a) \cdot \cos(b) = \cos(a + b) + \cos(a - b)$$

$$\cos(a) \cdot \cos(b) = \frac{1}{2} \cdot (\cos(a + b) + \cos(a - b))$$

La potencia resulta:

$$p(t) = \frac{1}{2} \cdot V_{PICO} \cdot I_{PICO} \cdot (\cos(2 \cdot w \cdot t + \phi) + \cos(-\phi))$$

Ecuación que puede dividirse en dos partes: Una que representa la potencia activa media del circuito, valor independiente de las variaciones senoidales de la red, sólo dependiente de los valores pico de tensión del suministro y de la corriente absorbida y del ángulo de defasaje  $\phi$ . La segunda representa ondulaciones a una frecuencia equivalente al doble de la de alimentación alrededor de la primera.

$$p(t) = \frac{1}{2} \cdot V_{PICO} \cdot I_{PICO} \cdot \cos(\phi) + \frac{1}{2} \cdot V_{PICO} \cdot I_{PICO} \cdot \cos(2 \cdot w \cdot t + \phi)$$

Donde, por ser la función coseno una función **par**, se verifica que  $\cos(\phi) = \cos(-\phi)$ .

### Sector de Medición (Cómo se mide)

El sistema, en el instante  $t_1$  genérico:

1. Mide la tensión instantánea de línea  $U(t_1)$ . Para ello toma una parte proporcional exacta de la misma.
2. Ídem con la corriente  $I(t_1)$ . En este caso efectúa una conversión o transducción de corriente a tensión, obteniéndose una tensión análoga y proporcional a la corriente circulante en el circuito en el instante  $t_1$ .
3. Se efectúa una conversión A/D de alta velocidad (Aprox. 1000 conversiones por ciclo de línea) y de dieciséis bits de resolución de las dos magnitudes medidas (Tensión  $U$  y corriente  $I$ ).
4. Una de las magnitudes, generalmente la tensión, es pasada por un filtro de tipo Pasa Altos con el fin de eliminar las componentes de DC (offset) residuales. Al anular estas componentes en una de las variables se producirá la eliminación total ya que ambas magnitudes serán inmediatamente multiplicadas entre sí.

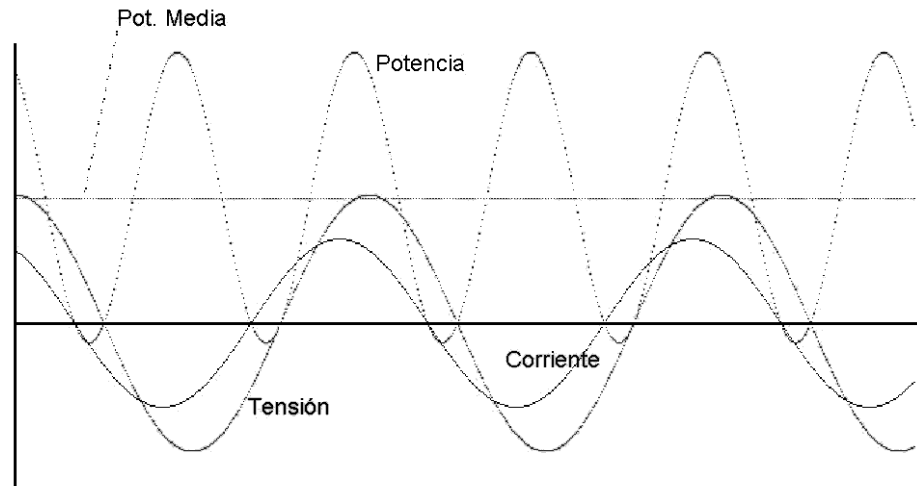
Obtenidos los valores de U e I durante un número adecuado de conversiones (Instantes t1 ...tN):

- Se calcula la función potencia en el tiempo que, como se vio, debe resultar una senoide de frecuencia doble a la de suministro, amplitud proporcional al producto de las amplitudes y con un valor medio igual al calculado antes.

$$P_{MEDIA} = 1/2 \cdot V_{PICO} \cdot I_{PICO} \cdot \cos(\phi)$$

- Se efectúa un filtrado de tipo pasa bajos con el fin de desechar la parte ondulatoria de la función potencia, manteniendo solo el valor medio anterior, que, como se indicó antes es la Potencia Activa Media, magnitud que realmente interesa.
- El valor PMEDIA se toma como variable de entrada a un generador controlado de pulsos, cuya frecuencia se hace proporcional a su magnitud. Se ajustan las constantes y parámetros de conversión de tal forma que la escala resultante es:

$$1 \text{ Hz} = 3.6 \text{ kW}$$



Angulo de desfase  $\phi = 30$  Grados  
 Factor de potencia = 0.86

Tensión, corriente y potencia. FP = 0,86 (Escala vertical arbitrariedad)

Es decir:

$$f_{SAL} = 0.278 \text{ Hz} / \text{Kw}$$

Esto hace que si la potencia suministrada es de **3,6 Kw.** se genera una frecuencia de salida constante de 1 Hz. Si esta situación se mantiene durante una hora:

- Se emiten 3600 pulsos (**1 pulso/seg** durante **3600 seg.**)
- Se ha transferido una energía equivalente a **3,6 Kwh.** (**3,6 Kw. durante 1 hora.**)

Lo que equivale a:

$$3600 \text{ Watts Hora} \approx 3600 \text{ Pulsos}$$

De lo que puede deducirse que:

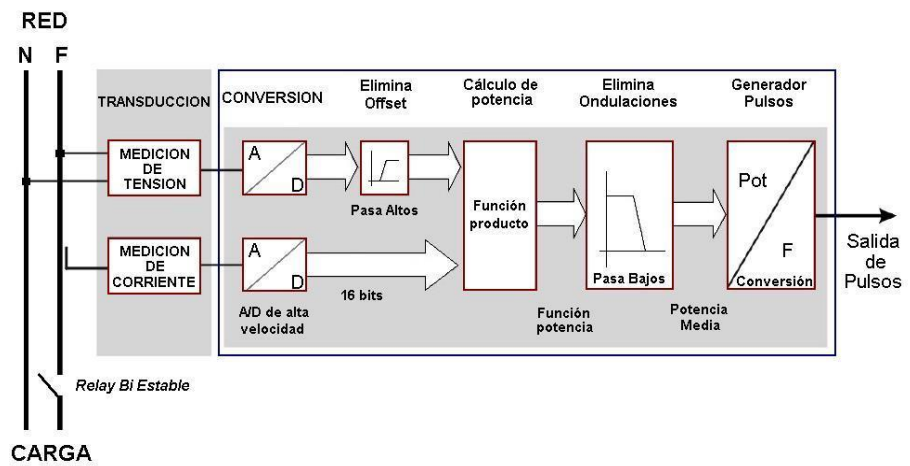
$$1 \text{ pulso} \equiv 1 \text{ Wh}$$

Que es la constante adoptada.

Gran parte de este procedimiento se efectúa a través de circuitos integrados de uso dedicado. Esta función potencia posee variaciones que se actualizan aproximadamente una vez por ciclo.

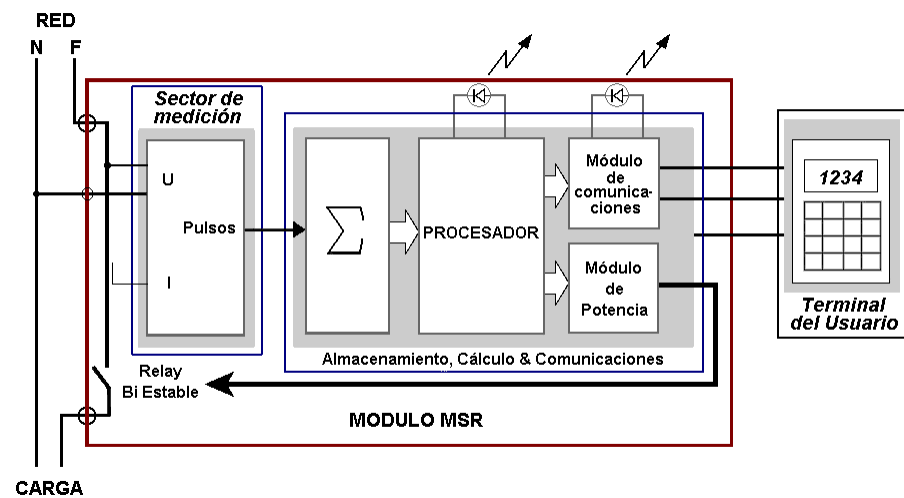
**Integración de la potencia, Obtención de la Energía total suministrada.**

Los pulsos generados son integrados a través de un contador cuyo valor acumulado resulta así el total de energía que ha atravesado el sistema desde un determinado instante inicial. El módulo de Almacenamiento, Cálculo y Comunicaciones construido alrededor de un micro controlador PIC y memoria flash se ocupa, vía software, de administrar todo el conjunto.



La selección de medición de potencia (Como se mide)

La única manera de acceder a los datos y variables del sistema es a través de las líneas de comunicaciones.



Equipo completo (Módulo de Almacenamiento, Cálculo y Comunicaciones)

Éstas constituyen un enlace serie **no normalizado** que dificulta la conexión de elementos extraños al sistema e impide la alteración de variables, créditos, calibración, etc. Por otra parte, cuando los mensajes que se intercambian entre los Módulos Medición, Almacenamiento, Cálculo y Comunicaciones (MSR) y el Terminal Usuario (TU) incluyen valores relacionados con los créditos, éstos se envían acorde al mismo sistema de encriptado con que el usuario recibe las claves. Tampoco es posible alterar la calibración, que se efectúa por software encriptado y accesible solamente una vez. La calibración final, inalterable, se efectúa en el banco de prueba y puesta en marcha en fábrica. El equipo no posee regulador o componente variable de ajuste alguno que, vía hardware, pueda alterar la calibración.

### **Terminal del Usuario**

Posee un teclado numérico y de funciones, un display de dos líneas de dieciséis caracteres alfanuméricos cada una, a más de un par de indicadores LEDs. Es alimentado con baja tensión enviada desde el módulo (MSR). Ambos sectores se comunican a través de un enlace serie.

### **Carga de los créditos**

Los créditos pueden adquirirse por cualquier medio que permita al usuario acceder al número clave (Cajas recaudadoras, equipos automáticos de venta, Internet, teléfono, etc.) La cantidad de energía comprada es encriptada en un número clave (**NC**), cuyas características más destacables son:

- Siempre se compone de dieciséis dígitos
- Su aspecto nada dice acerca de la cantidad comprada, del número de serie del equipo al que se destina ni de las medidas de seguridad adoptadas.
- Solo es posible utilizar en el dispensador para el que se generó
- No es posible su reutilización (Los NC son siempre diferentes, aun para el mismo dispensador y para la misma cantidad de energía comprada)
- El NC generado es dependiente del número de adquisiciones efectuadas, es decir  $NC = NC(k)$  con  $k =$  Cantidad de cargas efectuadas por este usuario.
- El  $NC(k)$  posee intrínsecamente altísima seguridad por identificadores de validación incluidos en el mismo.
- Como es de prever, con la cantidad de dígitos componentes, el NC posee altísima redundancia, haciendo casi imposible acertar con uno válido al azar.
- Tres intentos consecutivos fallidos de ingreso de NC en un dado dispensador provoca su bloqueo. Para su desbloqueo debe introducirse otro número que el mismo algoritmo genera y que, por lo tanto, debe ser suministrado por la Cia. La Cia podrá o deberá establecer una política al respecto.

En el improbable caso en que un usuario acierte (¡En sólo tres intentos sucesivos!) a cargar un NC válido, ocurren simultáneamente varios hechos:

- Éste queda registrado poniendo claramente el dolo ante cualquier auditoria futura.

- NUNCA más podrá legalizar su situación: Luego del dolo los próximos NC válidos, obtenidos por compra, se rechazarán por el equipo (En la generación del NC(k) interviene el NC(k-1)).
- La situación anterior se refuerza por que luego de consumida la energía acreditada pero no comprada, ante tres intentos de recarga, también dolosa, el bloqueo del equipo será permanente ya que el número especial de desbloqueo, en el caso que el usuario lo obtenga lícitamente, NO logrará la reposición del equipo.

En el algoritmo de generación de NC(k) (Número Clave para la recarga "k"), intervienen:

**NC(k-1):** NC anterior; **CC:** Código de la Cia; **IE:** Identificador de Encriptado; **Kwh.:** Cantidad de energía comprada; **k:** Número de recarga; **N1, N2... Nm:** Dígitos de seguridad y chequeo Dado que el **IE** es suministrado por la Cia, ni los creadores del algoritmo, aún conociendo todo el mecanismo de generación y encriptado, pueden generar NC válidos, lo que refuerza la seguridad. Más aún, cuando alguien que conociere el algoritmo pudiere generar algún NC válido, se estaría también en el caso de que:

- El dolo queda registrado y puesto en evidencia ante la primera auditoria.
- Nunca podría legalizarse la situación por los mismos argumentos anteriores.

#### **Funciones adicionales incorporadas**

El equipo dispone de prestaciones adicionales, entre ellas: Operación Multicuentas, Operación como Calculador, Operación como Dispensador de Crédito, Operación con Multitarifas con diferenciación horaria, Operación con multitarifas por otras causas

**Operación Multicuenta.** Permite, con un único equipo, operar en forma totalmente independiente con dos (o más) "cuentas" las que pueden ser cargadas con crédito propio y suministrar energía cargando su costo a dicho crédito.

**Modo Calculador:** Función 1: Permite estimar, con bajos errores, la cantidad de energía que sería necesaria para alimentar el grupo de artefactos actuales durante un tiempo conocido. Función 2: Permite estimar el tiempo restante de suministro con el crédito disponible y la misma carga actual.

**Operación como Dispensador de Crédito:** Todas las descripciones anteriores se han hecho en base a la característica distintiva de los equipos de operar como dispensadores de Prepago, es decir como Dispensadores de Débito: La energía que se consume debe estar ya abonada.

Sin embargo, se ha incluido la posibilidad, a través de un NC especial hacer que un determinado equipo opere como Dispensador de Crédito, es decir no como Prepago si no como Postpago. EL mismo NC parametriza un límite de crédito, que al ser alcanzado activa la interrupción del servicio.

**Multitarifado - Selección por Horario** (Punta y Fuera de Punta con tarifas diferenciadas) Se incorpora un reloj de tiempo real que mantiene la hora dentro de un segundo / año durante un mínimo de diez años. Bonifica en un porcentaje programable los consumos realizados fuera de los horarios de punta.

**Multitarifado por:**

- Tarifas sociales especiales.
- Otras.

En conclusiones el estado actual de la tecnología electrónica permite el desarrollo de equipos capaces de solucionar problemas de larga data, al disminuir los costos operativos del sistema de distribución y venta de energía, los equipos Dispensadores de Energía Eléctrica (Medidores Prepago). Este sistema descrito se haya completamente desarrollado, en versión apta para uso en campo, actualmente esperando su aplicación masiva.

Actualmente se desarrollan otras prestaciones especiales tales como:

**Protección diferencial:** El desbalance en la línea es detectado por bobinados especiales diferenciales (no por sistemas diferenciadores electrónicos) es amplificado, digitalizado e ingresado en el procesador del equipo. Es posible ejercer un comando inteligente de la prestación, permitiendo reconocer situaciones de potencial peligro de pérdidas simples, pudiendo aplicar algoritmos para el corte o no de la energía suministrada.

**Telecomando:** Carga, habilitación y operación completa del dispensador desde la Empresa que lo opera, pudiendo mantener la base de datos de los consumos por cliente, perfil de carga, etc, actualizada en tiempo real y otras, cuya incorporación se efectuará en forma gradual.

**2.1.1.2. Unidad de Venta.**

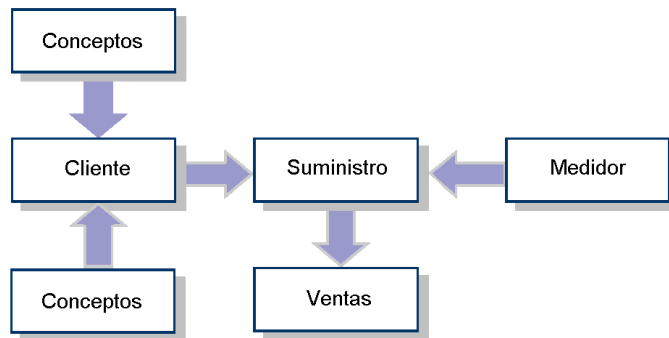
La Unidad de Venta o modulo de venta son estaciones preparadas para la comercialización de la energía eléctrica, están equipados con sistemas computacionales y software especializado, este software desarrollado para la administración de estos sistemas contempla todos los aspectos relacionados con la gestión y facturación de energía prepagada. El software permite la instalación de Módulos de Venta remotos con conexiones de ancho banda limitado.

El Software, son conjuntos de aplicaciones que trabajan en plataforma Microsoft Windows de 32 bit (95/98/NT/2000/XP) son desarrollados en entorno Borland Delphi (o similar) con interfase gráfica de fácil comprensión y utilización, son desarrollados para manejar Base de Datos Interfase Cliente/Servidor.

Se caracterizan por que manejan Estructura de Base de Datos que permite discriminar en forma individual Clientes, Medidores y Suministros, además contempla 14 tipos de Conceptos Facturables. Entre ellos: Tarifa Plana o Escalonada (basada en el acumulado de kWh adquiridos en la compra en curso), Cargos Fijos Globales, Individuales y de Pago Único, Planes de Pago (intereses), Cargos Variables (Impuestos, etc.) y un Sistema Multiusuario con Derechos de Acceso definidos por Administrador del Sistema.

El modelo lógico del Software ve las entidades Cliente, Suministro, Medidor y son manejadas por el sistema en forma independiente. A través de las funciones del software, se establece un vinculo

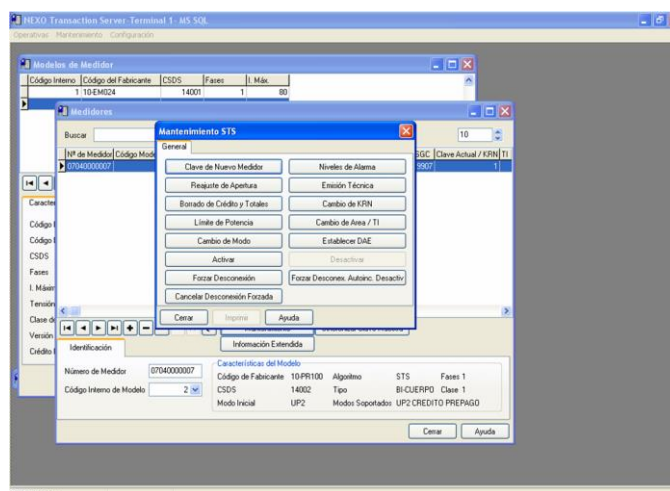
lógico entre ellas (a lo cual se llama proceso de Asignación), conformándose así la Unidad de facturación, la cual constituye el sujeto de la Transacción de Venta de energía.



Para la venta de energía se fija la localización del cliente específico al cual el operador le va a vender energía, a el se llega por aproximación incremental, utilizando cualquiera de las siguientes claves de búsqueda; Apellido y Nombre del Cliente, Numero de Medidor, Código de Cliente, Código de Suministro.

El sistema admite los siguientes Medios de Pago: Efectivo, Tarjeta de Crédito, Cheque, Devolución. El monto de la transacción de compra puede ser definido tanto en Dinero (Soles) como en kWh. Una vez seleccionado el cliente el Software emitirá los Números de Transferencia de Crédito y la Factura de Venta de energía (comprobante de compra) compuesta por los siguientes campos entre otros:

- Fecha y Hora de Emisión.
- Nombre de la Empresa Vendedora.
- Nombre y Dirección del Cliente.
- Numero de Identificación del Medidor.
- Importe Abonado.
- Cantidad de unidades de energía eléctrica acreditada (kWH).
- Historia de las compras efectuadas en los últimos 6 meses.
- Mensajes Configurables.



El Software emite un código generado por la transacción en el recibo (comprobante de compra de energía), el código queda fijado como comprobante de la transacción para el cliente y la entidad emisora. Los ítems facturados en la Transacción surgen de los Conceptos Generales y Conceptos Particulares que se hayan asignado a la entidad cliente. El histórico de compras de energía se guarda para cada entidad (cliente) en forma independiente, pudiéndose realizar el seguimiento de, por ejemplo, las compras realizadas por un determinado Cliente independientemente de los eventuales cambios de domicilio o de medidor que haya tenido en el periodo considerado.

Cada concepto se incorpora a través de una Referencia Global, y sus parámetros se asocian de una determinada Fecha de Vigencia. Este esquema permite programar modificaciones a futuro en los valores de tarifas, impuestos, cargos fijos, etc. y mantener un histórico registrado en la Base de datos, de la secuencia de modificaciones introducida en los valores de cada concepto.

- Tarifa Plana.
- Tarifa en Bloques.
- Sobre Compra Mensual Acumulado (Escalonada).
- Sobre Evento de Compra.
- Tarifa en Bloques por Proyección Mensual / Bimestral.
- Cargo Fijo Individual Mensual.
- Cargo Fijo Global Mensual.
- Cargo Fijo Global por Transacción.
- Cargo Fijo Individual de Pago Único.
- Cargo Fijo en Bloques por Proyección Mensual / Bimestral.
- Plan de Pago en Cuotas Fijas.
- Plan de Pago en Cuotas Proporcionales.
- Intereses sobre Saldo de Plan de Pago.
- Cargo Variable Primario en \$ / kWh.
- Cargo Variable Primario Porcentual.
- Cargo Variable Secundario Porcentual.

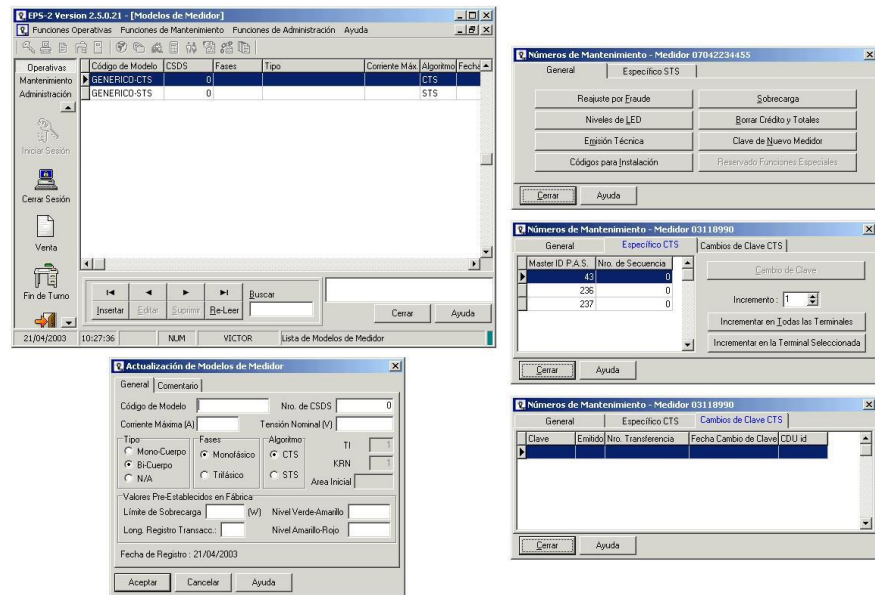
\* Ajustable a la normatividad tarifaria vigente.

Para la Generación de Informes y Exportación de datos, el sistema incluye una serie de modelos predeterminados de Informes de Auditoria, Ventas, Estadísticas, que permite la incorporación de informes adicionales.

Generalmente estos Software cuentan con un intérprete complementario de comandos SQL o similar para efectuar consultas directas a la Base de Datos. El resultado de estas consultas puede ser fácilmente exportado a Tablas Dbase o Paradox, Archivos TXT o Planillas de Microsoft Excel, en general estos Software son amigables y abiertos a otros sistemas de trabajo.

La aplicación Software Cliente/Servidor es una aplicación "multitcapa" que permite la instalación de terminales remotas de venta de energía en locaciones que dispongan de un ancho de banda limitado (básicamente conexiones telefónicas menores a 56k).





**Resumiendo el Software manejan conceptos básicos de funcionalidad y manejo los cuales son:**

- Conjunto de Aplicaciones que corren bajo plataforma Microsoft Windows® 32 bit.
- Desarrollado en entorno Borland Delphi (o similar) basado en tecnología MIDAS®.
- Interfase grafica de fácil comprensión y utilización.
- Base de Datos Interfase Cliente/Servidor.
- Modulo Cliente, aplicación que brinde la interfaz grafica con el usuario y Modulo Servidor, encargado de la generación de códigos.
- Permite la implementación de varios Puestos de Venta Remotos conectados a un solo Servidor (la placa generadora de códigos reside solamente en el servidor y es compartida por todos los Clientes conectados a el).
- Seguridad Adicional: Múltiples configuraciones que permiten la disponibilidad de servidores de respaldo ante algún inconveniente en el servidor primario.
- Conexiones simples y económicas al servidor de códigos mediante TCP/IP con enlace telefónico.
- Características y Funcionalidad idéntica acotada a la función de Venta de Energía y Fin de Turno.

### 2.1.1.3. Control Maestro del Sistema (CMS).

Se encarga de centralizar y administrar la información, tiene control sobre las UV para programar precios de la energía eléctrica además de planificar actividades de comercialización de energía. El CMS siempre esta en constante contacto con las UV. El conjunto de componentes que conforman lo que se denomina "Sistema de Ventas", con el cual el CMS Trabaja, están compuestos por los siguientes ítems:

- \* Módulos Ejecutables (para la venta anticipada de energía).
- \* Procesador de Alta Seguridad.

- \* Base de Datos.
- \* Software Cliente.
- \* Software Servidor.

El Sistema de Ventas, en su mínima expresión, estará compuesto por una única Unidad de Venta, que contendrá todos los componentes constitutivos.



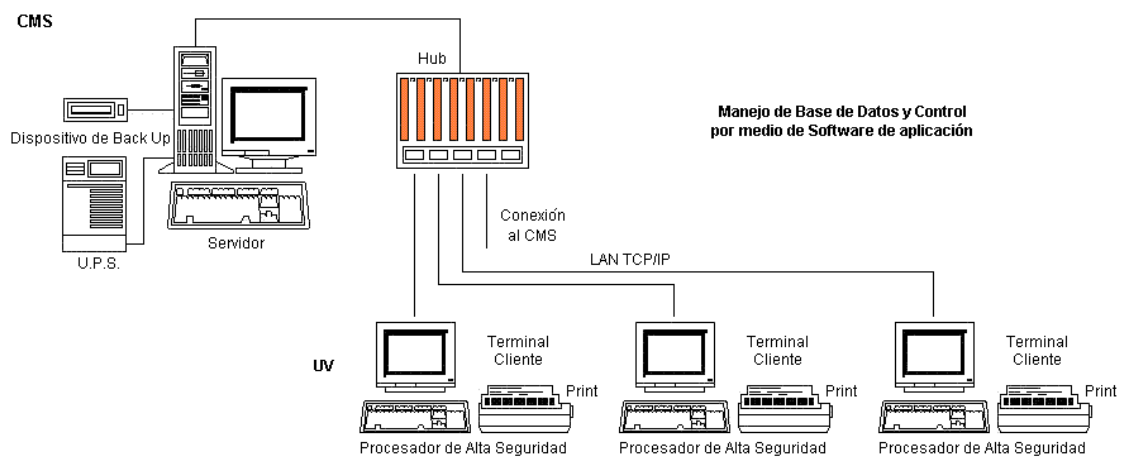
Única Unidad de Venta



Múltiples Unidades de Venta

En cambio, en una configuración de múltiples Unidades de Venta, todas tendrán instalado el Procesador de Alta Seguridad, los Módulos Ejecutables y el Software Cliente, pero solo una de ellas contendrá el Software Servidor y la Base de Datos, convirtiéndose en (CMS).

En el caso de implementar una red de Unidades de Venta, el computador que contiene la Base de Datos y el Software Servidor, no necesariamente deberá constituir un servidor dedicado, sino que puede operar también como Estación de Ventas (UV), aunque en este caso se deberán considerar cuestiones de rendimiento. El siguiente esquema representa una de tantas posibles configuraciones del CMS y la Red de Ventas.



Interacción del CMS y la Red de Ventas

### 2.1.2. Ventajas para el Operador de la Red.

Las ventajas para el operador de la Red se reflejan principalmente en la eliminación de casi toda la organización convencional de gestión de distribución y cobranza (Área Comercial).

### Ventajas Directas - Comerciales Administrativas.

- Eliminación de la toma de lectura del estado de los medidores convencionales.
- Eliminación la trascripción de dichas lecturas y confección de facturas.
- Control y verificación de facturas vía Software.
- Eliminación del proceso de emisión y envío de facturas o comprobantes de pago.
- Cobro anticipado de la energía, previa al consumo (opción de venta prepaga).
- Cobranza vía establecimientos autorizados y otros medios ajenos al operador.
- Control de cobranzas a usuarios morosos, recupero de Deudas.
- Eliminación de los usuarios morosos, el cliente primero paga por la energía y luego la utiliza.
- Eliminación de la componente financiera de la tarifa (opción de venta prepaga).
- Reducción del costo de operación de la gestión de venta/cobranza/control.
- Tarifa reducida por aumento de eficiencia, implementación de una tarifa especial.
- Posibilidad de manejo de tarifas diferenciales perfectamente discriminadas.

### Información en tiempo real para el operador:

Según el sistema se puede tener conocimiento total, día a día (o segundo a segundo) de la cantidad de energía vendida, facturada y cobrada, (sistema Prepago más Sistema de tele medición), pudiéndose hacer un análisis en tiempo real de la demanda futura de energía.



### El Sistema con Manejo de Demanda:

Con este sistema la Empresa que opera el Servicio de Energía Eléctrica podrá implementar el Manejo de Demanda para pequeñas y medianas demandas pudiendo medir energías en punto, valle y resto, potencias cada 15 minutos, tal como se hace para los grandes usuarios, pero a un costo como mínimo 10 veces menor. Es de hacer notar la enorme importancia que tendrá esta información en el futuro, especialmente en programas de manejo de demanda. Pudiendo aplicar incentivos para reducir las demandas a la hora del pico ahorrando de esta forma importantes costos, además reduciendo las inversiones en transformación y redes.

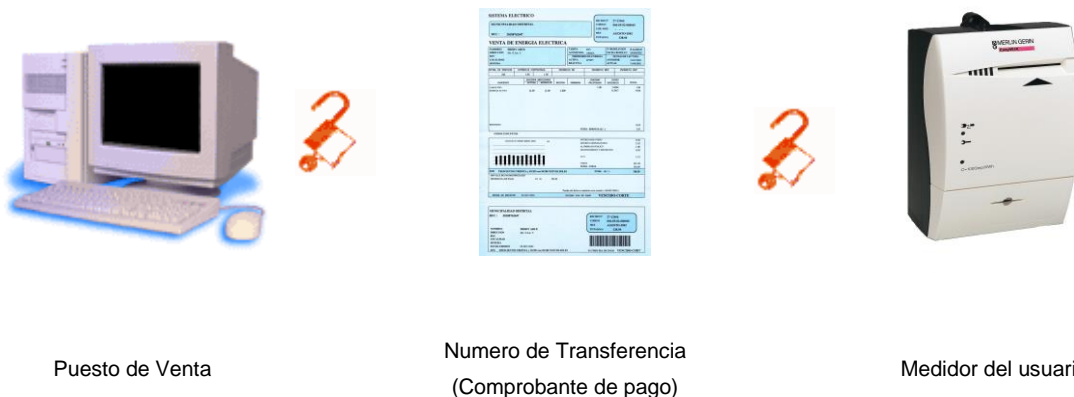
Además se puede implementar un Sistema con Control de Calidad de producto y de Servicio, con este sistema el control de Calidad de servicio resulta un beneficio por la sola implementación.

La Empresa Distribuidora conocerá en tiempo real la situación en lo que se refiere a cortes. La Calidad de producto se alcanza ya que al implementarse la medición de la tensión junto con la energía de esta forma se tendrá todas las variables necesarias para efectuar análisis efectivos.

#### Facturación automática:

- El sistema permite la facturación conforme a las reglamentaciones vigentes en forma simultánea con la emisión del comprobante de Transferencia (venta) de Energía.
- El sistema permite la asignación de (n) tarifas distintas, con la posibilidad de asignar tarifas en función de la potencia contratada ó autorizada al usuario.
- Infraestructura de ventas totalmente reducida (un punto de venta cada 3000/5000 usuarios).
- Comprobantes de Transferencia de Energía Adquirida, de costo despreciable (papel).
- Servicio de Reconexión a los usuarios luego del pago. Mejora de atención al cliente con reconexiones inmediatas.

#### Reducción y/o eliminación de fraude:



- Corte automático del suministro a usuarios morosos.
- Imposibilidad de manipulación de medidores (sistema antifraude). Reconexión indebida por los morosos, reducción del hurto de energía eléctrica.
- Imposibilidad de manipulación durante la toma del estado de los medidores, dado que esta operación no existe más.
- Imposibilidad de manipulación de los sistemas de facturación (seguridad del sistema).
- Control, vía el software de gestión de ventas, del operador sobre las variaciones (disminuciones) sospechosas en el consumo de los usuarios (detección de usuarios "colgados" de la línea).

#### Venta de energía a terceros

El operador de la red puede transferir total o parcialmente a intermediarios (supermercados, tarjetas de crédito, comercios, organizaciones especialmente creadas para este fin, etc.) la venta, cobranza de energía sin dejar de tener en todo momento el total control sobre esta gestión.

### 2.1.3. Ventajas para el Usuario.

Este sistema entrega muchas ventajas a los usuarios del Servicio de Energía Eléctrica, la mayor ventaja, de acuerdo a encuestas realizadas a los Usuarios en sistemas pilotos, incluye la posibilidad de controlar el consumo de electricidad, decidiendo el monto y el momento de la compra, como también cuando y como consumir dicha energía, también la posibilidad de realizar la compra de energía tantas veces como sea necesario o desee, en cualquier momento, en general el Sistema de Prepago tiene las siguientes ventajas:

- Permite la Auto administración de su consumo por el cliente lo cual inducirá a cambios en los hábitos de los consumidores.
- Permitiría a los usuarios una mejor asignación de sus recursos.
- Compra de la energía en cantidades y en los momentos en que el usuario desee y/o pueda. Costo de oportunidad por el pago anticipado del consumo.
- Posibilidad de comprar energía "a crédito" (Pospago).
- Posibilidad de comprar energía en comercios, o puntos de venta especialmente habilitados por el operador a tal efecto.
- Seguridad: ante el extravío del cupón de transferencia de energía. El número codificado no puede ser utilizado en ninguna otra Unidad Medidora.
- No hay sorpresas con las facturas al fin del mes.
- Fácil uso y precisión en la medición.
- Acceso a una única unidad contadora sellada y que ya incorpora corte por sobre corriente programable. Medidor de energía (mas su costo de oportunidad).
- El usuario adquiere una cultura de eficiencia en el empleo de la energía.
- En la aplicación se contempla de acuerdo al lugar y el estrato socio económico un diferencial en la tarifa de energía.

## *CAPITULO III*

### 3.1. UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS A IMPLEMENTAR.

Los sistemas que se proyecta implementar están situados en la sierra de nuestro país, zona rural, el acceso de estos lugares es dificultoso, la atención a los usuarios se realiza con la presencia de técnicos que se desplazan utilizando motocicletas, esto por mantener los costos de operación bajos y por la facilidad en los accesos.



El PSE Huarmaca (rentable) es operado y administrado gracias a la colaboración de 04 técnicos y un ingeniero supervisor, 03 técnicos están destinados a la operación de la CH Huarmaca, esta central se encuentra a 3 horas de la localidad principal (Huarmaca), es de muy difícil acceso, esta aislada de las localidades, el tramo final para llegar a la CH se tiene acceso gracias a una trocha (camino de herradura), los técnicos cumplen un rol de 20 días (trabajo) por 10 días (descanso), para la atención de los usuarios se dispone de 01 técnico quien visita periódicamente las localidades y centraliza su trabajo en una oficina de atención al cliente en la localidad principal que es Huarmaca, los cuatro técnicos trabajan bajo las ordenes de un supervisor que se encarga de la administración técnica y comercial del PSE.



El PSE Canta III Etapa (no rentable) es operado gracias a la colaboración de un técnico y un ingeniero supervisor, por ser este PSE un sistema aislado que compra energía a la distribuidora (Edelnor), la operación técnica y comercial se da en la atención y mantenimiento del servicio de energía eléctrica a los usuarios, para ello el técnico y el supervisor se desplazan periódicamente a las localidades del PSE, inspeccionando las redes de MT y BT.



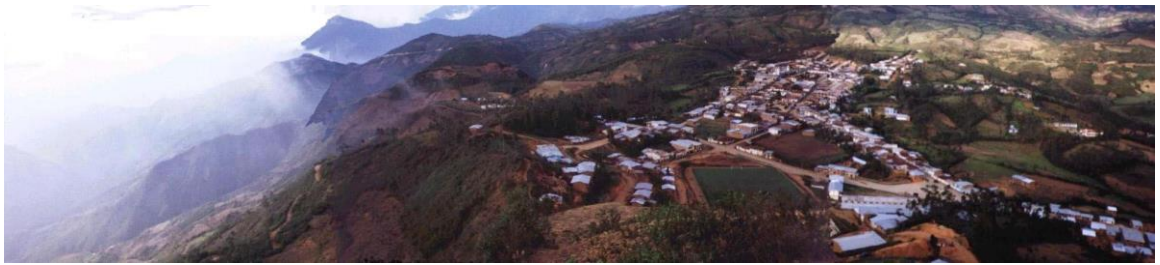
El PSE pese a estar cerca de Lima cuenta con localidades muy aisladas, unas están a 1200 msnm y otras a 3700 msnm, distantes considerablemente unas de otras, la visita a las localidades se da dentro de una planificación mensual de mantenimiento y atención al usuario, en estos sistemas el trabajo que se realiza es muy duro en muchas ocasiones se trabaja hasta en horas de la noche ya que el clima y la distancia entre localidades son factores importantes para poder mantener operativo el PSE.





**3.1.1. PSE Huarmaca – Ubicación.**

El PSE Huarmaca, ubicado en el distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura, Zona Norte del Perú, tiene una población aproximada de 3000 habitantes, el PSE Huarmaca se abastece de energía eléctrica de la CH asociada de nombre Huarmaca y ocasionalmente con un grupo electrógeno de 320 kW, adquirido por la Municipalidad Distrital. El PSE Cuenta con 11 localidades favorecidas con el Servicio de Energía Eléctrica y se encuentra bajo la administración de la Municipalidad de Huarmaca - Adinelsa, las localidades que conforman el PSE son: Huarmaca, Cuchupampa, Tolingas, La Playa, Ramón Castilla, Tunas, Yumpe, Rosas, Corral Pampa, Progreso, Trigopampa.



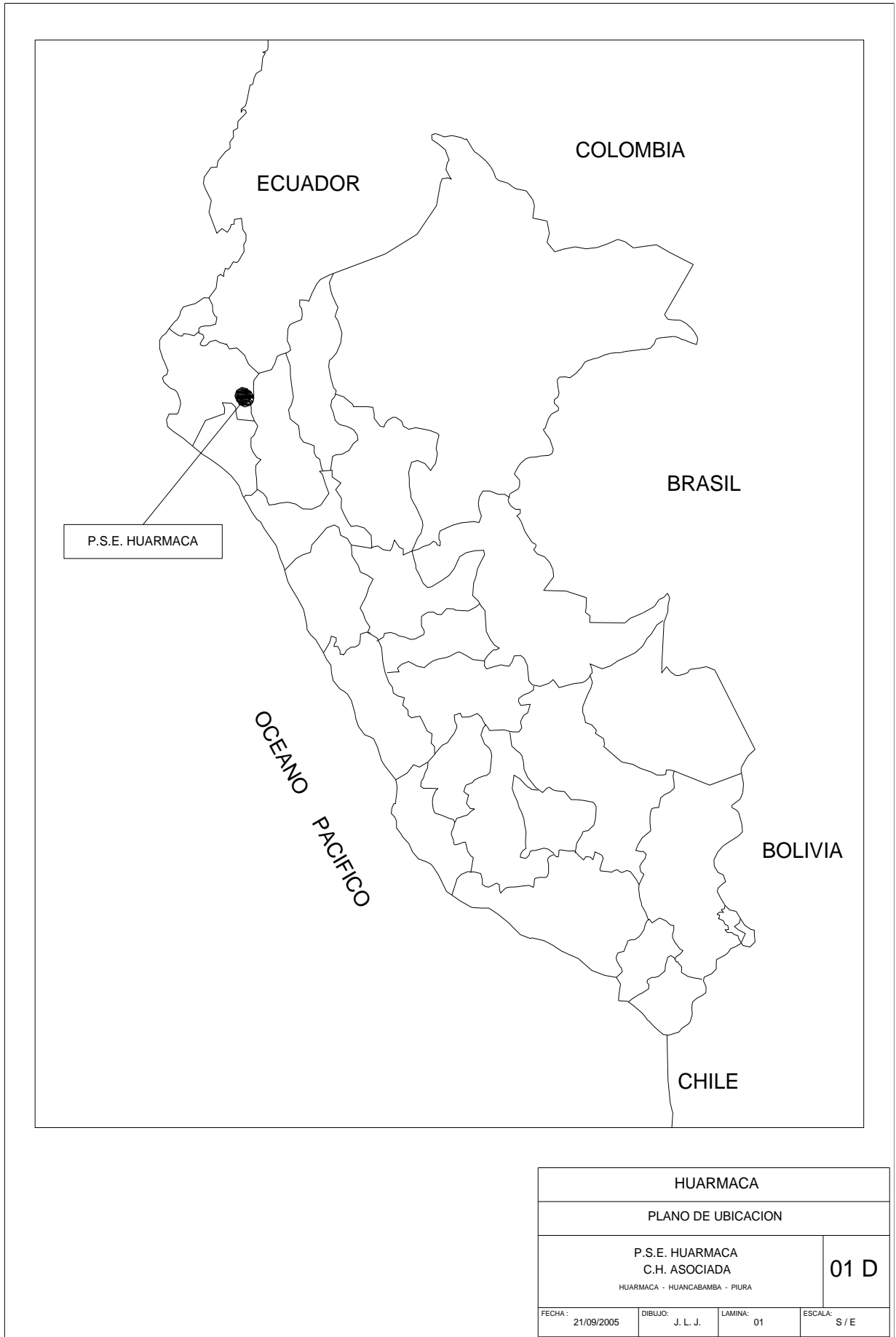
Localidad de Huarmaca



Localidad de Tunas



Localidad de Yumpe



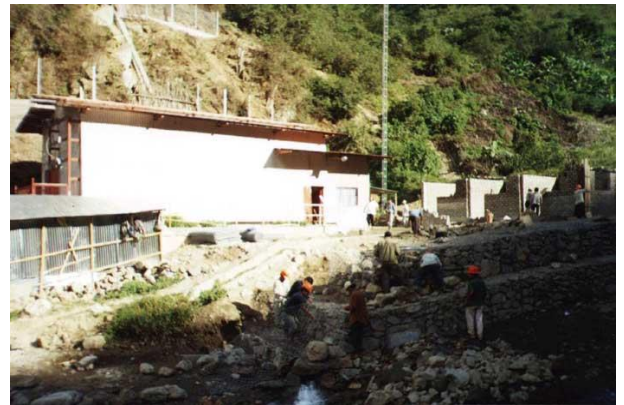
### 3.1.1.1. Características Técnicas.

El P.S.E. Huarmaca es abastecido de energía eléctrica por la C.H. Huarmaca de 150 kW, a través de una línea primaria con tensión nominal de 22.9 kV Trifásico, 13.2 monofásico (retorno por tierra), las redes de distribución secundaria operan a una tensión nominal (380/220) con neutro corrido.



C.H. Huarmaca

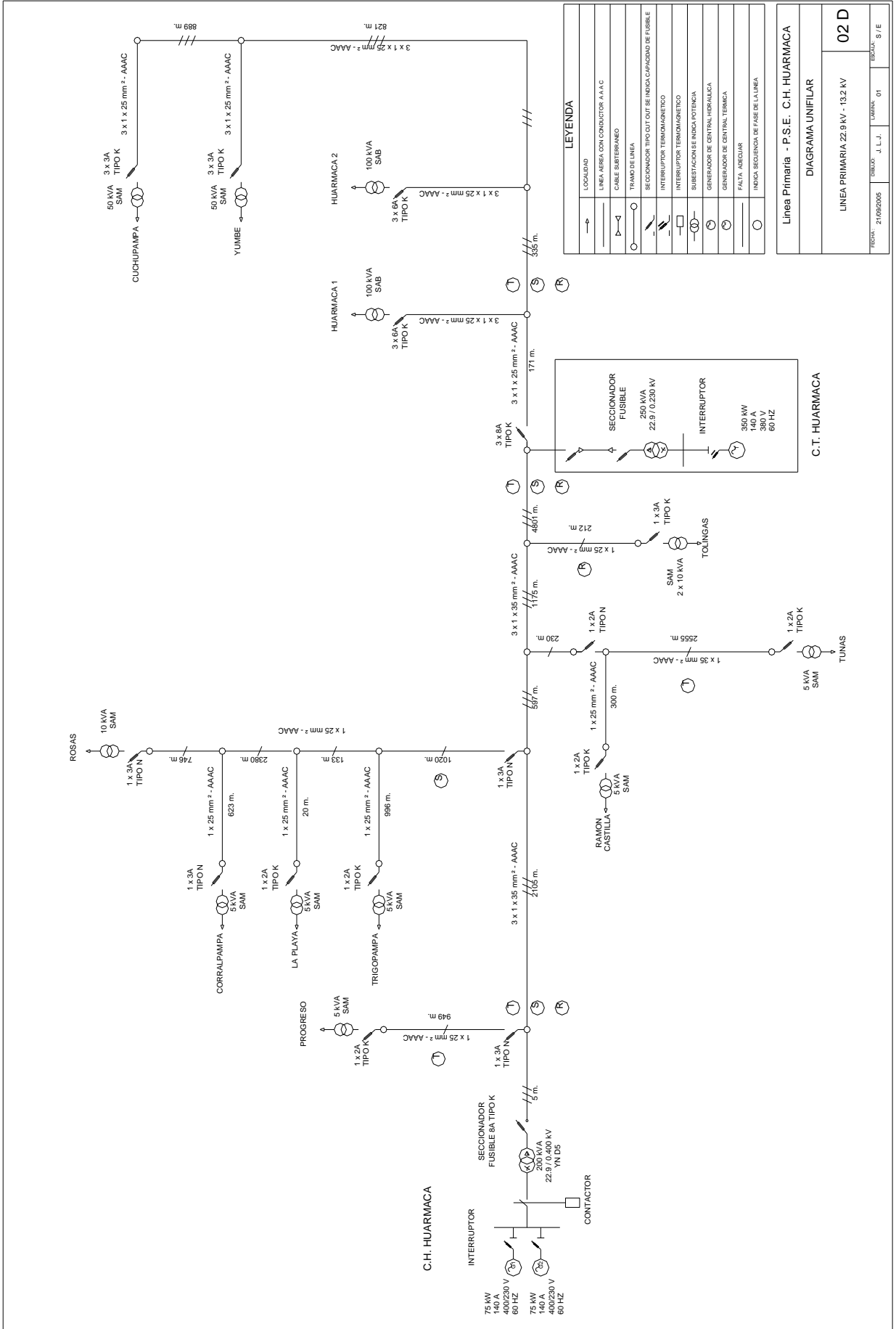
C.H. Huarmaca



Línea Primaria 22.9 kV



Línea Primaria 13.2 kV



### 3.1.1.2. Características Comerciales.

El PSE Huarmaca cuenta con 708 suministros registrados, y con un promedio de 691 suministros activos al año, presenta un consumo promedio por suministro de 16 kWh mensual.

La ubicación de los suministros es muy dispersa lo cual origina costos elevados en la operación, mantenimiento, lo cual dificulta actividades de comercialización de energía eléctrica, los periodos de tiempo de desplazamiento a las localidades del PSE Huarmaca para la atención al cliente son los siguientes:

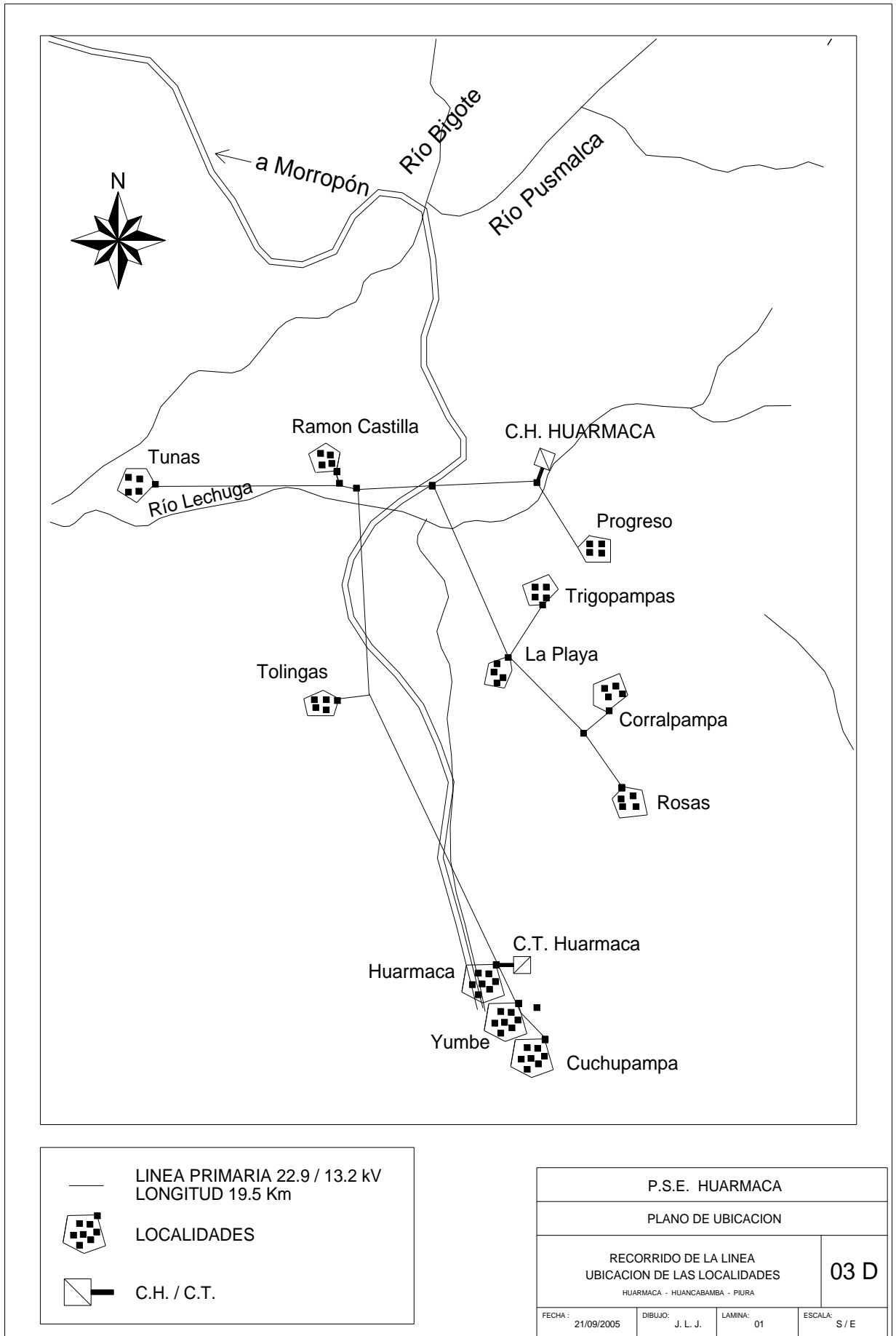
Punto de inicio	Punto de llegada	Tiempo del recorrido (salida)	Tiempo del retorno	Total horas
Huarmaca	Cuchupampa	0:45	0:45	1:30
Huarmaca	Tolingas	2:00	2:00	4:00
Huarmaca	La Playa	1:40	1:40	3:20
Huarmaca	Ramón Castilla	2:40	2:40	5:20
Huarmaca	Tunas	3:20	3:20	6:40
Huarmaca	Yumpe	0:30	0:30	1:00
Huarmaca	Rosas	1:30	1:30	3:00
Huarmaca	Corral Pampa	1:20	1:20	2:40
Huarmaca	Progreso	0:50	0:50	1:40
Huarmaca	Trigopampa	1:10	1:10	1:20

Se toma como punto de referencia la localidad de Huarmaca ya que en este lugar se encuentra la mayor cantidad de usuarios, solo se considera el tiempo para llegar y retornar a la localidad de inicio mas no el trabajo o servicio efectuado.

En la siguiente tabla se muestra la evolución comercial del PSE durante un año representativo.

MES	Total suministros registrados	Total suministros activos	Total suministros que pagan	Total suministros que pagan en %
1	708	680	486	71,5
2	708	686	499	72,7
3	708	682	528	77,4
4	708	684	575	84,1
5	708	685	539	78,7
6	708	688	572	83,1
7	708	690	552	80,0
8	708	695	534	76,8
9	708	697	542	77,8
10	708	702	470	67,0
11	708	702	566	80,6
12	708	702	567	80,8
<b>Promedio mensual</b>		<b>691</b>	<b>536</b>	<b>77,5</b>

En el siguiente mapa se aprecia la distribución de las localidades en el PSE.



	LINEA PRIMARIA 22.9 / 13.2 kV LONGITUD 19.5 Km
	LOCALIDADES
	C.H. / C.T.

P.S.E. HUARMACA			
PLANO DE UBICACION			
RECORRIDO DE LA LINEA UBICACION DE LAS LOCALIDADES HUARMACA - HUANCABAMBA - PIURA			03 D
FECHA : 21/09/2005	DIBUJO: J. L. J.	LAMINA: 01	ESCALA: S / E

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la facturación y cobranza en el PSE durante el año analizado (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Facturación mes	Total monto facturado incluye deudas	Monto cobrado a los usuarios	% Cobrado	Morosidad en el PSE
1	17376,65	39118,00	12928,30	33	67
2	18023,00	37311,40	7734,60	21	79
3	19452,00	33133,50	11674,50	35	65
4	20784,00	28258,50	10749,80	38	62
5	18654,00	30486,90	16411,79	54	46
6	21356,00	26187,50	12920,00	49	51
7	19258,00	23568,30	8802,40	37	63
8	21458,00	25355,90	13173,90	52	48
9	20081,40	24731,20	11704,14	47	53
10	22015,00	24480,00	12818,20	52	48
11	23863,40	26376,00	11133,20	42	58
12	17548,00	31563,30	14770,50	47	53
<b>Promedio</b>	<b>19989.12</b>	<b>29214.21</b>	<b>12068.44</b>	<b>42</b>	<b>58</b>
<b>Total Año</b>	<b>239869.45</b>	<b>350570,50</b>	<b>144821,33</b>		

### 3.1.1.3. Costos de Operación Comercial promedio al año.

El PSE se administra mediante convenio firmado por la empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - Adinelsa y la Municipalidad de Huarmaca, por la administración se le otorga a la municipalidad diversos montos detallados a continuación: por cada lectura de medidor se le otorga S/.0.25 nuevos soles, por cada recibo repartido, entregado a los usuarios S/.0.20 nuevos soles, por cada corte y reconexión S/.5.00 nuevos soles, además por cada proceso de facturación se le otorga una comisión por la cobranza realizada de acuerdo a los siguientes porcentajes.

% de recibos cobrados respecto a al numero de recibos emitidos	S/. por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.30
81 % - 85 %	0.35
81 % - 85 %	0.40
81 % - 85 %	0.45
81 % - 85 %	0.50
81 % - 85 %	0.55
81 % - 85 %	0.60

Por la supervisión de la operación se le entrega el 5% del gasto total generado por el pago de los operadores (personal) y se le otorga el monto de S/.300.00 por la movilidad del personal que se encarga de la liquidación comercial (Adinelsa – Municipalidad).

En el tabla se muestra los costos de la operación comercial según convenio (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Lectura de medidores (0.25)	Reparto de recibos (0.20)	Pago a la Municipalidad por cada recibo cobrado según convenio	Cobranza	Cortes y reconexiones	Movilidad	Sub Total Comercialización	IGV	Sub TOTAL + IGV
1	170,00	136,00	0,30	145,8	0	300	752,10	142,90	895,00
2	171,50	137,20	0,30	149,7	0	300	758,70	144,15	902,85
3	170,50	136,40	0,30	158,4	0	300	765,60	145,46	911,06
4	171,00	136,80	0,35	201,3	0	300	809,40	153,79	963,19
5	171,25	137,00	0,30	161,7	0	300	770,25	146,35	916,60
6	172,00	137,60	0,35	200,2	120	300	930,15	176,73	1106,88
7	172,50	138,00	0,30	165,6	95	300	871,40	165,57	1036,97
8	173,75	139,00	0,30	160,2	80	300	853,25	162,12	1015,37
9	174,25	139,40	0,30	162,6	75	300	851,55	161,79	1013,34
10	175,50	140,40	0,30	141,0	0	300	757,20	143,87	901,07
11	175,50	140,40	0,30	169,8	140	300	926,00	175,94	1101,94
12	175,50	140,40	0,30	170,1	0	300	786,30	149,40	935,70
<b>Total año</b>	<b>2073,25</b>	<b>1658,60</b>		<b>1986,35</b>	<b>510,00</b>	<b>3600,00</b>	<b>9831,90</b>	<b>1868,06</b>	<b>11699,96</b>

Nota: Se paga 0.25 soles por cada lectura de medidor, 0.20 por cada recibo y 5 soles por corte y reconexión

La tabla muestra los costos en pago del personal que realizan la gestión comercial en el PSE, se considera el pago de un supervisor y un técnico operador (Pago de personal), en el ítem (Mantenimiento del PSE) se considera los costos de movilidad de un técnico y (Materiales herramientas), (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Pago personal	Mantenimiento PSE.	Supervisión de la operación	Sub Total operación PSE	IGV	Sub TOTAL + IGV
1	3000	761,63	150,00	3911,63	743,21	4654,84
2	3000	793,91	150,00	3943,91	749,34	4693,25
3	3000	668,38	150,00	3818,38	725,49	4543,87
4	3000	674,30	150,00	3824,30	726,62	4550,92
5	3000	687,11	150,00	3837,11	729,05	4566,16
6	3000	1180,99	150,00	4330,99	822,89	5153,88
7	3000	876,90	150,00	4026,90	765,11	4792,01
8	3000	1163,01	150,00	4313,01	819,47	5132,48
9	3000	852,90	150,00	4002,90	760,55	4763,45
10	3000	889,20	150,00	4039,20	767,45	4806,65
11	3000	2208,17	150,00	5358,17	1018,05	6376,22
12	3000	600,00	150,00	3750,00	712,50	4462,50
<b>Total Año</b>	<b>36000</b>	<b>11356,50</b>	<b>1800</b>	<b>49156,50</b>	<b>9339,74</b>	<b>58496,24</b>

Nota: el monto asignado al técnico es de S/. 700.00



A continuación, mostramos los costos de Operación Comercial evaluado en un año (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Operación Comercial		Costo Total PSE
	Sub TOTAL + IGV Convenio Municipalidad - Adinelsa	Sub TOTAL + IGV Pago Personal y Gestión Comercial	
1	895,00	4654,84	5549,84
2	902,85	4693,25	5596,11
3	911,06	4543,87	5454,94
4	963,19	4550,92	5514,10
5	916,60	4566,16	5482,76
6	1106,88	5153,88	6260,76
7	1036,97	4792,01	5828,98
8	1015,37	5132,48	6147,85
9	1013,34	4763,45	5776,80
10	901,07	4806,65	5707,72
11	1101,94	6376,22	7478,16
12	935,70	4462,50	5398,20
<b>Promedio</b>	<b>975,00</b>	<b>4874,69</b>	<b>5849,68</b>
<b>Total Año</b>	<b>11699,96</b>	<b>58496,24</b>	<b>70196,20</b>

### 3.1.2. PSE Canta III Etapa – Ubicación.

El P.S.E. Canta III Etapa se encuentra ubicado en el Departamento de Lima, y comprende principalmente a las Provincias de Canta y Huaral, los Distritos que lo conforman son: Huamantanga, Lachaqui, Santa Rosa de Quives, Arahua, Huaros, Sumbilca. Las localidades que conforman el PSE son las siguientes: Huaral - Sumbilca (Rauma, Sumbilca, Huandaro), Canta - Huamantanga (Huamantanga, Marco, Quipan, Puruchuco), Canta - Lachaqui (Viscas Bellavista-Apio, San Lorenzo, Pampacocha), Canta - Santa Rosa de Quives (Huarhuar), Canta - Arahua (Antamaza, Orobel, Quiso, Lichahuasi, Archu, Shumay, Collo, Arahua), Canta – Huaros (Santa Rosa de Acochaca, Huacos).



Localidad de Sumbilca



Localidad de Santa Rosa de Acochada



Localidad de Pampacocha



Localidad de Viscas Bellavista-Apio



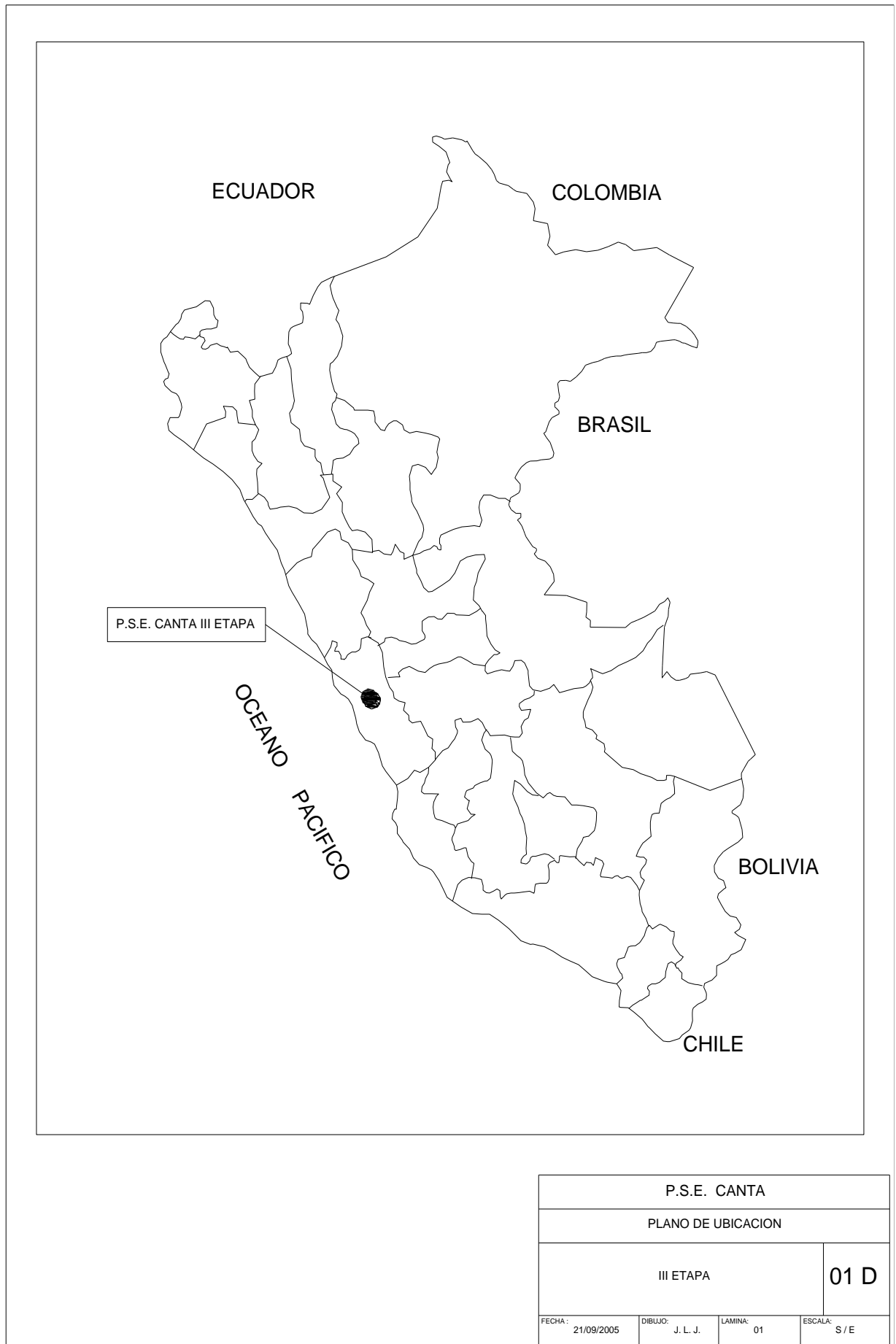
Localidad de Puruchuco



Localidad de Quipan



Localidad de Arahua



P.S.E. CANTA			
PLANO DE UBICACION			
III ETAPA			01 D
FECHA : 21/09/2005	DIBUJO: J. L. J.	LAMINA: 01	ESCALA: S / E

### 3.1.2.1. Características Técnicas.

El P.S.E. Canta III Etapa es abastecido de energía eléctrica por la C.H. Canta de 1 MW, a través de una línea primaria con tensión nominal de 13.2 y 20 kV Trifásico, las redes de distribución secundaria operan a una tensión nominal 220 V.

Tiene una Subestación Elevadora principal en el poblado de Lachaqui de 13,2/20 kV, 320 kVA; 76 km de Línea Primaria 20 kV, en cuatro (4) secciones y sus correspondientes interconexiones para atender el servicio; 10 km de Redes Primarias con 28 Subestaciones de Distribución Primaria.

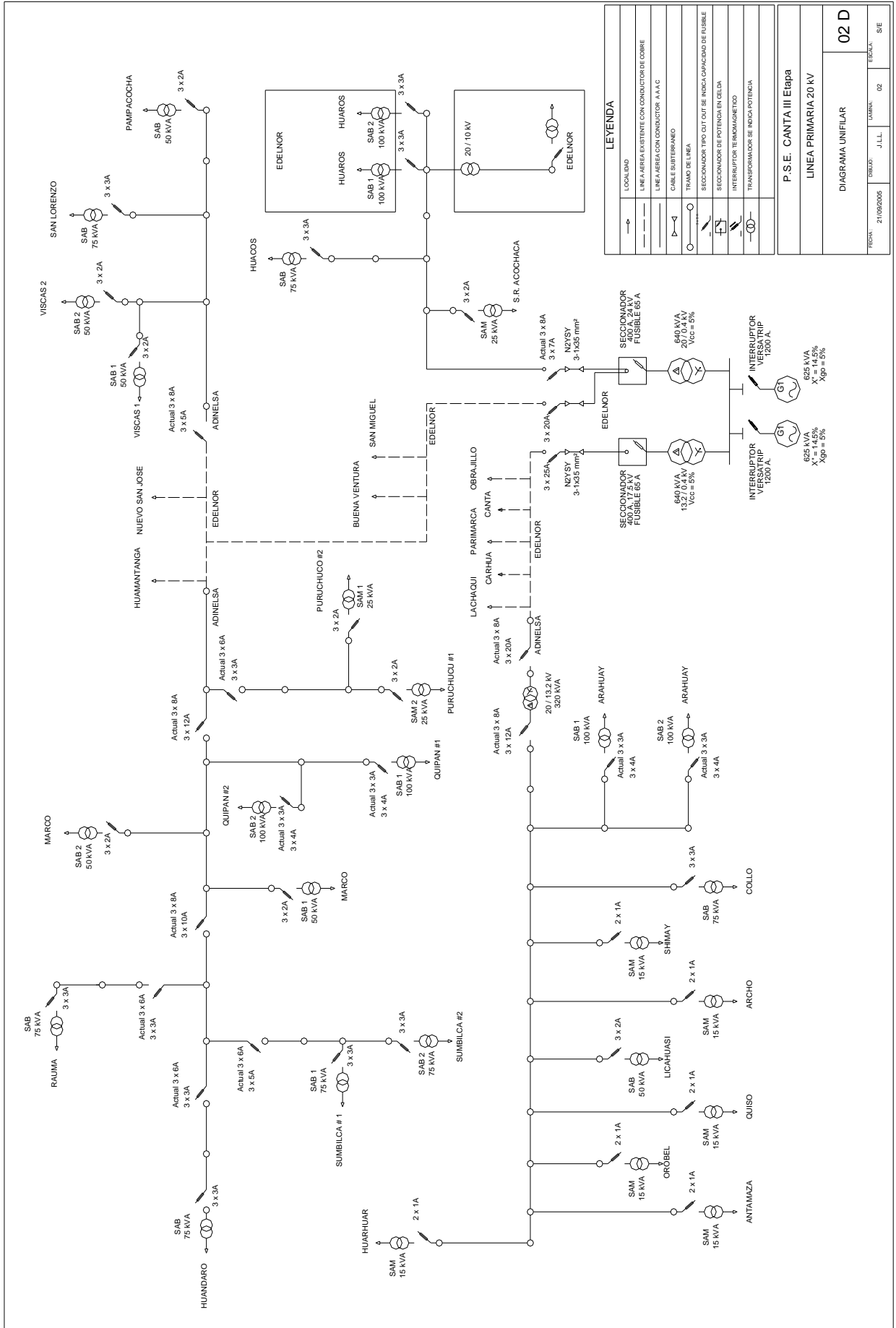
- L.P. 20 kV Lachaqui-Arahuay-Collo-Huarhuar
- L.P. 20 kV San José – Viscas Bellavista (Apio) - San Lorenzo
- R.P. 20 kV Arahuay, Collo, Licahuasi, Shimay, Archo, Antamaza, Quiso, Orobel, Viscas Bellavista y San Lorenzo, Pampacocha.
- L.P. 20 kV Huamantanga, Quipán, Marco, Puruchucu.
- L.P. 20 kV C.H. Canta, Anexo Acochaca, Huacos, Huaros.
- R.P. 20 kV Quipán, Marco, Puruchucu.
- R.P. 20 kV Acochaca, Huacos, Huaros
- R.P. 20 kV Huándaro, Rauma.
- L.P. 20 kV Marco, Sumbilca, Rauma, Huandaro
- R.P. 20 kV Sumbilca.



Derivación LP- 20 kV Sumbilca, Rauma, Huandaro



Derivación LP- 20 kV San José - Viscas Bellavista (Apio) - San Lorenzo



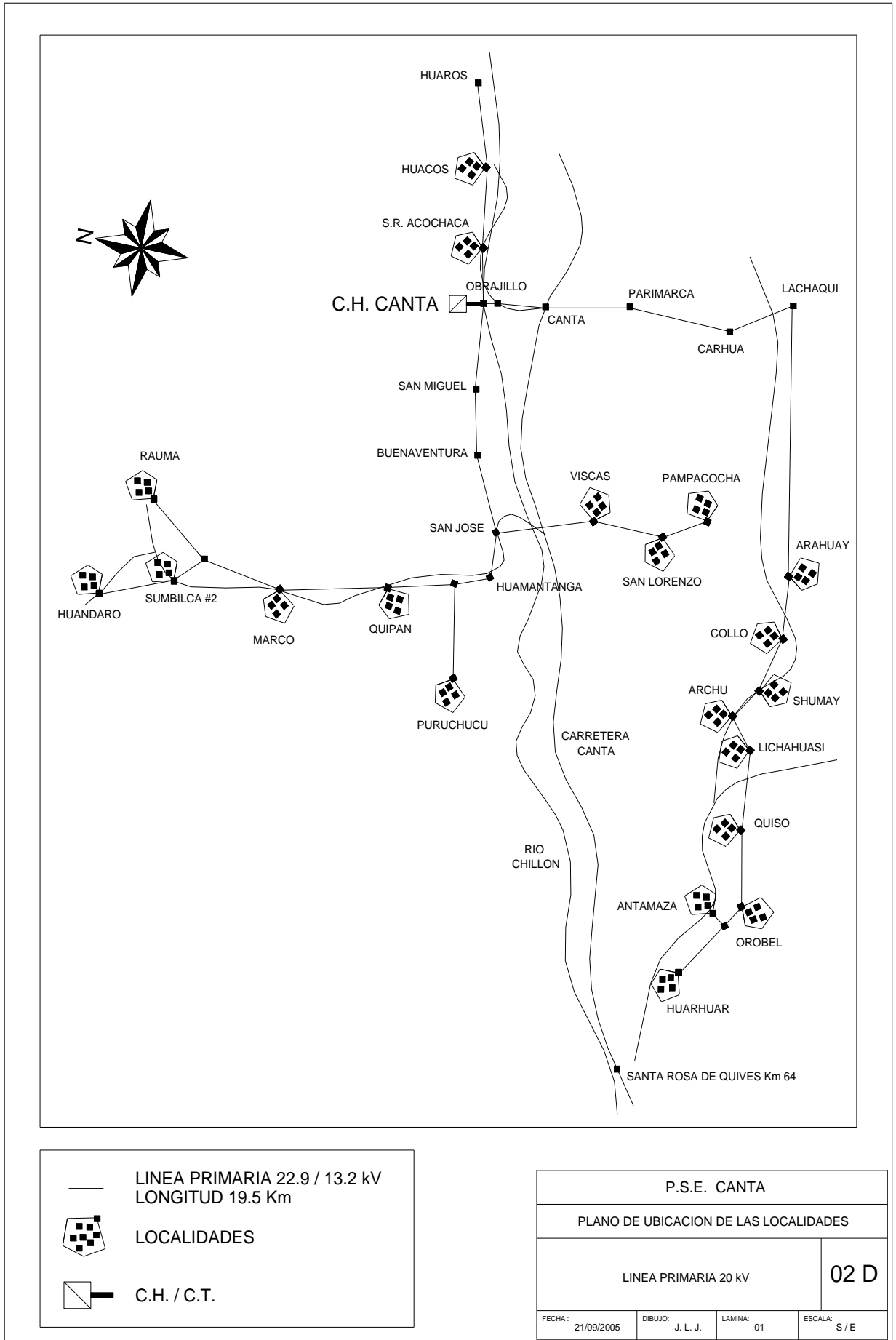
### 3.1.2.2. Características Comerciales.

El PSE Canta III Etapa cuenta con aproximadamente 1498 suministros registrados, y un promedio de 1386 usuarios que su servicio esta activo, presenta un consumo promedio por suministro de 6 kWh mensual.

En el PSE, los tiempos de desplazamiento a las localidades para la atención al cliente son los siguientes, no se a considerado tiempos por trabajo efectuado o servicio de atención al cliente.

Punto de inicio	Punto de llegada	Tiempo del recorrido (salida)	Tiempo del retorno	Total Horas
Santa Rosa de Quives	Huarhuar	0:15	0:15	0:30
Santa Rosa de Quives	Oropel	0:25	0:25	0:50
Santa Rosa de Quives	Antamaza	0:45	0:45	1:30
Santa Rosa de Quives	Quiso	0:30	0:30	0:60
Santa Rosa de Quives	Lichahuasi	0:40	0:40	1:20
Santa Rosa de Quives	Archu	0:45	0:45	1:30
Santa Rosa de Quives	Shumay	0:50	0:50	1:40
Santa Rosa de Quives	Collo	0:60	0:60	2:00
Santa Rosa de Quives	Arahuay	1:10	1:10	2:20
Santa Rosa de Quives	Santa Rosa de Acochaca	1:20	1:20	2:40
Santa Rosa de Quives	Huacos	1:50	1:50	3:40
Santa Rosa de Quives	Huaros	3:50	3:50	7:40
Santa Rosa de Quives	Viscas Bellavista (Apio)	0:60	0:60	2:00
Santa Rosa de Quives	San Lorenzo	1:20	1:20	2:40
Santa Rosa de Quives	Pampacocha	3:20	3:20	6:40
Santa Rosa de Quives	Puruchuco	2:30	2:30	5:00
Santa Rosa de Quives	Quipan	2:35	2:35	5:10
Santa Rosa de Quives	Marco	3:10	3:10	6:20
Santa Rosa de Quives	Sumbilca	4:10	4:10	8:20
Santa Rosa de Quives	Rauma	5:00	5:00	10:00
Santa Rosa de Quives	Huandaro	5:10	5:10	10:20

Se toma como punto de referencia la localidad de Santa Rosa de Quives ya que esta Localidad pese a no estar comprendida en el PSE, se encuentra ubicado estratégicamente en la parte central del PSE posibilitando la atención mas pronta de cualquier contingencia, en el siguiente grafico se muestra la ubicación de las localidades.





En la siguiente tabla se muestra la evolución comercial del PSE.

MES	Total suministros registrados	Total suministros activos	Total suministros que pagan	Total suministros que pagan en %
1	1498	1498	804	53,7
2	1498	1414	796	56,3
3	1498	1409	801	56,8
4	1498	1404	783	55,8
5	1498	1401	848	60,5
6	1498	1402	932	66,5
7	1498	1408	905	64,3
8	1498	1415	869	61,4
9	1498	1320	823	62,3
10	1498	1321	789	59,7
11	1498	1319	843	63,9
12	1498	1324	894	67,5
<b>Promedio mensual</b>		<b>1386</b>	<b>841</b>	<b>60,7</b>

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la facturación y cobranza durante el año analizado en el PSE (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Facturación mes	Total monto facturado incluye deudas	Monto pagado por los usuarios	% Cobrado	Morosidad en el PSE
1	22177,55	78098,30	12256,60	16	84
2	19450,00	57239,00	13276,20	23	77
3	21945,25	53082,00	11959,60	23	77
4	22920,15	48376,60	9021,50	19	81
5	17283,65	48050,00	10552,70	22	78
6	17920,15	45693,20	11264,00	25	75
7	27446,90	45224,30	11502,50	25	75
8	20393,40	45747,60	10231,20	22	78
9	23614,00	46270,90	12526,65	27	73
10	26356,80	46794,20	11321,17	24	76
11	21312,10	47317,50	8387,20	18	82
12	19776,10	47840,80	12136,85	25	75
<b>Promedio</b>	<b>21716,34</b>	<b>50811,20</b>	<b>11203,01</b>	<b>22</b>	<b>78</b>
<b>Total Anual</b>	<b>260596,05</b>	<b>609734,40</b>	<b>134436,17</b>		

### 3.1.2.3. Costos de Operación Comercial promedio al año.

El PSE se administra mediante convenio firmado por la empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - Adinelsa y la Municipalidad de Harahuay, por la administración se le otorga a la municipalidad diversos montos detallados a continuación: por cada lectura de medidor se le otorga S/. 0.25 nuevos soles, por cada recibo entregado a los usuarios S/. 0.20 nuevos soles, por cada corte y reconexión S/. 5.00 nuevos soles, además por cada proceso de facturación se le otorga una comisión por la cobranza realizada de acuerdo a los siguientes porcentajes.

% de recibos cobrados respecto a al numero de recibos emitidos	S/. por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.30
81 % - 85 %	0.35
81 % - 85 %	0.40
81 % - 85 %	0.45
81 % - 85 %	0.50
81 % - 85 %	0.55
81 % - 85 %	0.60

Por la supervisión de la operación se le entrega el 5% del gasto total generado por el pago del personal y se le otorga el monto de S/. 150.00 por la movilidad del personal que se encarga de la liquidación comercial (Adinelsa – Municipalidad).

En la tabla se muestra los costos de la operación comercial según convenio Adinelsa - Municipalidad (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Lectura de medidores	Reparto de recibos	Pago a la Municipalidad Por cada recibo cobrado según convenio	Cobranza	Cortes y reconexiones	Movilidad	Sub Total Comercialización	IGV	Sub TOTAL + IGV
1	374,50	299,60	0,30	241,20	165,00	150,00	1230,60	233,81	1464,41
2	353,50	282,80	0,30	238,80	150,00	150,00	1175,40	223,33	1398,73
3	352,25	281,80	0,30	240,30	125,00	150,00	1149,65	218,43	1368,08
4	351,00	280,80	0,30	234,90	170,00	150,00	1187,00	225,53	1412,53
5	350,25	280,20	0,30	254,40	145,00	150,00	1180,15	224,23	1404,38
6	350,50	280,40	0,30	279,60	190,00	150,00	1250,80	237,65	1488,45
7	352,00	281,60	0,30	271,50	210,00	150,00	1265,40	240,43	1505,83
8	353,75	283,00	0,30	260,70	185,00	150,00	1232,75	234,22	1466,97
9	330,00	264,00	0,30	246,90	190,00	150,00	1181,20	224,43	1405,63
10	330,25	264,20	0,30	236,70	155,00	150,00	1136,45	215,93	1352,38
11	329,75	263,80	0,30	252,90	170,00	150,00	1166,75	221,68	1388,43
12	331,00	264,80	0,30	268,20	165,00	150,00	1179,30	224,07	1403,37
<b>Total Anual</b>	4158,75	3327,00		3026,10	2020,00	1800,00	14335,45	2723,74	17059,19

Nota: Se paga 0.25 soles por cada lectura de medidor, 0.20 por cada recibo cobrado y 5 soles por corte y reconexión

La tabla muestra los costos generados por el pago del personal que realizan la gestión comercial en el PSE, se considera el pago de un supervisor y un técnico operador (Pago de personal), en el

ítem (Mantenimiento del PSE) se considera los costos de movilidad de un técnico y (Materiales herramientas), (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Pago Personal	Mantenimiento PSE.	Supervisión de la operación	Sub total operación PSE	IGV	Sub TOTAL + IGV
1	3300	723,00	165,00	4188,00	795,72	4983,72
2	3300	685,00	165,00	4150,00	788,50	4938,50
3	3300	675,30	165,00	4140,30	786,66	4926,96
4	3300	632,45	165,00	4097,45	778,52	4875,97
5	3300	701,23	165,00	4166,23	791,58	4957,81
6	3300	654,20	165,00	4119,20	782,65	4901,85
7	3300	645,10	165,00	4110,10	780,92	4891,02
8	3300	623,50	165,00	4088,50	776,82	4865,32
9	3300	720,40	165,00	4185,40	795,23	4980,63
10	3300	644,10	165,00	4109,10	780,73	4889,83
11	3300	658,50	165,00	4123,50	783,47	4906,97
12	3300	633,40	165,00	4098,40	778,70	4877,10
<b>Total Anual</b>	<b>39600</b>	<b>7996,18</b>	<b>1980</b>	<b>49576,18</b>	<b>9419,47</b>	<b>58995,65</b>

Nota: el monto asignado al técnico es de S/. 1000.00

A continuación, mostramos los costos de Operación Comercial evaluado en un año. (Todos los montos están expresados en soles).

Mes	Operación Comercial		Costo Total PSE
	Sub TOTAL + IGV Convenio Municipalidad Adinelsa	Sub TOTAL + IGV Pago Personal y Gestión Comercial	
1	1464,41	4983,72	6448,13
2	1398,73	4938,50	6337,23
3	1368,08	4926,96	6295,04
4	1412,53	4875,97	6288,50
5	1404,38	4957,81	6362,19
6	1488,45	4901,85	6390,30
7	1505,83	4891,02	6396,85
8	1466,97	4865,32	6332,29
9	1405,63	4980,63	6386,25
10	1352,38	4889,83	6242,20
11	1388,43	4906,97	6295,40
12	1403,37	4877,10	6280,46
<b>Promedio</b>	<b>1421,60</b>	<b>4916,30</b>	<b>6337,90</b>
<b>Total Año</b>	<b>17059,19</b>	<b>58995,65</b>	<b>76054,84</b>

# *CAPITULO IV*

#### 4.1. IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA.

El sistema que se proyecta implementar utilizara un medidor electrónico de un solo cuerpo tipo Prepago, el equipo de medición y control de energía eléctrica permitirá registrar el suministro de energía eléctrica y ejecutara el corte del servicio al agotarse el valor del consumo precargado. La recarga del consumo se realiza mediante códigos encriptados que ingresara al medidor mediante teclado digital, los cuales son “cargados” en kwh y que son administradas mediante software de aplicación, en centros de venta ó dispensarios del sistema Prepago.

##### 4.1.1. Características Generales del Sistema de Venta de Energía Eléctrica con Módulos Prepago.

Este sistema proyectado se caracteriza por la utilización de un modulo de venta implementado con Software aplicativo, la gestión comercial se realizará mediante comprobante de venta inteligente con código encriptado, uso de medidores monofásicos electrónicos los cuales están provisto en una configuración compacta, amigable, de fácil instalación o reemplazo de los medidores convencionales ya instalados.

Esta configuración ofrece importantes ventajas tanto para usuario como para el administrador del sistema (PSE), ya que utiliza un sistema electrónico sencillo y completo que trabaja de forma inteligente, utiliza terminales con sistemas abiertos, estos terminales ofrecen amplias posibilidades de configuración y personalización. La gestión comercial se realiza en los módulos de venta ó dispensarios del sistema Prepago con un software, ofrecerá una gestión inteligente y confidencial, los datos personales del usuario se manejaran de manera totalmente confidencial, para llegar a este modelo será imprescindible la capacitación de los pobladores, lo cual hace que cada suscriptor de las instalaciones vinculadas al proyecto reciba capacitación oportuna y detallada sobre los diferentes pasos del proceso:



##### La capacitación estará orientada a:

- Como comprar la energía eléctrica según la cantidad requerida y según su disponibilidad económica, la cual estará a disposición en los centros de distribución, en puntos más cercanos a las residencias.
- Ingresar el número código de venta al medidor de energía localizado en su vivienda y empezar a disfrutar del servicio con total control del gasto por parte del usuario.

La capacitación generara la absoluta confianza en los clientes al permitirles efectuar la transacción, operar el medidor y hacerles seguimiento a sus consumos.

La idea es generar poco a poco la cultura del autocontrol, del ahorro y el consumo, en la medida en que cada grupo familiar integre este dispositivo a su vida como un elemento más que le brinda bienestar.

#### 4.1.1.1. Características Técnicas.

##### Medidor Electrónico de Energía Eléctrica Prepago (ME)

El medidor electrónico monofásico de energía eléctrica compacto que se proyecta a utilizar es de última generación (Gem Compact Meter CM), con dimensiones reducidas, ideal para el reemplazo de medidores convencionales, este medidor es acreditable vía teclado (Anexo 7.4).



##### Se caracteriza por:

- Configuración de un solo cuerpo.
- Acreditada tecnología de teclado Cashpower.
- Fácil instalación o reemplazo de medidores convencionales.
- El medidor provee al usuario la información necesaria para un efectivo control de su consumo y de su gasto.
- Disponible en diferentes versiones de codificación numérica: Especificaciones de Transferencia Cashpower (CTS) de 16 dígitos, STS de 20 dígitos.
- Consumo propio menor a 1,5 W.
- Restablecimiento inteligente después de una desconexión por sobrecarga.
- También disponible en versión bi-cuerpo.
- Detección y bloqueo ante intentos de fraude.
- Detección de energía inversa (SRE).
- Límite de Potencia programable vía software.
- Sellado contra el ingreso de insectos.
- LED de indicación del estado del medidor.
- Elevada resistencia a transitorios de la red para zonas propensas a descargas atmosféricas u otros transitorios en las líneas.
- Conforme a SABS-1524, IEC 62052-11 y IEC62053-21.

## Principio de operación

El medidor de nueva generación mantiene todas las características que acreditaron el éxito de la serie de los medidores Prepago.

Estas características ofrecen un considerable perfeccionamiento en las funciones antifraude sin comprometer la acreditada interfaz del usuario.

Las dimensiones compactas, hacen que este medidor pueda instalarse fácilmente inclusive en las ubicaciones de los medidores convencionales existentes. La energía eléctrica se conecta automáticamente cuando hay crédito remanente y se interrumpe al agotarse éste. La energía se interrumpe también en cuanto se realiza algún intento de manipulación con el medidor o cuando la carga excede el nivel programado previamente.

En el caso que se produzca una desconexión por exceso de carga, el medidor intentará reconectar la carga hasta cinco veces con intervalos de 30 segundos. Cuando en alguno de los intentos el medidor detecta que la carga es inferior al límite programado, restablece la operación normal, en caso contrario, después del quinto intento esperará 30 minutos antes de repetir el procedimiento.

Es fácil de usar, el display del terminal visualiza claramente todas las indicaciones. El sistema emite una señal acústica cada vez que se selecciona una operación.

Tiene características antifraude adicionales, se incluye funciones antifraude duales. Tanto la cubierta de terminales como el gabinete este sellado, el sistema electrónico están conectados a interruptores antifraude ocultos dentro del cuerpo del medidor. Cualquier intento de apertura del medidor desconectará automáticamente la energía eléctrica de la carga, haciendo imposible el reestablecimiento de la misma por el usuario.

Protección contra transitorios, este medidor ha sido diseñado para resistir transitorios de línea que excedan significativamente los requerimientos de la norma IEC 62052-11. Dependiendo de los requerimientos específicos del lugar, el cliente puede desear proteger la instalación mediante la provisión de un protector de transitorios de línea. El medidor puede suministrarse opcionalmente incluyendo una protección capaz de soportar transitorios de línea de hasta 30 kA.

Indicación remota de estado del medidor, la unidad incluye un LED indicador del "status" del medidor. Esto habilita al inspector a visualizar el estado del medidor sin la necesidad de tener que disponer de herramientas especiales de interrogación. Se dispone de información sobre el estado del detector de fraude, el límite de potencia, el estado de activación y el crédito, se encuentran disponibles. Este LED provee información visual de utilidad al técnico, permitiendo validar la correcta instalación del medidor, así como determinar diversos tipos de problemas.

Es de tecnología abierta, el medidor de energía eléctrica prepaga ofrece la interfaz de lectura óptica en forma estándar conforme a IEC 62056-21. Esta interfaz permite al personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica leer una amplia gama de informaciones almacenadas en el medidor, utilizando una unidad portátil a la que se transfieren estos datos. A través de esta

interfaz y un estricto protocolo de control de acceso se puede modificar la información registrada y entre otras cosas, el lector también podrá reestablecer determinados estados del medidor.

## Especificaciones técnicas del Medidor

<b>Especificaciones Eléctricas</b>	
Tipo de medidor:	Monofásico, de dos hilos, conectado de forma directa
Voltaje Nominal (Un):	230 VAC (otros voltajes disponibles a petición)
Rango del voltaje de funcionamiento:	80% a 120% de Un (184V – 276V)
Corriente de la referencia básica (Ib):	10A conexión directa
Corriente continua máxima (máximo I <sub>max</sub> ):	80A (programable a bajar límites de la energía)
Frecuencia nominal:	50Hz (60Hz opción disponible a petición)
<b>Carga</b>	
Voltaje del circuito:	< 1.5W / < 10VA 230V
Corriente del circuito:	< 2.5 VA corriente de referencia básica (Ib)
Índice de clase de exactitud:	Clase 1
Constante del medidor (Destello nominal del LED):	1000 impulses/kWh
Dirección de la medida:	Detección y medición del cambio de dirección de la energía
Clasificación del sistema del aislamiento:	Protector clase 2 clase II (doble aislado)
Resistencia a la sobretensión:	440VAC por 48 horas
Interfaz óptico:	Según IEC 62056-21
Interfaz de lectura de crédito:	Según la especificación SCSSCAA9 de Eskom
Mecanismo de desconexión:	Simple-polo pestillo Trabado nominal del contactor @ 100A
<b>Sobrecarga de voltaje</b>	
Resistencia al impulso del voltaje:	8kV, 1.2/50µs con 2 fuentes de impedancia
<b>Sobrecarga de corriente*</b>	
Índice del servicio:	5 kA 8/20µs
Índice de resistencia:	30 kA, 4/10µs (2 disparos)

\* Opcional solamente con pararrayos MOV de 32mm de disco ajustable

\*\* disponible como opción (conexión desprendible) en la parte posterior del medidor

<b>Especificaciones Ambientales</b>	
<b>Temperatura de Operación/Almacenado</b>	
Especificado el rango de operación:	-10° C a +55° C
Rango límite de la operación:	-20° C a +55° C
rango límite para el almacenaje y transporte:	-25° C a +70° C
Humedad	a 95% RH a 55° C. Pico

<b>Especificaciones Mecánicas</b>	
Forma del recinto:	Según a BS Standard 5685
Disposición terminal:	Según a BS Standard 5685
Grado de protección del recinto:	IP54
<b>Dimensiones:</b>	
Altura:	126.3mm (cubierta terminal corta) 168.5mm (cubierta terminal larga)
Anchura:	122mm
Profundidad:	68mm
Peso:	510g



## Unidad de Venta (UV)

El modulo de venta o (UV) estará equipado con una computadora de ultima generación Pentium IV dotada de Software de gestión de Venta Anticipada y Facturación de Energía Eléctrica (EPS-2.5 LAN), desarrollado para operar con medidores de prepago tipo Cashpower siendo compatible con los algoritmos de transferencia CTS de 16 dígitos y STS de 20 dígitos. Sus funciones abarcan la administración de la Base de Datos de Medidores, Clientes y Suministros, la configuración y mantenimiento de los distintos conceptos facturables, la administración de la Base de Datos de Operadores del Sistema, la generación de Números de Transferencia de Crédito y de Mantenimiento, y la Facturación de la Energía vendida.

Se a escogido esta opción ya que el sistema integrado de ventas tipo Cashpower facilita la selección de un amplio rango de opciones de venta ya sea utilizando el indicado software ú otras versiones actuales que ofrecen sistemas abiertos (Cashpower PRIMA, SUPRIMA), lo proyectado es una computadora de ultima generación Pentium IV, lo que se muestra a continuación son los requisitos mínimos del sistema de computo para que trabaje el Software de aplicación.

<b>Estaciones de Trabajo p/Software (Computador)</b>	
Procesador	INTEL PENTIUM III 850 MHz ó SUPERIOR
Memoria RAM	128 MB
Disco Rígido 1	17 GB o superior
Ranuras de Expansión	MINIMO 1 SLOT TIPO PCI LIBRE
Tarjeta gráfica	VGA / SVGA
Drives	1 x 3.5" 1.44MB, 1 x Iomega ZIP Drive 100 MB (interno), 1 x CD-ROM (interno)
Mouse Compatible con Microsoft® Windows®	Conectado a puertos COM2 o PS/2.
<b>PERIFERICOS</b>	
Monitor	Color, SVGA 0,28 dot pitch, 14"/15"/17"
Impresora	Cualquier impresora láser compatible con Microsoft® Windows® y con los requerimientos de Facturación.
<b>SOFTWARE</b>	
Sistema Operativo	Microsoft® Windows® 2000 Profesional
Software de Base de Datos	Interbase 6.0 / 6.5 / 7.0 Client
<b>ACCESORIOS REQUERIDOS</b>	
UPS	Autonomía Mínima 15 min.

**NOTA:** La plataforma de Hardware y Software especificada deberá contemplar la conexión en red - protocolo TCP/IP- entre las Estaciones de Trabajo y el/los Servidor/es.

## Control Maestro (CMS)

El Control Maestro para los dos sistemas se encontrará en las oficinas de la empresa que realiza la administración general, se asignara esta disposición por la facilidad de integración, monitoreo y además por que el sistema es abierto permitiendo interactuar fácilmente entre las UV, esta unidad que es la unidad que administra y controla todo el sistema de ventas (Servidor Dedicado), estará compuestos por los siguientes ítems:

- \* Módulos Ejecutables (Software - aplicación cliente).
- \* Base de Datos.
- \* Software Servidor.

- \* Software Cliente.
- \* Procesador de Alta Seguridad.

Este sistema es de Alta Seguridad consta de Módulos Ejecutables y el Software (EPS-2.5 LAN), (Cliente - Servidor) utilizando las base de datos respectivas otorgando confianza y seguridad para los usuarios y operadores. Lo que se muestra a continuación son las características y los requisitos mínimos del sistema de computo para que trabaje el (CMS), en la practica la computadora proyectada cumple en demasía con los requerimientos para que sea una UV o CMS, esta labor estaría considerada dentro del trabajo de Monitoreo.

<b>Requerimientos Mínimos de Hardware y Software (Computador)</b>	
Procesador	INTEL PENTIUM III 850 MHz ó SUPERIOR
Memoria RAM	256 MB
Disco Rígido 1	40 GB o superior
Disco Rígido 2	40 GB o superior
Ranuras de Expansión	MINIMO 1 SLOT TIPO PCI LIBRE
Tarjeta gráfica	VGA / SVGA
Drives	1 x 3.5" 1.44MB - 1 x Iomega ZIP Drive 100 MB (interno) - 1 x CD-ROM (interno)
Puerto serie COM 1 libre	Conector 9 pines
Mouse Compatible con Microsoft Windows	Conectado a puertos COM2 o PS/2.
<b>PERIFERICOS</b>	
Monitor	Color, SVGA 0,28 dot pitch, 14"/15"/17"
Impresora	Cualquier Láser compatible con Microsoft® Windows® y con los requerimientos de Facturación.
<b>SOFTWARE</b>	
Sistema Operativo	Microsoft Windows 2000 Server
Software de Base de Datos	Interbase 6.0 / 6.5 / 7.0 Server ( licencias Client adicionales son necesarias si en el servidor se instalan EPS-2.5 LAN o EPS-2.5 WAN-VS o EPS-2.5 WAN-MS).
<b>ACCESORIOS REQUERIDOS</b>	
UPS	Autonomía Mínima 15 min.

#### 4.1.1.2. Características Comerciales.

Para el cumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844), su reglamento (D.S. 009-93 EM), las disposiciones vigentes del OSINERG en cuanto se refiere a las tarifas y facturación, el sistema de medidores Prepago requerido, satisface todos estos requerimientos, además en consideración a que el Osinerg en el presente año publicara diversas disposiciones referente a la aplicación de la tarifa BT7, el sistema esta preparado para contemplar los siguientes parámetros de facturación y otros.

La Tarifa BT7 - 1E (E: Medición de energía), considera todos los parámetros de operación del servicio Prepago, variabilizados en función de un consumo promedio, el cual será revisado anualmente por el OSINERG.

#### Los parámetros que comprende son:

- » Cargo comercial del servicio prepago (CCSP).
- » Alícuota de alumbrado público (AP).
- » Cargo de reposición y mantenimiento (MRC).

- » Número de hora de uso de usuarios del servicio prepago en baja tensión (NUBTPRE).
- » Descuento y recargo FOSE (CFOSE).
- » Factor de descuento por no incluir el costo de capital de trabajo debido al pago por adelantado de los consumos de energía ( $\alpha_{MT}$  y  $\alpha_{BT}$ ).
- » Componentes del cargo de energía y factores VAD en MT y BT.

**El cargo por energía activa (S/./kW.h) es = b1+b2+b3+b4+ b5**

$$b1 = PEMT \times PEBT \times PE$$

$$b2 = ( PPMT \times PPBT \times PP ) / NHUBTPRE$$

$$b3 = \{VMTPP \times [1-(\alpha_{MT}/100)] \times PPBT + VBTPP \times [1-(\alpha_{BT}/100)]\} / NHUBTPRE$$

$$b4 = CCSP$$

$$b5 = ( AP + MRC + CFOSE )$$

Parámetro	Definición
CCSP	: Cargo Comercial del Servicio Prepago (S/./kW.h)
PEMT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPMT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
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
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)
VBTPP	: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
AP	: Tasa de Alumbrado Público correspondiente a la Opción Tarifaria Prepago, expresado en S/./kW.h
CFOSE	: Cargo por recargos o descuentos del FOSE, expresado en S/./kW.h
MRC	: Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión, expresado en S/./kW.h
$\alpha_{MT}$	: Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
$\alpha_{BT}$	: Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT

Es importante mencionar que el monto de energía adquirido por el usuario, será facturado en función a la suma 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:

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

**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
- » SU : Es la suma de dinero que el usuario dispone, expresado en nuevos soles
- » IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %.

El comprobante de energía vendida se entregará al cliente contemplando los parámetros descritos y el cual tendrá los Números de Transferencia de Crédito que se insertará al medidor vía teclado.

#### 4.1.1.3. Características de Operación.

**En el punto de venta:** Antes de acceder a cualquier función del software la UV, el Operador deberá iniciar una sesión, para iniciar una sesión, deberá seleccionar desde el Menú Principal: Funciones Operativas, Iniciar Sesión, o bien desde la Barra de Acceso, en la categoría Funciones Operativas, o bien en la Barra de Herramientas, Para iniciar la sesión, el sistema pedirá su ID de Operador y Contraseña.

**Existen básicamente dos tipos de “Operadores”:**

1. Administradores, por definición, tienen todos los derechos de acceso otorgados.
2. Operadores simples: Cuando se los ingresa al Sistema, carecen de todo derecho de acceso, y éstos deberán otorgársele en forma detallada.

Los Operadores pueden ser dados de alta solamente por un Administrador, el modelo de seguridad de acceso en el Sistema se implementa sobre la base de Operador/Estación de Ventas, es decir, para un Sistema de Ventas compuesto por múltiples Estaciones de Venta, la lista de Operadores y sus correspondientes derechos de acceso, será propia de cada Estación de Ventas e independiente del resto. Esto es válido incluso para los Administradores (que son Operadores con derechos de acceso irrestrictos).



**Los siguientes son ejemplos válidos de seguridad de acceso:**

1. Un Operador tiene derechos para Venta de Energía y Fin de Turno en una Estación de Ventas, pero no existe (y por lo tanto no puede tener ningún acceso) en otra Estación de Ventas distinta.
2. Un Operador tiene derechos de acceso para Venta y Fin de Turno en una Estación de Ventas, y para acceso a Base de Datos de Medidores en otra Estación de Ventas distinta.
3. Un Operador es Administrador (tiene derechos de acceso irrestrictos) en una Estación de Ventas y no existe (y por lo tanto no puede tener ningún acceso) en otra Estación de Ventas distinta.

Sin embargo, el ejemplo 3 no constituye una restricción de acceso, porque el Operador que es Administrador en una Estación de Ventas puede eventualmente darse de alta como Administrador en cualquier otra Estación de Ventas. Es decir, todo Administrador es potencialmente un Administrador global, justamente porque por definición tiene acceso irrestricto. Las Contraseñas de Acceso de los Operadores son propias de cada Estación de Ventas, por lo tanto, podrán ser distintas. Cuando un Operador cambia su Contraseña actual, la está cambiando solamente en esa Estación de Ventas. Es decir, el Cambio de Contraseña tiene un 'efecto local'. Toda función dentro del software está asociada con un Derecho de Acceso. Por lo tanto, para que un Operador pueda acceder a una determinada función del software, deben darse las siguientes condiciones:

- El Operador debe estar dado de alta en esa Estación de Ventas.
- El Operador debe ingresar correctamente su Contraseña correspondiente a esa Estación de Ventas específica.
- El Operador debe tener otorgado el Derecho de Acceso a esa función específica en esa Estación de Ventas específica, o bien.
- El Operador tiene nivel de Administrador en esa Estación de Ventas específica.

Es decir, deben cumplirse necesariamente la primera y segunda condición, y luego la tercera o la cuarta. Nótese que la cuarta condición lleva implícita la tercera, ya que un Administrador tiene asignados todos los derechos de acceso por definición.

Parametrización del Sistema, utilizada para emitir los Números de Transferencia de Crédito; al instalar el nuevo Sistema de Venta tipo Cashpower, el software contiene una Base de Datos inicialmente vacía. Por lo tanto, el Administrador comenzará a dar de alta las variables del Sistema, en un proceso que se denomina parametrización.

La parametrización inicial involucra, sobre todo, el alta de aquellas variables que son referencias de orden superior, tales como Categorías de Clientes, Categorías Impositivas, Áreas del Sistema y Modelos de Medidor. Este proceso debe hacerse en el inicio de la operación del sistema, porque estas variables son precedentes al alta de Clientes, Medidores, Suministros, etc.

Es así que la organización y el diseño del Sistema imponen un orden lógico al ingreso de las distintas entidades componentes de la Base de Datos. Por ejemplo, para poder realizar transacciones de Venta de Energía, se tuvo que haber dado de alta al menos un Medidor, un Cliente y un Suministro. Además, se tuvo que haber realizado el proceso de vinculación entre estos tres componentes o entidades.

Por otro lado, para haber podido dar de alta un Medidor, se tuvo que haber registrado previamente el Modelo de Medidor correspondiente, a menos que se utilicen los Modelos predeterminados genéricos (Software-Medidor, misma marca). Por su parte, para poder haber dado de alta un Cliente, se tuvo que haber registrado al menos una Categoría de Cliente y una Categoría Impositiva.

Por su parte, para haber ingresado un Suministro, se debe haber ingresado previamente al menos un Área de Sistema. También, para poder realizar una Venta de Energía, al Cliente se le deben haber asignado Conceptos Facturables, para lo cual previamente se deben haber ingresado los Conceptos Facturables a utilizar.

Este esquema de precedencias se representa en la siguiente Tabla.

Para poder	Se requiere previamente
Ingresar un Suministro	Registrar Áreas del Sistema
Ingresar un Cliente	Registrar Categorías de Cliente
Ingresar un Cliente	Registrar Categorías Impositivas
Ingresar un Medidor	Registrar Modelos de Medidor (opcional, recomendado)
Vender Energía	Vincular Cliente-Suministro y Medidor-Suministro
Vender Energía	Crear la Tabla de Conceptos Facturables
Vender Energía	Asignar Conceptos Facturables al Cliente

Todo este proceso se cumple y es necesario para que el Software asigne un Número de Transferencia de Crédito codificado que luego se insertara al medidor vía teclado, este proceso hace que la clave sea única. Para cada medidor (suministro).

**En el suministro:** El usuario realiza la Transferencia de Crédito codificado mediante el uso del teclado.



Ingreso del Numero de Transferencia de crédito cifrado

Conforme el consumo el medidor va midiendo, se reduce el crédito disponible y cuando llega a cero, un interruptor se abre para interrumpir el suministro. El consumidor, entonces, tiene que repetir el ciclo con la compra de más crédito.

Es bastante evidente que la integridad del sistema se encuentra específicamente dependiente sobre el sistema de gerenciamiento clave para proveer los procesos confiables y seguros para la generación, almacenamiento y distribución de claves entre los puntos de venta y los medidores de prepago, en página siguiente se muestra el diagrama de funcionamiento del sistema.

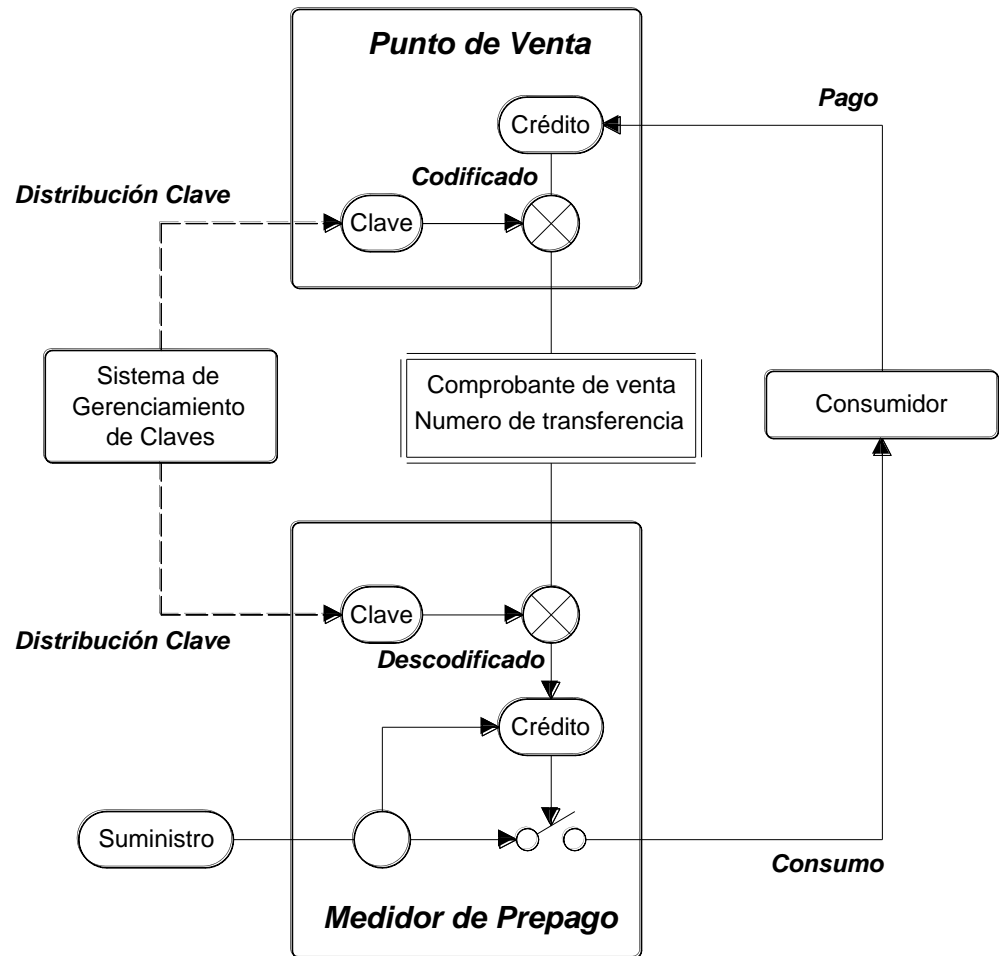


Diagrama del funcionamiento del sistema.

## 4.2. DESARROLLO DEL PROYECTO E IMPLEMENTACIÓN.

### 4.2.1. Consideraciones Generales.

Todo proyecto de inversión genera efectos o impactos de diversa naturaleza, directos, indirectos, externos e intangibles. Los proyectos de inversión social rebasan con mucho las posibilidades de su medición monetaria y sin embargo no considerarlos resulta perjudicial por lo que representan en los estados de animo y definitiva satisfacción de la población beneficiaria. El proyecto es una propuesta de acción técnico económica para mejorar el sistema que se viene aplicando en la comercialización de energía eléctrica en zonas rurales, utiliza un conjunto de recursos tecnológicos ya disponibles. Además, tiene como objetivos aprovechar los recursos disponibles para mejorar las condiciones de vida de una comunidad, pudiendo ser a corto, mediano o a largo plazo. Así mismo responde a una decisión sobre uso de recursos con algún o algunos de los objetivos, de incrementar, mantener o mejorar la producción de bienes o la prestación de servicios.

Según análisis del mercado se trata de mejorar el sistema que se esta empleando, de esta forma la población beneficiada elevara su satisfacción al recibir el servicio de energía eléctrica.

#### 4.2.2. Costo de Inversión PSE Huarmaca.

El estudio esta realizado para el total de suministros registrados (708) ya que los suministros activos a la fecha de elaboración del proyecto son (702). Se considero la contratación de dos profesionales (bachilleres Ing. Eléctrica), un ayudante (Guía) para la recopilación de datos, los costos presentados son de acuerdo estándares del mercado, se consideró 8 días para la recopilación de información y reconocimiento del terreno, los gastos proyectados se aprecian en la siguiente tabla. (Todos los montos están expresados en soles).

Detalle Actividad	Días	Cantidad	Costo unitario	Total
Bachiller Ing Eléctrica	8	2	80	1280,00
Alimentación	8	2	10	160,00
Alojamiento	8	2	5	80,00
Movilidad (Camioneta)	8	1	200	1600,00
Ayudante – Guía	8	1	25	200,00
Pasaje ( Lima - Chiclayo – Huarmaca)	1	4	60	240,00
Otros	8	2	5	80,00
Trabajo de escritorio			5000	5000,00
<b>Sub Total sin IGV</b>				<b>S/. 8640,00</b>

Según estudio en la siguiente tabla se muestra los costos del personal técnico que trabajara en la implementación del proyecto, así como los costos de los equipos y materiales a utilizar.

Detalle Actividad	Días	Cantidad	Costo unitario	Total
Supervisión	30	1	100	3000,00
Mano de obra 4 Técnicos	30	4	40	4800,00
Mano de obra 2 Ayudantes	30	2	25	1500,00
<b>Materiales</b>				
Alambre # 2,5 mm	1	6	80	480,00
Cinta aislante	1	6	1	6,00
Adecuación de caja tipo L	1	708	3	2124,00
<b>Herramientas y EPPS</b>				
Kit de Herramienta por técnico		4	150	600,00
Kit de EPPS por Técnico		7	175	1225,00
Movilidad (Camioneta)	30	1	200	6000,00
<b>Gastos personal</b>				
Alimentos 7 personas	30	7	10	2100,00
Alojamiento 7 personas	30	7	5	1050,00
Almacén	30	1	3	100,00
Gastos administrativos – otros	30	7	5	1050,00
capacitación del Personal	1	6	20	120,00
Utilidad 15%				3623,25
<b>Sub Total sin IGV</b>				<b>S/. 27778,25</b>

Los costos de los equipos de medición, equipos y enseres para la implementación de los módulos de ventas se estiman en la siguiente tabla.



Detalle Actividad	Cantidad	Costo unitario	Total
Medidor Electrónico sistema de Tarjeta	708	240,8	170486,40
Computadora	1	2924	2924,00
Impresora	1	688	688,00
Muebles de oficina (silla, escritorio, mueble computadora)	2	360	720,00
<b>Sub Total sin IGV</b>			<b>S/. 174818,40</b>

Para efectuar el monitoreo se proyecta los siguientes gastos.

Detalle Actividad	Días	Veces año	Costo unitario	Total
Supervisor	8	2	100	1600,00
Ayudante – Guía	8	2	25	400,00
Pasaje ( Lima - Chiclayo - Huarmaca)	1	2	60	120,00
Movilidad (Camioneta)	8	2	200	3200,00
Alimentación	8	2	10	160,00
Alojamiento	8	2	5	80,00
Evaluación de la Data gastos administrativos		2	500	1000,00
<b>Sub Total sin IGV</b>			<b>S/. 6560,00</b>	

Se a previsto 10 horas de capacitación a los usuarios con un gasto estimado por suministro de S/.1,5 soles por suministro mas S/. 0,5 soles en folles que explican el uso de los equipos.

Detalle Actividad	Cantidad	Costo unitario	Total
Charlas	708	1,5	1062,00
Folletos	708	0,5	354,00
<b>Sub Total sin IGV</b>			<b>S/. 1416,00</b>

<b>Total sin IGV S/.</b>	<b>219212,65</b>
<b>IGV S/.</b>	<b>41650,40</b>
<b>Total + IGV S/.</b>	<b>260863,05</b>

El costo total de inversión para desarrollar el proyecto es de **S/. 260863,05** nuevos soles.

#### 4.2.3. Costo de Operación del Sistema - PSE Huarmaca.

El costo de la operación del sistema se muestra en la siguiente tabla

Costo de operación del sistema	Cantidad	Costo unitario	Total
Técnico ventas	1	700	700,00
Oficina	1	80	80,00
Útiles de oficina	1	10	10,00
Boleta de ventas	1	7,5	7,50
Depreciación de equipos	1	110	110,33
Otros	1	80	80,00
<b>Total sin IGV S/.</b>			<b>987,83</b>
<b>IGV S/.</b>			<b>187,69</b>
<b>Total + IGV S/.</b>			<b>1175,52</b>



#### 4.2.5. Costo de Inversión PSE Canta III Etapa.

El estudio esta realizado para (1386) suministros, que es el promedio de los suministros activos. Se considero la contratación de dos profesionales (bachilleres Ing. Eléctrica), un ayudante (Guía) para la recopilación de datos, los costos presentados son de acuerdo a estándares del mercado, se consideró 10 días para la recopilación de información y reconocimiento del terreno, los gastos proyectados se aprecian en la siguiente tabla. (Todos los montos están expresados en soles).

Detalle Actividad	Días	Cantidad	Costo unitario	Total
Bachiller Ing Eléctrica	10	2	80	1600,00
Alimentación	10	2	10	200,00
Alojamiento	10	2	5	100,00
Movilidad (Camioneta)	10	1	200	2000,00
Ayudante - Guía	10	1	25	250,00
Otros	10	2	5	100,00
Trabajo de escritorio			5000	5000,00
<b>Sub Total sin IGV</b>				<b>9250,00</b>

Según estudio en la siguiente tabla se muestra los costos del personal técnico que trabajara en la implementación del proyecto así como los costos de los equipos y materiales a utilizar.

Detalle Actividad	Días	Cantidad	Costo unitario	Total
Supervisión	30	1	100	3000,00
Mano de obra 8 Técnicos	30	8	40	9600,00
Mano de obra 4 Ayudantes	30	4	25	3000,00
<b>Materiales</b>				
Alambre # 2,5 mm		12	80	960,00
Cinta aislante		12	1	12,00
Adecuación de caja tipo L		1386	3	4158,00
<b>Herramientas y EPPS</b>				
Kit de Herramienta por técnico		8	150	1200,00
Kit de EPPS por Técnico		13	175	2275,00
Movilidad (Camioneta)	30	1	200	6000,00
<b>Gastos personal</b>				
Alimentos 13 personas	30	13	10	3900,00
Alojamiento 13 personas	30	13	5	1950,00
Almacén	30	1	3	100,00
Gastos administrativos - otros	30	13	5	1950,00
Capacitación del Personal	1	12	20	240,00
Utilidad 15%				5750,40
<b>Sub Total sin IGV</b>				<b>44096,75</b>

Los costos de los equipos de medición, equipos y enseres para la implementación de los módulos de ventas se estiman en la siguiente tabla.

Detalle Actividad	Cantidad	Costo unitario	Total
Medidor Electrónico sistema de Tarjeta	1386	240,8	333748,80
Computadora	2	2924	5848,00
Impresora	2	688	1376,00
Muebles de oficina (silla, escritorio, mueble computadora)	2	360	720,00
<b>Sub Total sin IGV</b>			<b>341692,80</b>

Para efectuar el monitoreo del proyecto se planifica los siguientes gastos.

Detalle Actividad	Días	Veces	Costo unitario	Total
Supervisor	10	2	100	2000,00
Ayudante - Guía	10	2	25	500,00
Movilidad (Camioneta)	10	2	200	4000,00
Alimentación	10	2	10	200,00
Alojamiento	10	2	5	100,00
Evaluación de la Data gastos administrativos		2	500	1000,00
<b>Sub Total sin IGV</b>				<b>7800,00</b>

Se a previsto 10 horas de capacitación a los usuarios con un gasto estimado por suministro de S/.1,5 soles por suministro mas S/. 0,5 soles en folles que explican el uso de los equipos.

Detalle Actividad	Cantidad	Costo unitario	Total
Charlas	1383	1,5	2079,00
Folletos	1383	0,5	693,00
<b>Sub Total sin IGV</b>			<b>2772,00</b>

<b>Total sin IGV S/.</b>	<b>405611,55</b>
<b>IGV S/.</b>	<b>77066,19</b>
<b>Total + IGV S/.</b>	<b>482677,74</b>

El costo total de inversión para desarrollar el proyecto se estima en **S/. 482677.74** nuevos soles.

#### 4.2.6. Costo de Operación del Sistema - PSE Canta III Etapa.

El costo de la operación del sistema se muestra en la siguiente tabla

Costo de Operación del sistema	Cantidad	Costo unitario	Total
Técnico ventas	2	700	1400,00
Oficina	2	80	160,00
Útiles de oficina	2	2	4,00
Boleta de ventas	2	7,5	15,00
Depreciación de equipos	2	110	220,67
Otros	2	80	160,00
<b>Total sin IGV S/.</b>			<b>1959,67</b>
<b>IGV S/.</b>			<b>372,34</b>
<b>Total + IGV S/.</b>			<b>2332,00</b>



# *CAPITULO V*

### 5.1. ANÁLISIS DE COSTO – BENEFICIO.

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad (Costo Beneficio), el presente trabajo utilizó los indicadores que tradicionalmente se utilizan para evaluar proyectos de inversión: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y período de repago (o pay-back), indicadores definidos por Williams (1990), Baca Urbina (1996) y Candiotti (1999).

Definiendo el **VAN** como la diferencia entre la suma de los ingresos actualizados menos la sumatoria de los egresos también actualizados.

$$\text{VAN} = -\text{FF}_0 + \frac{\text{FF}_1}{(1+k)} + \frac{\text{FF}_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{\text{FF}_n+\text{VR}}{(1+k)^n}$$

La **TIR** como la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero; en otras palabras, es la tasa que iguala la suma de los flujos netos descontados con la inversión inicial.

$$\text{TIR} = \%$$

$$\text{VAN} = 0$$

El período de repago (**pay-back**), no indica rentabilidad; es una magnitud que permite cuantificar el período de tiempo que demora la inversión en regresar íntegramente al inversor.

La tasa de descuento que se utiliza en el cálculo del VAN es la tasa mínima de referencia o costo de oportunidad para el inversionista.

En este trabajo, dicha tasa de referencia se estimó teniendo en cuenta una tasa de interés natural libre de riesgos más una tasa por riesgos. Se tomó como tasa de interés natural la del 6,48 % anual, según SPEyR (1998); para la segunda se fijó un premio por riesgos del 5,5 % resultando un costo de oportunidad del capital del 12 %, que fue llevada a una tasa mensual, cual nos resultó de 0,95%, que representa la tasa a la cual el proyecto puede financiarse.

Por ser un proyecto con tendencia a inversión pública o social, y que busca cumplir con objetivos sociales y el mercado. Los términos evolutivos están referidos al término de las metas bajo criterios de tiempo o alcances poblacionales es por ello que se ha estimado un período de evolución para el proyecto de 24 meses, 2 años.

### 5.1.1. Análisis de Rentabilidad – PSE Huarmaca.

Con la información acerca del monto de la inversión requerida y los flujos que genera el proyecto durante el periodo evaluado se procede a calcular su rendimiento.

Periodo Mensual	Costos de inversión	Costo por operación comercial	Costo de la energía	Ingreso venta de energía promedio	58% morosidad	Crecimiento 1% anual	Fose	Total ingresos	Diferencia	VAN	TIR
0	260863,1							0,0	-260863,1	-260863,1	-260863,1
1		1175,5	2759,0	19989,1	8395,4	28,9	2265,6	30679,1	26744,6	26493,2	23671,5
2		1175,5	2759,0	19989,1	11993,5	28,9	2265,6	34277,1	30342,6	29774,9	23770,3
3		1175,5	2759,0	19989,1	15991,3	57,8	2265,6	38303,8	34369,4	33409,3	23831,1
4		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	57,8	2265,6	42301,7	38367,2	36944,8	23546,3
5		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	86,7	2265,6	42330,6	38396,1	36625,2	20856,5
6		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	86,7	2265,6	42330,6	38396,1	36280,9	18460,0
7		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	115,7	2265,6	42359,5	38425,0	35966,9	16351,2
8		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	115,7	2265,6	42359,5	38425,0	35628,9	14472,4
9		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	144,6	2265,6	42388,4	38453,9	35320,5	12819,1
10		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	144,6	2265,6	42388,4	38453,9	34988,5	11346,2
11		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	173,5	2265,6	42417,3	38482,8	34685,7	10050,0
12		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	173,5	2265,6	42417,3	38482,8	34359,7	8895,2
13		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	202,4	2265,6	42446,2	38511,7	34062,3	7879,1
14		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	202,4	2265,6	42446,2	38511,7	33742,1	6973,7
15		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	231,3	2265,6	42475,1	38540,7	33450,0	6177,1
16		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	231,3	2265,6	42475,1	38540,7	33135,6	5467,3
17		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	260,2	2265,6	42504,1	38569,6	32848,8	4842,7
18		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	260,2	2265,6	42504,1	38569,6	32540,0	4286,3
19		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	289,1	2265,6	42533,0	38598,5	32258,3	3796,6
20		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	289,1	2265,6	42533,0	38598,5	31955,1	3360,4
21		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	318,0	2265,6	42561,9	38627,4	31678,4	2976,5
22		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	318,0	2265,6	42561,9	38627,4	31380,7	2634,5
23		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	347,0	2265,6	42590,8	38656,3	31109,0	2333,5
24		1175,5	2759,0	19989,1	19989,1	347,0	2265,6	42590,8	38656,3	30816,6	2065,4
<b>VAN</b>										<b>538592,27</b>	
<b>TIR</b>										<b>12,98%</b>	

El VAN del proyecto estimado para 24 meses asciende a S/. 538592,27 por lo cual, el proyecto resulta rentable.

La TIR del proyecto asciende al 12,98%. Esto implica que el proyecto puede ser financiado a tasas de hasta este valor.

El período de repago (o pay-back), indica que el capital se recupera en el lapso de 8 meses.



En la siguiente tabla se compara los costos de operación comercial del PSE Huarmaca, sistema tradicional y el nuevo sistema (Prepago).

Mes	Sistema Tradicional	Sistema Pre-pago	Ahorro Mensual
	Total + IGV	Total + IGV	
1	5549,84	1175,52	4374,32
2	5596,11	1175,52	4420,58
3	5454,94	1175,52	4279,41
4	5514,10	1175,52	4338,58
5	5482,76	1175,52	4307,24
6	6260,76	1175,52	5085,23
7	5828,98	1175,52	4653,46
8	6147,85	1175,52	4972,33
9	5776,80	1175,52	4601,27
10	5707,72	1175,52	4532,19
11	7478,16	1175,52	6302,64
12	5398,20	1175,52	4222,68
<b>Total anual</b>	<b>70196,20</b>	<b>14106,26</b>	<b>56089,94</b>
<b>%</b>	<b>100</b>	<b>20</b>	<b>80</b>
<b>Promedio</b>	<b>5849,68</b>	<b>1175,52</b>	<b>4674,16</b>

Al verificar los gastos administrativos ocasionados durante el año representativo, operando con el sistema tradicional y verificando con los gastos operativos proyectados del sistema Pre-pago en el PSE Huarmaca se demuestra que los gastos han disminuido sustancialmente en 80%, el nuevo sistema cumple efectivamente con sus objetivos de operación comercial.

### 5.1.2. Análisis de Rentabilidad – PSE Canta III Etapa.

De la misma forma con la información acerca del monto de la inversión requerida y los flujos que genera el proyecto durante el periodo evaluado se procede a calcular su rendimiento para el PSE Canta III Etapa.

Periodo mensual	Costos de inversión	Costo por operación comercial	Costo de la energía	Ingreso venta de energía promedio	78% morosidad	Crecimiento 1% anual	Fose	Total ingresos	Diferencia	VAN	TIR
0	482677,7							0,0	-482677,7	-482677,7	-482677,7
1		2332,0	7693,6	21716,3	4777,6	15,7	1659,6	28169,2	18143,6	17973,1	17392,1
2		2332,0	7693,6	21716,3	9555,2	15,7	1659,6	32946,8	22921,2	22492,4	21061,8
3		2332,0	7693,6	21716,3	14332,8	31,4	1659,6	37740,1	27714,5	26940,3	24411,4
4		2332,0	7693,6	21716,3	19110,4	31,4	1659,6	42517,7	32492,1	31287,6	27434,2
5		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	47,1	1659,6	45139,4	35113,8	33494,2	28419,8
6		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	47,1	1659,6	45139,4	35113,8	33179,4	27242,6
7		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	62,8	1659,6	45155,1	35129,5	32882,2	26125,9
8		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	62,8	1659,6	45155,1	35129,5	32573,1	25043,8
9		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	78,5	1659,6	45170,8	35145,2	32281,4	24017,2
10		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	78,5	1659,6	45170,8	35145,2	31978,0	23022,5
11		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	94,2	1659,6	45186,5	35160,9	31691,5	22078,7
12		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	94,2	1659,6	45186,5	35160,9	31393,6	21164,2
13		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	109,9	1659,6	45202,2	35176,6	31112,4	20296,7
14		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	109,9	1659,6	45202,2	35176,6	30820,0	19456,0
15		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	125,6	1659,6	45217,9	35192,3	30543,9	18658,5
16		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	125,6	1659,6	45217,9	35192,3	30256,8	17885,6
17		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	141,3	1659,6	45233,6	35208,0	29985,8	17152,5
18		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	141,3	1659,6	45233,6	35208,0	29703,9	16442,0
19		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	157,0	1659,6	45249,3	35223,7	29437,9	15768,0
20		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	157,0	1659,6	45249,3	35223,7	29161,2	15114,9
21		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	172,7	1659,6	45265,0	35239,4	28899,9	14495,3
22		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	172,7	1659,6	45265,0	35239,4	28628,3	13895,0
23		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	188,4	1659,6	45280,7	35255,1	28371,8	13325,4
24		2332,0	7693,6	21716,3	21716,3	188,4	1659,6	45280,7	35255,1	28105,1	12773,4
<b>VAN</b>										<b>230516,35</b>	
<b>TIR</b>										<b>4,32%</b>	

El VAN del proyecto estimado para 24 meses asciende a S/. 230516,35 por lo cual, el proyecto resulta rentable.

La TIR del proyecto asciende al 4,32%. Esto implica que el proyecto puede ser financiado a tasas de hasta este valor.

El período de repago (o pay-back), indica que el capital se recupera en el lapso de 15 meses.

En la siguiente tabla se compara los costos de operación comercial del PSE Canta III Etapa, sistema tradicional y el nuevo sistema (Pre-pago).

Mes	Sistema Tradicional	Sistema Pre-pago	Ahorro
	Total + IGV	Total + IGV	
1	6448,13	2332,00	4116,13
2	6337,23	2332,00	4005,22
3	6295,04	2332,00	3963,04
4	6288,50	2332,00	3956,49
5	6362,19	2332,00	4030,19
6	6390,30	2332,00	4058,30
7	6396,85	2332,00	4064,84
8	6332,29	2332,00	4000,28
9	6386,25	2332,00	4054,25
10	6242,20	2332,00	3910,20
11	6295,40	2332,00	3963,39
12	6280,46	2332,00	3948,46
<b>Total anual</b>	<b>76054,84</b>	<b>27984,04</b>	<b>48070,80</b>
<b>%</b>	<b>100</b>	<b>37</b>	<b>63</b>
<b>Promedio</b>	<b>6337,90</b>	<b>2332,00</b>	<b>4005,90</b>

Al verificar los gastos administrativos ocasionados durante el año representativo, operando con el sistema tradicional y verificando con los gastos operativos proyectados del sistema Pre-pago en el PSE Canta III Etapa se demuestra que los gastos han disminuido sustancialmente en 63%, el nuevo sistema cumple efectivamente con sus objetivos de operación comercial.

## *CAPITULO VI*

## **6.1. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.**

Es el estudio que debe efectuarse en el desarrollo de proyectos, los cuales abarcarán aspectos físicos naturales, biológicos, socioeconómicos y culturales en el área de influencia del mismo, con la finalidad, de determinar las condiciones existentes y las capacidades del medio, así como prever los efectos y consecuencias de la realización del mismo, indicando medidas y controles a aplicar para lograr un desarrollo armónico entre la operación o administración del proyecto ya concluido y el ambiente.

### **6.1.1. PSE Huarmaca.**

#### **6.1.1.1. Objetivo.**

El objetivo del presente estudio es identificar y cuantificar el impacto sobre el medio ambiente producido por la implementación, monitoreo, operación y mantenimiento del sistema de comercialización de energía eléctrica (Prepago) en el PSE Huarmaca, además de recomendar las medidas de mitigación a través del diseño de un Plan de Manejo Ambiental y establecer el Plan de Monitoreo para el control de los parámetros ambientales.

#### **6.1.1.2. Descripción del Proyecto.**

El proyecto incluye la implementación del sistema de comercialización de energía eléctrica (prepago), instalación de un modulo de venta, instalación de 708 medidores electrónicos inteligentes mono-cuerpo con sistema prepago, monitoreo, operación y mantenimiento.

**El proyecto se desarrollará en las localidades de:**

- » Huarmaca, Cuchupampa, Tolingas, La Playa, Ramón Castilla, Tunas, Yumpe, Rosas, Corral Pampa, Progreso, Trigopampa.

El área de influencia del P.S.E. Huarmaca se encuentra ubicado en el departamento de Piura, provincia de Huancabamba, distrito Huarmaca.

#### **6.1.1.3. Situación Ambiental del área donde se ejecutará el proyecto.**

##### **Calidad del Aire**

No se ha localizado ninguna fuente de emisiones, ruido ni ondas electromagnéticas en el área del proyecto, el aire del ambiente corresponde a una zona de carácter rural con mínima concentración de elementos contaminantes en él.

##### **Geología**

El área en estudio geológicamente está constituida en una gran cuenca litológica, de orígenes marino y continental, posteriormente ésta deformada tanto por la intrusión ígnea de magnitud batolítica como por movimientos orogénicos y epirogenéticos, como queda evidenciado por el levantamiento de los Andes (Cordillera Occidental) y por el desarrollo de diversas estructuras geológicas, tales como fallas, pliegues, etc. que ocurre en diversas zonas de la cuenca.

Las rocas que ocurren en el área están representadas por una secuencia de sedimentos finos con intercalaciones volcánicas (andesitas, dacitas), calizas, areniscas, luticas, etc., además de intrusiones ígneas de composición granitoide y efusiones volcánicas que cubren parcial o totalmente las estructuras y las rocas más antiguas. La edad de las rocas comprende desde el Paleozoico inferior hasta el Cuaternario reciente.

### **Suelos**

Los suelos están comprendidos dentro de la Asociación Huarmaca – Faique (H-F) Esta asociación está conformada por suelos pertenecientes a los Grandes Grupos Distrocept (50%) y Ustocrept (50%). Son suelos que se hallan ocupando la zona montañosa con pendientes dominantes moderadamente empinadas a empinadas, apta para el pastoreo permanente y producción forestal. Asociación Huarmaca – Hualcas (H-Hu) Esta asociación está integrada por suelos pertenecientes a los Grandes Grupos Distrocept (60%) y Ustortent (40%). Se hallan ocupando las zonas montañosas con pendientes fuertemente empinadas a empinadas, apta para pastoreo extensivo permanente, producción forestal, protección y cultivos en limpio. Asociación Infiernillo – Cedro (I-C) Esta unidad edáfica está conformada por suelos pertenecientes a los Grandes Grupos Haplustol (70%) y Ustocrept (30%), se halla ocupando la parte media del sector montañoso, con pendientes fuertemente empinadas a empinadas, aptas para el pastoreo extensivo temporal, producción temporal y protección, producción temporal y protección.

### **Capacidad de Uso Mayor**

La clasificación de los suelos según su capacidad de uso mayor es un ordenamiento sistemático de carácter práctico e interpretativo basado en la aptitud natural que presenta el suelo para producir constantemente bajo tratamientos continuos y usos específicos. El criterio básico que rige esta clasificación para la zona de Huarmaca está determinado fundamentalmente por las características ecológicas, así como por la naturaleza y grado de limitaciones que impone el uso del suelo, de acuerdo con las variaciones de sus características físico químicas, morfológicas y topográficas, las que determinan las vocaciones para usos, dentro de los márgenes de rentabilidad adecuada. Los factores que fijan estas limitaciones son: condición de clima, riesgo de erosión, deficiencia por suelo y condiciones de drenaje.

La capacidad de uso mayor de los suelos corresponde a formaciones del lugar son aptas para el pastoreo permanente y producción forestal, para pastoreo extensivo permanente, producción forestal, protección y cultivos en limpio también aptas para el pastoreo extensivo temporal, producción temporal y protección, producción temporal y protección.

### **Recursos Hídricos**

El proyecto se desarrolla dentro de la subcuenca Huarmaca también ubicada al extremo sur de la cuenca del río Piura, se encuentra dentro de la jurisdicción del distrito de Huarmaca; su curso principal resulta de la unión de las Quebradas Cashapite y Overal además cuenta con puquiales en las partes altas. Las precipitaciones son casi constantes y la infiltración es intensa formando así los manantiales, vertederos, puquíos que dan origen a las diferentes quebradas que forman el cauce principal del río Piura (partes altas de Canchaque, Santo Domingo, Chalaco, Lalaquí, Frías, Huarmaca, etc).

### **Análisis de los Elementos Meteorológicos**

El clima en la parte alta se identifica, muy húmedo y frío mientras en las partes baja y media presenta un clima templado calido, la temperatura media anual de esta zona 21.1 °C y de 12.8 °C en la parte alta. En años normales la precipitación promedio es de 800 mm. en la zona alta, 600 mm. en la zona media y 50 mm. en la zona baja. En años con presencia del fenómeno "El Niño" - FEN, la mayor precipitación alcanza entre 2,500 - 4,000 mm. en la parte baja y en la parte alta es de 1,000 - 2,500 mm.

### **Descripción de las Formaciones Ecológicas**

El área del proyecto se encuentra localizada en las formaciones Matorral desértico Premontano Tropical (trancisional a monte) (md - PT-v), Bosque Seco Premontano Tropical (bs - PT), Bosque Húmedo Premontano Tropical (bh - PT), Desierto Perárido Montano Bajo Tropical (dp-MBT) entre los 1,600 a 2,000 m.s.n.m.; Matorral Desértico-Montano Bajo Tropical (md-MBT) entre los 2,000 a 2,900 m.s.n.m. y Desierto Árido Montano Tropical (da-MT) entre los 2,600 a 3,400 m.s.n.m.

### **Flora**

La flora es muy rica y variada, especialmente es abundante en hierbas medicinales. Plantas apreciadas por la calidad de madera: el yatamo amarillo, capulí de montaña, cedro, ceibo, chonta faique, guayacán, álamos, arrayanes, lanches, molles, nogales, quinahuiros, Moral, roble, sauce. Productos alimenticios: trigo, cebada, papa, ollucos, ocas, yuca, arveja, frijol, maíz amiláceo. Las Plantas frutales que se pueden encontrar son la naranja, plátano, lalo, capulí, tuna, granadilla, palto, lúcuma, manzana. Plantas medicinales: achicoria, cuti-cutí, maique, huachumo, supinune, piñones. Plantas apreciadas para la industria: café, caña brava, carrizo, moral méjico. Plantas ornamentales: rosas, geranios, claves, cartuchos, azucenas, orquídeas, etc, y arbustos como eritrina, leucaena.

### **Fauna**

Dentro de la fauna de esta zona se puede encontrar al ganado ovino, vacuno, porcinos, aves de corral, pájaros chirocas, quindes, dios te de, negritos, soñas, ardillas, liebres, vizcachas, venados, tigrillos, zorrillos, serpientes, lagartijas, variados roedores etc.

#### **6.1.1.4. Ambiente Social.**

##### **Demografía**

La población beneficiada con el proyecto tiene una predominancia rural, existiendo más mujeres que hombres. La población mas numerosa se encuentra dentro del grupo de edad ubicado entre 1 año y los 35 años.

La mayoría de la población ha cursado estudios y primarios o secundarios, existiendo un moderado porcentaje de analfabetos. A pesar que Huarmaca se encuentra en un lugar muy alejado de la capital existe una creciente población con educación superior ya que en la zona existen centros de formación en técnicas agropecuarias. Un gran porcentaje de la población tiene oficios relacionados con actividades agrícolas, comerciales. Sin embargo, existe población que no tiene ninguna profesión u oficio.

**Vivienda**

La mayoría de las viviendas, al igual que las existentes en ambientes similares, son de tipo independiente.

Un alto porcentaje (mas del 85%) de las viviendas tiene paredes de barro, mientras que un pequeño sector de viviendas son de piedra con barro o utiliza otros materiales no convencionales, ahí también viviendas de material noble.

En los techos de las viviendas predominan las calaminas. Unos pocos han techado sus viviendas con paja o han utilizado algún otro material no convencional, los locales de los colegios, Municipalidad, Posta Medica, son de material noble.

**Servicios**

En Huarmaca el 80% de las viviendas cuenta con redes de abastecimiento de agua (en el interior o exterior de las mismas), mientras que el 20% (localidades adyacentes) se abastecen de agua mayoritariamente, de los cuerpos de agua superficiales, como río o canalizaciones del río, puquiales. La mayoría de las viviendas de Huarmaca, sean estas rurales o urbanas, cuentan con pozo negro (cilos), pero también se cuentan con servicio higiénico conectado a la red pública de alcantarillado (en el interior o exterior de la vivienda).

El PSE Huarmaca cuenta con servicio de energía eléctrica proveniente de la Central Hidroeléctrica de Huarmaca y un grupo termoeléctrico situado en la localidad de Huarmaca que abastece de energía eléctrica en tiempo de sequía, este grupo abastecía de energía eléctrica cuando no existía la central hidroeléctrica, ahí 3 emisoras radial difundiendo programación lugareña, se cuenta también con servicio de teléfono, Internet, TV vía antena parabólica Municipal.

**6.1.1.5. Determinación de impactos ambientales previsibles.****Tierra**

El desarrollo del proyecto no modificará la geografía del terreno, los trabajos se realizarán únicamente para el cambio de medidores electromecánicos por los electrónicos (Prepago). Las instalaciones son a nivel del terreno.

**Calidad de los suelos**

Durante la etapa de ejecución, operación puede verse afectada la calidad del suelo por efecto de derrame o contaminación con derivados de hidrocarburos (combustibles y lubricantes) u otros residuos no biodegradables, producido por la presencia de los vehículos utilizados para este fin.

No se ha detectado la presencia de residuos industriales en suelos agrícolas generados en la etapa de construcción u operación de las instalaciones (redes eléctricas).

**Agua**

La alteración de la calidad del agua superficial o subterránea provocada directamente por la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento del nuevo sistema a implementar es poco



probable, salvo se produjera el derrame accidental del aceite o combustibles de los vehículos de transporte.

**Aire**

La presencia de vehículos en el lugar durante la etapa de ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento de los equipos, generarán la emisión de gases de combustión, así como ruidos que serán temporales y en ambiente abierto, por lo que se estima que este impacto es mínimo.

**Flora**

La alteración producida en la flora por la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento es mínima o poco probable, se circunscribe al área dentro de las localidades establecidas. Se ha verificado que en dicha área, se encuentran árboles cuyo hábitat no ha sido afectado en forma mínima.

En general, se puede considerar que no existe mayor presencia de vegetación natural ni recurso forestal que pueda ser afectada de forma mínima. Los impactos producidos durante la colocación de los equipos de medición serán superados por la recuperación rápida de la vegetación herbácea.

El proyecto desde el punto de vista de uso de suelos no afectará la producción agrícola.

**Fauna**

La zona donde se ubica el proyecto es una zona que esta intervenida por las actividades del hombre, por lo tanto la fauna no será afectada.

**Uso del Suelo**

No se estima eliminación de especies forestales. Los efectos en pastos es poco significativo por sus dimensiones. Es importante indicar que se ha visto que la vegetación se recuperara rápidamente. El aspecto urbano rural de la zona será modificado ligeramente por la presencia de los trabajadores instalando los nuevos equipos, provocando un impacto visual negativo poco significativo.

Los mayores efectos positivos que otorgan ventajas al proyecto se presentan al analizar el logro de los objetivos de asegurar y garantizar la calidad y cantidad de energía que se entregara a los usuarios, se está mejorando la calidad de vida residencial de los pobladores beneficiados, en forma directa e indirecta a poblaciones aledañas a través de la prestación optimizada del servicio de energía eléctrica y del servicio de radio, televisión, internet, etc.

**Vistas, miradores y paisajes**

La instalación del nuevo sistema en el medio rural no ocasiona un impacto visual negativo por el entorno ambiental de la zona semirural.

Pero si la mala disposición final de los residuos sólidos, que puedan ser producidos durante la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento, puede afectar las zonas públicas, etc, esto se evitara con un adecuado manejo de estos por los trabajadores.

**Sitios Históricos y arqueológicos**

Se considera que la ejecución del proyecto no afectará los sitios arqueológicos de la zona.

**Modelos Culturales**

La energía eléctrica permite la transferencia cultural a distancia provocando la incorporación de costumbres que modifican paulatinamente la forma de vida de la población. La llegada de personas foráneas no provocará impacto, debido especialmente a la pequeña cantidad de personal técnico encargado de la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento del proyecto.

**Salud y Seguridad**

Durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento del nuevo sistema pueden presentarse accidentes propios de estas labores, así como riesgo de accidentes, el cual será minimizado teniendo personal calificado y en constante capacitación.

**Facilidades y Actividades Industriales**

La comercialización y utilización eficiente de la energía eléctrica tendrá impacto directo en el fomento de las actividades industriales ligadas a él.

No hay mayor efecto en el transporte y accesos por la instalación del sistema.

El manejo de residuos es un efecto negativo importante en este aspecto se deberá tomar en cuenta al momento de diseñar el Plan de Manejo Residuos.

**Disposición de residuos**

Se prevé que en las etapas ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento, la generación de residuos.

Los residuos producidos en estas etapas, se manejarán según el Plan de Manejo de Residuos descrito en (6.1.1.10).

**Evaluación ambiental**

La aplicación de la matriz de impactos y la calificación de ellos nos permite mencionar que la implementación del sistema no tendrá un efecto negativo sobre el medio ambiente. El efecto será positivo porque permitirá mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en cuanto a la calidad comercial y versatilidad del sistema eléctrico para su operación, permitiendo que se desarrollen nuevas actividades comerciales o productivas relacionadas con las facilidades del nuevo sistema. En conclusión, el proyecto presenta índices evidentes de viabilidad ambiental que sobrepasa los efectos negativos de la etapa de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**6.1.1.6. Programa de Manejo Ambiental.****Tierra**

Los vehículos que se empleen durante ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento deberán estar en buen estado de conservación y mantenimiento, prohibiéndose la realización de

trabajos de mantenimiento o reparación de vehículos en el área del proyecto. Cualquier derrame de producto contaminante deberá ser convenientemente recuperado y limpiado o en casos de mayor magnitud su remediación.

Se debe capacitar al personal técnico para dar a conocer lo establecido en el Plan de Manejo para procedimientos de recolección, tratamiento y disposición final de los residuos sólidos.

### **Agua**

No debe permitirse que vehículos en mal estado realicen los servicios durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento, pues estos pueden contaminar las aguas con restos de hidrocarburos.

En los casos que se utilicen productos de limpieza que contengan elementos químicos, éstos deberán ser adecuadamente almacenados y convenientemente manipulados.

### **Aire**

Los equipos y medios de transporte deberán mantenerse en buen estado para evitar la generación de gases de combustión y de ruido en exceso.

Los desplazamientos deberán realizarse dentro de espacios estrictamente necesarios y por rutas preestablecidas y programadas. Por lo mismo, el paso de personal y vehículos durante el mantenimiento será con conocimiento de los dueños de los predios.

### **Flora**

El manejo de residuos deberá ser realizado en zonas aledañas que no restrinja el crecimiento de los pastos naturales.

Se debe utilizar los caminos que sean autorizados por los dueños de los predios, realizando las compensaciones debidas por las áreas que puedan ser afectadas por el paso de los vehículos o personal.

### **Fauna**

Realizar las etapas de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento serán preferentemente en el día, de tal manera que la emisión de gases de escape y de ruido no perturben las costumbres nocturnas de las aves.

### **Uso del Suelo**

Considerando que la implementación del nuevo sistema se ha producido con conocimiento de la municipalidad, se estima que los impactos no necesitan de medidas de mitigación para las áreas abiertas. Se deberá brindar información mediante cartillas informativas que precisen y expliquen el nuevo sistema.

### **Vistas, observadores y paisajes**

Para evitar que los residuos generen un impacto visual negativo, se deberá ejecutar fielmente las actividades propuestas en el Plan de Manejo de Residuos.

**Sitios históricos y arqueológicos**

Las zonas no serán afectadas por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**Situación Cultural**

Se recomienda que las señales de peligro y orientación que se instalen sean adecuadas para evitar accidentes.

En condiciones de emergencia se deberá brindar asistencia oportuna y adecuada conforme a los planes de contingencia establecidos.

**Salud y Seguridad**

Se recomienda que cuando las unidades vehiculares carguen y descarguen los equipos utilicen señalización adecuada en tamaño y cantidad para evitar accidentes o cualquier otro contratiempo.

La ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento se realizará observando las normas vigentes de prevención de riesgos. En condiciones de emergencia se deberá brindar asistencia oportuna y adecuada.

Los trabajadores deben pasar un examen médico antes de iniciar las labores en la zona del proyecto para evitar que sean focos de enfermedades infecto contagiosas. Deben realizarse campañas educativas a la población para reforzar los conceptos y conciencia ambiental y de la seguridad.

**Procesos**

Se debe capacitar al personal en planes de contingencias, el mismo que debe incluir los casos de cortocircuito o electrocución de tal forma que las posibilidades de accidentes de personas ajenas al sistema se reduzcan al mínimo.

**Facilidades y Actividades Industriales**

Se recomienda que se cumpla con las disposiciones técnicas relacionadas con la comunicación anticipada a los usuarios por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento del servicio.

**Transporte y acceso**

Las zonas no serán afectadas por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**Redes y flujos de servicios**

No se prevé el desarrollo de medidas de mitigación para este parámetro ambiental en virtud de que los impactos producidos no generan deterioro de la calidad del ecosistema (incluyendo al hombre).

**Disposición de residuos**

La disposición de los residuos generados durante las etapas ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento será según el Plan de Manejo de Residuos.

#### **6.1.1.7. Necesidad de entrenamiento del personal.**

Para una adecuada gestión del personal se deberá realizar un entrenamiento teórico y práctico orientado, a la seguridad y conservación del medio ambiente.

##### **Programa de Monitoreo**

- » Recorrido de supervisión en el entorno de las instalaciones de los nuevos equipos para la recopilación de datos sobre las molestias producidas por su operación.
- » En las labores de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento, los residuos sólidos deberán ser recogidos y depositados en los lugares asignados para su posterior reciclaje, venta o disposición en los rellenos sanitarios establecidos, en forma separada los domésticos de los residuales contaminantes.
- » No se permitirá el abandono de residuos en lugares no autorizados.
- » Deberá realizarse la verificación del cumplimiento de este procedimiento.
- » Implementar un sistema de seguimiento de los principales parámetros de operación.
- » Estructurar un Plan de Mantenimiento con la finalidad de mantener los mismos parámetros de diseño durante la fase de operación.

#### **6.1.1.8. Plan de Cierre.**

La ejecución del Plan de Cierre se aplicará cuando el sistema de distribución de energía eléctrica cumpla su vida útil o cuando por alguna razón se deje de operar las instalaciones.

El cierre del área o instalación contempla el retiro, tratamiento y disposición de materiales que tengan niveles de contaminantes que excedan los criterios específicos, incluyendo el trabajo necesario para devolver los suelos a su condición natural o ambientalmente aceptable.

Abarcará medidas para evitar efectos adversos al medio ambiente por causa de residuos sólidos, líquidos y gaseosos remanentes que puedan aflorar en el corto, mediano y largo plazo. Debido a que las circunstancias en que se desarrollan las actuales actividades de la empresa van a continuar evolucionando y cambiando con el tiempo, es de esperarse que los detalles del cierre tendrán que ser planificados y desarrollados en sus aspectos finales en su oportunidad, comprendiendo las acciones siguientes:

- » Acciones previas.
- » Retiro de las instalaciones (cierre parcial, temporal y total).
- » Limpieza del lugar.
- » Restauración del lugar.

Los lineamientos que han definido la elaboración del presente Plan de Cierre están contenidos en el D.S. No. 029-94 EM.

Este Reglamento deberá ser observado durante la preparación y ejecución del Plan de Cierre y terminación de la actividad.

En este aspecto hay que considerar que existen tres tipos de cierre de las instalaciones de una empresa:

- » El cierre temporal.
- » El cierre parcial.
- » El cierre total.

#### **6.1.1.9. Plan de Contingencias.**

El Plan de Contingencias es un documento interno que es utilizado como guía, para la ejecución de las acciones que requieran los casos de emergencia como producto de lo siguiente:

- » Riesgos Naturales o de la Naturaleza.
- » Riesgos Fortuitos o Imprevistos.
- » Riesgos Provocados o Sabotaje.

El Plan de Contingencias diseñado describe la organización y procedimiento para afrontar estas emergencias, el cual es manejada por la empresa que administra el PSE y coordina con la ejecutora del proyecto.

#### **6.1.1.10. Plan de Manejo de Residuos.**

Finalmente, según las actividades identificadas que se desarrollaran durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento podemos indicar los tipos de residuos que se generaran y la forma como se atenuara o eliminara el impacto que se pueda producir con el manejo inadecuado de estos.

##### **Residuos**

Se considera residuo, desecho o desperdicio a toda materia, sustancia u objeto producido en cualquier actividad, en forma sólida, semisólida, líquida o gaseosa, que no tiene valor de uso directo y que es descartado por quien lo genera, cuya eliminación, reciclado, recuperación, reutilización y/o disposición final se realice, se proponga realizar o se esté obligado a realizar en virtud de lo establecido en la normatividad nacional vigente o de los riesgos que causan a la salud y el ambiente.

##### **Residuos Peligrosos**

Será considerado peligroso todo residuo que por sus características o el manejo al que son o van a ser sometidos representan un riesgo significativo o pueden causar daño directo o indirecto a la salud y al ambiente.

Se consideran peligrosos, los residuos que presenten por lo menos una de las siguientes características: autocombustibilidad, explosividad, corrosividad, reactividad, toxicidad, radioactividad o patogenicidad. Asimismo, se consideran peligrosos los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos, como también los lodos, cenizas y similares.

**Residuos No Peligrosos**

Son aquellos que por sus características no causan daño a la salud humana o al medio ambiente.

**Residuos Industriales**

Son aquellos que se originan en los procesos productivos, durante la realización de las obras de infraestructura o mantenimiento. A su vez, también se los clasifica teniendo en cuenta el tratamiento diferencial que se le debe dar.

Se pueden identificar cinco oportunidades en las que se generan residuos.

- » Residuos generados en las operaciones rutinarias y normales de producción.
- » Residuos generados en situaciones limitadas y transitorias producto de alteraciones del régimen del proceso productivo.
- » Residuos generados por pérdidas o emisiones fugitivas.
- » Residuos generados como consecuencia de accidentes.
- » Residuos generados en instalaciones de almacenamiento de materias primas.

**Residuos No Industriales**

Son aquellos que se originan en las tareas cotidianas de oficina.

**Residuo Semisólido**

Material o elemento que normalmente se asemeja a un lodo y que no posee suficiente líquido para fluir libremente.

**▪ Residuos Generados durante la ejecución del proyecto****Residuos No Industriales****No Peligrosos Domiciliarios**

Se origina en los distintos sectores y conforman los excedentes de las actividades de oficina.

Están compuestos principalmente por, papeles sucios con alimentos, vasos y cucharas de plástico, envases de botellas, latas, restos de aseo personal, restos de alimentos y todo resto orgánico recolectado, además de papeles y cartones excedentes de las actividades de oficina.

**Peligrosos Domiciliarios**

Incluye los excedentes de los equipamientos de informática, como cartuchos de tonner, tinta; papel carbónico, pilas alcalinas, etc.

## **Residuos Industriales**

### **No Peligrosos**

#### **Inertes no metálicos**

Incluye los residuos provenientes de las actividades de obras, mantenimiento y operación. Están constituidos por: escombros, tierra, trapos no contaminados con hidrocarburos, porcelanas, embalajes y envoltorios de cartón, plástico, vidrio, bolsas de polietileno, maderas no contaminados con hidrocarburos, tecknopor, residuos de la colocación de cajas porta medidor.

#### **Inertes metálicos (chatarras)**

Poseen el mismo origen que los no metálicos, se compone de equipos y/o materiales de hierro, acero, fundición, bronce, excedente de cables de cobre, barras de/con cobre, excedentes de cable con aluminio.

#### **Peligrosos**

Incluye los residuos provenientes de las unidades móviles aceites, tierra, trapos contaminados con hidrocarburos, baterías, pilas alcalinas.

### ▪ **Recolección Almacenamiento y Segregación de Residuos**

Los residuos se recolectarán según el avance de la ejecución del proyecto se irán depositando, a medida que se generan, en cajas, depósitos, bolsas, específicos situados en las áreas generadoras de los mismos. Estos recipientes estarán debidamente identificados con la etiqueta y colores correspondientes numerados, fechados y rotulados respectivamente.

La chatarra metálica debe ser colectada en espacios asignados en forma temporal para posteriormente ser comercializada, reciclada adecuadamente.

Los residuos no metálicos serán colocados en envases no permeables de plástico o de metal, en zonas acondicionadas para la protección de las lluvias o tierras. La disposición de los residuos se hará en lugares apropiados, previamente establecidos.

Se almacenarán en contenedores en el almacén temporal, una vez que el contenedor complete su capacidad, se procederá al cierre del mismo garantizando que no haya fugas del residuo.

La etapa siguiente luego de la generación es la segregación y almacenamiento de los residuos en condiciones de seguridad que garanticen el posterior traslado al tratamiento y/o disposición final.

El almacenamiento de los residuos, se realizará en un lugar determinado, delimitado y separado para tal fin, se segregarán mediante envases.



El lugar asignado para el almacén temporal de los residuos estará limitado y separado del sitio asignado para el almacenamiento de los insumos. Los residuos deben ser envasados, identificando los recipientes, así como su contenido y se los debe fechar y numerar.

#### **6.1.1.11. Depósitos de Almacenamiento temporales – Tipología constructiva.**

Las áreas destinadas al depósito de residuos estarán identificadas, contar con ventilación y todos los elementos de seguridad que permitan prevenir y controlar situaciones de riesgo, así mismo estarán emplazados en terrenos no inundables y separados de otros edificios.

Estarán separados de otras áreas de usos diferentes, con distancias adecuadas según el riesgo que presenten.

Las áreas de almacenamiento se identificarán de acuerdo al tipo de residuos que contienen, realizando separaciones sobre la base de las compatibilidades fisicoquímicas que los mismos presenten, los correspondientes a residuos peligrosos o especiales se construirán con materiales incombustibles con ventilación natural y con el piso pavimentado impermeabilizado.

Los depósitos o contenedores utilizados como envases para acopio de residuos estarán albergados en lugares donde el techo posea una altura mínima de 5 metros, como así también el ancho de los pasillos (> 1,50 mts.) para que permitan el movimiento y traslado sin dificultad alguna.

##### **Características generales de los envases**

Los materiales para los envases o contenedores de residuos especiales, serán materiales químicamente inatacables, de adecuada resistencia física y sistemas antivuelco. Los residuos de poco porte se almacenarán en contenedores metálicos o plásticos dependiendo de su agresividad, estado de agregación y volumen/masa. Para el caso de materiales que contengan líquidos, como por ejemplo plásticos, trapos, maderas, etc., impregnados se utilizarán bolsas plásticas.

Los depósitos metálicos o plásticos, estarán limpios y no contaminados con otras sustancias que pudiesen reaccionar y/o producir alteraciones en las condiciones fisicoquímicas de los residuos que contendrán. Los depósitos metálicos o plásticos y los contenedores no tendrán ninguna inscripción y/o marca que induzca a confusiones en cuanto a su contenido y/o procedencia.

Aquellos recipientes que contengan residuos, ya sean depósitos, contenedores, bolsas de polietileno, u otros serán identificados mediante una convención de colores, la cual tenderá a favorecer una correcta segregación de los residuos.

##### **Rotulado y etiquetado de envases y contenedores**

Los contenedores, depósitos, bolsas u otro tipo de envase, como así también las áreas de almacenamiento estarán debidamente identificadas a través de etiquetas y/o carteles, y colores para favorecer su segregación.

Los recipientes estarán numerados, rotulados con su contenido genérico, y de acuerdo a lo que establezca la Normativa vigente, figurarán, si es necesario, Fecha de ingreso al Área de Depósito, y su identificación en función del riesgo que presenten. Los rótulos empleados serán inalterables por acción del agua, sol, o por el propio producto almacenado.

Los rótulos se colocarán en un lugar visible y de fácil lectura.

**La etiqueta debe permitir:**

- » Informar de manera inmediata respecto al contenido del envase.
- » Evitar confusiones a la hora de manipularlos.
- » Ayudar al almacenamiento y a la prevención de accidentes, fugas y vertidos.

**6.1.1.12. Manipuleo y Disposición Final.**

En caso de que se requiera el manipuleo de los Residuos se tendrán en cuenta las especificaciones que a continuación se detallan:

La movilización de los equipos y/o envases se hará a través de equipo especializado o medios apropiados y conducidos por personal capacitado en movimiento y transporte de residuos.

El personal en todo momento utilizara implementos de protección personal según los residuos a manipular.

Los equipos y/o envases serán movidos en posición vertical y amarrados, a fin de evitar posibles perdidas y/o derrames durante su transporte al vertedero municipal (relleno sanitario).

Se tomarán las medidas necesarias a fin de evitar el daño de los embalajes de los rótulos.

La disposición final de los residuos se realizará en el relleno sanitario de Lima debidamente autorizado por la autoridad competente del lugar.

## 6.1.2. PSE Canta III Etapa.

### 6.1.2.1. Objetivo.

El objetivo del presente estudio es identificar y cuantificar el impacto sobre el medio ambiente producido por la implementación, monitoreo, operación y mantenimiento del sistema de comercialización de energía eléctrica (Prepago) en el PSE Canta III Etapa, Además, recomendar las medidas de mitigación a través del diseño de un Plan de Manejo Ambiental y establecer el Plan de Monitoreo para el control de los parámetros ambientales.

### 6.1.2.2. Descripción del Proyecto.

El proyecto incluye la implementación del sistema de comercialización de energía eléctrica (prepago), instalación de módulos de venta, instalación de 1386 medidores electrónicos inteligentes mono-cuerpo con sistema prepago, monitoreo, operación y mantenimiento en las localidades de:

- » Sumbilca : Rauma, Sumbilca, Huandaro. (Modulo de venta).
- » Huamantanga : Huamanatanga, Marco, Quipan, Puruchuco.
- » Lachaqui : Viscas Bellavista (Apio) , San Lorenzo, Pampacocha.
- » Santa Rosa de Quives : Huarhuar (Modulo de venta).
- » Arahuaay : Antamaza, Orobel, Quiso, Lichahuasi, Archu, Shumay, Collo, Arahuaay.
- » Huaros: Santa Rosa de Acochaca, Huacos.

El área de influencia del P.S.E. Canta III Etapa se encuentra ubicado en el Departamento de Lima, y comprende principalmente a las Provincias de Canta, Huaral y Huarochirí y los Distritos Huamantanga, Lachaqui, Santa Rosa de Quives, Arahuaay, Huaros, Jicamarca, Sumbilca. La implementación del proyecto no afectara el área correspondiente al distrito de Jicamarca.

### 6.1.2.3. Situación Ambiental del área donde se ejecutará el proyecto.

El área de influencia directa del proyecto, está determinada por el de ubicación de las localidades beneficiadas con el proyecto.

#### **Ambiente Físico**

##### **Calidad del Aire**

No se ha localizado ninguna otra fuente de emisiones, ruido ni radiaciones electromagnéticas en el área del proyecto.

##### **Geología**

Estratigráficamente, en el área del proyecto, se ha identificado la ocurrencia de diversas unidades estratigráficas, cuyas edades van desde el ozoico hasta el Cenozoico.

En el ozoico se presenta el Volcánico Calipuy (Kti –Vca). (Tramo Canta – Obrajillo y Huacos – Huaros, Tramo Canta - San José – Huamantanga) y la Formación Arahuaay (J –ar) (Tramo desde

San José – Apio - San Lorenzo - Viscas – Pampacocha, Tramo Antamasa – Orobel). En el Cenozoico se presenta el Grupo Rimac (Ti –ri) (Tramo Lachaqui – Canta). También hay Rocas Intrusivas como la Super Unidad Pacho – Tonalita Diorita (Ks tdi-pa) (Lachaqui – Arahua) y depósitos Aluviales – Coluviales como los depósitos Aluviales (Q-al) (Tramo Acocacha – Obrajillo, Tramo Arahua - Collo - Piscobamba - Shumay - Archu - Lichahuasi - Huarhuar, Parte del tramo Lachaqui Arahua) y depósitos de Quebradas (Q-ar) Otras formaciones importantes son la Formación Colqui (Ti-co) y la Volcánico Millotingo (Ts-mi).

### **Suelos**

Conforme a las características de los suelos de la zona están comprendidos dentro de los grupos de Asociación Fluvisol éútrico (Fe (i)), Asociación Litosol andino – Andosol vítrico (LaTv – bc), Asociación Litosol desértico – Andosol vítrico (Ld Tv) y Asociación Paramosol dítrico – Litosol andino dítrico (Pd-Lad).

### **Capacidad de Uso Mayor**

Se ha establecido una relación de la aptitud agrícola general del suelo con los suelos involucrado en el área del proyecto que corresponde a suelos Fluvisoles éútricos (Aptos para fines agrícolas intensivos), Lítosol andino (potencial agrícola limitado), Andosol vítrico (Aptas para pastos y forestales), Litosol desértico (limitada para agricultura y pecuarios), Litosol andino dítrico (Limitada para propósitos pecuarios), Paramosol dítrico (Sin potencialidad para fines agrícolas).

### **Recursos Hídricos**

El proyecto se desarrolla dentro de la cuenca alta del río Chillón, siendo éste el recurso hídrico principal en la zona, puquiales en el distrito de Sumbilca, Huamantanga, Lachaqui.

### **Análisis de los Elementos Meteorológicos**

Sobre los 3000 msnm la precipitación es sobre los 300 mm, sobre los 3500 msnm la precipitación aumenta a los 450 mm. El régimen de precipitaciones se registra durante todo el año, con un periodo de máximas que va de diciembre a marzo, y un periodo de mínimas que va de abril a agosto.

La temperatura tiene un promedio anual de 13,6 °C. Esta temperatura promedio presenta dos épocas: en verano con 19,9 °C y en invierno, con 8,2 °C. El promedio de humedad relativa anual es de 64%, máximas entre 70% a 75% y mínimas entre 50% a 60%.

### **Formaciones Ecológicas**

El Proyecto se encuentra ubicado en una zona con las siguientes formaciones: Formación Estepa Espinosa Montano Bajo (ee-MB), Formación Estepa Montano, Formación Páramo húmedo subalpino Tropical y Formación Matorral desértico Subtropical.

### **Flora**

*Festuca rigencens*, *Capparis prisca*, *Festuca megalura*, *Solanum* sp., *Calamagrostis* rígida, *Gynerium sagittatum*, *Calamagrostis* spp., *Alchemilla pinnata*, *Arístida* spp., *Phragmites* sp., *Aciachne pulvinata*, *Arundo donax*, *Bromus* sp., *Agave americana*, *Poa horridula*, *Pitcairnia ferruginea*, *Lupinus panniculatus*, *Fourcroya* sp., *Lepidophyllum* sp., *Tillandsia* sp., *Margiricarpus* sp., *Salix humboldtiana*, *Spartium junceum*, *Schinus molle*, *Peperomia* sp., *Alnus jorullensis*,

Stipa ichu, Urtica dioica, Bouteloua sp., Caesalpinea trictoria, Gynerium sagittatum, Caricacandicans, Trifolium sp., Cassia sp., Nasella sp., Erodium sp., Capsella bursa pastoris, Mutisia viciaefolia cav., Hypochaeris spp., Grindelia sp., Acasia machracanta, Opuntia floccosa, Cereus macrostibas, Melocactus sp., Salicornia sp., Distichlis spicata, Gentiana sp., Plantago lanceolata, Buddleia sp., Salvia sp., Stipa sp., Distichia muscoides, Pycnophyllum sp., Azorella yaritSalvia sp.a.

### **Fauna**

A continuación, se enumeran las especies más conspicuas del lugar, Mamíferos como Comadreja, Ratón orejón de Darwin, ratón orejón maestro, ratón orejón amigo, ratón campestre, vizcacha peruana, uiskácha, Zorro colorado, Ato, zorrino. Anfibios como, Rana del Rímac, Rana, Sapo común. Aves como, Perdiz, pato de las torrenteras, American kestrel, Cóndor andino, Paloma común, loro de pecho escarlata, loro pequeño andino, West Peruvian Screech Owl, lechuza andina ferruginosa, lechuza andina enana, Volador andino, colibrí violeta centellante, picaflor gigante, Shining Sunbeam, Bronze – tailed trainbearer, Colibrí.

#### **6.1.2.4. Ambiente Social.**

### **Demografía**

Las poblaciones beneficiadas con el proyecto son eminentemente rurales. Sin embargo, esta situación no es así, pues la población agrícola tiene sus viviendas en las zonas urbanas, a las cuales han dotado de algunos servicios que no podrían tener en la zona rural por la dispersión de las viviendas.

El nivel de educación alcanzado es mínimo. Existe un porcentaje menor de población analfabeta respecto a poblados en condiciones geográficas similares. La mayoría de la población urbana y rural no tiene una profesión u oficio aprendido. Un segundo grupo, muy debajo del primero en cantidad, se encuentran los trabajadores calificados en labores agrícolas. Es claro que teniendo una gran cantidad de terrenos que trabajar, la mayoría de la población económicamente activa se dedique a las labores agrícolas, sea un poblador urbano o rural.

### **Vivienda**

Un porcentaje aproximado al 2% del total de viviendas son independientes y existen fuera de la zona del proyecto.

La mayoría de las viviendas cuentan con paredes de adobe, quedando un segundo grupo que ha construido sus viviendas en base a la piedra con barro. Las viviendas que han utilizado ladrillo son un pequeño grupo.

### **Servicios**

El 50% de la población se abastecen de agua de la red pública de cada localidad en el interior de las mismas viviendas proveniente de la canalización del río o cuerpo de agua superficial, un segundo grupo de la población, consiguen el agua preferentemente del río o acequia o un cuerpo de agua superficial cercano. Un tercer grupo de viviendas se abastecen de agua proveniente de pilones de uso público también de canalizaciones.

La colección de las aguas residuales, no cuentan con facilidades, pues utilizan el pozo ciego o no cuentan con este servicio básico, el PSE cuenta con el servicio de energía eléctrica proveniente de la central Hidroeléctrica de Canta (Edelnor), se recibe la señal de radio de la ciudad de Lima así como la señal de algunos canales de televisión, solo las localidades de Sumbilca, Rauma, Quipan, Arahuy, cuentan con servicio de teléfono y además la localidad de Arahuy cuenta con servicio de Internet.

#### **6.1.2.5. Determinación de impactos ambientales previsibles.**

##### **Tierra**

El desarrollo del proyecto no modificará la geografía del terreno, los trabajos se realizarán únicamente para el cambio de medidores electromecánicos por los electrónicos (Prepago). Las instalaciones son a nivel del terreno.

##### **Calidad de los suelos**

Durante la etapa de ejecución, operación puede verse afectada la calidad del suelo por efecto de derrame o contaminación con derivados de hidrocarburos (combustibles y lubricantes) u otros residuos no biodegradables, producido por la presencia de los vehículos utilizados para este fin. No se ha detectado la presencia de residuos industriales en suelos agrícolas generados en la etapa de construcción u operación de las instalaciones.

##### **Agua**

La alteración de la calidad del agua superficial o subterránea provocada directamente por la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento es poco probable, salvo se produjera el derrame accidental del aceite o combustibles de los vehículos de transporte.

##### **Aire**

La presencia de equipos y vehículos en el lugar durante la etapa de ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento de los equipos, generan la emisión de gases de combustión, así como ruidos que serán temporales y en ambiente abierto, por lo que se estima que este impacto es mínimo.

##### **Flora**

La alteración producida en la flora por la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento es mínima o poco probable, se circunscribe al área dentro de las localidades establecidas. Se ha verificado que, en dicha área, se encuentran árboles cuyo hábitat no ha sido afectado ni en forma mínima. En general, se puede considerar que no existe mayor presencia de vegetación natural ni recurso forestal que pueda ser afectado en forma mínima. Los impactos producidos durante la colocación de los equipos de medición serán superados por la recuperación rápida de la vegetación herbácea. El proyecto desde el punto de vista de uso de suelos no afectará la producción agrícola.

##### **Fauna**

La zona donde se ubica el proyecto es una zona que esta intervenida por las actividades del hombre, por lo tanto la fauna no será afectada.

**Uso del Suelo**

No se estima eliminación de especies forestales. Los efectos en pastos son poco significativos por sus dimensiones. Es importante indicar que se ha visto que la vegetación se recuperara rápidamente.

El aspecto urbano rural de la zona será modificado ligeramente por la presencia de los trabajadores instalando los nuevos equipos, provocando un impacto visual negativo poco significativo.

Los mayores efectos positivos que otorgan ventajas al proyecto se presentan al analizar el logro de los objetivos de asegurar y garantizar la calidad y cantidad de energía que se entregara a los usuarios, se está mejorando la calidad de vida de los pobladores beneficiados, en forma directa e indirecta a poblaciones aledañas a través de la prestación optimizada del servicio de energía eléctrica y del servicio de radio, televisión, etc.

**Vistas, miradores y paisajes**

La instalación del nuevo sistema en el medio rural no ocasiona un impacto visual negativo por el entorno ambiental de la zona semirural. La mala disposición final de los residuos sólidos, que puedan ser producidos durante la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento, en zonas públicas de potencial turístico podrían dar un aspecto poco estético a dichas zonas.

**Sitios Históricos y arqueológicos**

Se considera que la ejecución del proyecto no afectará los sitios arqueológicos de la zona.

**Modelos Culturales**

La energía eléctrica permite la transferencia cultural a distancia provocando la incorporación de costumbres que modifican paulatinamente la forma de vida de la población. La llegada de personas foráneas no provocará impacto, debido especialmente a la pequeña cantidad de personal técnico encargado de la ejecución, monitoreo, operación o mantenimiento del proyecto.

**Salud y Seguridad**

Durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento del nuevo sistema pueden presentarse accidentes propios de estas labores, así como riesgo de accidentes, el cual será minimizado teniendo personal calificado y en constante capacitación.

**Facilidades y Actividades Industriales**

La comercialización y utilización eficiente de la energía eléctrica tendrá impacto directo en el fomento de las actividades industriales ligadas a él. No hay mayor efecto en el transporte y accesos por la instalación del sistema. El manejo de residuos es un efecto negativo importante en este aspecto se deberá tomar en cuenta al momento de diseñar el Plan de Manejo Residuos.

**Disposición de residuos**

Se prevé que en las etapas ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento generación de residuos. Los residuos producidos en estas etapas, se manejaran según el Plan de Manejo de Residuos.

**Evaluación ambiental**

La aplicación de la matriz de impactos y la calificación de ellos nos permite mencionar que la implementación del sistema no tendrá un efecto negativo sobre el medio ambiente.

El efecto será positivo porque permitirá mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en cuanto a la calidad comercial y versatilidad del sistema eléctrico para su operación, permitiendo que se desarrollen nuevas actividades comerciales o productivas relacionadas con las facilidades del nuevo sistema. En conclusión, el proyecto presenta índices evidentes de viabilidad ambiental que sobrepasa los efectos negativos de la etapa de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**6.1.2.6. Programa de Manejo Ambiental.****Tierra**

Los vehículos que se empleen durante ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento deberán estar en buen estado de conservación y mantenimiento, prohibiéndose la realización de trabajos de mantenimiento o reparación de vehículos en el área del proyecto. Cualquier derrame de producto contaminante deberá ser convenientemente recuperado y limpiado o en casos de mayor magnitud su remediación. Se debe capacitar al personal técnico para dar a conocer lo establecido en el Plan de Manejo para procedimientos de recolección, tratamiento y disposición final de los residuos sólidos.

**Agua**

No debe permitirse que vehículos en mal estado realicen los servicios durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento, pues estos pueden contaminar las tierras con restos de hidrocarburos. En los casos que se utilicen productos de limpieza que contengan elementos químicos, éstos deberán ser adecuadamente almacenados y convenientemente manipulados.

**Aire**

Los equipos y medios de transporte deberán mantenerse en buen estado para evitar la generación de gases de combustión y de ruido en exceso. Los desplazamientos deberán realizarse dentro de espacios estrictamente necesarios y por rutas preestablecidas y programadas. Por lo mismo, el paso de personal y vehículos durante el mantenimiento será con conocimiento de los dueños de los predios.

**Flora**

El manejo de residuos deberá ser realizado en zonas aledañas que no restrinja el crecimiento de los pastos naturales. Se debe utilizar los caminos que sean autorizados por los dueños de los predios, realizando las compensaciones debidas por las áreas que puedan ser afectadas por el paso de los vehículos o personal.

**Fauna**

Realizar las etapas de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento serán preferentemente en el día, de tal manera que la emisión de gases de escape y de ruido no perturben las costumbres nocturnas de las aves.



**Uso del Suelo**

Considerando que la implementación del nuevo sistema se ha producido con conocimiento de la municipalidad, se estima que los impactos no necesitan de medidas de mitigación para las áreas abiertas. Se deberá brindar información mediante cartillas informativas que precisen y expliquen el nuevo sistema.

**Vistas, observadores y paisajes**

Para evitar que los residuos generen un impacto visual negativo, se deberá ejecutar fielmente las actividades propuestas en el Plan de Manejo de Residuos.

**Sitios históricos y arqueológicos**

Las zonas no serán afectadas por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**Situación Cultural**

Se recomienda que las señales de peligro y orientación que se instalen sean adecuadas para evitar accidentes. En condiciones de emergencia se deberá brindar asistencia oportuna y adecuada conforme a los planes de contingencia establecidos.

**Salud y Seguridad**

Se recomienda que cuando las unidades vehiculares carguen y descarguen los equipos utilicen señalización adecuada en tamaño y cantidad para evitar accidentes o cualquier otro contratiempo. La ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento se realizará observando las normas vigentes de seguridad. En condiciones de emergencia se deberá brindar asistencia oportuna y adecuada. Los trabajadores deben pasar un examen médico antes de iniciar las labores en la zona del proyecto para evitar que sean focos de enfermedades infecto contagiosas. Deben realizarse campañas educativas a la población para reforzar los conceptos y conciencia ambiental y de la seguridad.

**Procesos**

Se debe capacitar al personal en planes de contingencias, el mismo que debe incluir los casos de cortocircuito o electrocución de tal forma que las posibilidades de accidentes de personas ajenas al sistema se reduzcan al mínimo.

**Facilidades y Actividades Industriales**

Se recomienda que se cumpla con las disposiciones técnicas relacionadas con la comunicación anticipada a los usuarios por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento del servicio.

**Transporte y acceso**

Las zonas no serán afectadas por la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento.

**Redes y flujos de servicios**

No se prevé el desarrollo de medidas de mitigación para este parámetro ambiental en virtud de que los impactos producidos no generan deterioro de la calidad del ecosistema (incluyendo al hombre).

**Disposición de residuos**

La disposición de los residuos generados durante las etapas ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento será según el Plan de Manejo de Residuos.

**6.1.2.7. Necesidad de entrenamiento del personal.**

Para una adecuada gestión del personal se deberá realizar un entrenamiento teórico y práctico orientado, a la seguridad y conservación del medio ambiente.

**Programa de Monitoreo**

1. Recorrido de supervisión en el entorno de las instalaciones de los nuevos equipos para la recopilación de datos sobre las molestias producidas por su operación.
2. En las labores de ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento, los residuos sólidos deberán ser recogidos y depositados en los lugares asignados para su posterior reciclaje, venta o disposición en los rellenos sanitarios establecidos, en forma separada los domésticos de los residuales contaminantes.
3. No se permitirá el abandono de residuos en lugares no autorizados.
4. Deberá realizarse la verificación del cumplimiento de este procedimiento.
5. Implementar un sistema de seguimiento de los principales parámetros de operación.
6. Estructurar un Plan de Mantenimiento con la finalidad de mantener los mismos parámetros de diseño durante la fase de operación.

**6.1.2.8. Plan de cierre.**

La ejecución del Plan de Cierre se aplicará cuando el sistema de distribución de energía eléctrica cumpla su vida útil o cuando por alguna razón se deje de operar las instalaciones.

El cierre del área o instalación contempla el retiro, tratamiento y disposición de materiales que tengan niveles de contaminantes que excedan los criterios específicos, incluyendo el trabajo necesario para devolver los suelos a su condición natural o ambientalmente aceptable. Abarcará medidas para evitar efectos adversos al medio ambiente por causa de residuos sólidos, líquidos y gaseosos remanentes que puedan aflorar en el corto, mediano y largo plazo.

Debido a que las circunstancias en que se desarrollan las actuales actividades de la empresa van a continuar evolucionando y cambiando con el tiempo, es de esperarse que los detalles del cierre tendrán que ser planificados y desarrollados en sus aspectos finales en su oportunidad, comprendiendo las acciones siguientes:

- » Acciones previas.
- » Retiro de las instalaciones (cierre parcial, temporal y total).
- » Limpieza del lugar.

- » Restauración del lugar.

Los lineamientos que han definido la elaboración del presente Plan de Cierre están contenidos en el D.S. No. 029-94 EM.

Este Reglamento deberá ser observado durante la preparación y ejecución del Plan de Cierre y terminación de la actividad. En este aspecto hay que considerar que existen tres tipos de cierre de las instalaciones de una empresa:

- » El cierre temporal.
- » El cierre parcial.
- » El cierre total.

#### **6.1.2.9. Plan de Contingencias.**

El Plan de Contingencias es un documento interno que es utilizado como guía, para la ejecución de las acciones que requieran los casos de emergencia como producto de lo siguiente:

- » Riesgos Naturales o de la Naturaleza.
- » Riesgos Fortuitos o Imprevistos.
- » Riesgos Provocados o Sabotaje.

El Plan de Contingencias diseñado describe la organización y procedimiento para afrontar estas emergencias, el cual es manejada por la empresa que administra el PSE y coordina con la ejecutora del proyecto.

#### **6.1.2.10. Plan de Manejo de Residuos.**

Finalmente, según las actividades identificadas que se desarrollaran durante la ejecución, monitoreo, operación y mantenimiento podemos indicar los tipos de residuos que se generaran y la forma como se atenuara o eliminará el impacto que se pueda producir con el manejo inadecuado de estos residuos.

##### **Residuos**

Se considera residuo, desecho o desperdicio a toda materia, sustancia u objeto producido en cualquier actividad, en forma sólida, semisólida, líquida o gaseosa, que no tiene valor de uso directo y que es descartado por quien lo genera, cuya eliminación, reciclado, recuperación, reutilización y/o disposición final se realice, se proponga realizar o se esté obligado a realizar en virtud de lo establecido en la normatividad nacional vigente o de los riesgos que causan a la salud y el ambiente.

##### **Residuos Peligrosos**

Será considerado peligroso todo residuo que por sus características o el manejo al que son o van a ser sometidos representan un riesgo significativo o pueden causar daño directo o indirecto a la salud y al ambiente.

Se consideran peligrosos, los residuos que presenten por lo menos una de las siguientes características: autocombustibilidad, explosividad, corrosividad, reactividad, toxicidad, radioactividad o patogenicidad.

Asimismo, se consideran peligrosos los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos, como también los lodos, cenizas y similares.

### **Residuos No Peligrosos**

Son aquellos que por sus características no causan daño a la salud humana o al medio ambiente.

### **Residuos Industriales**

Son aquellos que se originan en los procesos productivos, durante la realización de las obras de infraestructura o mantenimiento. A su vez, también se los clasifica teniendo en cuenta el tratamiento diferencial que se le debe dar.

Se pueden identificar cinco oportunidades en las que se generan residuos.

- » Residuos generados en las operaciones rutinarias y normales de producción.
- » Residuos generados en situaciones limitadas y transitorias producto de alteraciones del régimen del proceso productivo.
- » Residuos generados por pérdidas o emisiones fugitivas.
- » Residuos generados como consecuencia de accidentes.
- » Residuos generados en instalaciones de almacenamiento de materias primas.

### **Residuos No Industriales**

Son aquellos que se originan en las tareas cotidianas de oficina.

### **Residuo Semisólido**

Material o elemento que normalmente se asemeja a un lodo y que no posee suficiente líquido para fluir libremente.

## **▪ Residuos Generados durante la ejecución del proyecto**

### **Residuos No Industriales**

#### **No Peligrosos Domiciliarios**

Se origina en los distintos sectores y conforman los excedentes de las actividades de oficina. Están compuestos principalmente por, papeles sucios con alimentos, vasos y cucharas de plástico, envases de botellas, latas, restos de aseo personal, restos de alimentos y todo resto orgánico recolectado, además de papeles y cartones excedentes de las actividades de oficina.

#### **Peligrosos Domiciliarios**

Incluye los excedentes de los equipamientos de informática, como cartuchos de tonner, tinta; papel carbónico, pilas alcalinas, etc.

## **Residuos Industriales**

### **No Peligrosos**

#### **Inertes no metálicos**

Incluye los residuos provenientes de las actividades de obras, mantenimiento y operación. Están constituidos por: escombros, tierra, trapos no contaminados con hidrocarburos, porcelanas, embalajes y envoltorios de cartón, plástico, vidrio, bolsas de polietileno, maderas no contaminados con hidrocarburos, tecknopor, residuos de la colocación de cajas porta medidor.

#### **Inertes metálicos (chatarras)**

Poseen el mismo origen que los no metálicos, se compone de equipos y/o materiales de hierro, acero, fundición, bronce, excedente de cables de cobre, barras de/con cobre, excedentes de cable con aluminio.

#### **Peligroso**

Incluye los residuos provenientes de las unidades móviles aceites, tierra, trapos contaminados con hidrocarburos, baterías, pilas alcalinas.

### **▪ Recolección Almacenamiento y Segregación de Residuos**

Los residuos se recolectarán según el avance de la ejecución del proyecto se irán depositando, a medida que se generan, en cajas, depósitos, bolsas, específicos situados en las áreas generadoras de los mismos. Estos recipientes estarán debidamente identificados con la etiqueta y colores correspondientes numerados, fechados y rotulados respectivamente.

La chatarra metálica debe ser colectada en espacios asignados en forma temporal para posteriormente ser comercializada, reciclada adecuadamente.

Los residuos no metálicos serán colocados en envases no permeables de plástico o de metal, en zonas acondicionadas para la protección de las lluvias o tierras. La disposición de los residuos se hará en lugares apropiados, previamente establecidos.

Se almacenarán en contenedores en el almacén temporal, una vez que el contenedor complete su capacidad, se procederá al cierre del mismo garantizando que no haya fugas del residuo.

La etapa siguiente luego de la generación es la segregación y almacenamiento de los residuos en condiciones de seguridad que garanticen el posterior traslado al tratamiento y/o disposición final.

El almacenamiento de los residuos, se realizará en un lugar determinado, delimitado y separado para tal fin, se segregarán mediante envases.

El lugar asignado para el almacén temporal de los residuos estará limitado y separado del sitio asignado para el almacenamiento de los insumos.

Los residuos deben ser envasados, identificando los recipientes, así como su contenido y se los debe fechar y numerar.

#### **6.1.2.11. Depósitos de Almacenamiento temporales – Tipología constructiva.**

Las áreas destinadas al depósito de residuos estarán identificadas, contar con ventilación y todos los elementos de seguridad que permitan prevenir y controlar situaciones de riesgo, así mismo estarán emplazados en terrenos no inundables y separados de otros edificios.

Estarán separados de otras áreas de usos diferentes, con distancias adecuadas según el riesgo que presenten.

Las áreas de almacenamiento se identificarán de acuerdo al tipo de residuos que contienen, realizando separaciones sobre la base de las compatibilidades fisicoquímicas que los mismos presenten, los correspondientes a residuos peligrosos o especiales se construirán con materiales incombustibles con ventilación natural y con el piso pavimentado impermeabilizado.

Los depósitos o contenedores utilizados como envases para acopio de residuos estarán albergados en lugares donde el techo posea una altura mínima de 5 metros, como así también el ancho de los pasillos (> 1,50 mts.) para que permitan el movimiento y traslado sin dificultad alguna.

##### **Características generales de los envases**

Los materiales para los envases o contenedores de residuos especiales, serán materiales químicamente inatacables, de adecuada resistencia física y sistemas antivuelco.

Los residuos de poco porte se almacenarán en contenedores metálicos o plásticos dependiendo de su agresividad, estado de agregación y volumen/masa.

Para el caso de materiales que contengan líquidos, como por ejemplo plásticos, trapos, maderas, etc., impregnados se utilizarán bolsas plásticas.

Los depósitos metálicos o plásticos, estarán limpios y no contaminados con otras sustancias que pudiesen reaccionar y/o producir alteraciones en las condiciones fisicoquímicas de los residuos que contendrán.

Los depósitos metálicos o plásticos y los contenedores no tendrán ninguna inscripción y/o marca que induzca a confusiones en cuanto a su contenido y/o procedencia.

Aquellos recipientes que contengan residuos, ya sean depósitos, contenedores, bolsas de polietileno, u otros serán identificados mediante una convención de colores, la cual tenderá a favorecer una correcta segregación de los residuos.

**Rotulado y etiquetado de envases y contenedores**

Los contenedores, depósitos, bolsas u otro tipo de envase, como así también las áreas de almacenamiento estarán debidamente identificadas a través de etiquetas y/o carteles, y colores para favorecer su segregación.

Los recipientes estarán numerados, rotulados con su contenido genérico, y de acuerdo a lo que establezca la Normativa vigente, figurarán, si es necesario, Fecha de ingreso al Área de Depósito, y su identificación en función del riesgo que presenten.

Los rótulos empleados serán inalterables por acción del agua, sol, o por el propio producto almacenado. Los rótulos se colocarán en un lugar visible y de fácil lectura.

**La etiqueta debe permitir:**

- » Informar de manera inmediata respecto al contenido del envase.
- » Evitar confusiones a la hora de manipularlos.
- » Ayudar al almacenamiento y a la prevención de accidentes, fugas y vertidos.

**6.1.2.12. Manipuleo y Disposición Final.**

En caso de que se requiera el manipuleo de los Residuos se tendrán en cuenta las especificaciones que a continuación se detallan.

La movilización de los equipos y/o envases se hará a través de equipo especializado o medios apropiados y conducidos por personal capacitado en movimiento y transporte de residuos.

El personal en todo momento utilizara implementos de protección personal según los residuos a manipular.

Los equipos y/o envases serán movidos en posición vertical y amarrados, a fin de evitar posibles pérdidas y/o derrames durante su transporte al vertedero municipal (relleno sanitario).

Se tomarán las medidas necesarias a fin de evitar el daño de los embalajes de los rótulos.

La disposición final de los residuos se realizará en el relleno sanitario de Lima debidamente autorizado por la autoridad competente del lugar.

## *CAPITULO VII*



## 7.1. CONCLUSIONES.

De lo analizado y proyectado los resultados que se dan para el sistema (Prepago) son favorables, mejorando sustancialmente la administración y los demás parámetros que intervienen en la comercialización de energía eléctrica luego de su aplicación.

### **Sistema rentable**

En el sistema rentable (PSE Huarmaca) se produce un ahorro sustancial administrativo promedio de 80% mensual de lo gastado tradicionalmente, la recuperación de la inversión se da en 8 meses después de su implementación. La aplicación del sistema fue evaluado en rentabilidad para un horizonte de 24 meses, de este análisis se desprende un VAN S/. 538592,27 indicando que el proyecto es aceptable, la TIR es 12.98% esto significa que el proyecto tiene una rentabilidad asociada mayor que la tasa de mercado, por ser el VAN un indicador muy confiable y da positivo, la aplicación del sistema Prepago en el PSE de por si es rentable, mejorando económicamente su administración, de esta forma es mas atractivo para los inversionistas privados.

### **Sistema no-rentable**

En el sistema no rentable, la aplicación de este nuevo sistema produciría un ahorro de 63% mensual inmediatamente después de su aplicación, la recuperación de la inversión se da al año y cinco meses.

La aplicación del sistema Prepago fue evaluada en rentabilidad para un horizonte de 24 meses, siendo viable la aplicación del proyecto, dándonos un VAN de S/. 230516,35 lo cual nos indica que el proyecto es aceptable, en cambio la TIR es 4,32%. Lo que indicaría que se tendría que tener un mayor cuidado en la inversión para alcanzar la rentabilidad, como el VAN es un indicador muy confiable y da también positivo para este PSE, nos indicaría que la aplicación de este proyecto es viable.

### **Aspectos positivos**

#### **Para los usuarios**

La aplicación del proyecto trae consigo la mejor organización de gastos en el hogar, se produce un remanente de dinero por la buena administración del consumo de energía eléctrica en el hogar, aumento de prácticas de eficiencia energética, aumento de actividades fuera del hogar y comunitarias, redistribución de tareas para los usuarios, el cambio de tecnología significa (Medidor de energía-más su costo de oportunidad), el usuario tiene un costo de oportunidad por el pago anticipado del consumo, dignificación de la pobreza de los lugares aislados en general se promueve un cambio positivo en el bienestar social, por la idiosincrasia y los hábitos de los moradores de zonas rurales se ve instantáneamente el cambio agregado del bienestar.

Con este nuevo sistema se puede iniciar el recupero de la deuda vencida al pactar con el usuario su pago en cuotas a ser canceladas automáticamente en forma simultánea con la compra de energía eléctrica, dignificando el estatus social del usuario.

#### **Para empresa distribuidora o administradora del sistema**

Para la empresa o administradora el cambio es evidente en los costos operativos ahorrados, la empresa reduce costos asociados a lectura de medidores, envío de correspondencia, desconexión del servicio, etc.

Existe una mayor recaudación de impuestos por consiguiente se incrementa los ingresos fiscales. Este proyecto, permite medir desde las ópticas comercial, operativa y financiera, cómo aceptan los clientes esta nueva opción, cómo se comportan y habitan frente al nuevo sistema, para con base en ello determinar la viabilidad de su masificación en el futuro.

### **Los Aspectos negativos**

Uno de los aspectos negativos de gran consideración es la disminución del uso de artefactos eléctricos en las zonas donde se aplique el nuevo sistema, al influenciar en la gente el ahorro de energía eléctrica, además el sistema impone riesgo de auto-desconexión a los usuarios de menores recursos.

Por no tener una política de desarrollo sólida de los sistemas rurales, la tarifa del servicio de energía eléctrica es el factor negativo de mayor trascendencia en la aplicación del nuevo sistema.

Al análisis de rentabilidad económica, en los dos casos, se suma la rentabilidad en el aspecto social, lo cual hace ver muy atractivos este tipo de proyectos ya que este trae consigo un valor agregado social.

En esencia el balance es a favor de la aplicación del nuevo sistema (Prepago), el sistema funciona de manera similar para el distribuidor y para los clientes, trabaja tal como se utiliza hoy la tarjeta de recarga de llamadas para un celular (telefonía prepago). Con este nuevo sistema, los clientes efectúan sus consumos de forma racional y económicamente eficiente y con un alto nivel de seguridad, además con la aplicación del FOSE se equilibra y compensa las tarifas del servicio de energía eléctrica en zonas rurales que son las mas deprimidas del Perú.

## 7.2. RECOMENDACIONES.

- Preparar el marco normativo general para la implementación y masificación del Sistema Prepago.
- Programar y proyectar la aplicación e implementación del sistema Prepago en los nuevos planes, proyectos de ampliación de la frontera del servicio de energía eléctrica ya que estas se van a dar en zonas netamente rurales.
- Se debe instalar desde el primer momento equipos muy confiables, para que den garantía, confianza a los usuarios y de esta forma no se cree ningún malestar e incertidumbre.
- Esta tecnología se debe implementar con la debida orientación y capacitación de los usuarios.
- Evaluar la adaptación de los usuarios viendo las cualidades y defectos del sistema Prepago en un periodo de tiempo de dos años de utilizarlo, para establecer sus condiciones finales de uso.
- Capacitar y promover el uso productivo y el ahorro de la energía eléctrica a los usuarios del servicio de energía eléctrica en zonas rurales de nuestro país, además, para promover el uso productivo y el ahorro de la energía eléctrica en estas zonas, la capacitación y la educación de los lugares afectados con el proyecto debe de ser integral, mostrando nuevas oportunidades de sustento y bienestar a los pobladores.
- Se debe considerar principalmente el bienestar de los usuarios de las zonas rurales ya que por su naturaleza estas zonas son muy sensibles, como el estado tiene un rol directo en el desarrollo de estos lugares deprimidos económicamente, se tendrá que ver ante todo la rentabilidad en el aspecto social, lo cual hará ver más atractivo y traerá consigo un valor agregado social la implementación de un sistema comercial de este tipo.

### 7.3. BIBLIOGRAFÍA.

- Daigle, P. La tecnología moderna se da cita con los medidores de energía. Metering International, 1998, Edición 4, Páginas10 -11
- Candiani C. Desarrollo de Medidores de Energía Eléctrica. Publicación Interna CUDAR, 2002, UTN Universidad Tecnológica Nacional - Argentina.
- Daigle P. All-Electronic Power and Energy Meters. Analog Dialogue, 1999, Vol.33, Number 2, Pagina 22.
- Dr. Casarín, A. Socio-Economical Impact of the Prepayment System Installation. Presentación. 2005, Escuela de Dirección y Negocios - Universidad Austral Argentina.
- Ing. Candiani, C. Ing. Petrone, D. Ing. Olivera, P. Ing. Lange, M. Desarrollo de Dispensadores de Energía Eléctrica Prepagos. Trabajo de investigación, CUDAR Centro Universitario de Desarrollo en Automación y Robótica - Facultad Regional Córdoba - Universidad Tecnológica Nacional Argentina - CONTRAUT Controles Automáticos para la Industria (Empresa).
- Tennessee Valley Infrastructure Group. Sistema de Venta Anticipada y Distribución de la Energía Eléctrica - EPS2.5 LAN & WAN. [www.tvigroup.com](http://www.tvigroup.com)
- Escobar, R. Sánchez, T. Las variables ingreso y gastos monetarios como criterios básicos para identificar mercados de energía en áreas rurales del Perú - Avances de investigación en el Perú. Programa de energía de ITDG, 2001.
- Landis + Gyr (Pty) Ltd. Medidor de Energía Eléctrica Prepagada, Documento Técnico, [www.cashpower.com](http://www.cashpower.com) - South Africa
- Sánchez, T. Promoción de la micro y mini hidroenergía en el Perú, Revista HIDRORED Red Latinoamericana de Micro Hidroenergía, 2001, Número 1, Páginas 5-7.
- Sánchez, T. Escobar R. Modelo de gestión de servicios eléctricos aislados, Revista HIDRORED Red Latinoamericana de Micro Hidroenergía, 2001, Número 2, Páginas 2-4.
- Escárate, R. – Pérez, C. Medidor Eléctrico de Prepago, Documento Técnico, [www.purl.org](http://www.purl.org)
- Ruiz G. Rojas, R. Proyecto de Ley que plantea establecer el sistema piloto de consulta directa para los usuarios de los servicios públicos de agua y energía eléctrica - INFORME N° 048-2003/GEE - Gerencia de Estudios Económicos.
- Ing. Brugger, R. Estado Actual de Tecnología Prepago de Electricidad en Argentina, Conferencia CLER, 2001, San José - Costa Rica - [www.cnfl.go.cr](http://www.cnfl.go.cr)
- Ing. Delgado E. Experiencia de Adinelsa con Medidores Pre-pago, Conferencia RE,AEP FIEE-UNAC
- Ing. Arriaza H. Metodología para la inclusión de variables sociales en la formulación, ejecución y administración de proyectos de energía rural, Documento de trabajo, 2005, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.
- Gallardo, J. Bendezú, L. Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica - FOSE, Documento de Trabajo N° 7, 2005, Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.
- Ministerio de Energía y Minas (MEM), PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (PERÚ) PERIODO 2003 - 2012. [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- Ministerio de Energía y Minas (MEM), PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2005 - 2014. [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- Ministerio de Energía y Minas (MEM), RESUMEN EJECUTIVO - ESTUDIO PARA IDENTIFICAR Y CUANTIFICAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE PRODUCIDO POR LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS REDES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO (P.S.E.) CANTA III ETAPA. [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)

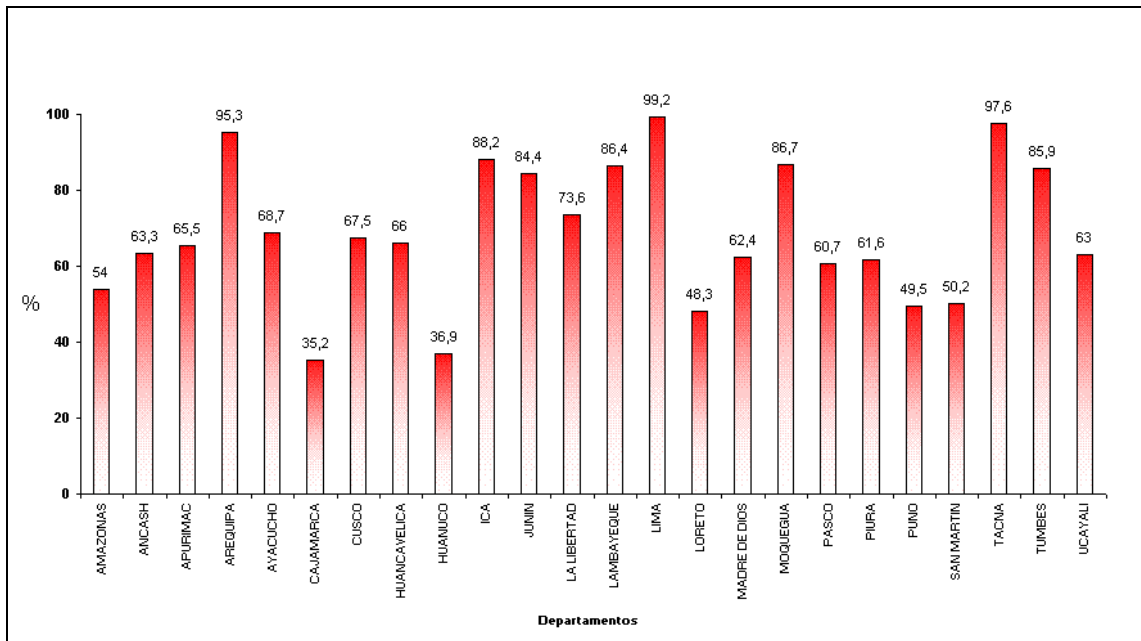
- Ministerio de Energía y Minas (MEM), RESUMEN EJECUTIVO ESTUDIO PARA IDENTIFICAR Y CUANTIFICAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE PRODUCIDO POR LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS REDES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO (P.S.E.) HUARMACA.  
[www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- [www.americasistemas.com.pe](http://www.americasistemas.com.pe)
- [www.elperuano.com.pe](http://www.elperuano.com.pe)
- [www.adinelsa.com.pe](http://www.adinelsa.com.pe)
- [www.landisgyr.com](http://www.landisgyr.com)

#### 7.4. APÉNDICES, ANEXOS.

- » **Índice de Electrificación Nacional.**  
Fuente : MEM.
- » **Contenido de normas IEC (referente al sistema Prepago).**  
Fuente : [www.iec.ch](http://www.iec.ch)
  - **IEC 62051**
  - **IEC 62052-11**
  - **IEC 62053-11**
  - **IEC 62053-21**
  - **IEC 62055-21**
  - **IEC 62055-31**
  - **IEC 62055-41**
  - **IEC 62056-21**
- » **Catalogo de Medidores Prepago.**  
Fuente : Fabricantes
- » **Diagrama, de conexión de medidor Bi-cuerpo.**
- » **Diagrama, de conexión de medidor Mono-cuerpo.**
- » **Diagrama, diseño adecuación de caja tipo L.**
- » **Resoluciones, documentos MEM (sistema Prepago).**  
Fuente MEM – [www.elperuano.com.pe](http://www.elperuano.com.pe)
  - **Ley N° 27510**  
Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.
  - **Resolución OSINERG No 236-2005-OS/CD**  
Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final.
  - **Resolución OSINERG No 370-2005-OS/CD**  
Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009.
  - **Resolución OSINERG No 033-2006-OS/CD**  
Diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas del servicio Prepago.
  - **Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD**  
Aprueba procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de tarifas del servicio Prepago.
  - **Decreto Supremo No 007-2006- EM**  
Alcances de esta Regulación.
  - **Resolución OSINERG N° 442-2006-OS/CD**  
Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad.

Indice de Electrificación Nacional.  
Fuente : MEM.

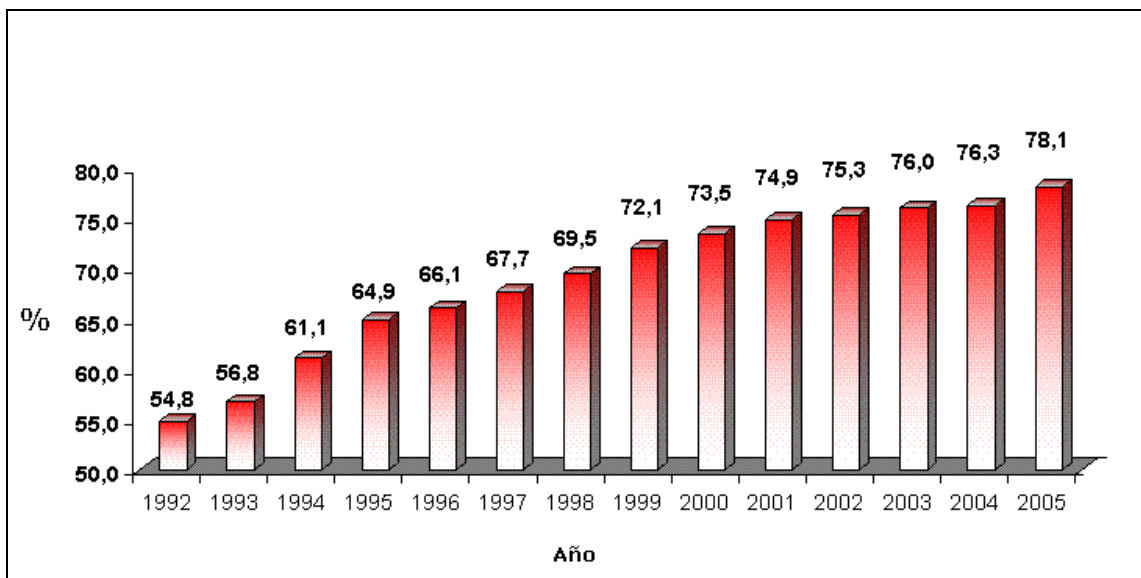
### COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION DEPARTAMENTAL AL AÑO 2003



C.E.NACIONAL = 76 %

Fuente : MEM

### EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION NACIONAL AL AÑO 2005



Fuente : MEM



Contenido de normas IEC (referente al sistema prepago) .  
Fuente : [www.iec.ch](http://www.iec.ch)

IEC 62051  
IEC 62052-11  
IEC 62053-11  
IEC 62053-21  
IEC 62055-21  
IEC 62055-31  
IEC 62055-41  
IEC 62056-21

# TECHNICAL REPORT

# IEC 62051

First edition  
1999-04

---

---

## Electricity metering – Glossary of terms

*Lecture des compteurs électriques –  
Glossaire de termes*

© IEC 1999 — Copyright - all rights reserved

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission 3, rue de Varembé Geneva, Switzerland  
Telefax: +41 22 919 0300 e-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE **XA**

*For price, see current catalogue*

## CONTENTS

	Page
FOREWORD .....	3
Clause	
1 Scope .....	5
2 Sources of terms .....	5
3 Acronyms and abbreviations .....	6
4 General .....	9
5 Utility systems/services .....	12
6 Physical meters and metering .....	14
7 Meter reading .....	16
8 Demand .....	17
9 Billing and tariffs .....	18
10 Load management and load control .....	21
11 Distribution system automation .....	22
12 Open systems interconnection .....	24
13 Data communications .....	27
14 Distribution automation using DLC media .....	37
15 Quality .....	42
16 DLMS vocabulary .....	44
17 Pre-payment electricity metering .....	45
18 Dependability .....	51
19 Liberalized utility market .....	52
Index .....	54

# INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

## ELECTRICITY METERING – GLOSSARY OF TERMS

### FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this technical report may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

Technical reports do not necessarily have to be reviewed until the data they provide are considered to be no longer valid or useful.

IEC 62051, which is a technical report, has been prepared by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

The text of this technical report is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
13/1151/CDV	13/1178/RVC

Full information on the voting for the approval of this technical report can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 3.

This document, which is purely informative, is not to be regarded as an International Standard.

The definitions in this glossary are intended to assist in understanding the work of technical committee 13.

The preparation of this report is based on the

- Australian Standard AS 4140.

In addition, the following standard organizations have contributed to the preparation of this technical report:

- CEN technical committee 294, working group 2;
- USA and Canada AMRA/AMSI/IC/IEEE joint working group.

## ELECTRICITY METERING – GLOSSARY OF TERMS

### 1 Scope

This technical report provides definitions of specific terms which may be used for drafting standards for electrical energy measurement, tariff and load control, and customer/utility information exchange systems.

Standards and technical reports which deal with Distribution Automation Systems (DAS) using Distribution Line Carrier (DLC) systems use a number of terms with specific meaning, which are not defined in IEC 60050(371). The present technical report includes these terms and their definitions, as well as those terms that are already defined in IEC 60050(371). It presents a comprehensive means of referring to terms used in standard documents on customer/utility information exchange (CUIE) systems prepared or being prepared by IEC TC 13.

This report also incorporates specific terms used in present and future standards on electricity pre-payment systems, and specific terms concerning the dependability of electricity metering equipment.

### 2 Sources of terms

The following documents were used to establish this glossary of terms.

General terms given in the IEC 60050 series are repeated with reference to the appropriate IEC term. Other sources are identified by a figure in brackets which refers to the following list:

- (1) American National Standards Institute: *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms* (1984)
- (2) IEC 60050(351): *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 351: Automatic control*
- (3) IEC 60050(721):1992, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 721: Telegraphy, facsimile and data communication*
- (4) ISO/IEC 2382-9:1995, *Information technology – Vocabulary – Part 9: Data communication*
- (5) Australian Standard AS 4140-1995: *Metering and utility information exchange – Glossary of terms*
- (6) IEC 60050(191):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 191: Dependability and quality of service*
- (7) IEC/TR3 60870-1-3:1997, *Telecontrol equipment and systems – Part 1: General considerations – Section 3: Glossary*
- (8) ISO/IEC 7498-1:1994, *Information technology – Open Systems Interconnection – Basic Reference Model – The Basic Model*
- (9) ISO/IEC 10731:1994, *Information technology – Open Systems Interconnection – Basic Reference Model – Conventions for the definition of OSI services* (source: ITU-T X.210: 1993)
- (10) IEC 60050(161):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

- (11) ISO 8402:1994, *Quality management and quality assurance – Vocabulary*
- (12) South African Specification NRS009-1. *Electricity Sales Systems – Part 1: Glossary and System Overview*. (Subsequently published as South African Standard: SABS 1524-0)
- (13) IEC 60050(691):1973, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 691: Tariffs for electricity*
- (14) ISO/IEC 2382-14:1997, *Information technology – Vocabulary – Part 14: Reliability, maintainability and availability*
- (15) IEC 61107:1996, *Data exchange for meter reading, tariff and load control – Direct local data exchange*
- (16) IEC 61134-4-41:1996, *Distribution automation using distribution line carrier systems – Part 4: Data communication protocols – Section 41: Application protocol distribution line message specification*
- (17) ISO/IEC 9506-1:1990, *Industrial automation systems – Manufacturing message specification – Part 1: Service definition*
- (18) ISO/IEC 9506-2:1990, *Industrial automation systems – Manufacturing message specification – Part 2: Protocol specification*
- (19) ISO 8824:1990, *Information technology – Open Systems Interconnection – Specification of Abstract Syntax Notation One (ASN.1)* (Provisionally retained edition)
- (20) ISO 8825:1990, *Information technology – Open Systems Interconnection – Specification of Basic Encoding Rules for Abstract Syntax Notation One (ASN.1)* (Provisionally retained edition)
- (21) IEC 60050(371):1984, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 371: Telecontrol*
- (22) IEC 60050(702):1992, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 702: Oscillations, signals and related devices*

**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC**

**62052-11**

Première édition  
First edition  
2003-02

---

---

**Equipement de comptage de l'électricité (CA) –  
Prescriptions générales, essais et  
conditions d'essai –**

**Partie 11:  
Equipement de comptage**

**Electricity metering equipment (AC) –  
General requirements, tests and test conditions –**

**Part 11:  
Metering equipment**

© IEC 2003 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) Web: [www.iec.ch](http://www.iec.ch)



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

**X**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur  
For price, see current catalogue*



## CONTENTS

FOREWORD .....	4
INTRODUCTION .....	9
1 Scope .....	11
2 Normative references.....	11
3 Terms and definitions .....	15
3.1 General definitions.....	15
3.2 Definitions related to the functional elements.....	19
3.3 Definitions of mechanical elements.....	23
3.4 Definitions related to insulation.....	25
3.5 Definitions of meter quantities .....	27
3.6 Definitions of influence quantities .....	29
3.7 Definition of tests.....	31
3.8 Definitions related to electromechanical meters .....	31
4 Standard electrical values.....	33
4.1 Standard reference voltages .....	33
4.2 Standard currents .....	35
4.3 Standard reference frequencies .....	35
5 Mechanical requirements and tests.....	35
5.1 General mechanical requirements.....	35
5.2 Case.....	35
5.3 Window.....	37
5.4 Terminals – Terminal block(s) – Protective earth terminal.....	39
5.5 Terminal cover(s).....	39
5.6 Clearance and creepage distances .....	41
5.7 Insulating encased meter of protective class II.....	43
5.8 Resistance to heat and fire .....	43
5.9 Protection against penetration of dust and water .....	43
5.10 Display of measured values .....	45
5.11 Output device .....	45
5.12 Marking of meter.....	47
6 Climatic conditions.....	51
6.1 Temperature range .....	51
6.2 Relative humidity .....	51
6.3 Tests of the effect of the climatic environments .....	51
7 Electrical requirements .....	55
7.1 Influence of supply voltage .....	55
7.2 Heating.....	57
7.3 Insulation.....	57
7.4 Immunity to earth fault.....	61
7.5 Electromagnetic compatibility (EMC).....	63
8 Type test .....	71
8.1 Test conditions .....	71

Annex A (normative) Relationship between ambient air temperature and relative humidity .....	73
Annex B (normative) Voltage wave-form for the tests of the effect of voltage dips and short interruptions .....	75
Annex C (normative) Test circuit diagram for the test of immunity to earth fault.....	77
Annex D (normative) Optical test output .....	79
Annex E (informative) Test set-up for EMC tests .....	81
Annex F (informative) Test schedule – Recommended test sequences .....	85
Figure A.1 – Relationship between ambient air temperature and relative humidity .....	73
Figure B.1 – Voltage interruptions of $\Delta U = 100\%$ , 1 s .....	75
Figure B.2 – Voltage interruptions of $\Delta U = 100\%$ , one cycle at rated frequency .....	75
Figure B.3 – Voltage dips of $\Delta U = 50\%$ .....	75
Figure C.1 – Circuit to simulate earth fault condition in phase 1 .....	77
Figure C.2 – Voltages at the meter under test .....	77
Figure D.1 – Test arrangement for the test output .....	79
Figure D.2 – Waveform of the optical test output .....	79
Figure E.1 – Test set-up for the test of immunity to electromagnetic RF fields .....	81
Figure E.2 – Test set-up for the fast transient burst test: Voltage circuits .....	81
Figure E.3 – Test set-up for the fast transient burst test: Current circuits .....	83
Table 1 – Standard reference voltages .....	33
Table 2 – Standard reference currents .....	35
Table 3a – Clearances and creepage distances for insulating encased meter of protective class I .....	41
Table 3b – Clearances and creepage distances for insulating encased meter of protective class II .....	41
Table 4 – Voltage marking.....	49
Table 5 – Temperature range .....	51
Table 6 – Relative humidity .....	51
Table 7 – Voltage range .....	55
Table 8 – Change of error due to earth fault.....	63

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) –  
GENERAL REQUIREMENTS, TESTS AND TEST CONDITIONS –**

**Part 11: Metering equipment**

**FOREWORD**

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62052-11 has been prepared by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
13/1285/FDIS	13/1292/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2012. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.

## INTRODUCTION

This part of IEC 62052 is to be used with relevant parts of the IEC 62052, IEC 62053 and IEC 62059 series, Electricity metering equipment:

- IEC 62053-11:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)*  
Replaces particular requirements of IEC 60521:1988 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-21: 2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)*  
Replaces particular requirements of IEC 61036: 2000 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-22:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*  
Replaces particular requirements of IEC 60687:1992 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-23:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)*  
Replaces particular requirements of IEC 61268:1995 (1<sup>st</sup> edition)
- IEC 62053-31:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 31: Pulse output devices for electromechanical and electronic meters (two wires only)*
- IEC 62053-61:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements*
- IEC 62059-11:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 11: General concepts*
- IEC 62059-21:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 21: Collection of meter dependability data from the field*

This part is a standard for type testing electricity meters. It covers the general requirements for “normal meters”, being used indoors and outdoors in large quantities worldwide. It does not deal with special implementations (such as metering-part and/or displays in separate housings).

This standard is intended to be used in conjunction with the appropriate part of IEC 62053 for the type of equipment under consideration.

This standard distinguishes between

- meters intended to be used indoors and outdoors; and
- protective class I and protective class II meters.

The test levels are regarded as minimum values to guarantee the proper functioning of the meter under normal working conditions. For special application, other test levels might be necessary and should be agreed upon between the user and the manufacturer.

# ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) – GENERAL REQUIREMENTS, TESTS AND TEST CONDITIONS –

## Part 11: Metering equipment

### 1 Scope

This part of IEC 62052 covers type tests for electricity metering equipment for indoor and outdoor application and applies to newly manufactured equipment designed to measure the electrical energy on 50 Hz or 60 Hz networks, with a voltage up to 600 V.

It applies to electromechanical or static meters for indoor and outdoor application consisting of a measuring element and register(s) enclosed together in a meter case. It also applies to operation indicator(s) and test output(s). If the meter has a measuring element for more than one type of energy (multi-energy meters), or when other functional elements, such as maximum demand indicators, electronic tariff registers, time switches, ripple control receivers, data communication interfaces, etc. are enclosed in the meter case, then the relevant standards for these elements apply.

It does not apply to:

- a) portable meters;
- b) data interfaces to the register of the meter;
- c) reference meters.

For rack-mounted meters, the mechanical properties are not covered in this standard.

### 2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60038:1983, *IEC standard voltages*  
Amendment 1:1994,  
Amendment 2:1997

IEC 60044-1:1996, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-2:1997, *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*

IEC 60050-300:2001, *International Electrotechnical Vocabulary – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 60060-1:1989, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 60068-2-1:1990, *Environmental testing – Part 2: Tests – Tests A: Cold*  
Amendment 1:1993,  
Amendment 2:1994

IEC 60068-2-2:1974, *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Tests B: Dry heat*  
Amendment 1:1993,  
Amendment 2:1994

IEC 60068-2-5:1975, *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Test Sa: Simulated solar radiation at ground level*

IEC 60068-2-6:1995, *Environmental testing – Part 2: Tests – Test Fc: Vibration (sinusoidal)*

IEC 60068-2-11:1981, *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Test Ka: Salt mist*

IEC 60068-2-27:1987, *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Test Ea and guidance: Shock*

IEC 60068-2-30:1980, *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Test Db and guidance: Damp heat, cyclic (12 + 12-hour cycle)*

IEC 60068-2-75:1997, *Environmental testing – Part 2-75: Tests – Test Eh: Hammer tests*

IEC 60085:1984, *Thermal evaluation and classification of electrical insulation*

IEC 60359:2001, *Electrical and electronic measurement equipment – Expression of performance*

IEC 60387:1992, *Symbols for alternating-current electricity meters*

IEC 60417-2:1998, *Graphical symbols for use on equipment – Part 2: Symbols originals*

IEC 60529:1989, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*  
Amendment 1:1999

IEC 60695-2-11:2000, *Fire hazard testing – Part 2-11: Glowing/hot-wire based test methods – Glow-wire flammability test method for end-products*

IEC 60721-3-3:1994, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 3: Stationary use at weatherprotected locations*  
Amendment 1:1995,  
Amendment 2:1996

IEC 61000-4-2:1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 2: Electrostatic discharge immunity test. Basic EMC publication*

IEC 61000-4-3:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*

IEC 61000-4-4:1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 4: Electrical fast transient/burst immunity test*. Basic EMC publication

IEC 61000-4-5:1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 5: Surge immunity test*

IEC 61000-4-6:1996, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 6: Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields*

IEC 61000-4-12:1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 12: Oscillatory waves immunity test*. Basic EMC publication

IEC 62053-31:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 31: Pulse output devices for electromechanical and electronic meters (two wires only)*

CISPR 22:1997, *Information technology equipment – Radio disturbance characteristics – Limits and methods of measurement*  
Amendment 1:2000

ISO 75-2:1993, *Plastics – Determination of temperature of deflection under load – Part 2: Plastic and ebonite*

**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC**

**62053-11**

Première édition  
First edition  
2003-01

---

---

**Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) –  
Prescriptions particulières –**

**Partie 11:  
Compteurs électromécaniques d'énergie active  
(classes 0,5, 1 et 2)**

**Electricity metering equipment (a.c.) –  
Particular requirements –**

**Part 11:  
Electromechanical meters for active energy  
(classes 0,5, 1 and 2)**

© IEC 2003 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) Web: [www.iec.ch](http://www.iec.ch)



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

**N**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur  
For price, see current catalogue*



## CONTENTS

FOREWORD .....	5
INTRODUCTION .....	7
1 Scope .....	9
2 Normative references.....	9
3 Terms and definitions .....	9
4 Standard electrical values.....	11
5 Mechanical Requirements.....	11
5.1 General .....	11
5.2 Register (counting mechanism).....	11
5.3 Direction of rotation and marking of the rotor .....	11
6 Climatic conditions.....	11
7 Electrical requirements .....	11
7.1 Power consumption .....	11
7.2 Influence of short-time overcurrents.....	13
7.3 Influence of self-heating .....	15
7.4 AC voltage test .....	15
8 Accuracy requirements .....	19
8.1 Limits of error due to variation of the current .....	19
8.2 Limits of error due to influence quantities .....	19
8.3 Test of starting and no-load condition .....	23
8.4 Meter constant.....	23
8.5 Accuracy test conditions .....	23
8.6 Interpretation of test results .....	27
9 Adjustment .....	27
Table 1 – Power consumption in voltage circuits .....	13
Table 2 – Power consumption in current circuits.....	13
Table 3 – Variations due to short-time overcurrents .....	15
Table 4 – Variations due to self-heating .....	15
Table 5 – AC voltage tests .....	17
Table 6 – Percentage error limits (single-phase meters and polyphase meters with balanced loads).....	19
Table 7 – Percentage error limits (polyphase meters carrying a single-phase load, but with balanced polyphase voltages applied to voltage circuits).....	19
Table 8 – Influence quantities .....	21
Table 9 – Starting current.....	23
Table 10 – Voltage and current balance .....	25
Table 11 – Reference conditions .....	25
Table 12 – Interpretation of test results .....	27
Table 13 – Minimum range of adjustment.....	29

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

**ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) –  
PARTICULAR REQUIREMENTS –**
**Part 11: Electromechanical meters for active energy  
(classes 0,5, 1 and 2)**

## FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, express as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62053-11 has been prepared by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

This standard together with IEC 62052-11 cancels and replaces IEC 60521 second edition published in 1988 and constitutes a technical revision.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
13/1287/FDIS	13/1293/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2012. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.

## INTRODUCTION

This part of IEC 62053 is to be used with the following relevant parts of the IEC 62052, IEC 62053 and IEC 62059 series, Electricity metering equipment:

- IEC 62052-11:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*
- IEC 62053-21:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)*  
Replaces particular requirements of IEC 61036: 2000 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-22:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*  
Replaces particular requirements of IEC 60687: 1992 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-23:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)*  
Replaces particular requirements of IEC 61268: 1995 (1<sup>st</sup> edition)
- IEC 62053-31:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 31: Pulse output devices for electromechanical and electronic meters (two wires only)*
- IEC 62053-61:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements*
- IEC 62059-11:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 11: General concepts*
- IEC 62059-21:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 21: Collection of meter dependability data from the field*

This part is a standard for type testing electricity meters. It covers the particular requirements for meters, being used indoors and outdoors in large quantities world-wide. It does not deal with special implementations (such as metering-part and/or displays in separate housings).

This standard is intended to be used in conjunction with IEC 62052-11. When any requirement in this standard concerns an item already covered in IEC 62052-11, the requirements of this standard take precedence over the requirements of IEC 62052-11.

This standard distinguishes:

- between accuracy class index 0,5, accuracy class index 1 and accuracy class index 2 meters;
- between protective class I and protective class II meters;
- between meters for use in networks equipped with or without earth fault neutralizers.

The test levels are regarded as minimum values that provide for the proper functioning of the meter under normal working conditions. For special application, other test levels might be necessary and should be agreed on between the user and the manufacturer.

## ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) – PARTICULAR REQUIREMENTS –

### Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)

#### 1 Scope

This part of IEC 62053 applies only to newly manufactured electromechanical watt-hour meters of accuracy classes 0,5, 1 and 2, for the measurement of alternating current electrical active energy in 50 Hz or 60 Hz networks and it applies to their type tests only.

It applies only to electromechanical watt-hour meters for indoor and outdoor application consisting of a measuring element and register(s) enclosed together in a meter case. It also applies to operation indicator(s) and test output(s). If the meter has a measuring element for more than one type of energy (multi-energy meters), or when other functional elements, like maximum demand indicators, electronic tariff registers, time switches, ripple control receivers, data communication interfaces, etc. are enclosed in the meter case, then the relevant standards for these elements also apply.

It does not apply to:

- watt-hour meters where the voltage across the connection terminals exceeds 600 V (line-to-line voltage for meters for polyphase systems);
- portable meters;
- data interfaces to the register of the meter.

Regarding acceptance tests, a basic guideline is given in IEC 60514.

The dependability aspect is covered by the documents of the IEC 62059 series.

#### 2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60514:1975, *Acceptance inspection of Class 2 alternating-current watt-hour meters*

IEC 60736:1982, *Testing equipment for electrical energy meters*

IEC 62052-11:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*

**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC**

**62053-21**

Première édition  
First edition  
2003-01

---

---

**Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) –  
Prescriptions particulières –**

**Partie 21:  
Compteurs statiques d'énergie active  
(classes 1 et 2)**

**Electricity metering equipment (a.c.) –  
Particular requirements –**

**Part 21:  
Static meters for active energy  
(classes 1 and 2)**

© IEC 2003 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

**S**

*For price, see current catalogue*

## CONTENTS

FOREWORD .....	7
INTRODUCTION .....	9
1 Scope .....	11
2 Normative references.....	11
3 Terms and definitions .....	13
4 Standard electrical values.....	13
5 Mechanical requirements .....	13
6 Climatic conditions.....	13
7 Electrical requirements .....	13
7.1 Power consumption .....	13
7.2 Influence of short-time overcurrents.....	15
7.3 Influence of self-heating .....	17
7.4 AC voltage test.....	17
8 Accuracy requirements .....	19
8.1 Limits of error due to variation of the current .....	19
8.2 Limits of error due to influence quantities .....	21
8.3 Test of starting and no-load condition .....	27
8.4 Meter constant.....	29
8.5 Accuracy test conditions .....	29
8.6 Interpretation of test results .....	31
Annex A (normative) Test circuit diagram for d.c., even harmonics, odd harmonics and sub-harmonics .....	33
Annex B (normative) Electromagnet for testing the influence of externally produced magnetic fields .....	45
Figure A.1 – Test circuit diagram for half-wave rectification.....	33
Figure A.2 – Half-wave rectified waveform .....	35
Figure A.3 – Informative distribution of half-wave harmonic content (the Fourier analysis is not complete).....	37
Figure A.4 – Test circuit diagram (informative) .....	39
Figure A.5 – Phase fired waveform.....	41
Figure A.6 – Informative distribution of harmonic content of phase fired waveform (the Fourier analysis is not complete).....	41
Figure A.7 – Burst fired waveform .....	43
Figure A.8 – Informative distribution of harmonics (the Fourier analysis is not complete) .....	43
Figure B.1 – Electromagnet for testing the influence of externally produced magnetic fields .....	45
Table 1 – Power consumption in voltage circuits for single-phase and polyphase meters including the power supply .....	13
Table 2 – Power consumption in current circuits.....	15
Table 3 – Variations due to short-time overcurrents .....	15
Table 4 – Variations due to self-heating .....	17

Table 5 – AC voltage tests .....19

Table 6 – Percentage error limits (single-phase meters and polyphase meters with balanced loads).....19

Table 7 – Percentage error limits (polyphase meters carrying a single-phase load, but with balanced polyphase voltages applied to voltage circuits) .....21

Table 8 – Influence quantities .....21

Table 9 – Starting current.....27

Table 10 – Voltage and current balance .....29

Table 11 – Reference conditions .....29

Table 12 – Interpretation of test results .....31

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

**ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) –  
PARTICULAR REQUIREMENTS –**
**Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)**

## FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62053-21 has been prepared by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

This standard together with IEC 62052-11 cancels and replaces the second edition of IEC 61036 (2000) and constitutes a technical revision.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
13/1282/FDIS	13/1289/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2012. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.



## INTRODUCTION

This part of IEC 62053 is to be used with the following relevant parts of the IEC 62052, IEC 62053 and IEC 62059 series, Electricity metering equipment:

- IEC 62052-11:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*
- IEC 62053-11:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)*  
Replaces particular requirements of IEC 60521: 1988 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-22:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*  
Replaces particular requirements of IEC 60687: 1992 (2<sup>nd</sup> edition)
- IEC 62053-23:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)*  
Replaces particular requirements of IEC 61268: 1995 (1<sup>st</sup> edition)
- IEC 62053-31:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 31: Pulse output devices for electromechanical and electronic meters (two wires only)*
- IEC 62053-61:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements*
- IEC 62059-11:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 11: General concepts*
- IEC 62059-21:2002, *Electricity metering equipment (a.c.) – Dependability – Part 21: Collection of meter dependability data from the field*

This part is a standard for type testing electricity meters. It covers the particular requirements for meters, being used indoors and outdoors in large quantities worldwide. It does not deal with special implementations (such as metering-part and/or displays in separate housings).

This standard is intended to be used in conjunction with IEC 62052-11. When any requirement in this standard concerns an item already covered in IEC 62052-11, the requirements of this standard take precedence over the requirements of IEC 62052-11.

This standard distinguishes:

- between accuracy class index 1 and accuracy class index 2 meters;
- between protective class I and protective class II meters;
- between meters for use in networks equipped with or without earth fault neutralizers.

The test levels are regarded as minimum values that provide for the proper functioning of the meter under normal working conditions. For special application, other test levels might be necessary and should be agreed on between the user and the manufacturer.

## **ELECTRICITY METERING EQUIPMENT (AC) – PARTICULAR REQUIREMENTS –**

### **Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)**

#### **1 Scope**

This part of IEC 62053 applies only to newly manufactured static watt-hour meters of accuracy classes 1 and 2, for the measurement of alternating current electrical active energy in 50 Hz or 60 Hz networks and it applies to their type tests only.

It applies only to static watt-hour meters for indoor and outdoor application consisting of a measuring element and register(s) enclosed together in a meter case. It also applies to operation indicator(s) and test output(s). If the meter has a measuring element for more than one type of energy (multi-energy meters), or when other functional elements, like maximum demand indicators, electronic tariff registers, time switches, ripple control receivers, data communication interfaces, etc. are enclosed in the meter case, then the relevant standards for these elements also apply.

It does not apply to:

- watt-hour meters where the voltage across the connection terminals exceeds 600 V (line-to-line voltage for meters for polyphase systems);
- portable meters;
- data interfaces to the register of the meter;
- reference meters.

Regarding acceptance tests, a basic guideline is given in IEC 61358.

The dependability aspect is covered by the standards of the IEC 62059 series.

#### **2 Normative references**

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60736:1982, *Testing equipment for electrical energy meters*

IEC 61358:1996, *Acceptance inspection for direct connected alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 1 and 2)*

IEC 62052-11:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*

IEC 62053-61:1998, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements*

# TECHNICAL REPORT

**IEC  
TR  
62055-21**

First edition  
2005-08

---

---

## **Electricity metering – Payment systems – Part 21: Framework for standardization**

© IEC 2005 — Copyright - all rights reserved

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) Web: [www.iec.ch](http://www.iec.ch)



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE

**XE**

*For price, see current catalogue*

## CONTENTS

FOREWORD.....	6
INTRODUCTION.....	8
1 Scope.....	9
2 References.....	9
3 Terms and definitions .....	10
3.1 Definitions .....	10
3.2 Abbreviated terms .....	12
3.3 Notation and terminology.....	13
4 General concepts .....	14
5 The generic entity model .....	15
6 Generic functions and application process reference model for the Payment_Metering_System .....	16
6.1 Reference model.....	16
6.2 Business functions .....	17
6.3 Support functions .....	18
6.4 Business processes.....	18
6.5 Support processes .....	19
6.6 Payment_Metering_Application process .....	20
7 Framework for standardization .....	22
7.1 Generic processes .....	23
7.2 Generic functions .....	23
7.3 Data elements.....	23
7.4 System entities and interfaces.....	23
8 Example specification for a payment metering system.....	25
9 Future aspects .....	25
10 Generic processes.....	25
10.1 Class 1: Supply_Agreement process.....	27
10.2 Class 2: Purchase_Agreement process.....	27
10.3 Class 3: Account_Configuration process.....	27
10.4 Class 4: Metering_Configuration process.....	27
10.5 Class 5: Delivery_Configuration process.....	27
10.6 Class 6: Connection_Authorization process .....	27
10.7 Class 7: Transmission_Delivery process.....	27
10.8 Class 8: Distribution_Delivery process.....	27
10.9 Class 9: Installation_Connection process.....	27
10.10 Class 10: Point_Of_Delivery_Connection process.....	27
10.11 Class 11: Customer process_Delivery.....	28
10.12 Class 12: Meter_Reading process .....	28
10.13 Class 13: Customer_Billing process.....	28
10.14 Class 14: Payment_Receipting process .....	28
10.15 Class 15: Receipt_Issuing process .....	28
10.16 Class 16: Credit_Transfer process.....	28
10.17 Class 17: Delivery_Regulation process.....	28
10.18 Class 18: Supplier_Settlement process.....	29
10.19 Class 19: Time_Provision process .....	29
10.20 Class 20: System_Testing process .....	29

10.21	Class 21: Information_Display process .....	29
10.22	Class 22: Information_Recording process .....	29
10.23	Class 23: Data_Exchange process .....	29
10.24	Class 24: Security_Enforcement process .....	29
11	Generic Functions .....	29
11.1	Class 1: Supplier function .....	30
11.2	Class 2: Customer function .....	30
11.3	Class 3: Contract function .....	31
11.4	Class 4: Generation function .....	31
11.5	Class 5: Transmission function .....	31
11.6	Class 6: Distribution function .....	32
11.7	Class 7: Metering function .....	32
11.8	Class 8: Delivery function .....	33
11.9	Class 9: Accounting function .....	34
11.10	Class 10: Receipting function .....	35
11.11	Class 11: Settlement function .....	35
11.12	Class 12: Time function .....	35
11.13	Class 13: Test function .....	36
11.14	Class 14: Display function .....	36
11.15	Class 15: Recording function .....	36
11.16	Class 16: Data_Exchange function .....	37
11.17	Class 17: Security function .....	37
11.18	Function_Object .....	38
12	Data elements .....	39
13	System entities and interfaces .....	41
13.1	CIS: Customer_Information_System .....	42
13.2	CIS_to_POS_Interface .....	42
13.3	POS: Point_Of_Sale .....	42
13.4	POS_to-Token_Carrier_Interface .....	43
13.5	Token_Carrier .....	44
13.6	Token_Carrier_to_Meter_Interface .....	45
13.7	Payment_Meter .....	47
Annex A (informative) Example of a requirements specification for an electricity payment metering system based on an existing system .....		
A.1	Scope .....	57
A.2	Definitions .....	57
A.3	Customer_Information_System .....	57
A.4	CIS_to_POS_Interface .....	61
A.5	Point of sale .....	63
A.6	POS_to-Token_Carrier_Interface .....	69
A.7	Token_Carrier .....	80
A.8	Token_Carrier_to_Meter_Interface .....	80
A.9	Payment meter .....	87
INDEX	.....	101

Figure 1 – General concepts of a Payment Metering System .....	14
Figure 2 – Generic entity model for electricity payment metering systems.....	15
Figure 3 – Generic function model and application process for payment metering systems .....	16
Figure 4 – Framework for standardization in electricity payment metering systems .....	22
Figure 5 – Sub-classification of the Token_Carrier_to_Meter_Interface functions.....	45
Figure 6 – Functional block diagram of a single-part payment meter installation .....	47
Figure 7 – Payment meter core functions and application process .....	48
Figure 8 – Sub-classification of the Accounting functions .....	50
Figure 9 – Sub-classification of the Metering functions.....	52
Figure 10 – Sub-classification of the Delivery functions .....	53
Figure 11 – Sub-classification of the Time functions .....	55
Figure A.1 – Meter_Key and Token_Data_Block generation process.....	73
Table 1 – Generic business functions .....	18
Table 2 – Generic support functions.....	18
Table 3 – Generic business processes.....	19
Table 4 – Generic support processes.....	19
Table 5 – Definition of generic process classes .....	26
Table 6 – Definition of generic function classes .....	30
Table 7 – Examples of security function attributes .....	37
Table 8 – Attributes of the Function_Object .....	38
Table 9 – Example of a Real_Time_Clock function object .....	38
Table 10 – Attributes of a Data_Object .....	39
Table 11 – Examples of records used in payment metering systems .....	40
Table 12 – Examples of application layer functions .....	42
Table 13 – Examples of POS functions .....	43
Table 14 – Examples of application layer token types .....	44
Table 15 – Sub-classification of the Token_Carrier_to_Meter_Interface functions .....	46
Table 16 – Generic processes employed by the payment meter application process .....	49
Table 17 – Sub-classification of the Accounting functions .....	51
Table 18 – Main attributes of the Accounting functions .....	52
Table 19 – Main attributes of the Metering functions .....	52
Table 20 – Sub-classification of the Delivery functions.....	54
Table 21 – Main attributes of the Delivery functions .....	55
Table 22 – Sub-classification of the Time functions.....	55
Table 23 – Main attributes of the Time functions .....	56
Table A.1 – Recording function records .....	58
Table A.2 – Example of Meter_record attributes.....	61
Table A.3 – Records to be downloaded from the CIS to the POS .....	61
Table A.4 – Records to be uploaded from the POS to the CIS.....	62
Table A.5 – Payment types .....	64
Table A.6 – Transaction types.....	64

Table A.7 – Classification of POS token vending capability ..... 65

Table A.8 – Data elements to be recorded ..... 68

Table A.9 – Example of a transaction record ..... 68

Table A.10 – Definition of control field ..... 70

Table A.11 – Data elements used in tokens ..... 72

Table A.12 – Definition of the Meter\_Key\_Generation function ..... 73

Table A.13 – Data elements in the PAN\_Block ..... 74

Table A.14 – Data elements in the CONTROL\_Block ..... 74

Table A.15 – Vending Key\_Types ..... 74

Table A.16 – Meter Key\_Types ..... 75

Table A.17 – Definition of the set\_ED\_Key\_Token\_Data\_Block\_Generation function ..... 75

Table A.18 – Data elements associated with the Vending\_Key ..... 77

Table A.19 – Data elements associated with the Meter\_Key ..... 77

Table A.20 – Definition of the Class\_0\_Class\_2\_Token\_Data\_Block\_Generation function ..... 77

Table A.21 – Definition of the Class\_1\_Token\_Data\_Block\_Generation function ..... 78

Table A.22 – Definition of the Set\_ED\_Key\_Token\_Extraction function ..... 81

Table A.23 – Definition of the Class 0 and Class 2 token extraction function ..... 82

Table A.24 – Definition of the Class\_1\_Token\_Extraction function ..... 83

Table A.25 – Definition of the Metering function ..... 89

Table A.26 – Definition of the Cumulative\_Total\_Register ..... 92

Table A.27 – Definition of the Delivery function ..... 93

Table A.28 – Definition of the Accounting function ..... 98

Table A.29 – Definition of the Accounting register ..... 100

# INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

## **ELECTRICITY METERING – PAYMENT SYSTEMS –**

### **Part 21: Framework for standardization**

#### FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

Technical reports do not necessarily have to be reviewed until the data they provide are considered to be no longer valid or useful by the maintenance team.

IEC 62055-21, which is a technical report, has been prepared by Technical Committee 13: Equipment of electrical energy measurement and load control.



The text of this technical report is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
13/1318A/DTR	13/1325A/RVC

Full information on the voting for the approval of this technical report can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

IEC 62055 consists of the following parts, under the general title *Electricity metering – Payment systems*:

Part 21: Framework for Standardization

Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)

Part 41: Standard Transfer Specification – Application layer protocol for one-way token carrier systems

Part 51: Standard Transfer Specification – Physical layer protocol for one-way numeric and magnetic card token carriers

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

## INTRODUCTION

There is widespread activity in the application and development of payment metering systems in IEC member countries. Whilst there are many similarities in equipment functionality and operation of electricity payment metering systems in these countries, there is divergence in the particular payment technology used as well as in the use of particular token carrier technologies. An example of this is the large number of solutions using disposable magnetic cards.

A need has been identified to describe the various systems and their elements in a coherent manner and to provide a framework for standardization of payment metering systems, their elements and interfaces.

This technical report thus seeks to meet the following objectives:

- a) to present a systematic methodology to follow for use by suppliers to produce requirements specifications for system procurement;
- b) to present a systematic methodology to follow for use by equipment manufacturers to produce specifications for systems and products;
- c) to present a standard way in specifying system requirements or functionality in order that such specifications may be easily compared and evaluated by manufacturers and users;
- d) to ensure that such specifications are produced in an “open” format to allow the interoperability of sub-system components.

It has to be noted that it is not the intention of this technical report that there should be only one standard for payment metering systems or sub-systems, but that it should provide guidelines for defining several such standards according to the specific needs of the industry as and when these are identified.

The standardization work of TC13 WG15 should follow the guidelines given in this technical report in order to present such standards in a coherent and systematic way that meets the above objectives.

The IEC 62055 series covers payment systems, encompassing the customer information systems, point of sales systems, token carriers, payment meters and the respective interfaces that exist between these entities.

## ELECTRICITY METERING – PAYMENT SYSTEMS –

### Part 21: Framework for standardization

#### 1 Scope

This technical report sets out a framework for the integration of standards into a system specification for electricity payment metering systems. It addresses the payment metering system application process, generic processes, generic functions, data elements, system entities and interfaces that exist in present payment metering systems. The approach taken in the framework is sufficiently generic to payment metering systems so that it should be equally applicable to future systems.

NOTE 1 This technical report excludes the application of coin-operated meters in payment systems.

NOTE 2 This technical report specifically covers electricity metering payment systems. However, it is recognised that payment metering is an established requirement in other utility services and the general framework for standardization in this technical report can be applied to such other utility services.

NOTE 3 Contract functions are confined to single bi-lateral supply agreements between a supplier and a customer and specifically exclude related third party agreements such as may be found in the deregulated markets.

NOTE 4 Future aspects are considered in Clause 9.

#### 2 References

IEC 60050-300: *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 62051:1999, *Electricity metering – Glossary of terms*

IEC 62055-31, *Electricity metering – Payment systems – Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)*<sup>1</sup>

IEC/PAS 62055-41:2003, *Electricity Metering – Payment metering systems – Part 41: Standard Transfer Specification*

- NRS 009-6-6: *Interface Standards – Standard Transfer Specification / Credit dispensing unit – Electricity dispenser – Categories of tokens and transaction data fields*
- NRS 009-6-7: *Interface Standards – Standard Transfer Specification / Credit dispensing unit – Electricity dispenser – Token encoding and data encryption and decryption*
- NRS 009-6-8: *Interface Standards – Standard Transfer Specification / Disposable magnetic token technology – Token encoding format and physical token definition*
- NRS 009-6-9: *Interface Standards – Standard Transfer Specification / Numeric token technology – Token encoding format and physical token definition*
- NRS 009-7: *Standard transfer specification / The management of cryptographic keys*

---

<sup>1</sup> To be published.

IEC 62055-41, *Electricity Metering – Payment metering systems – Part 41: Standard Transfer Specification – Application layer for one-way token carrier systems*<sup>1</sup>

IEC 62055-51, *Electricity Metering – Payment metering systems – Part 51: Standard Transfer Specification – Physical layer for one-way numeric and magnetic card token carrier systems*<sup>1</sup>

IEC 62056-21:2001, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange*

IEC 62056-46:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 46: Data link layer using HDLC protocol*

IEC 62056-47, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 47: COSEM transport layers for IPv4 networks*<sup>2</sup>

IEC 62056-53:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53: COSEM application layer*

IEC 62056-61:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: Object identification system (OBIS)*

# INTERNATIONAL STANDARD

# IEC 62055-31

First edition  
2005-09

---

---

## Electricity metering – Payment systems – Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)

© IEC 2005 — Copyright - all rights reserved

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) Web: [www.iec.ch](http://www.iec.ch)



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE

**XB**

*For price, see current catalogue*

## CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references .....	8
3 Terms and definitions .....	8
3.1 General payment metering definitions .....	8
3.2 Definitions of tokens.....	10
3.3 Definitions of token carriers.....	11
3.4 Definitions relating to tokens and token carriers .....	13
3.5 Definitions related to load switching .....	14
3.6 Definitions related to timekeeping and tariff control .....	15
4 Standard electrical values .....	16
5 Mechanical requirements.....	16
5.1 General.....	16
5.2 General mechanical requirements .....	16
5.3 Case .....	16
5.4 Window .....	16
5.5 Terminals .....	17
5.6 Terminal covers.....	17
5.7 Creepage and clearance distances.....	17
5.8 Insulating-encased meter of protective class II .....	17
5.9 Resistance to heat and fire.....	17
5.10 Protection against penetration of dust and water .....	17
5.11 Display and indicators .....	17
5.12 Output device .....	19
5.13 Marking of meter .....	19
5.14 Token carrier interface .....	19
6 Climatic requirements.....	19
6.1 General.....	19
6.2 Temperature range.....	20
7 Electrical requirements.....	21
7.1 General.....	21
7.2 Influence of supply voltage .....	22
7.3 Power consumption .....	24
7.4 Influence of short-time overcurrents .....	24
7.5 Influence of heating.....	25
7.6 Influence of self-heating .....	25
7.7 Insulation .....	25
7.8 Electromagnetic compatibility (EMC) .....	25
7.9 Load switching .....	27
7.10 Auxiliary output switches .....	29
7.11 Token carrier acceptor interface test .....	29
8 Metering accuracy requirements.....	29

9	Functional requirements .....	29
9.1	General .....	29
9.2	Robustness of meter accounting process .....	30
10	Type test .....	31
Annex A (informative)	Functional performance .....	32
A.1	Basic functionalities – prepayment mode .....	32
A.2	Additional functionalities .....	39
A.3	System compliance requirements .....	41
Annex B (informative)	Reference model for a payment meter .....	42
B.1	General .....	42
B.2	Generalised payment meter instance .....	43
B.3	Functions in a single-part payment meter .....	45
Annex C (normative)	Performance requirements for payment meters with load switching utilisation categories UC2, UC3 and UC4 .....	49
C.1	Load switching capabilities .....	49
C.2	Normal operation .....	49
C.3	Electrical endurance .....	50
C.4	Line to load voltage surge withstand .....	51
C.5	Fault current making capacity .....	52
C.6	Short-circuit current carrying capacity .....	53
C.7	Minimum switched current .....	55
C.8	Dielectric strength .....	55
C.9	Sequence of tests .....	56
Annex D (normative)	Requirements of timekeeping .....	57
D.1	General .....	57
D.2	Synchronous clocks .....	58
D.3	Crystal-controlled clocks .....	58
D.4	Tests of timekeeping accuracy .....	59
D.5	Effects of disturbances on timekeeping .....	60
Table C.1	– Summary of test currents for UC2, UC3 and UC4 .....	49
Table C.2	– Test sequence and sample plan .....	56

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**ELECTRICITY METERING – PAYMENT SYSTEMS –****Part 31: Particular requirements –  
Static payment meters for active energy  
(classes 1 and 2)**

## FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62055-31 has been prepared by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
13/1344/FDIS	13/1355/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.



IEC 62055 consists of the following parts, under the general title *Electricity metering – Payment systems*:

Part 21: Framework for standardization

Part 31: Static payment meters for active energy (Classes 1 and 2)

Part 41: Standard Transfer Specification – Application layer protocol for one-way token carrier systems<sup>1</sup>

Part 51: Standard Transfer Specification – Physical layer protocol for one-way numeric and magnetic card token carriers<sup>1</sup>

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

A bilingual version of this publication may be issued at a later date.

---

<sup>1</sup> Under consideration.

## INTRODUCTION

Payment meters are used in situations where the supply of electrical energy to the load may be interrupted or its restoration enabled under the control of the payment meter in relation to a payment tariff agreed between the customer and the supplier. The payment meter is part of a system that uses token carriers to pass payment information as tokens between a vending network and the payment meters that include the meter accounting process.

The functions of a payment meter are to measure electrical energy consumed and to decrement the available credit value in accordance with the metered consumption, and possibly in accordance with the passing of time. This available credit value is incremented as the result of payments made to the electricity supplier, and the meter accounting process continuously calculates the balance of available credit held by the customer. When the available credit value has been decremented to a predetermined value that is related to the payment mode in use, a switch is used to interrupt the supply to the customer's load. However, additional features may be present in the payment meter, which prevent or delay the opening of the switch, or limit further consumption to a low load level. Such "social" features may include the provision of an emergency credit facility, the possibility of operation in a fixed-payment mode, and the inhibiting of interruptions for certain periods of time.

In return for the payment (usually in cash) and depending on the particular type of system, the customer may be issued with a single-use token on a disposable token carrier for the equivalent value, or a reusable token carrier may be credited with that value, or the token may be transmitted directly to the meter via a communications network (a so-called virtual token carrier). "One-way" and "two-way" data transfer systems may be used, and the token carriers may be: physical devices such as smart cards, or other electronic devices, or magnetic cards; virtual token carriers where the token information is transferred by a remote communications system; or numeric token carriers where sequences of digits are issued on a paper receipt and entered via a keypad on the meter.

IEC 62051 provides some details of payment metering terminology in Clause 17.

## **ELECTRICITY METERING – PAYMENT SYSTEMS –**

### **Part 31: Particular requirements – Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)**

#### **1 Scope**

This part of IEC 62055 applies to newly manufactured, static watt-hour payment meters of accuracy classes 1 and 2 for direct connection, for the measurement of alternating current electrical energy consumption of a frequency in the range 45 Hz to 65 Hz that include a load switch for the purpose of interruption or restoration of the electricity supply to the load in accordance with the current value of the available credit maintained in the payment meter. It does not apply to static watt-hour payment meters where the voltage across the connection terminals exceeds 600 V (line-to-line voltage for meters for polyphase systems).

It applies to payment meters for indoor application only, where the payment meter shall be mounted as for normal service (i.e. together with a specified matching socket where applicable).

Payment meters are implementations where all the main functional elements are incorporated in a single enclosure, together with any specified matching socket. There are also multi-part installations where the various main functional elements, such as the measuring element, the user interface unit, token carrier interface, and the load switch are implemented in more than one enclosure, involving additional interfaces. This part of IEC 62055 does not apply to multi-part payment metering installations.

Functional requirements that apply to payment meters are also defined in this part of IEC 62055, and include informative basic functional requirements and tests for the prepayment mode of operation in Annex A. Allowances are made for the relatively wide range of features, options, alternatives, and implementations that may be found in practice. The diverse nature and functionality of payment meters prevent the comprehensive specification of detailed test methods for all of these requirements. However, in this case, the requirements are stated in such a way that tests can then be formulated to respect and validate the specific functionality of the payment meter being tested.

This part of IEC 62055 does not cover specific functionality or performance requirements for safety, circuit protection, isolation or similar purposes that may be specified through reference to other specifications or standards.

This part of IEC 62055 does not cover software requirements. Software requirements for basic energy meter metrology are under consideration for the IEC 62059 series of standards, and in other organisations.

This part of IEC 62055 covers type-testing requirements only. For acceptance testing, the concepts given in IEC 61358 may be used as a basic guideline.

Dependability aspects are addressed in the IEC 62059 series of standards.

This part of IEC 62055 does not cover conformity tests and system compliance tests that may be required in connection with legal or other requirements of some markets.

## 2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 62051:1999, *Electricity metering – Glossary of terms*.

IEC 61358:1996, *Acceptance inspection for direct-connected alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 1 and 2)*

IEC 62052-11:2003, *Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*

IEC 62053-21:2003, *Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)*

IEC 60050-300:2001, *International Electrotechnical Vocabulary – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 61000-4-5:1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61008-1:1996, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs) – Part 1: General rules*  
Amendment 1 (2002)

IEC 62055-21:2005, *Electricity metering – Payment systems – Part 21: Framework for standardisation*

IEC 62054-21:2004, *Electricity metering (a.c.) – Tariff and load control – Part 21: Particular requirements for time switches*

**Electricity metering –  
Payment metering systems –  
Part 41:  
Standard Transfer Specification**

PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION

---

---



INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION



**Reference number**  
**IEC/PAS 62055-41**

## CONTENTS

FOREWORD.....	ii
<b>Rationalized User Specification – Electricity sales systems</b>	
<b>Part 6: Interface standards</b>	
Section 6: Standard transfer specification/Credit dispensing unit – Electricity dispenser – Categories of token and transaction data fields.....	1
Section 7: Standard transfer specification/Credit dispensing unit – Electricity dispenser – Token encoding and data encryption and decryption .....	17
Section 8: Standard transfer specification/Disposable magnetic token technology – Token encoding format and physical token definition .....	49
Section 9: Standard transfer specification/Numeric token technology – Token encoding format and physical token definition .....	63
<b>Part 7: Standard transfer specification/Management of cryptographic keys.....</b>	<b>74</b>
<b>Annex – Standard Transfer Specification – Synopsis .....</b>	<b>103</b>



## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**ELECTRICITY METERING – PAYMENT METERING SYSTEMS –****Part 41: Standard Transfer Specification**

## FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

A PAS is a technical specification not fulfilling the requirements for a standard, but made available to the public and established in an organization operating under given procedures.

IEC-PAS 62055-41 was submitted by the STS (Standard Transfer Specification) Association and has been processed by IEC technical committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

The text of this PAS is based on the following document:

This PAS was approved for publication by the P-members of the committee concerned as indicated in the following document:

<b>Draft PAS</b>	<b>Report on voting</b>
13/1298/PAS	13/1301/RVD

Following publication of this PAS, the technical committee or subcommittee concerned will investigate the possibility of transforming the PAS into an International Standard.

An IEC-PAS licence of copyright and assignment of copyright has been signed by the IEC and the STS association and is recorded at the Central Office.

This PAS shall remain valid for no longer than 3 years starting from 2003-09. The validity may be extended for a single 3-year period, following which it shall be revised to become another type of normative document, or shall be withdrawn.



ICS 29.240.99; 91.140.50

**NRS 009-6-6:2002**

Edition 1.1

ISBN 0-626-14112-5

Edition 1: Incorporating Amendment No. 1:2002

# **Rationalized User Specification**

## **ELECTRICITY SALES SYSTEMS**

### **Part 6: Interface standards**

#### **Section 6: Standard transfer specification/Credit dispensing unit — electricity dispenser — Categories of token and transaction data fields**

Requirements for applications in the  
Electricity Supply  
Industry



**Gr 8**



Standard Transfer Specification



This Rationalized User Specification is  
issued by the NRS Project  
on behalf of the  
User Group given in the foreword  
and is not a standard as contemplated in the Standards Act, 1993 (Act 29 of 1993).

Rationalized user specifications allow user organizations to define the performance and quality requirements of relevant equipment.

Rationalized user specifications may, after a certain application period, be introduced as national standards.

#### Amendments issued since publication

Amdt No.	Date	Text affected
1	May 2002	Notice: Information added on STS compliance. Foreword.
		Clause 2: Normative references updated.
		Clause 3: Note added to clarify abbreviation "ED".
		4.3.2: Reference to NRS 009-4-2 changed to annex A of NRS 009-6-7.

Amendment 1 was compiled to aid understanding of the specification internationally, in preparation for its submission to the IEC, for consideration as an IEC PAS. This consolidated edition 1.1 is technically identical to, and replaces, NRS 009-6-6:1997, which is published by the SABS under ISBN 0-626-11656-2, for which the SABS holds publishing copyright.

Correspondence to be directed to

South African Bureau of Standards  
(Electrotechnical Standards)  
Private Bag X191  
Pretoria 0001

Printed copies obtainable from

South African Bureau of Standards  
Private Bag X191  
Pretoria 0001

Telephone: (012) 428-7911  
Fax: (012) 344-1568  
E-mail: sales@sabs.co.za  
Website: <http://www.sabs.co.za>

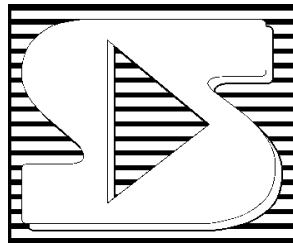
COPYRIGHT RESERVED

Printed on behalf of the NRS Project in the Republic of South Africa  
by the South African Bureau of Standards  
1 Dr Lategan Road, Groenkloof, Pretoria



**NOTICE**

Revised February 2003



TM

This section of NRS 009-6 specifies requirements that are part of the standard transfer specification (STS). The intellectual property rights of the STS are owned by the STS Association.<sup>1</sup>

The cryptographic algorithms published in this section are those for existing installations and future releases shall make provision for a choice of several state of the art algorithms for implementation according to the strength of the security required in the target installation. It has to be noted that this specification already allows for such alternative algorithms by inference of the data element "Algorithm Code" (see NRS009-6-6 section 4.3.5 ).

Implementation of an STS compliant system will require access to encryption and decryption tables and the STS encryption keys, which are made available under license conditions through membership of the STS Association. Details of requirements to become a member of the STS Association can be obtained from the contact details given below.

**Amdt 1**

Suppliers who are to claim that their equipment complies with the STS are required to have the relevant equipment accredited by the STS Association or its agent. Such equipment will be permitted to carry a mark that signifies compliance with the STS.

Application for accreditation of equipment as compliant with the STS can be made to the STS Association:  
email@sts.org.za

**Amdt 1**

Fax number +27(21) 914 3930

Postal address:  
PO Box 2332  
Durban  
4000  
South Africa

Further information concerning the STS Association can be obtained from its website:  
<http://www.sts.org.za>

**Amdt 1**

---

<sup>1</sup> A Section 21 "not for gain" company incorporated in the Republic of South Africa.



## Contents

	Page
Foreword.....	2
Introduction .....	4
Key words .....	5
1 Scope.....	7
2 Normative references.....	7
3 Terms, definitions and abbreviated terms.....	8
4 Requirements .....	8
4.1 General.....	8
4.2 Categories of token.....	8
4.3 Transaction data fields .....	9



**NRS 009-6-6:2002****2****Foreword**

This section of NRS 009-6 has been prepared on behalf of the Electricity Suppliers Liaison Committee (ESLC) and has been approved by it for use by supply authorities in South Africa.

Amendment 1 to this section of NRS 009-6 provides for direct cross-references to NRS 009-4-2, which is not part of the standard transfer specification. The requirements of NRS 009-4-2 that are relevant to this section of NRS 009-6 have been included in an annex to NRS 009-6-7.

Amdt 1

NRS 009 is based on Eskom specification MC114, *Requirements specification for a common vending system for electricity dispensing systems*, and consists of the following parts, under the general title *Electricity sales systems*:

*Part 0: Standard transfer specification — Synopsis.* (Under consideration.)

*Part 1: Glossary and system overview.* (Withdrawn, superseded by SABS 1524-0.)

*Part 2: Functional and performance requirements.*

*Section 1: System master stations.*

*Section 2: Credit dispensing units.*

*Section 3: Security modules.*

*Section 4: Standard token translators.*

*Section 5: Error handling.*

*Part 3: Database format.*

*Part 4: National electricity meter cards and associated numbering standards.*

*Section 1: National electricity meter cards.*

*Section 2: National electricity meter numbers.*

*Part 5: Testing of subsystems.*

*Part 6: Interface standards.*

*Section 1: Credit dispensing unit — Standard token translator.*

*Section 2: System master station — main frame.*

*Section 3: System master station — Credit dispensing unit (previously NRS 009-3).*

*Section 4: Data transfer by physical media — System master station — Credit dispensing unit.*

*Section 5: Not allocated*

*Section 6: Standard transfer specification — Credit dispensing unit — Electricity dispenser — Categories of token and transaction data fields.*

*Section 7: Standard transfer specification — Credit dispensing unit — Electricity dispenser — Token encoding and data encryption and decryption.*

*Section 8: Standard transfer specification — Disposable magnetic token technology — Token encoding format and physical token definition.*

*Section 9: Standard transfer specification — Numeric token technology — Token encoding format and physical token definition.*

*Part 7: Standard transfer specification — The management of cryptographic keys.*

**ISBN 0-626-14112-5**



**3****NRS 009-6-6:2002**

An amendment to the first edition of this section of NRS 009-6 was submitted by the STS Association in 2002, which was endorsed by a Working Group that comprised the following members:

S J van den Berg (Chairman)	Mangaung Municipality
P A Johnson (Project leader)	NRS Project Management Agency
V Bissett	City of Cape Town
R Devparsad	eThekwini Electricity
J O'Kennedy	Eskom Distribution
V E Rengecas	SABS
M Singh	eThekwini Electricity
D W van Reenen	City Power Johannesburg
J Westenraad	City of Tshwane

The working group acknowledges the contribution of S Leigh, who compiled the standard transfer specification while with Conlog, under a contract to Eskom. The intellectual property rights to the STS have been ceded to the STS Association. See the notice at the front of this section of NRS 009-6.

A Manufacturers' Interest Group (MIG) was consulted on the amendment of this section of NRS 009-6. The MIG comprised the following members:

R Hill	Circuit Breaker Industries
S Leigh	Prism
R Lewis	Tellumat SA
F Pucci	Schneider (t/a Conlog)
A Stoner	Energy Measurements Limited
D Taylor	Actaris Measurements

The Working Group was appointed by the ESLC, which, for the approval of amendment 1, comprised the following members:

R Wienand(Chairman)	eThekwini Metropolitan Council, AMEU
M N Bailey	Distribution Technology, Eskom
A J Claasen	Electrical Engineering Standards, SABS
P Crowdy	Distribution Technology, Eskom
B de Jager	Mangaung Electricity, AMEU
W Dykman	City of Tshwane, AMEU
A H L Fortmann	AMEU
P A Johnson	Technology Standardization, Eskom
J Machinjike	Transmission, Eskom
D M Michie	Nelson Mandela Metropolitan Municipality, AMEU
S V Moodley	City Power Johannesburg (Pty) Ltd
R van der Riet	City of Cape Town, AMEU
J S van Heerden	SABS NETFA
D J van Wyk	uMhlathuze Electricity, AMEU

Recommendations for corrections, additions or deletions should be addressed to the NRS Project Manager, c/o SABS, Private Bag X191, Pretoria, 0001.



**NRS 009-6-6:2002****4****Introduction**

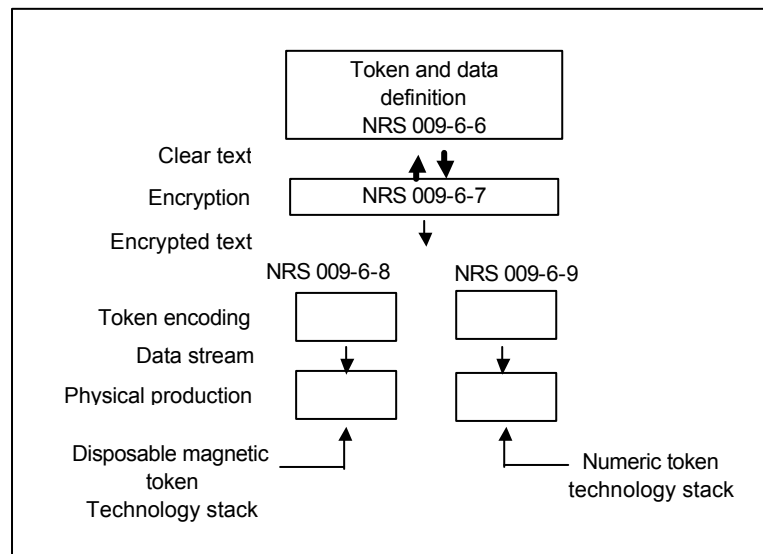
A variety of proprietary electricity dispensers (EDs) and vending systems have been developed. The proprietary systems are however not compatible with each other. This gave rise to a definite need among the major users to move towards standardized solutions in addressing operational problems experienced where various types of ED and vending equipment have to be operated simultaneously. A standard transfer specification (STS) was developed that would allow for the application of EDs from any manufacturer in an electricity sales (vending) system. The STS is specified in sections 6 to 9 of NRS 009-6 and NRS 009-7.

Amdt 1

The physical device used to transport the information from the vending system to the ED is referred to as a token. The STS specifies the use of two types token. (see NRS 009-6-8 and NRS 009-6-9), namely the disposable magnetic token and the numeric token.

The STS is designed primarily for applications in prepayment electricity sales systems where a secure method for the transfer of purchased electricity units from the credit dispensing unit (CDU) to the ED is required. However, it also caters for the transfer of units of other utility types, for example water or gas.

An overview of the component parts of the STS, as specified in sections 6 to 9 of NRS 009-6, is given in figure 1.



**Figure 1 — An overview of the component parts of the STS**



The STS specifies the following:

- a) categories of tokens (NRS 009-6-6);
- b) transaction data fields (NRS 009-6-6);
- c) encryption algorithm (NRS 009-6-7);
- d) token encoding format and physical token definition for disposable magnetic tokens (NRS 009-6-8);  
and
- e) token encoding format and physical token definition for numeric tokens (NRS 009-6-9).

### **Key words**

Electricity sales systems; Payment systems; Prepayment; Standard transfer specification; Electricity dispenser; Token.



## SPECIFICATION

### Electricity sales systems

#### Part 6: Interface standards

#### Section 6: Standard transfer specification/Credit dispensing unit — Electricity dispenser — Categories of token and transaction data fields

Requirements for applications in the Electricity Supply Industry

### 1 Scope

This section of NRS 009-6, in conjunction with NRS 009-6-7, NRS 009-6-8 and NRS 009-6-9, specifies the standard transfer specification (STS), i.e. the minimum standard for transferring units of credit and information between a common vending system (CVS) and a compliant electricity dispenser (ED).

This section of NRS 009-6 is intended for use by manufacturers of EDs that have to accept tokens that comply with the STS and manufacturers of vending systems that produce STS-compliant tokens.

### 2 Normative references

The following standard and specifications contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this section of NRS 009-6. At the time of publication, the editions indicated were valid. All standards and specifications are subject to revision, and parties to agreements based on this section of NRS 009-6 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the documents listed below. Information on currently valid national and international standards and specifications can be obtained from the South African Bureau of Standards.

NRS 009-6-7:2002, *Electricity sales systems — Part 6: Interface standards — Section 7: Standard transfer specification/Credit dispensing unit — Electricity dispenser — Token encoding and data encryption and decryption.*

Amdt 1

NRS 009-6-8:1997, *Electricity sales systems — Part 6: Interface standards — Section 8: Standard transfer specification/Disposable magnetic token technology — Token encoding format and physical token definition.*

Amdt 1

NRS 009-6-9:1997, *Electricity sales systems — Part 6: Interface standards — Section 9: Standard transfer specification/Numeric token technology — Token encoding format and physical token definition.*

Amdt 1

SABS 1524-0:1997, *Electricity dispensing systems — Part 0: Glossary of terms and system overview.*





**NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD**

**CEI  
IEC**

**62056-21**

Première édition  
First edition  
2002-05

---

---

---

---

**Equipements de mesure de l'énergie électrique –  
Echange des données pour la lecture des  
compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge –**

**Partie 21:  
Echange des données directes en local**

**Electricity metering –  
Data exchange for meter reading,  
tariff and load control –**

**Part 21:  
Direct local data exchange**

© IEC 2002 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland  
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) Web: [www.iec.ch](http://www.iec.ch)



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE **XB**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur  
For price, see current catalogue*

## CONTENTS

FOREWORD.....	9
INTRODUCTION.....	13
1 Scope.....	15
2 Normative references.....	15
3 Terms, definitions and abbreviations .....	17
3.1 Terms and definitions .....	17
3.2 Abbreviations.....	19
4 Physical properties .....	19
4.1 Electrical current loop interface.....	19
4.2 Electrical interface V.24/V.28 .....	23
4.3 Optical interface .....	25
4.3.1 Construction of the reading head.....	25
4.3.2 Characteristic data of the magnet.....	25
4.3.3 Arrangement of components in the tariff device.....	29
4.3.4 Alignment .....	29
4.3.5 Optical characteristics.....	29
5 Character transmission .....	33
5.1 Type of transmission.....	33
5.2 Transmission speed.....	33
5.3 Signal quality .....	33
5.4 Character format .....	33
5.5 Character code .....	33
5.6 Character security .....	33
6 Data transmission protocol.....	35
6.1 General .....	35
6.2 Calculation of the block check character .....	35
6.3 Message definitions .....	37
6.3.1 Request message.....	37
6.3.2 Identification message .....	37
6.3.3 Acknowledgement/option select message .....	37
6.3.4 Data message (except in programming mode).....	37
6.3.5 Acknowledgement message.....	37
6.3.6 Repeat-request message .....	37
6.3.7 Programming command message .....	39
6.3.8 Programming command message using optional partial blocks.....	39
6.3.9 Data message (programming mode) .....	39
6.3.10 Data message (programming mode) using optional partial blocks.....	39
6.3.11 Error message (programming mode).....	39
6.3.12 Break message (programming mode).....	39
6.3.13 Block message (other protocols) .....	39
6.3.14 Explanations of message contents .....	41

6.4	Communication modes .....	47
6.4.1	Protocol mode A .....	47
6.4.2	Protocol mode B .....	49
6.4.3	Protocol mode C .....	53
6.4.4	Protocol mode D .....	61
6.4.5	Protocol mode E (other protocols) .....	61
6.4.6	Entering programming mode (unknown tariff device) .....	63
6.4.7	Partial block communication (optional, only in protocol mode C) .....	65
6.5	Syntax diagrams .....	71
6.5.1	Readout mode .....	73
6.5.2	Programming mode .....	75
6.6	Data set structure .....	77
Annex A (normative) Flow chart for direct local data exchange protocol, protocol mode C .....		81
Annex B (normative) Wake-up methods for battery-operated tariff devices .....		85
Annex C (informative) Formatted codes .....		89
Annex D (informative) Levels of access – system security .....		127
Annex E (normative) METERING HDLC protocol using protocol mode E for direct local data exchange .....		129
Bibliography .....		137
Index .....		139
Figure 1 – Circuit diagrams .....		23
Figure 2 – Construction of the reading head .....		25
Figure 3 – Characteristic data of the magnet .....		27
Figure 4 – View into optical port .....		29
Figure 5 – Test arrangement for the transmitter .....		31
Figure 6 – Test arrangement for the receiver .....		31
Figure 7 – Setting up a block check character (example according to ISO/IEC 1155) .....		35
Figure 8 – Diagram protocol mode A .....		47
Figure 9 – Transmission protocol for protocol mode A .....		49
Figure 10 – Diagram protocol mode B .....		51
Figure 11 – Transmission protocol for protocol mode B .....		51
Figure 12 – Diagram protocol mode C .....		55
Figure 13 – Transmission protocol for protocol mode C giving data readout without acknowledgement from the HHU .....		57
Figure 14 – Transmission protocol for protocol mode C giving data readout with confirmation of the suggested baud rate .....		57
Figure 15 – Transmission protocol for protocol mode C giving data readout with rejection of the suggested baud rate .....		59
Figure 16 – Transmission protocol for protocol mode C. Switching to programming mode with acceptance of the suggested baud rate .....		59

Figure 17 – Transmission protocol for protocol mode C. Switching to programming mode with rejection of the suggested baud rate..... 59

Figure 18 – Diagram protocol mode D ..... 61

Figure 19 – Transmission protocol for protocol mode D ..... 61

Figure 20 – Diagram for entering programming mode ..... 63

Figure 21 – Example of a partial block unformatted read..... 67

Figure 22 – Example of a partial block formatted write ..... 69

Figure 23 – Example of a partial block formatted write (with errors) ..... 71

Figure 24 – Syntax diagrams – readout mode ..... 73

Figure 25 – Syntax diagrams – programming mode – command..... 75

Figure 26 – Syntax diagram – programming mode – answer ..... 77

Figure 27 – Data set structure ..... 77

Figure A.1 – Flow chart for direct local data exchange protocol, protocol mode C..... 81

Figure B.1 – The start sequence for battery-operated devices ..... 85

Figure B.2 – Diagram for the start sequence of battery-operated devices by fast wake-up mode ..... 87

Figure C.1 – Example of channel types..... 91

Figure C.2 – Register coding diagram..... 97

Figure C.3 – Bit assignment for group data..... 111

Figure C.4 – Vector diagrams for quadrants I to IV ..... 125

Figure E.1 – Entering protocol mode E (HDLC)..... 129

Figure E.2 – Flow chart and switchover to METERING HDLC in protocol mode E..... 131

Figure E.3 – Physical layer primitives ..... 133

Figure E.4 – Physical layer primitives, simplified example with one mode change only ..... 133

Table 1 – Electrical interface ..... 19

Table 2 – Read, Write and Execute commands ..... 65

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

**ELECTRICITY METERING –  
DATA EXCHANGE FOR METER READING,  
TARIFF AND LOAD CONTROL –****Part 21: Direct local data exchange**

## FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.

The International Electrotechnical Commission (IEC) draws attention to the fact that it is claimed that compliance with this International Standard may involve the use of a maintenance service concerning the stack of protocols on which the present standard IEC 62056-21 is based.

The IEC takes no position concerning the evidence, validity and scope of this maintenance service.

The provider of the maintenance service has assured the IEC that he is willing to provide services under reasonable and non-discriminatory terms and conditions with applicants throughout the world. In this respect, the statement of the provider of the maintenance service is registered with the IEC. Information may be obtained:

Manufacturer's identification, item 12) of 6.3.2: from

The FLAG Association, UK  
[www.dlms.com/flag](http://www.dlms.com/flag)

Enhanced identification character, item 24) of 6.3.2: from

DLMS User Association  
Geneva / Switzerland  
[www.dlms.ch](http://www.dlms.ch)

International Standard IEC 62056-21 has been prepared by IEC Technical Committee 13: Equipment for electrical energy measurement and load control.

This first edition IEC 62056-21 cancels and replaces the second edition of IEC 61107 published in 1996 and constitutes a technical revision.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
13/1271/FDIS	13/1277/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

Annexes A, B and E form an integral part of this standard.

Annexes C and D are for information only.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 3.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2006. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.

## INTRODUCTION

IEC TC 13 has the task of preparing standards for data exchange for the purposes of meter reading, tariff and load control, and consumer information using various alternative communication media, with reference to ISO and ITU standards.

Meter data exchange can be local or remote. This part of IEC 62056 is restricted to local data exchange, whereas remote data exchange is covered by other standards of the IEC 62056 series.

# ELECTRICITY METERING – DATA EXCHANGE FOR METER READING, TARIFF AND LOAD CONTROL –

## Part 21: Direct local data exchange

### 1 Scope

This part of IEC 62056 describes hardware and protocol specifications for local meter data exchange. In such systems, a hand-held unit (HHU) or a unit with equivalent functions is connected to a tariff device or a group of devices.

The connection can be permanent or disconnectable using an optical or electrical coupling. An electrical interface is proposed for use with a permanent connection, or when more than one tariff device needs to be read at one site. The optical coupler should be easily disconnectable to enable data collection via an HHU.

The protocol permits reading and programming of tariff devices. It is designed to be particularly suitable for the environment of electricity metering, especially as regards electrical isolation and data security. While the protocol is well-defined, its use and application are left to the user.

This standard is based on the reference model for communication in open systems. It is enhanced by further elements such as an optical interface, protocol controlled baud rate switchover, data transmission without acknowledgement of receipt. The protocol offers several modes for implementation in the tariff device. The HHU or equivalent unit acts as a master while the tariff device acts as a slave in protocol modes A to D. In protocol mode E, the HHU acts as a client and the tariff device acts as a server.

As several systems are in practical use already, particular care was taken to maintain compatibility with existing systems and/or system components and their relevant protocols.

### 2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60050-300:2001, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*



IEC 62051:1999, *Electricity metering – Glossary of terms*

IEC 62056-42:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 42: Physical layer services and procedures for connection oriented asynchronous data exchange*

IEC 62056-46:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 46: Data link layer using HDLC-protocol*

IEC 62056-53:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53: COSEM application layer*

ISO/IEC 646:1991, *Information technology – ISO 7-bit coded character set for information interchange*

ISO/IEC 1155:1978, *Information processing – Use of longitudinal parity to detect errors in information messages*

ISO/IEC 1177:1985, *Information processing – Character structure for start/stop and synchronous character-oriented transmission*

ISO/IEC 1745:1975, *Information processing – Basic mode control procedures for data communication systems*

ISO/IEC 7480:1991, *Information technology – Telecommunications and information exchange between systems – Start-stop transmission signal quality at DTE/DCE interfaces*

ITU-T Recommendation V.24 (2000), *List of definitions for interchange circuits between data terminal equipment (DTE) and data circuit-terminating equipment (DCE)*

ITU-T Recommendation V.28 (1993), *Electrical characteristics for unbalanced double-current interchange circuits*

Catalogo de Medidores Prepago.  
Fuente : Fabricantes



## SOLOUNA® by Kalysis

El gestor inteligente de sus contadores

### → Características Generales



### → Características Básicas

- Los Datos se transfieren a través de la tarjeta de identificación entre el sistema de gestión y los dispositivos de lectura para realizar la función de prepago;
- Fácil instalación, interfaz sencilla, manual incluido en el sistema de software;
- Tarjeta de alta densidad para la tarjeta de usuario, confirmación de encriptado estricto entre el dispositivo y la tarjeta que previene la duplicación de tarjetas de usuario;
- Fichero de transacciones / control de accesos en el sistema, para seguimiento y e impresión; nombre de usuario, tiempo o área, y chequeo de “transacciones cero” de los usuarios en un periodo de tiempo.
- Los operadores del sistema cuentan con autorización a diferentes niveles de acceso, según diferentes reglas (para prevenir fraudes)
- El Archivo de Transacciones sólo puede ser revisado o borrado con clave criptográfica
- La Base de Datos es replicada periódicamente para seguridad o accidentes inesperados de la misma.

### → Procedimiento Básico para Nuevos Suscriptores

- Abrir una cuenta en el punto de venta
- Inicializar la Tarjeta de Usuario.
- Prepago.
- Escribir los datos de la transacción en la tarjeta del usuario.



All trademarks are the property of their respective companies.

Technical data subject to change without notice.

© 2001 - 2005 Kalysis Iberia, SL (EMEA), a Kalysis GRUPO's Company.

Kalysis GRUPO © 2001, 2004 Licensed Materials – Program Property of Kalysis. All Rights Reserved.

Licensed under one or more Spain Patent No. 2,186,534 assigned to Kalysis Iberia, SL.

Kalysis®, MEI®, SOLOUNA® are trademarks of Kalysis GRUPO.

**Confidential & Proprietary – Not for Dissemination**

## → Características Técnicas

Puertos de Comunicación: integrados en la interfaz serie RS232, conexión RS232 serial o interfaz estándar paralelo.

Frecuencia en Baudios de las series: 1200 - 115200 BPS

Modo de Trasmisión de la interfaz paralelo: bit completo y medio byte

Sistema Operativo: WIN 9X

CPU: Celeron 300 o superior

Memoria: mín. 128M

## → Características Especiales

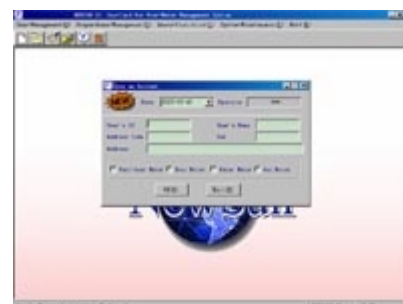
- **Sistema “SOLOUNA® tarjeta para cuatro sistemas contadores”:** un medidor de electricidad monofásica watt-hora, un contador de calefacción, un contador de gas y un contador de agua fría.
- **Sistema “SOLOUNA® tarjeta para seis sistemas contadores”:** un medidor de electricidad monofásica watt-hora, un contador de calefacción, un contador de gas y un contador de agua fría, un contador de agua caliente, y un contador de agua reciclada.
- **Sistema “SOLOUNA® tarjeta para ocho sistemas contadores”:** dos medidores de electricidad monofásica watt-hora, un contador de calefacción, un contador de gas, un contador de agua fría, un contador de agua caliente, un contador de agua reciclada y un contador de agua purificada.
- **Sistema de Gestión Vending de Electricidad:** gestión de uno o ambos monofásico y trifásico contadores watt-hora por el mismo sistema, determinado por los consumidores con una tarjeta de sistema. La tarjeta de sistemas se usa también para el registro en el sistema. Se proveen una o varias tarjetas de gestión para mejorar la gestión de derechos del sistema y para recargar y borrar los archivos de prepago. Encriptación lógica del sistema de tarjetas de usuario y tarjeta de gestión asegura la seguridad de los datos en las mismas.
- **Sistema de Gestión de recursos de Agua (Contador de Agua para depósitos):** para uso de un depósito grande de agua. Para operar el sistema se necesita una tarjeta de sistema y una o varias tarjetas de gestión. Las funciones de las dos tarjetas son las mismas que para el sistema de Gestión Vending de Electricidad.
- **Sistema de gestión Multi-Tarifa de Contador de Agua:** gestiona el consumo de agua por cuota. Los consumos extra sobre la cuota básica serán cargados a pasos tarifarios superiores. Los pasos de contador se gestionan de acuerdo a las políticas de gestión de los inmuebles, de uno a seis pasos y tarifas distintos.
- **Gestión de Contador de Calefacción:** Sistema para clientes que han instalado contadores de calefacción prepago. El consumo de calefacción se computa sobre la base de una cuota básica por su disfrute más cargo por consumo. Una vez al año la gestión de la calefacción cargará inicialmente una cuota básica de cada usuario del área calefactada (m<sup>2</sup>). El cargo por consumo se basa en el volumen calefactado por el usuario prepago y la tarifa de calefacción.

Gasto Total de Calefacción por usuario =

(Tasa de cuota básica \* area de calefacción)+ (tarifa de calefacción \* volumen de calefacción prepago)bv

## → Interfaces de Operación del Sistema de Gestión

Meter	Area	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...



# megavatio

25  
AÑOS

www.megavatio.com

INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA INDUSTRIAL  
AUTOMACION, MEDICION Y CONTROL

251

MARZO DE 2002

Tiraje Total: 15.000 ejemplares

## Tecno Staff S.A.

Soluciones Tecnológicas para un Mundo  
que evoluciona en forma permanente



**Medidores Digitales de Energía Eléctrica**

**Telemedición por Onda Portadora**

**Desarrollos G.I.S. para Servicios Públicos**

**Material para Preensamblado de B.T. y M.T.**



## Siempre un paso adelante...

Desde hace algunos años **Tecno Staff S.A.** se encuentra a la vanguardia en cuanto a soluciones tecnológicas se refiere.

Siendo los únicos en incorporar Telemedición por Onda Portadora en nuestro País, siguiendo con la medición electrónica digital y con desarrollos G.I.S. para Servicios Públicos.

Nos caracterizamos por proveer a Cooperativas y Distribuidoras Eléctricas de todo el País con productos de excelente calidad, por tal motivo hace unos años encaramos el desarrollo de material para líneas aéreas preensambladas. El mismo incluye la fabricación de conectores de derivación estancos (CDE-2), seccionadores fusibles unipolares (SFNH-160), derivadores estancos (DCE) y kits de acometidas antifraude para cables concéntricos (KC-ANDE).

Desde el año 1998 la firma 3M Argentina S.A.C.I.F.I.A., Empresa reconocida mundialmente, orientada al servicio a través de la fabricación y comercialización de productos innovadores y de gran tecnología, nos ha designado como Distribuidor Mayorista para el Mercado Eléctrico.

Realizando también el servicio de montaje electromecánico, con productos 3M, bajo normas y requisitos de seguridad y garantía.

En cuanto a nuestros medidores electrónicos digitales AMPY, poseemos una amplia gama de modelos, entre los cuáles podemos mencionar:

- **Mod. 5207A** (Monofásico, monotarifa, energía activa) 5-60A.
- **Mod. 5207F** (Monofásico, monotarifa, energía activa y reactiva) 5-60A.
- **Mod. 5162E** (Monofásico, multitarifa, energía activa) 20-100A.
- **Mod. 5192A** (Trifásico, monotarifa, energía activa y reactiva). 5-120A.
- **Mod. 5192F** (Trifásico, multitarifa, energía activa y reactiva). 5-120A.
- **Mod. 5192J** (Trifásico, multitarifa, registro de 4 demandas máximas, energía activa y reactiva). 5-120A.
- **Mod. MainsTalk** para Telemedición (Monofásico, multitarifa, modo crédito o prepago, energía activa). 20-100A.

Es de destacar la gran penetración de los medidores digitales como reemplazo de los convencionales electromagnéticos. Más de 150 Cooperativas utilizan la tecnología de AMPY, certificando su calidad y presencia en el mercado. Distribuidoras como **EDESUR, EPE (Santa Fe), AES (EDEN, EDES Y EDELAP), ANDE (Paraguay), etc.** también han incorporado su avanzada tecnología en medición digital.

**Tecno Staff S.A.** es la responsable de que la medición digital tienda a ser un estándar en usuarios residenciales y se esté

reemplazando a los viejos medidores de inducción por tecnología digital. Fuimos los primeros en introducir este tipo de tecnología en la Argentina.

Nadie ofrece una **garantía de cinco años sobre defectos de fabricación** como lo estamos otorgando para la línea 5207, garantía que podemos dar por ser los únicos medidores totalmente sellados, sin precintos que puedan adulterarse, no permitiendo de esta manera que personal capacitado pueda realizar modificaciones o cambio de componentes en los circuitos electrónicos, es por ello que además **podemos garantizar el mantenimiento de clase por 20 años.**

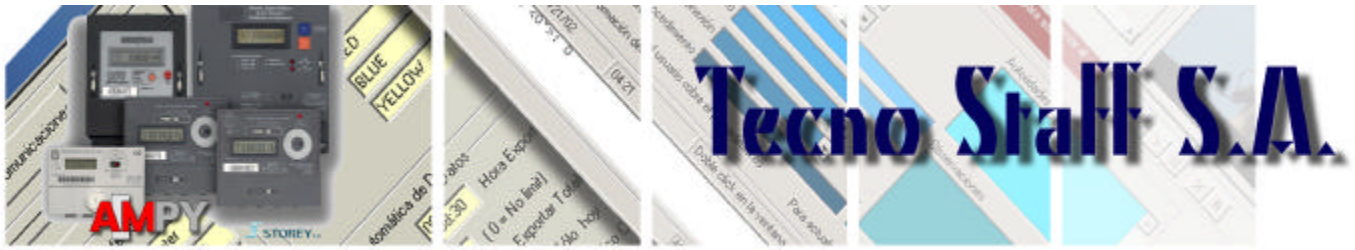
Otro producto que da cuenta de nuestra supremacía en innovación tecnológica es nuestro Sistema de Telemedición AMPY MainsTalk por Onda Portadora, los mismos poseen características inéditas ya que son los únicos instalados en funcionamiento comercial en nuestro País. Dicho sistema se desarrolló para las necesidades de un mercado totalmente desregulado como el del Reino Unido; sus mayores prestaciones lo convierten en una poderosa herramienta de gestión para atacar hurto, fraude y morosidad. Por ser multitarifa (tanto en la modalidad crédito como prepago), nos asegura que la inversión realizada permite adecuarse a futuras modificaciones de las estructuras tarifarias.

Actualmente hemos desarrollado el primer Sistema de Información Geográfico (G.I.S.) para Servicios Públicos sobre IntelliCAD® con el menor costo de mercado. Es multiplataforma, corriendo también sobre AutoCAD® 14, 2000 y MAP.

El mismo complementa todo el potencial de una aplicación G.I.S. con las bondades de IntelliCAD® 2000.

**TecnoGIS®** se destaca por:

- Rapidez de implementación.
- Formato nativo DWG. Compatible con todas las versiones de AutoCAD® hasta 2000 inclusive. Interfase 100% compatible con AutoCAD®.
- Vinculación automática con los sistemas de Telemedición, detectando usuarios con problemas de baja o alta tensión, usuarios con cortes y energía en reversa. Permite realizar estudios tarifarios con distintos rangos de consumo. Los datos aparecen reflejados en el mapa.

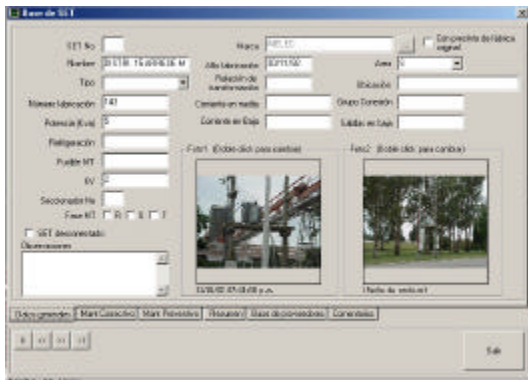


⚡ Simbología de red eléctrica con inserción automatizada.

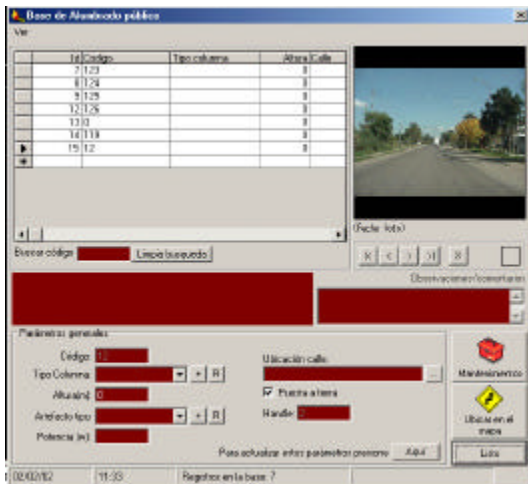
⚡ Catastro gráfico flexible para realizar distintos estudios socioeconómicos.

⚡ Es el primer G.I.S. desarrollado por Técnicos y orientado hacia la operación del sector de explotación de los Servicios Públicos, permitiendo estudios históricos de mantenimiento y su evaluación económica, a través de sus distintos módulos para:

**Subestaciones.** El sistema permite llevar un complejo plan de mantenimiento para las subestaciones, como por Ej.: preventivos, correctivos, ensayos, puestas a tierra, etc. Búsqueda desde y hacia el G.I.S. Fotografía digital.



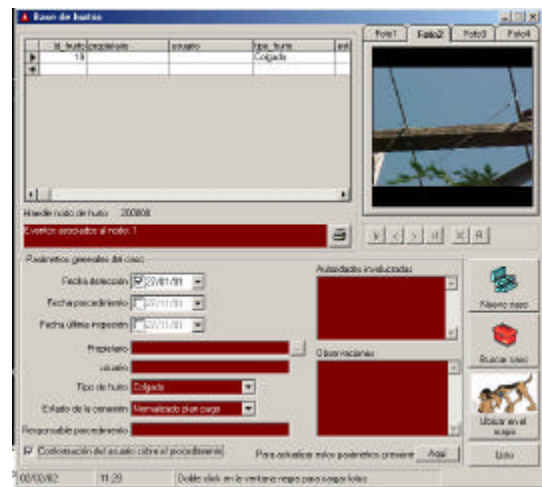
**Alumbrado público.** Desde el mapa, todas las luminarias relevadas con un sistema de mantenimiento. Posibilidad de hacer consultas, como por Ej.: antigüedad y tipos de luminarias, proveedores, etc. Soporte de fotografía digital. Conexión con planillas de cálculo.



**Maestro de calles.** Conexión de las calles del G.I.S. con base de datos. Atributos como diversos nombres de uso y costumbre, características técnicas y de mantenimiento. La uniformidad permite coherencia entre

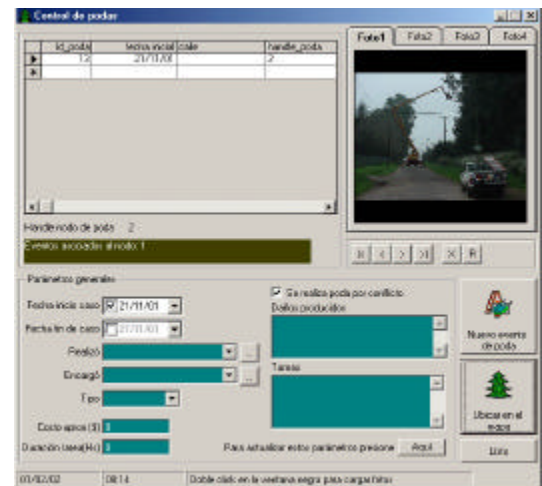
la base comercial y el departamento técnico, como así también la estandarización con otros servicios públicos, municipios, policía, emergencias, etc. Búsqueda de calles, caminos y zonas en el G.I.S.

**Seguimiento de hurtos.** Permite llevar un intenso control de todos los eventos de hurtos de una zona o usuario y su localización en el G.I.S. Múltiples fotografías digitales de cada evento. Crea un histórico de casos de cada cuenta. Cabe mencionar que este módulo es de vital importancia para cualquier Cooperativa o Distribuidora ya que debido a la situación socioeconómica del País los casos de hurto y fraude se incrementan día tras día.



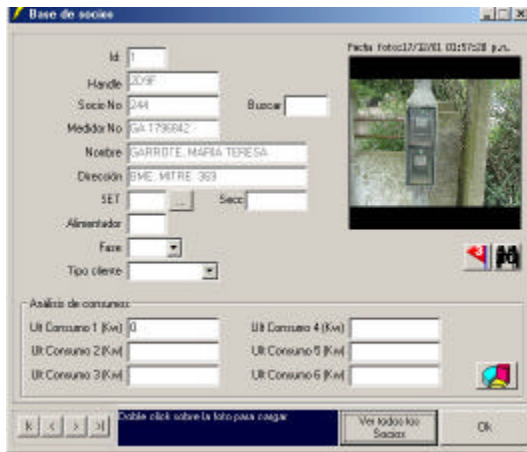
**Base de mantenimiento de medidores.** Toda la historia del medidor desde su compra. Movimientos, reparaciones con registros fotográficos, contrastes, curvas de calibración, etc. Localización geográfica.

**Control de podas.** Registro de todas las podas, preventivas y correctivas. Evaluación de costos (contratistas o tercerización de las tareas). Histórico con fotografías digitales. Ubicación en el G.I.S.

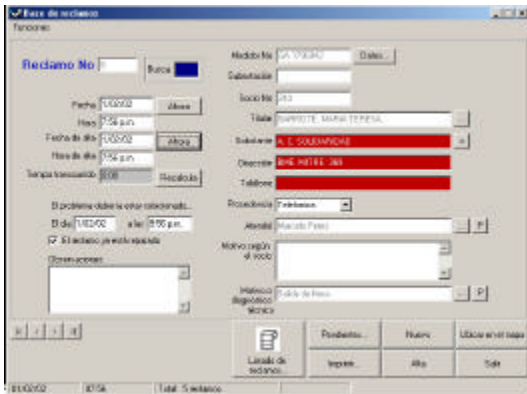




**Base de socios.** Conexión de los usuarios con el GIS. Histórico de consumos con gráficos en MS Excel® de resultados. Análisis en el G.I.S. de usuarios carenciados, rangos de consumo, registros de Telemedición, etc., a través de conexión con planillas de cálculo.



**Base de reclamos.** El sistema lleva un registro de todos los reclamos efectuados. Rápida búsqueda histórica por fecha, usuario, número de socio, número de reclamo, etc. Referenciación de los mismos en el G.I.S.



**Cómputo de materiales.** Creando fácilmente tipos constructivos, el sistema envía a una planilla de cálculo desde el dibujo realizado en CAD un completo listado de materiales. Ideal para extensiones de línea. Tipos constructivos totalmente personalizables. Parámetros por longitud de línea o cantidad de elementos. Determinación del VNR permitiendo una completa y exacta valorización total o por zonas (urbana, suburbana o rural) de la red, a los efectos de posibles estudios tarifarios.

Visualización de eventos, como por Ej.: salidas de servicio, con líneas, subestaciones y usuarios afectados, posibilitando el cálculo de multas y/o energías no suministradas.

Otra utilidad muy importante es la base de datos digital de imágenes, permitiendo el ingreso de comentarios sobre cada foto y la inserción en el G.I.S. de nodos con flechas direccionables. Ideal para estados de obras, clientes conflictivos y relevamientos en general.

**TecnoGIS®** se entrega personalizado según requerimientos específicos de cada Cooperativa o Distribuidora **Tecno Staff S.A.** garantiza un eficiente Servicio Pre y Postventa, una completa capacitación y Soporte Técnico On Line disponible las 24 hs.

Uno de los puntos críticos de los G.I.S. actuales se halla en el ingreso, mantenimiento y actualización de la información, **TecnoGIS®** está concebido para que cada área trabaje con su módulo evitando la duplicación de los datos. Pudiendo de esta forma el responsable de cada sector (alumbrado público, guardia, reclamos, hurto, catastro, etc.) cargar la información en forma independiente. Manteniendo una estructura de trabajo dinámica y no un esquema unipersonal.

El módulo, la base y las bibliotecas de catastro, como así también la arquitectura del sistema permiten una sólida y rápida implementación de otros Servicios Públicos (Agua, Teléfono, Cloacas, TV Cable, etc.). Sólo se deberá vincular los sistemas comerciales del servicio correspondiente con la biblioteca específica.

Por todo esto estamos en condiciones de afirmar que **TecnoGIS®** es el Sistema de Información Geográfico más innovador y con la mejor relación costo-beneficio.

Entre otros de los Servicios que **Tecno Staff S.A.** brinda podemos mencionar:

- ✦ **Puestas a tierra. Mediciones de campo con instrumental de última generación y su correcta determinación.**
- ✦ **Capacitación sobre líneas aéreas preensambladas de Media Tensión.**
- ✦ **Capacitación sobre líneas aéreas preensambladas de Baja Tensión.**
- ✦ **Hurto y fraude. Sistemas antihurto. Acometidas antifraude.**
- ✦ **Empalmes y terminales de Baja y Media Tensión (Línea 3M).**

Hoy brindamos servicios y productos únicos, concebidos para mejorar las utilidades de su Empresa. Por tal motivo decimos que estamos

*Siempre un paso adelante..*



Prepayment Electricity Metering System

# DOMESTIC

Landis+Gyr

GEM CM

USER GUIDE

Landis  
| Gyr<sup>+</sup>

A large, abstract grey graphic on the right side of the page, consisting of a vertical line on the right edge and a diagonal line that slopes from the bottom left towards the top right, creating a triangular shape that points upwards.

**APPROVAL RECORD SHEET**

	NAME	OFFICIAL DESIGNATION	SIGNATURE	DATE
COMPILED BY:	A. Triaca	Senior Systems Engineer		
CHECKED BY:				
APPROVED BY:				

**AMENDMENT RECORD SHEET**

Revision No.	Description of Change(s)	By Whom	DATE
Draft	For Comment		

Landis+Gyr (Pty) Ltd  
60 Electron Avenue, Isando, Gauteng  
P.O.Box 281, Isando, 1600, South Africa  
Phone: +27 11 921 7900  
Fax: +27 11 921 7901  
Email: [info@cashpower.co.za](mailto:info@cashpower.co.za)  
Internet: [www.cashpower.co.za](http://www.cashpower.co.za)

## Table of Contents

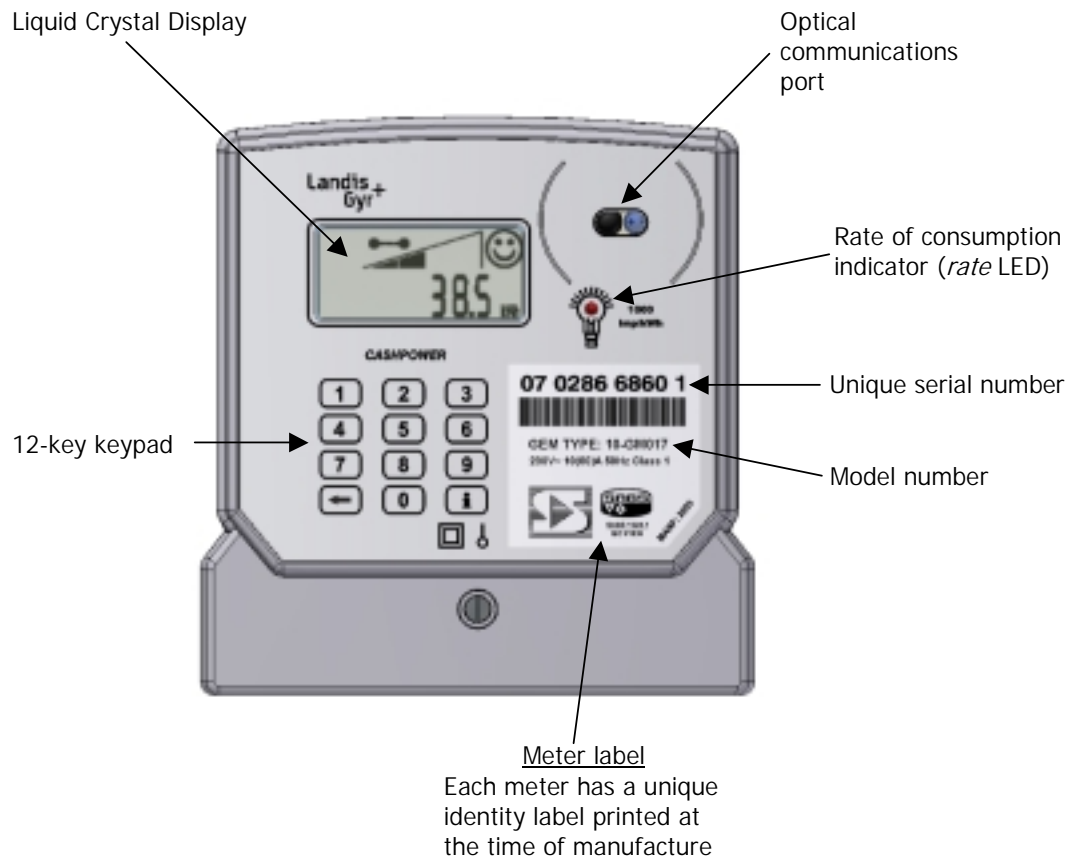
<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>4</b>
<b>2. HUMAN-MACHINE INTERFACE</b>	<b>5</b>
<b>3. ENTERING TOKENS VIA THE KEYPAD</b>	<b>6</b>
<b>4. LIQUID CRYSTAL DISPLAY INDICATIONS</b>	<b>7</b>
<b>5. LED INDICATORS</b>	<b>9</b>
<b>6. OPTICAL COMMUNICATIONS PORT</b>	<b>9</b>
<b>7. INFORMATION FUNCTIONS</b>	<b>10</b>
7.1. Meter Number (Register 000)	11
7.2. Instantaneous Power (Register 001)	11
7.3. Current Credit Register (Register 002)	11
7.4. Total Units Counter (Register 003)	11
7.5. Current 24 hr. Consumption (Register 006)	11
7.6. Previous 24 hr Consumption (Register 007)	11
7.7. Current 30-Day Consumption (Register 008)	11
7.8. Previous 30-Day Consumption (Register 009)	11
7.9. Low Credit Level (Register 012)	11
7.10. High Credit Level (Register 013)	11
7.11. Power Limit Level (Register 014)	11
7.12. Extended Meter Number (Register 024)	12
7.13. Meter State Register MSB (Register 030)	12
7.14. Meter State Register LSB (Register 031)	12
7.15. Meter (Fixed) Option Register MSB (Register 032)	13
7.16. Meter (Fixed) Option Register LSB (Register 033)	13
7.17. Meter (Changeable) Option Register MSB (Register 034)	13
7.18. Meter (Changeable) Option Register LSB (Register 035)	14
7.19. Meter (Display) State Register MSB (Register 036)	14
7.20. Meter (Display) State Register LSB (Register 037)	14
7.21. Software Version Number (Register 048)	15
7.22. Power-Fail Counter (Register 050)	15
7.23. Last (STS only) CTN ID in Date/Time Format (Register 054)	15
7.24. Last CTN Entered (Register 055)	15
7.25. Value of Last CTN Entered (Register 056)	15
7.26. Key Revision and Key Type (Register 057)	15
7.27. Tariff Index (Register 058)	15
7.28. Current Credit Register - 10Wh resolution (Register 059)	15
7.29. SGC Register(Register 060)	15
7.30. Total Units Counter -10Wh resolution (Register 061)	15
<b>8. ERROR CODES</b>	<b>15</b>
8.1. EMU	15
8.2. CIU	15
<b>9. METER SPECIFICATIONS</b>	<b>16</b>
9.1. Electrical Specifications	16
9.2. Environmental Specifications	16
9.2.1. Operating/Storage Temperature	16
9.2.2. Humidity	16
9.3. Mechanical Specifications	17

## 1. INTRODUCTION

Cashpower Gem Compact Meter (CM) is one in a series of new products designed to fit into a smaller, BS compatible housing. These products include Gem Compact Split Meter (CSM) and Gemini Compact Split Meter (CSM).



## 2. HUMAN-MACHINE INTERFACE

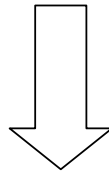
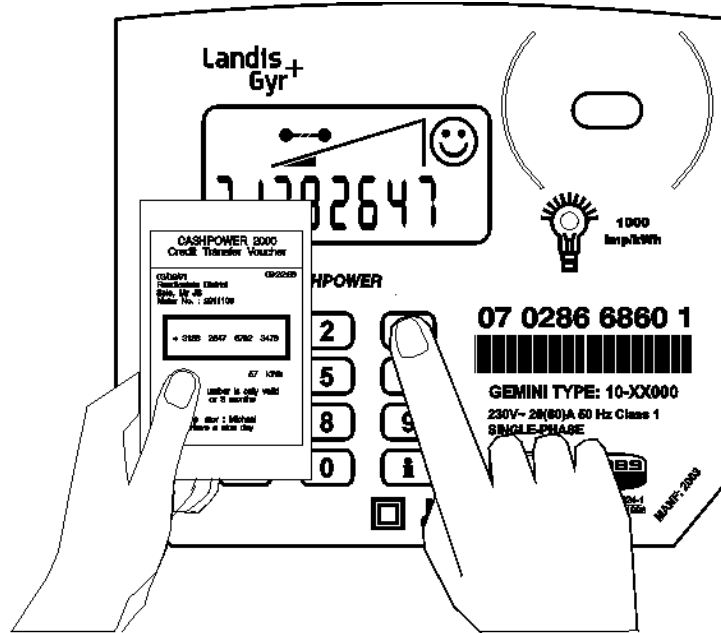


The Gem CM HMI comprises a non-tactile, 12-key keypad with audible feedback (for the entry of tokens and accessing of various management functions), and a custom LCD (for the display of remaining credit, the scrolling in of keypad entries and various meter status and management functions).

















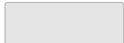
A red *rate of consumption* LED provides both a visual indication of instantaneous power consumption as well as the *reference* output for verifying the meter's metrological accuracy.

An optical communications port enables data to be transferred to and from the meter (e.g. the accessing of various registers or downloading of new parameters) using a portable interrogation device. The optical port's communication protocol complies with IEC 62056-21 Mode C.

### 3. ENTERING TOKENS VIA THE KEYPAD



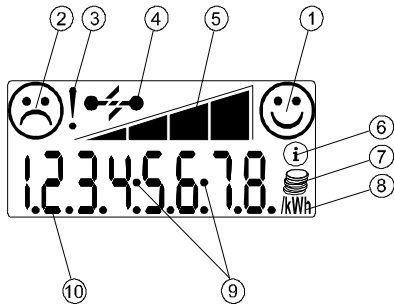
#### Typical Results Displayed

- |   |   |  |
|---|---|--|
|  |  | Normal operating mode<br><i>(Includes zero credit and supply disconnected)</i> |
|  |  | Number not recognized by meter   |
|  |  | Number already used  |
|  |  | Not enough digits entered<br><i>(30-second timeout)</i>                        |
|  |  | Meter Tampered   |
|  |  | Service callout  |
|  |  | Number expired   |
|  |  |  |
|  |   | Service callout  |

## 4. LIQUID CRYSTAL DISPLAY INDICATIONS

The LCD is designed to give a clear and unambiguous visual indication of the important meter functions by means of language-independent pictograms:

### What the Icons Mean



- 1 - Happy face
- 2 - Sad Face
- 3 - Alarm indicator
- 4 - Contactor status indicator
- 5 - Remaining credit indicator
- 6 - Information mode
- 7 - Currency function
- 8 - Power (kWh) function
- 9 - Time display
- 10 - Eight X 7 segment digits

### Typical Operational Displays

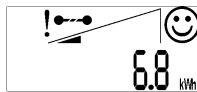
#### Normal Operation



Display shows *remaining credit* (kWh).

Contactors closed and consumption *rate* indicator flashes at a rate proportional to the power being used.

#### Low Credit Warning



Credit running low and more needs to be purchased to avoid disconnection of supply.

#### Zero Credit



Supply disconnected.

#### Power Limit Lockout



Supply disconnected.

### Contacting Status Indicator

This icon indicates the status of the meter's internal, load control contactor.

Under normal operating conditions i.e. with the meter in credit, the contactor will be 'closed' and power supplied to the consumer. It will 'open' when credit expires.

### Alarm Indicator

This is a 'low credit' warning indicator that turns on if the *remaining credit* value is greater than zero, but less than half the *low credit level* (7.9) programmed into the meter. Under these conditions it is displayed in conjunction with the smallest credit wedge icon on the LCD.

### Remaining Credit Indicator

This 'wedge' provides a quick visual indication of the remaining credit in the meter and functions as follows (refer to 7.9 and 7.10 for details of *high* and *low* credit level settings):

- Displays all four credit wedge icons if the *credit register* is greater than, or equal to, the *high credit level*.
- Displays the three smallest credit wedge icons if the *credit register* is greater than, or equal to, the *low credit level* but less than the *high credit level*.
- Displays the two smallest credit wedge icons if the *credit register* is greater than or equal to half the *low credit level*, but less than the *low credit level*.
- Displays the smallest credit wedge LCD icon if the credit register is greater than zero, but less than half the *low credit level*.
- If the remaining credit is less than or equal to zero, all the credit wedge icons will be off.

**NB:** When the remaining credit level reaches zero, the numeric display indicates **0.0kWh**. If, for any reason, the credit level is decremented below zero i.e. negative, the display indicates **0.** kWh. This is the case if the meter has been personalised not to *display negative credit* (7.16). Although there is no negative value displayed, it gives a quick visual indication that a negative value is present.

### Information Indicator

This icon turns on in response to pressing the **ⓘ** key on the keypad. It indicates that the meter is in *information* mode (7) and the contents of various registers can be viewed.

### Currency Indicator

Function not used.

### Power (kWh) Indicator

This function is used whenever the displayed units represent power (kWh). It applies to both normal meter operation as well as when viewing registers via the *information* mode.

The *power (kWh)* icon will also flash at a rate of 1Hz if no energy is being consumed i.e. if the meter is in *creep lock*.

### Time Indicator

This function is used whenever the displayed units represent time (hh:mm:ss).

### Happy and Sad Faces

These two icons are used in combination to give a quick visual indication of good and bad status. For example, if the meter were operating normally, the *happy face* would be on. However, if it were to be tampered, the *sad face* would come on. Similar responses would apply during token entry e.g. entering an invalid CTN would result in the *sad face* flashing for a short period of time.



## 5. LED INDICATORS

### Rate of Consumption Indicator (Rate LED)

The rate at which energy is being consumed is indicated via the red *rate* LED. This is the reference output for determining the meter's metrological accuracy. It also gives a quick visual indication of electricity usage e.g. a fast rate when a stove or electric fire is in use and a large amount of electricity being consumed.

The *meter constant* for Gem CM is set to 1000 impulses/kWh. The *rate* LED will therefore flash 1000 times for every kWh of energy consumed.

### Alarm Indicator

The *alarm* indicator functionality of the LCD (!) is duplicated on a flashing yellow LED to give a very clear visual indication to the consumer that the *credit level* is dangerously low and disconnection of the electricity supply could occur soon.

## 6. OPTICAL COMMUNICATIONS PORT

This port enables data to be transferred to and from the meter (e.g. the accessing of various registers or downloading of new parameters) using a portable interrogation device.

## 7. INFORMATION FUNCTIONS

Pressing the **ⓘ** key toggles the meter into *information* mode (the **ⓘ** icon on the LCD turns on and all digits display **=====**). The contents of various registers can now be viewed by entering the appropriate, three digit register code.

Once in *information* mode, toggling between different registers may now be done on an ongoing basis by entering the appropriate three-digit code i.e. the **ⓘ** key does not have to be pressed again.

*Information* mode may be exited by pressing the **ⓘ** key or, in the absence of any other key presses, automatically after 1 minute.

**Information Register Functions**

Info Register Number	Function
<a href="#">000</a>	Meter number
<a href="#">001</a>	Instantaneous power
<a href="#">002</a>	Current credit register
<a href="#">003</a>	Total units counter
<a href="#">006</a>	Current 24 hr. consumption
<a href="#">007</a>	Previous 24 hr consumption
<a href="#">008</a>	Current 30 day consumption
<a href="#">009</a>	Previous 30 day consumption
<a href="#">012</a>	Low credit level
<a href="#">013</a>	High credit level
<a href="#">014</a>	Power limit level
<a href="#">024</a>	Extended meter number (STS only)
<a href="#">030</a>	Meter state register MSB
<a href="#">031</a>	Meter state register LSB
<a href="#">032</a>	Meter (fixed) option register MSB
<a href="#">033</a>	Meter (fixed) option register LSB
<a href="#">034</a>	Meter (changeable) option register MSB
<a href="#">035</a>	Meter (changeable) option register LSB
<a href="#">036</a>	Meter (display) state register MSB
<a href="#">037</a>	Meter (display) state register LSB
<a href="#">048</a>	Software version number
<a href="#">050</a>	Power-fail counter
<a href="#">054</a>	Last CTN ID in date/time format (STS only)
<a href="#">055</a>	Last credit token ID
<a href="#">056</a>	Value of last credit token (CTN) entered
<a href="#">057</a>	Key revision and key type
<a href="#">058</a>	Tariff index
<a href="#">059</a>	Current credit register (10 Wh resolution)
<a href="#">060</a>	SGC register (STS only)
<a href="#">061</a>	Total units counter (10Wh resolution)

### **7.1. Meter Number (Register 000)**

The meter displays the unique identity number personalised at the time of manufacture. It must match the number printed on the meter's front panel label. *Note: STS numbers have additional information - [7.12](#).*

### **7.2. Instantaneous Power (Register 001)**

The meter displays the power currently being consumed by the connected load.

### **7.3. Current Credit Register (Register 002)**

This register stores the remaining credit in the meter.

*Note: The remaining credit can be decremented past zero (0) into negative values if the load is not disconnected. This negative credit value will be subtracted from any new credit entered into the meter.*

### **7.4. Total Units Counter (Register 003)**

The meter displays the total kWh consumed since the meter was put into service.

### **7.5. Current 24 hr. Consumption (Register 006)**

The meter displays the number of hours into the current 24-hour period, followed by the consumption in kWh. By pressing the **⏻** key twice within 250ms, the hour counter and consumption is reset to zero.

*Note: This does not affect the previous 24-hour period statistic or either of the 30-day statistics.*

### **7.6. Previous 24 hr Consumption (Register 007)**

The meter displays the previous 24-hour period consumption.

### **7.7. Current 30-Day Consumption (Register 008)**

The meter displays the number of days into the current 30-day period, followed by the consumption in kWh. By pressing the **⏻** key twice within 250ms, the day counter and consumption is reset to zero.

*Note: This does not affect the previous 30-day period statistic or either of the 24-hour statistics.*

### **7.8. Previous 30-Day Consumption (Register 009)**

The meter displays the previous 30-day period consumption.

### **7.9. Low Credit Level (Register 012)**

The meter displays the level at which the lower two credit wedges on the LCD come into operation.

### **7.10. High Credit Level (Register 013)**

The meter displays the level at which the upper two credit wedges on the LCD come into operation.

### **7.11. Power Limit Level (Register 014)**

The meter displays the power level at which the load switch will be opened, causing the supply to the consumer to be interrupted.

A personalisable option allows the display to indicate the limit level in either power (Watts) or current (Amps) - [7.18](#).

### 7.12. Extended Meter Number (Register 024)

The 'extended meter number' displays the 'missing' three digits of an STS meter number in the format '07- - - - n' where:

07 is the manufacturer code (07 for all Landis+Gyr meters).

n represents the Luhn check digit (calculated as per NRS 009-4-2:1993 and ISO 7812:1987).

### 7.13. Meter State Register MSB (Register 030)

The meter displays the most significant eight bits of the *meter state register*. This register indicates the current state of the following meter functions:

Meter State Register MSB	
Display	Function
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Not used
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	Not used
xxxx xxx1	Not used

Note: The initial value for this register is specified at the time of manufacture.

### 7.14. Meter State Register LSB (Register 031)

The meter displays the least significant eight bits of the *meter state register*. This register indicates the current state of the following meter functions:

Meter State Register LSB	
Display	Function
1xxx xxxx	Power limit lockout mode – 30 minutes
x1xx xxxx	Significant reverse energy metered
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Meter decommissioned
xxxx 1xxx	Meter NOT initialised (default key)
xxxx x1xx	Meter in power limit trip (30-seconds)
xxxx xx1x	Meter out of credit
xxxx xxx1	Meter tampered

Note: The initial value for this register is specified at the time of manufacture.

### 7.15. Meter (Fixed) Option Register MSB (Register 032)

The meter displays the most significant eight bits of the *meter (fixed) option register*. The contents of this register are determined when the meter is personalised. They cannot be subsequently changed via a token:

Meter (Fixed) Option Register MSB	
Display	Function (bracketed values apply for bit set to 1)
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Not used
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	Not used
xxxx xxx1	Not used

### 7.16. Meter (Fixed) Option Register LSB (Register 033)

The meter displays the least significant eight bits of the *meter (fixed) option register*. The contents of this register are determined at the time of manufacture and cannot be subsequently changed via a token:

Meter (Fixed) Option Register LSB	
Display	Function (bracketed values apply for bit set to 1)
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Not used
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	Don't display (do display) negative credit
xxxx xxx1	(Enable) STS

### 7.17. Meter (Changeable) Option Register MSB (Register 034)

The meter displays the most significant eight bits of the *meter (changeable) option register*. The contents of this register are determined at the time of manufacture and cannot be subsequently changed via a token:

Meter (Changeable) Option Register MSB	
Display	Function (bracketed values apply for bit set to 1)
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Not used
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	Not used
xxxx xxx1	Not used

### 7.18. Meter (Changeable) Option Register LSB (Register 035)

The meter displays the least significant eight bits of the *meter (changeable) option register*. The contents of this register are determined at the time of manufacture and cannot be subsequently changed via a token:

Meter (Changeable) Option Register MSB	
Display	Function (bracketed values apply for bit set to 1)
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Tamper detect (enabled)
xxx1 xxxx	Don't tamper (do tamper) on significant reverse energy
xxxx 1xxx	(Disconnect) load switch on power fail
xxxx x1xx	Amps (Watts) power limit display
xxxx xx1x	Automatic (non automatic) power reconnect
xxxx xxx1	Display credit register or (display total register) on EMU as default display

### 7.19. Meter (Display) State Register MSB (Register 036)

The meter displays the most significant eight bits of the *meter (display) state register*. **NB:** the contents of this register are volatile i.e. not stored in EEPROM. It indicates the current state of the following meter functions:

Meter (Display) State Register MSB	
Display	Function
1xxx xxxx	Not used
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Not used
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	Not used
xxxx xxx1	Not used

### 7.20. Meter (Display) State Register LSB (Register 037)

The meter displays the least significant eight bits of the *meter (display) state register*. **NB:** the contents of this register are volatile i.e. not stored in EEPROM. It indicates the current state of the following meter functions:

Meter (Display) State Register LSB	
Display	Function
1xxx xxxx	Meter out of (in) creep lock
x1xx xxxx	Not used
xx1x xxxx	Not used
xxx1 xxxx	Tamper switch state (open)
xxxx 1xxx	Not used
xxxx x1xx	Not used
xxxx xx1x	50 (60) Hz mains frequency detected
xxxx xxx1	Not used

### **7.21. Software Version Number (Register 048)**

The meter displays the software version number masked into the microprocessor.

### **7.22. Power-Fail Counter (Register 050)**

The meter displays the number of power failures that have occurred (maximum number recorded = 255, after which the register 'wraps'). This register is cleared with the entry of a tamper reset token.

### **7.23. Last (STS only) CTN ID in Date/Time Format (Register 054)**

The meter displays information on the last CTN entered by toggling the display at one second intervals between the date and time of issue.

### **7.24. Last CTN Entered (Register 055)**

For STS meters, the token identifier is displayed (0 – 16777215) i.e. number of minutes elapsed since 01:01:1993.

For CTS meters it is a sequence number (refer to CTS specification).

### **7.25. Value of Last CTN Entered (Register 056)**

The meter displays the value (kWh) of the last CTN entered.

### **7.26. Key Revision and Key Type (Register 057)**

Refer to the STS specification

### **7.27. Tariff Index (Register 058)**

Refer to the STS specification

### **7.28. Current Credit Register - 10Wh resolution (Register 059)**

The meter displays the value of the *credit register* with a resolution of 0.01kWh. The most significant digit of the display (if in use) will be "pushed" off the display in this mode.

### **7.29. SGC Register(Register 060)**

This register will contain the initial SGC value, personalised at the time of manufacture. Once a successful STS meter key-change has been performed, the information is no longer valid and is, therefore, cleared. This option gives a quick indication of whether a key-change has been performed on the meter.

### **7.30. Total Units Counter -10Wh resolution (Register 061)**

The meter displays the value of the *total units register* with a resolution of 0.01kWh. The most significant digit of the display (if in use) will be "pushed" off the display in this mode.

## **8. ERROR CODES**

### **8.1. EMU**

In the unlikely event of a catastrophic malfunction in the meter (EMU), the supply to the consumer will be disconnected and a two-digit error code in the form ---XX--- displayed.

### **8.2. CIU**

In the event of a communications failure with the CIU (other than a broken wire, in which case the CIU would not be powered) a two-digit error code in the form ---05--- will be displayed.

## 9. METER SPECIFICATIONS

### 9.1. Electrical Specifications

Meter type:	Single phase, two-wire, direct connected
Rated voltage ( $U_n$ ):	230VAC (other voltages available on request)
Operating voltage range:	80% to 120% of $U_n$ (184V – 276V)
Basic reference current ( $I_b$ ):	10A direct connection
Maximum continuous current ( $I_{max}$ ):	80A (programmable to lower power limits)
Nominal frequency:	50Hz (60Hz option available on request)
Burden	
Voltage circuit:	<1.5W / <10VA @ 230V
Current circuit:	<2.5 VA @ basic reference current ( $I_b$ )
Accuracy class Index:	Class 1
Meter constant (LED flash rate):	1000 impulses/kWh
Measurement direction:	Forward and reverse power detection and metering
Insulation system classification:	Protective class 2 Class II (double insulated)
Over-voltage withstand:	440VAC for 48 hours
Optical interface:	According to IEC 62056-21
Credit reader interface**:	According to Eskom specification SCSSCAAA9
Disconnection device:	Single-pole latching contactor rated @ 100A
Voltage surge immunity	
Voltage impulse withstand:	8kV, 1.2/50 $\mu$ s with 2 $\Omega$ source impedance
Current surge immunity*	
Service rating:	5 kA 8/20 $\mu$ s
Withstand rating:	30 kA, 4/10 $\mu$ s (2 shots)

\*Only with optional 32mm disc MOV surge arrestor fitted

\*\*Available as an option (removable plug) on rear face of the meter

### 9.2. Environmental Specifications

#### 9.2.1. Operating/Storage Temperature

Specified operating range:	-10° C to +55° C
Limit range of operation:	-20° C to +55° C
Limit range for storage and transport:	-25° C to +70° C

#### 9.2.2. Humidity

0 to 95% RH at 55° C peak.



### 9.3. Mechanical Specifications

The physical design of Gem CM complies with the requirements of BS Standard 5685 (most widely used footprint in British influenced countries). This applies specifically to the terminal block configuration and mounting arrangement.

The overall height of the meter is much less than allowed for in BS 5685. An optional hanger can be supplied if required. If there is ever a requirement for a dedicated hanger according to BS 5685, this will also be supplied as an accessory.

Enclosure format:	According to BS Standard 5685
Terminal layout:	According to BS Standard 5685
Enclosure rating:	IP54
Dimensions:	<u>Height</u> : 126.3mm (short terminal cover) 168.5mm (long terminal cover) <u>Width</u> : 122mm <u>Depth</u> : 68mm
Weight:	510g
Sealing (electronics compartment):	Factory sealed with screw-sealing plug
Sealing (terminal area):	Utility sealed with wire and crimped ferrule

# CASHPOWER

## Medidor de Energía Eléctrica Prepaga Gem

El Cashpower Gem es un medidor monofásico de energía eléctrica prepaga acreditable via teclado, de última generación, con dimensiones reducidas, ideal para el reemplazo de medidores convencionales.

### CARACTERÍSTICAS

- Acreditada tecnología de teclado Cashpower
- Fácil instalación
- Cumple con las normas IEC 1036 y SABS 1524
- Disponible en diferentes versiones de condificación numérica:  
Especificaciones de Transferencia Cashpower (CTS)  
de 16 dígitos, STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos.
- Limitación programable de carga
- Consumo propio menor que 1,5W
- Restablecimiento inteligente después de una desconexión por sobrecarga
- Disponible en versión bi-curpo
- Compatibilidad física con norma BS 5685



## PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El medidor Gem de nueva generación, mantiene todas las características que acreditaron el éxito de la serie de los medidores Cashpower.

Estas características ofrecen un considerable perfeccionamiento en las funciones antifraude sin comprometer la acreditada interfaz del usuario.

Las dimensiones compactas, compatibles con BS 5685, hacen que este medidor pueda instalarse fácilmente inclusive en las ubicaciones de los medidores convencionales existentes.

La energía eléctrica se conecta automáticamente cuando hay crédito remanente y se interrumpe al agotarse éste.

La energía se interrumpe también en cuanto se realiza algún intento de manipulación con el medidor o cuando la carga excede el nivel programado previamente.

En el caso que se produzca una desconexión por exceso de carga, el medidor intentará reconectar la carga hasta cinco veces con intervalos de 30 segundos. Cuando en alguno de los intentos el medidor detecta que la carga es inferior al límite programado, restablece la operación normal, en caso contrario, después del quinto intento esperará 30 minutos antes de repetir el procedimiento.

## CARACTERÍSTICAS ANTIFRAUDE ADICIONALES

El medidor Gem incluye funciones antifraude duales. Tanto la cubierta de terminales como el gabinete sellado del sistema electrónico están conectados a interruptores antifraude ocultos dentro del cuerpo del medidor. Cualquier intento de apertura del medidor desconectará automáticamente la energía eléctrica de la carga, haciendo imposible el reestablecimiento de la misma por el usuario.

## EL PRIMER MEDIDOR REALMENTE ABIERTO

El medidor de energía eléctrica prepaga Gem es el primero que ofrece la interfaz de lectura óptica en forma estándar. Esta interfaz permite al personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica leer una amplia gama de informaciones almacenadas en el medidor, utilizando una unidad portátil a la que se transfieren estos datos.

Se abre así una nueva dimensión en la lectura inteligente de medidores de energía eléctrica prepaga.

A través de esta interfaz y un estricto protocolo de control de acceso se puede modificar la información registrada y, entre otras cosas, el lector también podrá reestablecer determinados estados del medidor.

También puede suministrarse con un port para la conexión de a una interfase de Usuario Remota - CIU

## VENTAS INTEGRADAS

El sistema integrado de ventas Cashpower facilita a selección de un amplio rango de opciones de venta ya sea utilizando el software Cashpower Prima, Suprima ú otras versiones actuales.

Estas opciones van desde la compra de energía eléctrica en puntos de venta hasta la comercialización electrónica de la misma durante las 24 horas del día.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

- **Tensión:**  
230 Volts CA (-20%, +15%)  
115 Volts CA (-20%, +15%) (Opcional)
- **Corriente:**  
0,1A a 60A
- **Frecuencia:**  
45Hz a 65Hz
- **Fases:**  
Monofásica
- **Exactitud:**  
Clase 2
- **Algoritmos de codificación:**  
CTS de 16 dígitos, STS de 20 dígitos ó CUTS de 20 dígitos
- **Sobretensión:**  
Resiste 400 V CA durante 48 horas
- **Protección contra descargas atmosféricas:**  
Excede las especificaciones de las normas IEC 1036 y SABS 1524
- **Consumo propio**  
Menor de 1.5W
- **Indicadores en el panel frontal:**  
LCD y LED con iconos favorables para del usuario
- **Interfaz óptica:**  
Conforme a la norma IEC 1107 y FLAG
- **Información de gestión:**  
Detallada información accesible a través del panel del medidor
- **Dimensiones:**  
197mm x 137mm x 72mm
- **Peso:**  
1,2 kg
- **Protección contra agua y polvo:**  
IP51

Landis+Gyr (Pty) Ltd. 60 Electron Avenue Isando Gauteng South Africa	phone: +27 (11) 921 7900 fax: +27 (11) 921 7977 e-mail: info@cashpower.co.za internet: www.cashpower.com
--	---

# CASHPOWER

## Medidor Trifásico Prepago de Energía Eléctrica

El medidor trifásico de prepago Cashpower, de cuatro conductores, ha sido diseñado especialmente para su uso en ambientes industriales. La unidad ofrece seguridad de funcionamiento, un cuerpo resistente y compacto, permitiendo una fácil instalación. Es ideal para su uso en industrias livianas y pequeñas empresas, así como grandes residencias.

### CARACTERISTICAS

- Unidad de medición de avanzada tecnología de estado sólido
- Cuerpo del medidor resistente y compacto
- Instalación y entrada de cables simplificada
- Opcionalmente se lo puede transformar en un medidor Bi-cuerpo
- Utiliza la comprobada tecnología digital Cashpower
- El medidor provee al usuario la información necesaria para un efectivo control de su consumo
- Detección de intentos de fraude
- Disponible en diferentes versiones de codificación numérica, CTS de 16 dígitos, STS y CUTS de 20 dígitos
- Cumple con normas IEC 1036 y SABS 1524-1

### PRINCIPIO DE OPERACION

El medidor trifásico Cashpower opera exactamente de la misma manera que los conocidos medidores monofásicos Cashpower. Suministra al usuario hasta 100 A por fase, permitiendo conectar cargas que superan los 60 kVA.

El medidor es operado por medio de un teclado externo a través del que se ingresan los números codificados correspondientes a las transferencias de crédito o los de mantenimiento. El sistema acepta tanto los códigos CTS, STS o CUTS.

El robusto cuerpo del medidor se compone de un módulo activo y uno pasivo lo que facilita una rápida instalación. Una placa desarmable con "prensacables" y un amplio espacio inferior para ubicar los cables facilita la entrada de éstos y su conexión.

La posibilidad opcional de suministrar el medidor en versión Bi-cuerpo, permite instalar al medidor en la posición más conveniente (por ejemplo, el medidor cerca del tablero de distribución y la pequeña Unidad de Control del Cliente - CIU, dentro del local del cliente).

La comunicación entre el medidor y la CIU se realiza a través de un cable bipolar de comunicación y a distancias de hasta 130 metros.



## VENTAJAS

- Al igual que todos los medidores de Pre-pago Cashpower, el medidor trifásico permite al usuario el control de su consumo eléctrico en forma precisa y, como no pueden producirse deudas, evitar el pago de tasas por corte o reconexión del servicio.
- El diseño y la construcción del medidor facilita su instalación sin que se requiera una "caja de terminales" ni llaves seccionadoras adicionales.
- La configuración opcional de medidor Bi-cuerpo, permite simplificar tanto el re-equipamiento como las nuevas conexiones.
- El teclado tipo telefónico, y un Control del Usuario de fácil interpretación, hacen que el uso del medidor sea extremadamente simple y confiable.
- La compatibilidad con infraestructuras de ventas ya existentes permite a los usuarios adquirir la energía eléctrica en "puntos de ventas" convenientemente distribuidos.

## ESPECIFICACIONES

- **Tensión:**  
230 V CA (-20%, +15%)  
400 V CA fase a fase  
Resiste 400 V CA por 48 horas (por fase)  
Modelo de 115 V CA también disponible
- **Corriente:**  
0,1A a 100A por fase
- **Frecuencia:**  
45 Hz a 65 Hz
- **Fases:**  
Trifásico, cuatro conductores
- **Exactitud:**  
Clase 2
- **Algoritmo de codificado:**  
CTS, STS o CUTS
- **Cambios de clave:**  
Implementación automática a través de un número de transferencia
- **Condiciones ambientales:**  
Temperatura de operación:  
-10°C (+14°F) a +55°C (+131°F)  
Temperatura de almacenamiento:  
-25°C (-13°F) a +70°C (+150°F)  
Humedad relativa:  
95% a 45°C (+113°F)
- **Susceptibilidad a EMC**  
Conforme con las secciones correspondientes de las normas IEC 1036 y SABS 1524-1

- **Emisiones de EMI**  
Conforme con las secciones correspondientes de las normas IEC 1036 y SABS 1524-1
- **Protección contra descargas atmosféricas:**  
Excede los requerimientos norma IEC 1036.  
6 kV de resistencia a pulsos de tensión (estándar).  
Protección adicional de gran capacidad, ESKOM TRMSCAAP2 (opcional)
- **Consumo:**  
Menos de 2,5 W ó 4 VA por fase
- **Crédito Máximo almacenado:**  
99 999,9 kWh
- **Indicadores en el panel frontal:**  
Nivel de Crédito: 3 LED's  
Estado del crédito: Display LCD  
Alarma de bajo nivel de crédito  
Aceptación / Rechazo de Números de Transferencia de Crédito  
Indicación de violación  
Indicador tasa de consumo: 800 pulsos/kWh
- **La información de manejo incluye:**  
Crédito remanente, en kWh  
Estadísticas de consumo  
Información de mantenimiento y diagnóstico  
Información del medidor
- **Vida útil de diseño:**  
Mínimo, 15 años
- **Dimensiones:**  
360mm x 285mm x 131mm
- **Peso:**  
4,7 kg
- **Protección al agua y al polvo:**  
IP51
- **Instalación:**  
Sobre superficie o gemi-empotrado
- **OPCIONAL: Unidad de Control remota CIU**  
Permite ubicar a la Unidad de Control a una distancia de hasta 130 m del medidor.  
Comunicación entre ambos por medio de un cable de comunicación no polarizado, de dos conductores

### SISTEMAS DE VENTA:

- **Software de venta:**  
Enfoque modular permitiendo la integración con sistemas existentes
- **Hardware de venta:**  
Varias soluciones flexibles que incluyen los "puntos de venta remotos"

Landis+Gyr (Pty) Ltd. 60 Electron Avenue Isando Gauteng South Africa	phone: +27 (11) 921 7900 fax: +27 (11) 921 7977 e-mail: info@cashpower.co.za internet: www.cashpower.com
--	---

# FORMA 2S MEDIDOR BI-CUERPO DE ELECTRICIDAD PREPAGA

El CASHPOWER® Form 2S es un medidor de prepago del tipo Bi-cuerpo, desarrollado específicamente para el mercado Americano.

Es particularmente adecuado para nuevas reticulaciones o para instalaciones donde el empleo de un cable dedicado para la comunicación sea conveniente.

## CARACTERÍSTICAS

- Conformidad con Norma ANSI C12.1
- Importante reducción de los costos de instalación.
- Ideal para el reemplazo de medidores convencionales del tipo Form 2S en instalaciones preexistentes.
- La configuración Bi-cuerpo ofrece importantes ventajas tanto al cliente como a la empresa.
- Unidad de Medición compacta con formato Form 2S lo que simplifica su instalación y / o reemplazo.
- La Unidad de Interfase del Usuario - CIU de reducidas dimensiones y diseño ergonómico es de fácil uso y de aspecto agradable.
- Display de cuarzo liquido de gran tamaño, con iconos de fácil interpretación.
- Acreditada tecnología de teclado CASHPOWER® .
- El medidor provee al usuario la información necesaria para un efectivo control de su consumo y gasto.
- Facilidades para su instalación y reemplazo.
- Disponible con algoritmos en versión propietaria Cashpower de 16 dígitos (CTS), STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos.



## CONFIGURACION BI-CUERPO

El medidor CASHPOWER® Form 2S "Bi-cuerpo" se compone de dos partes, la Unidad de Interfase del Usuario ( CIU ) y la Unidad de Medición ( EMU ).

La CIU, único medio que permite al cliente interactuar con el medidor, es una unidad compacta provista de un teclado amigable, que se instala alejada de la EMU .

La EMU es el componente inteligente del medidor que contiene los módulos de decodificación, medición y control de carga y se instala exteriormente a efectos de facilitar su inspección. Funciona independientemente y ante una desconexión de la CIU, el medidor continuará operando normalmente.

## PRINCIPIO DE OPERACION

El medidor utiliza la tecnología de teclado operando de igual forma que los demás medidores CASHPOWER®

**La unidad EMU externa se comunica con la CIU interna mediante un cable de comunicación no polarizado hasta distancias de 130 metros y aún mayores**

## CIU DE MANEJO AMIGABLE

La CIU utiliza iconos de fácil comprensión para la indicación de todos los parámetros del medidor, como ser "alarma por crédito bajo", "consumo de energía instantáneo" y "estado del contactor", etc.

## INTERFASE OPTICA

El medidor Form 2S provee una interfase óptica de interrogación la cual permite el acceso a la información almacenada dentro de

la EMU y su almacenamiento en una unidad externa portátil de adquisición de datos.

Los parámetros almacenados en la EMU pueden ser accedidos y modificados vía esta interfase, sujeto a un estricto protocolo de acceso. Esto también permite la modificación de determinados parámetros de estado del medidor, por parte del personal específicamente autorizado al efecto.

## SISTEMA CASHPOWER® DE GESTION DE INGRESOS

El CASHPOWER® es un sistema integral de gestión de ingresos que ofrece un amplio rango de soluciones de electricidad prepaga a las empresas distribuidoras de electricidad de todo el mundo.

El sistema ofrece, tanto a los consumidores como a las empresas distribuidoras de energía -vía una tecnología de avanzada-, un inigualable nivel de control, conveniencia y seguridad en relación a los consumos de electricidad prepaga y su correspondiente recaudación.



## ESPECIFICACIONES TECNICAS – UNIDAD DE MEDICION FORM-2S (EMU)

### ELECTRICAS

Tensión de Referencia	120 o 240 Volt AC rms ( <i>Otros valores a pedido</i> )
Rango de Tensión de Operación	80% a 120% $U_n$
Resistencia a Sobre-tensiones	385 Volt RMS durante 12 Horas
Corriente Nominal( $I_b$ ), Class 200 Test Amps	30 Amp
Corriente Máxima ( en forma continua ) ( $I_{max}$ )	100 Amp (Forma 1S, 2S) o 200 Amp (Forma 2S, 12S)
Exactitud de medición	ANSI
Frecuencia de Referencia Exactitud en el rango de frecuencia	60 Hz (50hz a pedido) 58.8 Hz hasta 61.2Hz ( $\pm 0.1\%$ ) 55 Hz hasta 65 Hz ( $\pm 0.25\%$ )
Consumo / Burden Circuito de Tensión Circuito de Corriente	<1.8W / <10VA @ 240V < 1 VA en cada circuito de corriente (TA)
Resistencia a impulsos de tensión (Conforme a ANSI C62.41)  Resistencia a impulsos de tensión En servicio Conforme a IEC 801-4[3]	Tensión de Pico 6kV 1,2/50 $\mu$ s 10 pulsos en cada polaridad a 0°, 90°, 180 ° y 270°  3kA (8/20 $\mu$ s forma de onda)
Dirección de la Energía	Directa e Inversa
Emisión de Radio Frecuencia conducida e irradiada	Conforme a FCC Part 15 para dispositivos digitales clase "B"
Dispositivo de desconexión Tipo Corriente nominal Resistencia	Contactador interno bipolar. 200 A 5000 Operaciones, 200 Amp, 240Vac, 50/60Hz PF1.0 4000 Operaciones, 200 Amp, 240Vac, 50/60Hz PF0.7 / 0.8 Lagging
Circuito de Comunicación Tipo Impulso de Tensión de Referencia Aislación (Según IEC1036 para un circuito auxiliar)	Galvanicamente aislado Tensión de Pico 6kV (1,2/50 $\mu$ s forma de onda) 4kVrms
Especificaciones Aplicables	ANSI C12.1

### AMBIENTE

Rango de Temperatura (dentro del medidor)	-25°C (-13°F) hasta +55°C (+131°F)
Límite de operación (almacenamiento )	-25°C (-13°F) hasta +70°C (+158°F)
Humedad Relativa (sin condensar)	Maximo $\leq 95\%$ ;Media Anual $\leq 75\%$

### TERMINALES

Layout	Conforme a Form1S, Form2S, Form12S
--------	------------------------------------

### PRECINTOS

Tipo Cuerpo del Form 2S	Alambre y Precinto Metálico Deformable
----------------------------	--

### ENCRIPCION

Algoritmos de Encripción	16 dígitos CTS, 20 dígitos STS ó 20 dígitos CUTS
--------------------------	--

### INTERFASE CON EL USUARIO

Indicación de la tasa de consumo (LED rojo) Display de cuarzo liquido con iconos de fácil interpretación	1000 impulsos / kWh
Interfase Óptica	Conforme a IEC 62056-21

## ESPECIFICACIONES TECNICAS – UNIDAD DE INTERFASE CON EL USUARIO (CIU)

### ELECTRICAS

Tipo	Aislado, con cable de dos conductores no polarizados, 12Vdc desde el medidor (EMU)
Rango de Operación ( Comunicación )	Hasta 130 metros con una impedancia máxima de lazo de 40Ω

### AMBIENTE

Rango de temperatura de operación	-10°C (+14°F) hasta +55°C (+131°F)
Rango de temperatura de almacenamiento	-25°C (-13°F) hasta +70°C (+158°F)
Humedad relativa (IEC 6 1036)	Media Anual ≤ 75% (Máximo 95%)

### GABINETE

Tipo	Extra-chato, para montaje sobre pared
Protección	IP51
Material	ABS
Dimensiones	69 mm (H) x 134mm (W) x 25mm (D)
Peso	100 g

### TERMINALES

Tipo	De 2 vías
Máxima sección del conductor	2,5 mm <sup>2</sup>

### PRECINTOS

Gabinete	Precintado en fábrica
----------	-----------------------

### INTERFASE CON EL USUARIO

Tipo	Idioma independiente
Componentes	Display LCD Pictográfico/Numérico; LED Indicador de la Tasa de Consumo; Teclado; Respuesta audible.
LED de Indicación	LED Visible
Dimensiones	45 (H) mm x 20 (W) mm; 8 dígitos + 11 íconos
Iconos de Información	Cara alegre; Cara triste; Alerta; Estado del contactor; Info; kWh; diagrama de estado de crédito de 4-segmentos
Información Numerica	Display con diversa información del medidor como por ej. Nivel del crédito, número de transferencia del crédito ingresado, etc.
Buzzer con Señal Audible	Respuesta audible a la presión de las teclas; Melodías de confirmación de la aceptación o el rechazo de los números de transferencia; Alarma por bajo crédito, etc.
LED	Indicación de la velocidad o tasa de consumo.
Información para Diagnóstico	20 parámetros adicionales accesibles vía la tecla "información"





# CASHPOWER

## GEMINI PLC Medidor Bi-cuerpo de Electricidad Prepaga

El Cashpower Gemini PLC "Bi-cuerpo" es el primer medidor prepago a nivel mundial en utilizar la tecnología de comunicación vía los cables de la red (PLC). Este medidor es ideal para el reemplazo de los medidores convencionales dado que la comunicación entre la Unidad de Medición y la Unidad de Control se realiza a través de los cables de la red existente, eliminando tener que instalar un cable de comunicación dedicado.

### CARACTERISTICAS

- Reducción importante de los costos de instalación
- El reemplazo directo de los medidores convencionales es rápido y conveniente tanto para el usuario como para el distribuidor
- Ideal para el reemplazo de medidores existentes en edificios de apartamentos y en instalaciones preexistentes
- Tecnología PLC de banda ancha lo que asegura una comunicación confiable
- La Unidad de Control del usuario se conecta directamente a la línea
- Acreditada tecnología de teclado Cashpower
- Nueva Unidad de Control del usuario con display de Cristal Líquido de mayores dimensiones con backlight
- El medidor provee al usuario la información necesaria para la autoadministración efectiva de su consumo
- Detección de intentos de fraude
- Facilidades para su instalación y reemplazo
- Disponible en diferentes versiones de codificación numérica, propietaria Cashpower de 16 dígitos, STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos
- Cumple con normas IEC 6 1036 y SABS 1524

### PRINCIPIO DE OPERACION

El medidor Cashpower Gemini PLC opera de la misma manera que el medidor "Bi-cuerpo" Gemini standard. Es el primer medidor de electricidad prepaga que elimina por completo la necesidad de tener que utilizar un cable de comunicación dedicado. En su lugar, la comunicación entre la Unidad de Medición de Energía (EMU) y la Unidad de Control (CIU) se efectúa a través de los cables de la red del usuario.

El medidor Gemini PLC se comunica utilizando la avanzada tecnología PLC (Power Line Carrier) la cuál es mundialmente utilizada como método de comunicación para la automatización hogareña.

La posibilidad de utilizar los cables de la red eléctrica domiciliaria hacen que esta tecnología sea especialmente atractiva y de bajo costo, ideal para ser utilizada en el caso del reemplazo de los medidores convencionales por el Sistema Cashpower.

La Unidad de Control del usuario, para la introducción de créditos y el monitoreo del consumo, simplemente se conecta a un enchufe existente. Un vez inicializada, se comunica automáticamente con la Unidad de Medición a distancias típicamente de más de 200 metros.

La instalación del Gemini PLC no es únicamente económica y rápida, sino que también muy simple.

La distancia máxima de comunicación depende de las condiciones de la red interna del usuario y del tipo de carga, pudiendo ser ampliada notablemente mediante la utilización filtros de aislación adecuados.



## DETECCION ANTI-FRAUDE

La configuración "Bi-cuerpo" de los medidores Gemini PLC reduce significativamente el riesgo de manipulación ya que sólo la CIU se encuentra al alcance del cliente. No sólo la ubicación remota de la EMU dificulta las manipulaciones, además, un sensor interno desconecta automáticamente la carga de la red de energía en caso de detectar un intento de apertura de la Unidad de Medición.

## CIU DE MANEJO AMIGABLE

La CIU de reducidas dimensiones y diseño ergonómico es de fácil uso y aspecto estético. Las funciones del usuario, como ser "crédito bajo", "consumo de energía medido" y "estado del contactor" se identifican por medio de iconos claros e independientes del idioma.

Su atractiva apariencia facilita las posibilidades de instalación dentro de la vivienda.

## INTERFASE OPTICA

Los medidores Gemini PLC ofrecen como característica standard una interfase óptica de interrogación la cual permite al distribuidor el acceso a la información almacenada dentro de la EMU y su almacenamiento en una unidad portátil de adquisición de datos. A su vez, bajo estrictas normas de acceso clasificado, el distribuidor puede, vía la interfase óptica, proceder a modificar determinados registros de la información almacenada. Esto permite a su vez resetear determinados estados del medidor.

## ESPECIFICACIONES

### UNIDAD DE MEDICION DE ENERGIA (EMU)

#### • ELECTRICAS

Tensión de referencia 230 Volt CA (Otros valores a pedido)

Rango de Tension operativo (-20% to +15%)

Resistencia a Sobretensiones (SABS 1524) 400 Volt durante 48 horas

Corriente Nominal (IEC61036  $I_b$ ) 20 A

Corriente Maxima ( $I_{max}$ ) 80 A

Exactitud Clase 2 ( $\pm 2\%$  a partir de  $0.1 I_b$  hasta  $I_{max}$ ) Clase 1 opcional

Frecuencia de referencia 50 Hz (60Hz a pedido)

Consumo / Burden:

- Circuito de Tensión <3 Watts / <12 VA

- Circuito de Corriente <2.5 VA

Interruptor - Unipolar

Comunicación con la CIU – Power Line Carrier

#### • CONDICIONES AMBIENTALES

Rango de Temperatura de Operación -10°C (+14°F) to +55°C (+131°F)

#### • CUERPO DEL MEDIDOR

Dimensiones de acuerdo a BS5685

Protección IP54

Dimensiones 197 mm (Alto) x 125 mm (Ancho) x 69 mm (Profundidad) (excluyendo precintos)

Peso 1.2 kg (excluyendo la CIU)

#### • BORNERA / TERMINALES

Conforme a BS5685

Sección máxima de cable 35 mm<sup>2</sup>

#### • PRECINTOS DE SEGURIDAD

Tapa de Bornera precintable

Cuerpo del medidor precintado en fábrica (opcional)

#### • ENCRIPCION

Algoritmos de Encripción CTS de 16 dígitos, STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos

#### • INTERFASE CON EL USUARIO

Indicación de tasa de consumo (LED rojo) 1000 pulsos / kWh

Iconos independientes del lenguaje

Interfase Optica conforme a IEC 1107

#### • ESPECIFICACIONES

(SABS) IEC 6 1036

SABS 1524

ESKOM SCSSCAA9 [ESKOM MC 171]

CENELEC EN50065-1

### UNIDAD DE CONTROL DEL USUARIO (CIU)

#### • ELECTRICAS

Tensión de referencia 230 Volt CA (otros valores a pedido)

Consumo / Burden menor a 3 Watt / Menor a 12 VA

Bateria (2 x 1.5 AA Alcalina, vida mínima 2 años)

Rango de distancia Comunicación típicamente mayor a 200 mts

#### • GABINETE

Para montaje sobre pared

Protección IP51

Dimensiones 147mm (Alto) X 123mm (Ancho) X 65mm (Profundidad)

Peso 0.5 kg

#### • BORNERA /TERMINALES

Removible, conectable via cable bipolar y conector estilo europeo

#### • PRECINTOS

Precintada en fábrica

#### • INTERFASE CON EL USUARIO

Indicación de tasa de consumo (LED rojo)

Display de Cristal Líquido con Iconos independientes del idioma

Teclado de 12 teclas con señal audible

Indicadores de alarmas

Información para la autoadministración accesible por teclado

#### • ESPECIFICACIONES

CENELEC EN50065-1

UL 1950

CSA C22.2 No 950-95

IS60 / EIA600 Standard

IEC 60950

Landis+Gyr (Pty) Ltd. phone: +27 (11) 921 7900  
60 Electron Avenue fax: +27 (11) 921 7977  
Isando e-mail: info@cashpower.co.za  
Gauteng internet: www.cashpower.com  
South Africa

# CASHPOWER

## Medidor de Electricidad Prepaga Bi-cuerpo Gemini

El Cashpower Gemini es un medidor monofásico "Bi-cuerpo", provisto en una configuración compacta y amigable, de fácil instalación o reemplazo de los medidores convencionales, con características antifraude perfeccionadas. El medidor es especialmente indicado para nuevas instalaciones o donde sea conveniente el uso de un cable de comunicación dedicado.

### CARACTERISTICAS

- La configuración "Bi-cuerpo" ofrece importantes ventajas tanto para usuario como para el distribuidor
- La Unidad de Medición de reducidas dimensiones facilita el reemplazo directo de los medidores convencionales
- Unidad de Control de diseño ergonómico, simple operación y aspecto agradable
- El medidor provee al usuario la información necesaria para un efectivo control de su consumo
- Acreditada tecnología de teclado Cashpower
- Detección de intentos de fraude
- Facilidades para su instalación y reemplazo
- Disponible en diferentes versiones de codificación numérica, propietaria Cashpower de 16 dígitos, STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos
- Cumple con normas IEC 6 1036 y SABS 1524

### PRINCIPIO DE OPERACION

Los medidores Cashpower Gemini "Bi-cuerpo" se componen de dos partes, la Unidad de Interfase del Usuario (CIU) y la Unidad de Medición de Energía (EMU). La CIU, único medio que permite al cliente interactuar con el medidor, es una unidad compacta provista de un teclado de manejo amigable, que se instala alejada de la EMU.

La EMU es el componente inteligente del medidor que contiene el microprocesador, el módulo de medición y el contactor, almacenando los datos del crédito y del consumo.

Opera independientemente y ante una desconexión de la CIU el medidor continuará operando normalmente.

La EMU normalmente se instala en un gabinete cerrado en el exterior de la vivienda del usuario, facilitando de esta forma el acceso para su eventual inspección por parte del distribuidor.

La CIU y la EMU se conectan a través de un par de cables de comunicación, no polarizados. Estos conductores, que pueden ser incluidos en forma aislada en un cable concéntrico, proveen una comunicación segura entre la EMU y la CIU hasta distancias de 130 metros y aún mayores.



## DETECCION ANTI-FRAUDE

La configuración "Bi-cuerpo" de los medidores Gemini reduce significativamente el riesgo de manipulación ya que sólo la CIU se encuentra al alcance del cliente. No sólo la ubicación remota de la EMU dificulta las manipulaciones, además, un sensor interno desconecta automáticamente la carga de la red de energía en caso de detectar un intento de apertura de la misma.

## CIU DE MANEJO AMIGABLE

La CIU de reducidas dimensiones y diseño ergonómico es de fácil uso y aspecto estético. Las funciones del usuario, como ser "crédito bajo", "consumo de energía medido" y "estado del contactor" se identifican por medio de iconos claros e independientes del idioma.

Su atractiva apariencia facilita las posibilidades de instalación dentro de la vivienda.

## INTERFASE OPTICA

Los medidores Gemini ofrecen como característica standard una interfase óptica de interrogación la cual permite al distribuidor el acceso a la información almacenada dentro de la EMU y su almacenamiento en una unidad portátil de adquisición de datos. A su vez, bajo estrictas normas de acceso clasificado, el distribuidor puede, via la interfase óptica, proceder a modificar determinados registros de la información almacenada. Esto permite a su vez resetear determinados estados del medidor.

## ESPECIFICACIONES

### UNIDAD DE MEDICION DE ENERGIA (EMU)

#### • ELECTRICAS

Tensión de referencia 230 Volt CA (Otros valores a pedido)

Rango de Tension operativo (-20% to +15%)

Resistencia a Sobretensiones (SABS 1524) 400 Volt durante 48 horas

Corriente Nominal (IEC61036  $I_b$ ) 20 A

Corriente Maxima ( $I_{max}$ ) 60 A (modelo de 80 A a pedido)

Exactitud Clase 2 ( $\pm 2\%$  a partir de  $0.1I_b$  hasta  $I_{max}$ ) Clase 1 opcional

Frecuencia de referencia 50 Hz (60Hz a pedido)

Consumo / Burden:

- Circuito de Tensión <3 Watts / <10 VA

- Circuito de Corriente <2.5 VA

Interruptor - Unipolar

Comunicación con la CIU:

- Electricamente aislada, conexión por 2 conductores

- 12Vdc @ 30 mA

- Impedancia máxima del lazo - 22 Ohms

#### • CONDICIONES AMBIENTALES

Rango de Temperatura de Operación -10°C (+14°F) to +55°C (+131°F)

#### • CUERPO DEL MEDIDOR

Dimensiones de acuerdo a BS5685

Protección IP54

Dimensiones 197 mm (Alto) x 125 mm (Ancho) x 69 mm (Profundidad) (excluyendo precintos)

Peso 1.2 kg (excluyendo la CIU)

#### • BORNERA / TERMINALES

Conforme a BS5685

Sección máxima de cable 35 mm<sup>2</sup>

Terminales de conexión a la CIU no-polarizados

Sección máxima de cable 2.5 mm<sup>2</sup>

#### • PRECINTOS DE SEGURIDAD

Tapa de Bornera precintable

Cuerpo del medidor precintado en fábrica (opcional)

#### • ENCRIPCION

Algoritmos de Encriptación CTS de 16 dígitos, STS de 20 dígitos y CUTS de 20 dígitos

#### • INTERFASE CON EL USUARIO

Indicación de tasa de consumo ( LED rojo ) de 800 o 1000 pulsos / kWh (dependiendo del Modelo)

Iconos independientes del idioma

Interfase Optica conforme a IEC 1107

#### • ESPECIFICACIONES

(SABS) IEC 6 1036

SABS 1524

ESKOM SCSSCAA9 [ESKOM MC 171]

### UNIDAD DE CONTROL DEL USUARIO (CIU)

#### • ELECTRICAS

Aislada, cable de dos conductores no polarizados, 12 Vdc desde el medidor

Rango de Operación (Comunicación) hasta 130 metros con una impedancia de lazo máxima de 22 Ohms

#### • GABINETE

Extrachato, para montaje sobre pared

Protección IP51

Dimensiones 147mm (Alto) X 123mm (Ancho) X 32mm (Profundidad)

Peso 0.3 kg

#### • BORNERA /TERMINALES

No polarizados, de 2 vias

Maxima sección del cable 2.5 mm<sup>2</sup>

#### • PRECINTOS

Precintada en fábrica

#### • INTERFASE CON EL USUARIO

Indicador de tasa de consumo (LED rojo)

Display de Cristal Líquido de 8 dígitos

Teclado de 12 teclas con señal audible

Iconos de fácil interpretación

Información para la autoadministración accesible via teclado

Landis+Gyr (Pty) Ltd. 60 Electron Avenue Isando Gauteng South Africa	phone: +27 (11) 921 7900 fax: +27 (11) 921 7977 e-mail: info@cashpower.co.za internet: www.cashpower.com
--	---

### **GEMINI - Compact Split Meter** **Medidor de Electricidad Prepaga**

El **GEMINI** es un medidor prepago de nueva generación, monofásico, del tipo “bi-cuerpo”, provisto en una configuración compacta con características técnicas perfeccionadas.



Fig. 1 Unidad de Medición de Energía (EMU)

#### CARACTERÍSTICAS

- Configuración “bi-cuerpo” compacta (Layout BS)
- Simple de instalar e ideal para el reemplazo directo de medidores convencionales.
- Acreditada tecnología de teclado **CASHPOWER®**
- El medidor provee al usuario la información necesaria para un efectivo control de su consumo y de su gasto.
- Comunicación con la unidad CIU galvánicamente aislada proveyendo seguridad al usuario.
- Detección y bloqueo ante intentos de fraude.
- Detección de energía inversa (SRE).
- Limite de Potencia programable vía software.
- Disponible en versiones de 16 dígitos (CTS) y 20 dígitos (STS).
- Opcionalmente se provee con un display LCD y teclado digital incorporado a la unidad de medición EMU.
- Sellado contra el ingreso de insectos.
- LED de indicación del estado del medidor y LED de diagnóstico de la comunicación con la CIU, en la EMU.
- Elevada resistencia a transitorios de la red para zonas propensas a descargas atmosféricas u otros transitorios en las líneas.
- Conforme a SABS-1524, IEC 62052-11 y IEC62053-21.

#### CONFIGURACION BI-CUERPO

El GEMINI “bi-cuerpo” se compone de dos partes, la unidad de Interfase del Usuario (CIU) y la unidad de Medición de Energía (EMU).

La CIU, único medio que permite al cliente interactuar con el medidor, es un módulo compacto provisto de un teclado digital de manejo amigable, que se instala alejado de la EMU, usualmente en el interior de la propiedad.

La EMU es el componente inteligente del medidor que contiene el microprocesador, el módulo de medición y el contactor, almacenando los datos del crédito y del consumo.

La EMU opera independientemente y ante una desconexión de la CIU, el medidor continuará operando normalmente.

La EMU usualmente se instala en un gabinete cerrado en el exterior de la vivienda del usuario, facilitando de esta forma su inspección.

Opcionalmente, la EMU puede ser provista con su propio display LCD y teclado digital, de manera de permitir la lectura de los parámetros almacenados sin tener que utilizar un lector dedicado.



#### PRINCIPIO DE OPERACION

El medidor GEMINI prevé la comunicación entre la CIU y la EMU mediante un cable de comunicación no polarizado y aislado galvánicamente de la línea del suministro, proveyendo de esta manera seguridad total a las personas.

De esta manera se logra una comunicación segura entre la EMU y la CIU hasta distancias de 130 metros y aún mayores.

## CIU DE MANEJO AMIGABLE

El medidor GEMINI opera con la CIU de igual manera que todos los medidores de la serie *Cashpower*.

Las funciones del usuario, como ser "crédito bajo", "consumo de energía medido" y "estado del contactor" se identifican por medio de iconos claros e independientes del idioma.

Adicionalmente, provee señales audibles bajo diferentes condiciones (por ej. alarma por bajo crédito), las que facilitan las acciones del usuario.

## INDICACION REMOTA DE ESTADO DEL MEDIDOR

La EMU incluye un LED indicador del "status" del medidor.

Esto habilita al inspector a visualizar el estado del medidor sin la necesidad de tener que disponer de herramientas especiales de interrogación o tener que ingresar a la vivienda del usuario a tal efecto.

Información sobre el estado del detector de fraude, el límite de potencia, el estado de activación y el crédito, se encuentran disponibles tanto en la EMU como en la CIU.

La EMU dispone así mismo de un segundo LED de diagnóstico que indica la efectiva comunicación entre la EMU y la CIU.

Este LED provee información visual de utilidad al técnico, permitiendo validar la correcta instalación del medidor así como determinar diversos tipos de problemas.

## INTERFASE IHM (Hombre-Medidor)

Opcionalmente, la EMU se puede suministrar incluyendo una interfase Hombre-Medidor (IHM).

Esta IHM incluye un display LCD de grandes dimensiones, un teclado digital y un buzzer para emitir señales audibles.

Con esta IHM la reprogramación de los parámetros del medidor puede realizarse en forma manual.

## PORT DE INTERROGACION

Adicionalmente, mayor información y programaciones alternativas pueden obtenerse vía el port de interrogación standard, provisto en la parte posterior de la EMU.

## INTERFASE OPTICA

El GEMINI ofrece como característica standard un port óptico de interrogación conforme a IEC 62056-21. Este port permite a la empresa distribuidora de energía el acceso a la información almacenada dentro de la EMU y su traspaso y almacenamiento en una unidad portátil de adquisición de datos.

## DETECCION DE INTENTOS DE APERTURA (FRAUDE)

La configuración "bi-cuerpo" del GEMINI CSM reduce significativamente el riesgo de manipulación ya que sólo la unidad CIU es la que se encuentra al alcance del cliente.

La instalación remota de la EMU, en una ubicación segura, y el cuerpo del medidor con precinto de fábrica, dificultan las manipulaciones.

Adicionalmente un sensor interno desconecta automáticamente la carga del suministro de energía, en el caso de detectar un intento de apertura de la unidad de medición.

El GEMINI posee un circuito que permite la detección de "energía inversa significativa" (SRE).

Si los cables de la línea y la carga son invertidos durante su instalación, el medidor continuará operando, midiendo y decremendo el crédito normalmente pero, adicionalmente, el medidor puede ser programado para que al detectar esta situación se produzca la apertura automática del contactor desconectando la carga de la línea de suministro.

## PROTECCION CONTRA TRANSITORIOS

Este medidor ha sido diseñado para resistir transitorios de línea que excedan significativamente los requerimientos de la norma IEC 62052-11.

Dependiendo de los requerimientos específicos del lugar, el cliente puede desear proteger la instalación mediante la provisión de un protector de transitorios de línea.

El GEMINI puede suministrarse opcionalmente incluyendo una protección capaz de soportar transitorios de línea de hasta 30 kA.

## SEGURIDAD DE LA LINEA DE COMUNICACION

El cliente también tiene la opción de decidir como proteger la interfase de comunicación.

Si se desea evitar conectar "a tierra" los cables de comunicación entre la EMU y la CIU, el medidor puede proveerse con un circuito interno de protección.

## Especificación Técnicas

<b>Información General</b>	
Tipo Red de distribución compatible	Medidor Prepago Monofásico, 2 hilos, conexión directa. Monofásica, 2 hilos, con neutro a tierra. <sup>2</sup>
<b>Operación</b>	
General Mecanismo de introducción del crédito Método de encriptación Especificaciones aplicables	Almacenado del crédito y decremento al consumir. Vía teclado y códigos encriptados. 16 dígitos (CTS) ó 20 dígitos (STS). <sup>3</sup> NRS009-1; NRS009-6-6; NRS009-6-7; <sup>4</sup>
<b>Especificaciones Eléctricas</b>	
Tensión Nominal (Un) - Tensión de referencia Frecuencia Nominal Rango de tensión de operación Corriente máxima (Imax) <u>Burden</u> Circuito de voltaje Circuito de corriente Clase de Protección (seún IEC 61036 Ed 2.1)	230 Volt AC rms ( <i>Otros valores a pedido</i> ) 50 Hz ( <i>60Hz a pedido</i> ) 80% hasta 120% de Un (184V-276V) 80 Amps. (pueden ajustarse limites de potencia menores).  <1.8W / <10VA @ 230V <2.5 VA @ Corriente Básica (Ib) Clase II (doble aislación)
<b>Funcionamiento Meteorológica</b>	
Dirección de la energía  Constante del medidor (Frecuencia de parpadeo del LED). Corriente básica de referencia (Ib). Rango de medición con exactitud Corriente de arranque Potencia de arranque Índice de Clase de exactitud <u>Error máximo:</u> Clase 1 Clase 2	Medición y detección de corriente directa e inversa <sup>5</sup> (el crédito es decrementado en ambos casos).  1000 impulsos / kWh 10 A <sup>6</sup> 0.05 Ib hasta 1.25 Imax. <sup>7</sup> $\leq 0.004 Ib$ 6.5W (aprox. 28mA @ 230V y $\cos \varphi = 1$ ) <sup>8</sup> Clase 2 / Clase 1 (opcionalmente)  <+/- 1% dentro del rango 0.1Ib hasta Imax.; $0.5 \leq \cos \varphi \leq 1.0$ <+/- 2 % dentro del rango 0.1Ib hasta Imax.; $0.5 \leq \cos \varphi \leq 1.0$ (Adelanto o Atraso) <sup>9</sup>
<b>Dispositivo de Desconexión</b>	
Tipo <b>Aislación;</b> <b>Protección contra sobre tensión y transitorios</b> Aislación Nivel de aislación Resistencia a sobretensiones	Contactor / Interruptor Unipolar de 100 A   Clase II (conforme IEC 61036) 4kV rms durante 1 minuto. 440 VAC durante 48 horas. <sup>10</sup> 600 VDC durante 1 minuto. <sup>11</sup>

<sup>2</sup> Compatibilidad con otros sistemas de distribución – Consultar con Landis+Gyr

<sup>3</sup> STS = Standard Transfer Specification (Standard Industrial); CTS = Cashpower Transfer Specification (algoritmo propietario)

<sup>4</sup> NRS = National Rationalised Specification (South Africa)

<sup>5</sup> Mide con exactitud la energía si las conexiones de línea y carga son invertidas. Puede también ser configurado para la apertura automática del contactor al detectar esta situación.

<sup>6</sup> Otras corriente básicas son posibles sobre pedido.

<sup>7</sup> La medición es exacta dentro de los límites especificados por IEC62053-21. Si el medidor fuera operado fuera de sus límites de corriente máxima, medirá con exactitud hasta 1,2 Imax.

<sup>8</sup> El umbral de potencia de arranque representa la energía mínima que el medidor registrará.

<sup>9</sup> IEC 62053-21:  $0.8 \leq \cos(\Phi) \leq 1.0$  Adelanto,  $0.5 \leq \cos(\Phi) \leq 1.0$  Atraso

<sup>10</sup> Esta especificación supera (440V en relación a 400V) los valores actualmente especificados oficialmente.

<sup>11</sup> Este ensayo no es requerido por IEC 62052

<b>Inmunidad a transitorios:</b> Resistencia a impulsos de tensión Diferencial  Resistencia a impulsos de corriente En servicio Clasificación Conformidad con Norma	En exceso de 6kV, 1.2/50µseg, con fuente de 2ohm de impedancia (conforme SABS 1524-1).  5 kA, 8/20µseg (con descargador opcional). 30 kA, 4/10 µseg (con descargador opcional). SABS 1524-1, IEC 62052-11
<b>Compatibilidad Electromagnética (EMC)</b> Descarga electrostática Inmunidad a campos de HF  Inmunidad a series de transitorios rápidos Radio interferencia Especificación conforme	15kV descarga por aire 80MHz hasta 2 GHz @ 10V/m con carga; 80MHz hasta 2 GHz @ 30V/m sin carga  4kV Cumple con requerimientos para CISPR 22 IEC61000-4-2 / -4-3; / -4-4; / -4-6; CISPR 22
<b>Circuito de Comunicación</b>	
Tipo  Tensión de Impulsos de referencia  Propiedades de la aislación	Aislado galvánicamente; No-polarizado; 2 conductores; semi-duplex. El medidor es independiente de las funciones de la CIU.  Voltaje pico 6kV(1,2/50µseg) senoidal (conforme IEC 62052-11 Clase de Protección II).  4kVrms (1 minuto) (conforme IEC 62052-11 Clase de Protección II).
<b>Cuerpo del Medidor</b>	
Tipo	Layout conforme a BS5685
Montaje	Dos tornillos de fijación inferiores conforme a BS5685. Oreja para montaje superior, opcionalmente
Clasificación	IP54 ( IEC 60529)
Material  Resistencia al calor y el fuego Resistencia a la expansión del fuego	Policarbonato UV estable / ABS con retardador de llama. Cumple con alambre candente 960°C <sup>12</sup> (IEC 60695-2-1) Conforme a UL94-V0 <sup>13</sup> @1.5mm. No emisión de gases tóxicos: "Material Verde" <sup>13</sup>
Dimensiones	127.6 mm (H) X 122 mm (W) X 68 mm (D) con tapa bornera corta. <sup>14</sup>
Peso (excluyendo la unidad CIU)	510 g.
<b>Terminales</b>	
Lay Out	Conforme a BS5685
Terminales principales  Diámetro máximo del conductor	Doble rosca (M6), con mordazas móviles. Acero dulce, pasivado color amarillo. 25 mm <sup>2</sup>
Material del block de terminales (Bornera) Resistencia al calor y el fuego Resistencia a la expansión del fuego	Policarbonato UV estable con retardador de llama. Cumple con alambre candente 960°C (IEC 60695-2-1) ) <sup>15</sup> Conforme a UL94-V0 @1.5mm. No emisión de gases tóxicos: "Material Verde". <sup>16</sup>
Terminales de comunicación Tipo Diámetro máximo del conductor	Tornillo simple, de apriete. 2.5mm <sup>2</sup>

<sup>12</sup> Solo 650°C son especificados por los estándares industriales

<sup>13</sup> Los estándares industriales no especifican 'grado-V' o 'Green material'

<sup>14</sup> Ver diagrama

<sup>15</sup> Solo 650°C son especificados por los estándares industriales

<sup>16</sup> Los estándares industriales no especifican 'grado-V' o 'Green material'



<b>Precintos</b>	
Tipo Cuerpo del medidor (Precintado en Fábrica) Tapa de Bornera / Terminales	Tornillo-precinto Pecintable en el campo
<b>Ambiente de operación</b>	
Área de aplicación	Medidor de interior (según IEC 62052-11)
Rango de temperatura de operación	-10°C (+14°F) hasta +55°C (+131°F)
Rango de temperatura de almacenamiento	-25°C (-13°F) hasta +70°C (+158°F)
Humedad Relativa (IEC 6 1036)	Máximo ≤ 95%; Media anual ≤ 75%
<b>Interfase con el usuario (Versión Base)</b>	
Indicación de la tasa de consumo.	LED visible; 1000pulsos/kWh
Indicación de estado.	LED visible
Indicación de operación de la CIU.	LED visible
<b>Interfase con el usuario (Versión HMI Full)</b>	
Indicación de la tasa de consumo.	LED visible; 1000pulsos/kWh
Display de cuarzo líquido (LCD) Dimensiones Iconos de Información  Información Numérica	45 (H) mm x 20 (W) mm; 8 dígitos + 11 íconos Caras alegre y triste; Alerta; Estado del contactor; Info, kWh, diagrama del estado del crédito con 4-segmentos . Display con diversa información del medidor como por ej. Nivel del crédito, número de transferencia del crédito ingresado, etc. Hasta 20 parámetros son accesibles vía el teclado de información.
Teclado	De 12 teclas, lay-out internacional incluyendo teclas de "información" y "retroceso".
Buzzer con Señal Audible	Respuesta audible a la presión de las teclas
<b>Interfases externas</b>	
Port de interrogación standard.	Interfase de 8 pines conf. ESKOM SCSSAAA9 <sup>17</sup>
Port óptico de comunicación	Conforme IEC 62056-21
Port de interrogación propietario	Interfase de datos para <i>Cashpower Powermate II™</i> o <i>Powerscope®</i>
<b>Conformidad de especificaciones y aprobaciones</b>	
IEC	IEC61036 - Edición 2.1 (IEC-61036 (1996) + Enmienda 1:(2000)) IEC 62056-21 Primera Edición: 2002
SABS	SABS 1524-1 (2002)
ESKOM - Medidores Prepagos Ensayo de vida acelerado (ALT)	ESKOM SCSSCAA9 Rev. 0:1997 + Enmienda 1: 2000. ESKOM RES/RR/00/11740 (V4.00)
BS	BS 5685: 1979
<b>INTERFASE CON EL USUARIO</b>	
Tipo	Idioma independiente
Componentes	Display LCD Pictográfico/Numérico; LED Indicador de la Tasa de Consumo; Teclado; Respuesta audible.
LED de Indicación	LED Visible
Dimensiones	45 (H) mm x 20 (W) mm; 8 dígitos + 11 íconos
Iconos de Información	Cara alegre; Cara triste; Alerta; Estado del contactor; Info; kWh; diagrama de estado de crédito de 4-segmentos
Información Numérica	Display con diversa información del medidor como por ej. Nivel del crédito, número de transferencia del crédito ingresado, etc.
Buzzer con Señal Audible	Respuesta audible a la presión de las teclas; Melodías de confirmación de la aceptación o el rechazo de los números de transferencia; Alarma por bajo crédito, etc.
LED	Indicación de la velocidad o tasa de consumo.
Información para Diagnóstico	20 parámetros adicionales accesibles vía la tecla "información"

## Especificaciones - Dimensiones

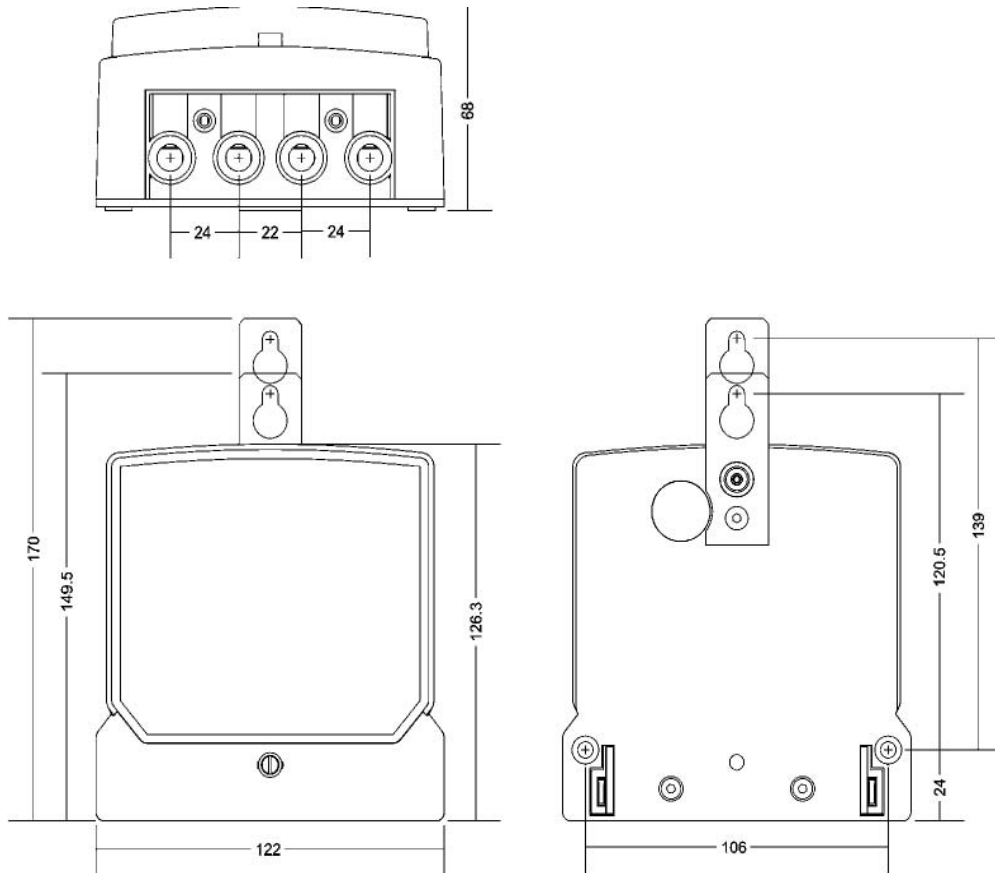


Fig. 1 Dimensiones de la Unidad de Medición – Tapa de Bornera corta

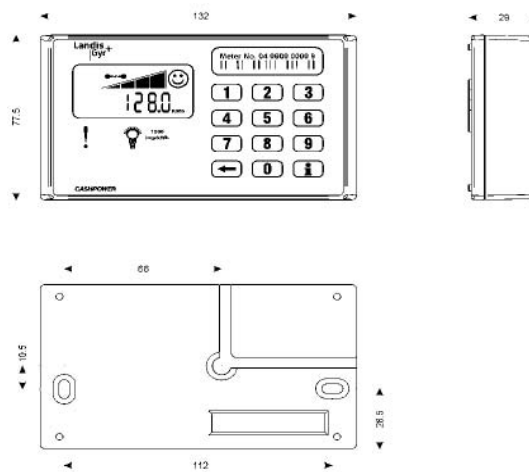


Fig. 2 Dimensiones de la CIU

# SUPRIMA VENDING SOFTWARE PROVES ITS VERSATILITY IN GLOBAL MARKETS

The Cashpower Suprma software is one of Landis+Gyr's most successful and flexible prepayment vending solutions. It has established a reputation for quality, reliability and cost effectiveness since its original launch in 1996.

With the latest upgrade, a number of features have been introduced to meet user needs throughout the global markets in which the Suprma system is deployed.

There are numerous installations of Suprma in South Africa, many African countries, throughout the Pacific Ocean islands, New Zealand and the United States. To meet the variety of needs in these diverse markets, the vending system has a multi-language capability – covering, for example, English, French and Portuguese – as well as the capability to configure tariffs on a custom basis.

This adaptability and flexibility makes prepayment electricity systems a reality in any electricity tariff environment. Built to common international standards, they can be confidently deployed in practically any market.

The current Suprma version has already established its reputation with large-scale installations in Tshwane, where some 90,000 prepayment meters now provide consumers with power.

In addition to prepayment electricity systems, Suprma is also designed to support services such as water prepayment and other services if needed.

Cashpower Suprma provides an optional thin client architecture that can interface with authorised third party vendors. In addition, custom interface support is provided for external billing systems. Suprma also interfaces with major database applications such as Sybase and Microsoft SQL Server 2000, and various combinations of these database types can be used in systems that require cost effective offline units.

The design philosophy behind Cashpower Suprma is focused on flexibility, scalability and open standards and this makes Suprma a first choice for integration with any existing infrastructure in a wide range of global markets where simple or complex service tariffs are entrenched via legislation.



Some of Landis+Gyr's latest Cashpower prepayment electricity meters.

**CASHPOWER SUPRIMA SOFTWARE DETAILS**

Cashpower Suprима software is designed to support customers in all aspects of revenue collection and customer management. Specific features include the following:

- Compatible with Microsoft Windows NT 4.0, 2000 or XP operating systems
- Interface with common relational databases
- Includes integrated Crystal Reports support
- Supports 20-digit STS and 16-digit CTS
- Supports multiple tariff, tax, fixed charge and levy charge structures
- User defined access levels on a per workstation application basis
- Multi-language user interface
- Supports PC-based, unattended, handheld, telephone and external third-party (Internet) vending options.

**BASIC DESIGN**

Cashpower Suprима is designed to make full use of the Microsoft Windows operating system environment and resources. It offers multi-thread operation, allowing background system monitoring for data integrity and operating reliability. The software is designed in a totally modular fashion, which allows for an extremely high level of flexibility, customisation and maintenance of software modules.

**AUDIT TRAIL AND EVENT LOG**

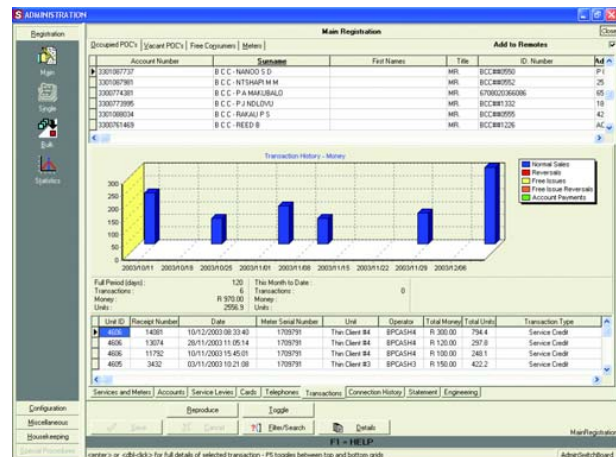
The Cashpower Suprима database is designed around the entities of consumers, meters, locations and point-of-connection (POC) services. By linking these entities intelligently via move in/out and the meter change functionality using vending service categories, Suprима is capable of tracking all changes in the contract details, while providing powerful but simple operator control. Combined with the fact that Suprима holds a detailed event log for every activity performed on the system, a complete audit trail is available for data integrity and system security monitoring.

**SYSTEM CONFIGURATION**

Cashpower Suprима can be configured and scaled for many different system requirements. The minimal configuration includes all the necessary software on a single standalone desktop computer. Larger systems use a separate database server as the master database repository, utilising LAN/WAN connected workstation clients and vending application servers. For widely distributed installations, multi-level regional database servers are supported, with each regional node being able to support online and thin-client online vending via vending application servers. All system configuration details are stored in a Landis+Gyr-managed master database, thus facilitating maintenance system upgrades and enhancements as the Suprима product evolves.

**THIN CLIENT SOLUTION**

The Cashpower Suprима thin client solution is designed to support the vending of prepayment electricity using existing electronic funds transfer point-of-sale (EFTPOS) terminals and other front-end solutions offered by approved third party companies. Advanced technology enables online vending over lower bandwidth networks. The thin client



*A Cashpower Suprима screenshot depicting a transaction history graph.*

solution supports all existing Suprима charging structures and has a simple but secure API (application programme interface) for client-end implementation.

With the Cashpower Suprима thin client solution, all vending stations are reduced to low cost point-of-sale devices with the amount of information transferred between the point-of-sale device and the central database kept to an absolute minimum. Moreover, the Suprима thin client solution minimises the bandwidth requirements between the point-of-sale and the prepayment server from megabits per second to kilobits per second.

All data processing takes place at the central server in real time, thereby avoiding remote database synchronisation logistics. In addition, authorised external billing systems are able to interface to the vending system through the Suprима thin client interface using standard TCP/IP protocols. Client authentication and communication encryption is provided using SSL (secure socket layer) and security certificates.

**CONNECTIVITY**

The Cashpower Suprима prepayment server can be configured for many different types of connections, as long as suitable communication driver software for the operating system is available. Typical connections include LAN/WAN, telephone lines (PSTN), GPRS, diginet lines, radio pads, leased fixed lines or direct serial connections.

**FRONT-END SOLUTIONS**

Existing front-end solutions include the Cashpower PowerVend II terminal based on the low-cost Ingenico Elite solution, and the Cashpower e-Vend Client which is Internet browser-based. The PowerVend II features online communication via integrated modem to the vending server to obtain credit transfer numbers (CTNs), while the e-Vend client utilises HTTPS over TCP/IP. Cashpower Suprима software also has the ability to link into existing front-end solutions already installed in the field.

**For more information:**  
**Mark de Kock, Systems Manager**  
**Landis+Gyr (Pty) Ltd**  
**Tel. +27 11 921-7900, fax +27 11 921-7977**  
**info@cashpower.co.za**  
**www.za.landisgyr.com**

# LIBERGY System



The new generation of distributor/customer interfaces meets the utilities' demands for improved commercial effectiveness by combining simple installation and simple use

The concept comprises :

- a meter - contactor assembly
- a disposable smart card to credit the assembly

## Operating principles

- the meter is credited by the insertion of the disposable smart card with specific credit units
- the power is automatically connected:
  - when there are credits in the meter
- the power is automatically disconnected :
  - at the end of the credit in the meter
  - in case of overconsumption with automatic reconnection after 30 seconds

## Benefits

- **for the distributor :**
  - reduced cost per consumer
  - improvement of cash flow
  - dependable credit management provided by single use smart card
  - easy operation (calibration, automatic meter data reading - A.M.D.R.)
- **for the consumer :**
  - simple to use
  - mastery of energy budget
  - immediate resumption of service after recharging by smart card

## Range



Merlin Gerin

Modicon

Square D

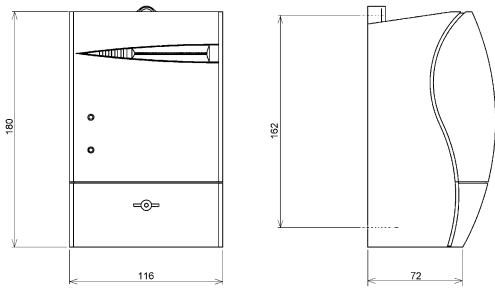
Telemecanique

## Options

- circuit breaker type protection
- fuse type protection
- earth leakage protection

**Schneider**  
 **Electric**

## Dimensions – Mounting : 2 points



## Implantation

- mountable on any type of support
- lead - sealable
- no adjustable components
- indoor or out door installation

## Accessories

- technical smart card for :
  - meter monitoring
  - meter memory reset
- optical reader for checking meter electronics
- aluminium - copper coaxial cable connection
- automatic meter data reader - A.M.D.R.

## Selection table

Rated Current (A)		Reference
50 Hz	3	4 24 0003 501
	5	4 24 0005 501
	10	4 24 0010 501
	15	4 24 0015 501
	20	4 24 0020 501
	30	4 24 0030 501
60 Hz	3	4 24 0003 601
	5	4 24 0005 601
	10	4 24 0010 601
	15	4 24 0015 601
	20	4 24 0020 601
	30	4 24 0030 601

## Technical characteristics

### Electrical characteristics

- class 2 metering accuracy according to IEC 1036
- 230V single phase voltage
- 50 and 60 Hz frequency
- short circuit withstand = 3.5 kA (IEC 1036)
- power switched off in case of faults
- short circuit resistance

### Other characteristics

- encryption of memory card data
- ISO compliant, disposable smart card
- display :
  - of the quantity of energy available
  - of meter operation
  - of lockout in case of overload
- approximate weight : 0.670 kg

## Safety

- the contactor is kept closed by pulses transmitted by the microprocessor (fail-safe)
- in the event of a microprocessor failure or attempted fraud, the contactor opens and the delivery of energy is interrupted.

## Consumer indication

- level of electricity credit : 5 LED bar graph
- meter lockout : red LED
- meter pulses : yellow LED
- clear, user-friendly icons

## Environment

- IP 53 protection

## How is EASYWATT tested ?

The product performs a self-test when started up and at the time of current product operations. Self-testing consists of checking that the EEPROM is operating correctly and that the consumption pulse is calibrated.

When a fault is detected upon start-up, the product displays the fault and does not start.

## How are faults managed ?

Faults are managed as follows:

A card remains inserted in the device. In this case, after the card has been read and the action performed, the card is ignored and the product operations normally.

When a card which is inserted is not a card that is recognised by the product, it is ignored.

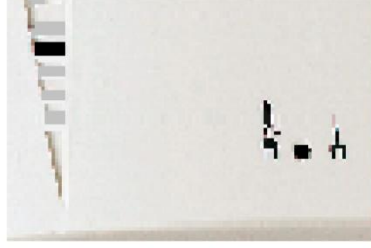
Any product faults (consumption pulse, EEPROM entry, ...) are indicated during operation or during the start-up phase.

When the product is switched off/on, detection of the current fault is cancelled. It appears again during the following start-up phase or test while operating.

## Fault display



Product fault EEPROM problem



Pulse problem

# Installation Manual EASYWATT



Credit gauge.  
5 LEDs to indicate  
the available credit level

Overconsumption LED  
surconsommation  
S1

Pulse LED.  
Used to check metering  
accuracy

Lead-sealable screw



## Introduction.

The product's User-Machine Interface (UMI) comprises 7 LEDs:  
5 to indicate the available consumption credit.  
1 to signal consumed power overrun or internal fault detection.  
1 to signal consumption pulses.

- 

## How is EASYWATT connected?

1. Remove the terminal cover by unscrewing the lead-sealable screw.
2. Use the drilling template printed on the packaging to determine the mounting centre-to-centre line, and mount EASYWATT on the surface provided using 2 screws (maximum screw diameter of 4 mm).
3. Connect the 2 incoming conductors (mains) to the EASYWATT terminals
  - Incoming phase to the terminal marked **L** ↓
  - Incoming neutral to the terminal marked **N** ↓
4. Connect the 2 outgoing conductors (consumer) to the EASYWATT terminals:
  - Outgoing neutral to the terminal marked **N** ↑
  - Outgoing phase to the terminal marked **L** ↓
5. Put the terminal cover back.
6. Switch EASYWATT on.

## What happens when EASYWATT is switched on ?

When EASYWATT is switched on, after a waiting time of about 1 s, all the LEDs light up one after the other.  
They remain on for 0.5s and then the rating is displayed.

This is the first time the product is used. It is in "factory" mode. No energy consumption use is allowed. The default rating is set to 30A, i.e. the maximum allowed by the product.

In this mode, the product accepts the following operations when an integrated circuit card ("smart card") is inserted:

- Calibration of the product
- Loading of the energy credit.

The UMI waits for an energy credit until one is loaded.

Display of waiting (alternating flashing of the 2 red LEDs).

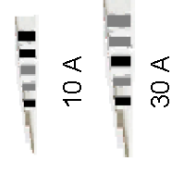
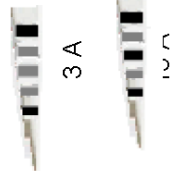
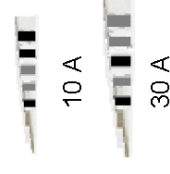
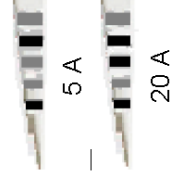
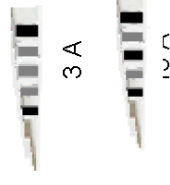
When a smart card is present in the device, it is acknowledged at the end of the start-up phase.

## How is the rating changed ?

The trip rating is set up by inserting a technical calibration smart card.  
The calibration card is accepted after the utility number and meter number have been checked.

The sequence is as follows:

- The product detects the presence of a calibration smart card.
- The switching mechanism, if closed, opens.
- The product's current rating is displayed for 2 seconds.
- If the card is still present, the product acknowledges the new rating and displays the new rating as long as the card is present.
- After the card is removed, the switching mechanism closes.

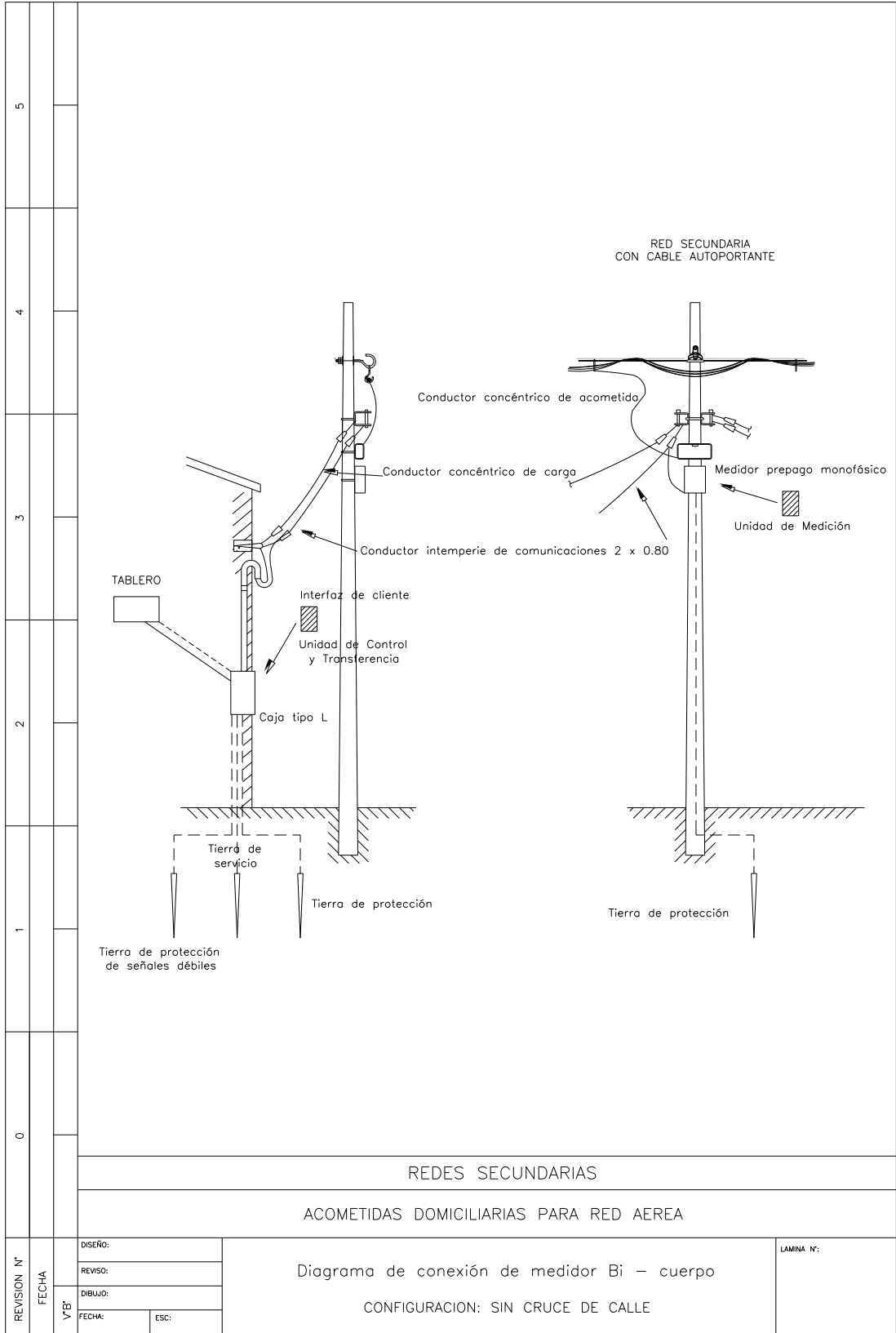




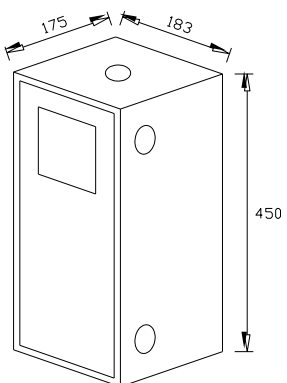
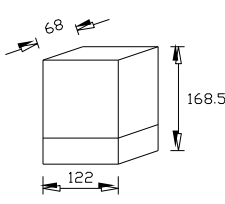
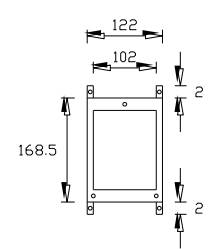
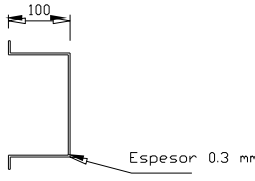
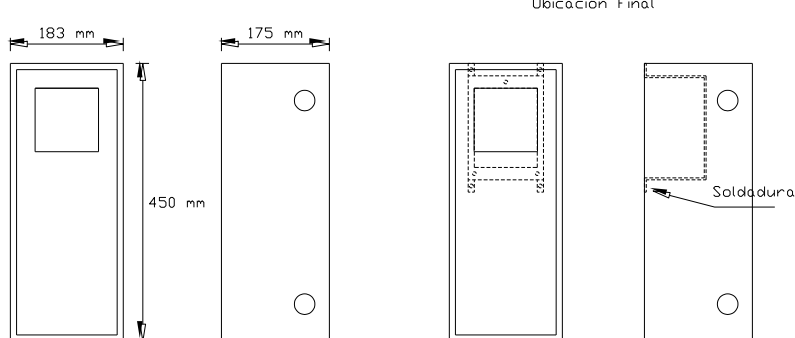
Diagrama, de conexión de medidor Bi-cuerpo.

Diagrama, de conexión de medidor Mono-cuerpo.

Diagrama, diseño adecuación de caja tipo L.





5										
4										
3		<p>Dimensiones Medidor Prepago</p>    <p>Espesor 0.3 mm</p>								
2										
1		<p>Ubicación Final</p> 								
0		<p>CAJA TIPO L</p> <p>INSTALACION DEL MEDIDOR PRE PAGO</p>								
REVISION N°	FECHA	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="288 1856 507 1883">DISEÑO:</td> <td data-bbox="507 1856 1374 1883"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="288 1883 507 1910">REVISO:</td> <td data-bbox="507 1883 1374 1910"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="288 1910 507 1937">DIBUJO:</td> <td data-bbox="507 1910 1374 1937"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="288 1937 411 1964">FECHA:</td> <td data-bbox="411 1937 507 1964">ESC:</td> </tr> </table> <p data-bbox="606 1892 1141 1937">Diagrama, diseño y adecuación de caja tipo L.</p> <p data-bbox="1220 1856 1374 1883">LAMINA N°:</p>	DISEÑO:		REVISO:		DIBUJO:		FECHA:	ESC:
DISEÑO:										
REVISO:										
DIBUJO:										
FECHA:	ESC:									

Resoluciones MEM (sistema prepago).  
Fuente MEM – [www.elperuano.com.pe](http://www.elperuano.com.pe)

Ley N° 27510  
Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica

Resolución OSINERG No 236-2005-OS/CD  
Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final

Resolución OSINERG No 370-2005-OS/CD  
Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario  
aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009

Resolución OSINERG No 033-2006-OS/CD  
Diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas del servicio prepago

Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD  
Aprueba procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de  
tarifas del servicio Prepago

Decreto Supremo No 007-2006- EM  
Alcances de esta Regulación

Resolución OSINERG N° 442-2006-OS/CD  
Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad

**2001-08-27.- Ley N° 27510: Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.  
(2001-08-28)**

LEY N° 27510

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA;**

**POR CUANTO:**

**EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;**

**Ha dado la Ley siguiente:**

## **LEY QUE CREA EL FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA**

### **Artículo 1°.- Objeto**

Créase el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kilovatios hora por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella que posteriormente la sustituya.

### **Artículo 2°.- Recursos**

EL FOSE se financiará mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no comprendidos en el artículo 1° de esta Ley. El cobro del aporte se incorporará a la facturación del usuario. Dicho recargo se establecerá en función a un porcentaje que será determinado por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía - OSINERG- en función a la proyección de ventas del periodo siguiente.

### **Artículo 3°.- Ámbito de Aplicación**

EL FOSE cubrirá el programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales indicados en el artículo 1° de esta Ley. Los recursos se asignarán mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a 100 kwh/mes, según la siguiente tabla:

<b>Usuarios</b>	<b>Reducción Tarifaria para consumos menores a 30 kwh/mes</b>	<b>Factor mensual del descuento (S/.) para consumos de 31 a 100 kwh/mes</b>
Sistemas Interconectados	25 % del cargo de energía	7.5 kwh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	50% del cargo de energía	15 kwh/mes por cargo de energía

### **Artículo 4°.- Administración**

OSINERG queda encargada de administrar el FOSE, para cuyo fin efectuará el cálculo de las transferencias entre las empresas aportantes y receptoras del fondo, aprobará los

procedimientos de transferencia del FOSE, así como los sistemas de información, precisará sus alcances y establecerá las compensaciones y sanciones por incumplimiento del mencionado procedimiento. Las empresas de electricidad presentarán a OSINERG una liquidación mensual detallada de la compensación tarifaria y del recargo en la facturación antes indicados.

**Artículo 5°.- Vigencia**

La presente norma tendrá un período de vigencia de 30 meses y entrará en vigencia a partir del 1 de noviembre del 2001.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los veinticuatro días del mes de agosto de dos mil uno.

CARLOS FERRERO  
Presidente del Congreso de la República

HENRY PEASE GARCÍA  
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de agosto del año dos mil uno.

ALEJANDRO TOLEDO  
Presidente Constitucional de la república

PEDRO PABLO KUCZYNSKI  
Ministro de Economía y Finanzas

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 236-2005-OS/CD**

Lima, 23 de agosto de 2005

**VISTOS:**

El informe técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante OSINERG), los informes emitidos por la Asesoría Legal Interna N° OSINERG-GART-AL-2005-102 y N° OSINERG-GART-AL-2005-109.

**CONSIDERANDO:**

Que, conforme a lo señalado en el artículo 3° de la Ley N° 27332- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, los Organismos Reguladores ejercen función normativa que comprende la facultad exclusiva de dictar en el ámbito y materias de su competencia normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones y/o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) de conformidad con lo dispuesto en los artículos 1° y 52°, literal n) de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad así como dictar las normas, reglamentos, resoluciones y/o directivas referidas a asuntos de su competencia;

Que, mediante Resolución N° 1908-2001 OS/CD, el OSINERG estableció las Opciones Tarifarias y las Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, las cuales se encuentran vigentes desde el 01 de noviembre de 2001;

Que, el OSINERG ha identificado, a través de su función de aplicación y control de la norma citada, una serie de aspectos que pueden ser mejorados para facilitar la interpretación y aplicación de los conceptos que involucra, resultando asimismo necesario, incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden, tanto a los suministradores como al mercado, mejores señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica;

Que, de la experiencia recogida por el OSINERG, se han detectado aspectos que generan inconvenientes en la aplicación de la norma tales como la definición de los días hábiles para considerar la demanda en horas de punta y la compensación a pagar por los clientes estacionales cuyo período alto es coincidente con el período de demanda máxima de la empresa distribuidora de electricidad, entre otros;

Que, de la evaluación de los consumos mensuales registrados de los usuarios pertenecientes a los Sectores de Distribución Típicos Urbano-rural (4) y Rural (5), se ha encontrado que sus registros se mantienen casi sin variación relevante, lo que amerita se reformule la forma de facturación de los cargos fijos, de modo que estos sean leídos cada seis meses y se efectúe una facturación promedio mensual en base a los consumos registrados, lo que contribuirá a mejorar la eficiencia técnica y económica del sistema de facturación, con importantes ahorros de costos para los usuarios así como para la empresa distribuidora de electricidad;



Que, entre generadores y distribuidoras, es necesario la separación del cargo de potencia vigente en los componentes de generación y distribución, con el fin de trasladar correctamente a los usuarios finales el costo de potencia (pass through). Esto se basa en el principio general de cálculo de las tarifas de distribución, donde la transferencia de los costos de compra a los usuarios finales debe ser lo más neutra posible, es decir que la distribuidora no incurra en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra;

Que, se visualiza tanto desde el punto de vista del OSINERG, como de los agentes del mercado que es ampliamente conveniente la implementación de una opción tarifaria mediante medidor prepago ya que ésta facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos. Esta opción les permitirá adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente;

Que, la Resolución OSINERG N° 097-2005-OS/CD, dispuso la publicación del documento “Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. N° 054-2001-PCM, con el objeto que los interesados remitan al OSINERG sus sugerencias y comentarios, los mismos que, recibidos, fueron analizados por la GART en el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005, que forma parte integrante de la presente resolución, el cual complementa la motivación que sustenta la decisión del OSINERG a que se refiere el Artículo 3º, 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;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

**RESUELVE:**

**Artículo 1º.**- Apruébase 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 2º.**- La Norma aprobada en el Artículo 1º de la presente Resolución, entrará en vigencia el primero de noviembre de 2005.

**Artículo 3º.**- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2005 la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD.

**Artículo 4º.**- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el Diario Oficial “El Peruano” y consignadas junto con el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 028-2005, en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
**Presidente del Consejo Directivo**



**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía  
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
División de Distribución Eléctrica**

## **Norma**

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

## Exposición de Motivos

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), de conformidad a lo dispuesto por su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad.

El OSINERG mediante Resolución N° 1908-2001 OS/CD, aprobó la norma "Opciones Tarifarias y las Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", vigente desde el 01 de noviembre de 2001.

El OSINERG ha identificado, a través de su función de aplicación y control de norma citada, identificó diversos aspectos que deberán ser mejorados para facilitar su interpretación y aplicación.

Por otra parte, este organismo ha identificado la necesidad de incorporar nuevas opciones tarifarias que brinden, tanto a los suministradores como al mercado, mejores señales económicas para permitir el uso eficiente de la energía eléctrica.

Como complemento de lo indicado, se ha efectuado una encuesta a los agentes del mercado del sector eléctrico, las instituciones públicas, las organizaciones de usuarios y los grandes usuarios referente a distintos aspectos relacionados con la experiencia acontecida en la aplicación de la citada norma. Como resultados generales de la encuesta efectuada se destacan los siguientes aspectos:

- La mayoría de los encuestados considera que deben ser revisados los puntos de la norma relacionados con las definiciones y las condiciones de aplicación generales y específicas.
- Existe un consenso generalizado respecto de la introducción de una nueva opción tarifaria para usuarios con medidor prepago.
- Con relación a las Condiciones de Aplicación, los principales problemas identificados por los encuestados se relacionan con la clasificación de los usuarios y la definición de la potencia contratada.

En lo que respecta a la experiencia recogida por el OSINERG, las diferentes gerencias del organismo han detectado aspectos que generan inconvenientes en la aplicación de la norma tales como la definición de los días hábiles para considerar la demanda en horas de punta y pago de remanente por la disminución de la potencia contratada antes del vencimiento del contrato de suministro.

De la evaluación de los consumos mensuales registrados de los usuarios pertenecientes a los Sectores de Distribución Típicos Urbano-rural (4) y Rural (5), se ha encontrado que sus registros se mantienen casi sin variación relevante, lo que amerita se reformule la forma de facturación de los cargos fijos, de modo que estos sean leídos cada seis meses y se efectúe una facturación promedio mensual en base a los consumos registrados, lo que contribuirá a mejorar la eficiencia técnica y económica del sistema de facturación, con importantes ahorros de costos para los usuarios así como para la empresa distribuidora de electricidad.

Por otra parte en vista de la evolución de las transacciones de potencia entre generadores y distribuidoras, es necesario la separación del cargo de potencia vigente en los componentes de generación y distribución, con el fin de trasladar correctamente a los usuarios finales el costo de potencia (pass through). Esto se basa en el principio general de cálculo de las tarifas de distribución, donde la transferencia de los costos de compra a los usuarios finales debe ser lo más neutra posible, es decir que la distribuidora no incurra en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra.

Se visualiza, tanto desde el punto de vista del OSINERG, como desde el de los restantes agentes y organizaciones, como ampliamente conveniente la implementación de una opción tarifaria mediante medidor prepago ya que ésta facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos. Esta opción les permitirá adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente.

La Resolución OSINERG N° 097-2005-OS/CD dispuso la publicación del documento "Proyecto de Norma de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. N° 054-2001-PCM y con el objeto que los interesados remitan por escrito sus observaciones y/o comentarios a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART).

A consecuencia de la publicación del documento mencionado se recibieron observaciones y comentarios de diversas empresas de distribución eléctrica y usuarios, los mismos que han sido analizados por la GART;

Como resultado de los análisis realizados se ha preparado la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", el mismo que establece las opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación;

La aprobación de la Norma señalada reemplazará, a partir del primero de noviembre de 2005, las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final que fueran aprobadas mediante Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD

# **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.

##### **Artículo 3°.- Base Legal**

- 3.1.- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.2.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- 3.3.- Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 142-2003-OS/CD del 20 de agosto de 2003, que fija los presupuestos máximos y cargos mensuales de reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica.
- 3.4.- Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

##### **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 (MT) y Baja Tensión (BT)**

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.

Son usuarios en baja tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.

En caso no cuenten con la medición adecuada en media tensión, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en baja tensión. 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 a OSINERG 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 Media Tensión que se encuentran medidos en Baja Tensión, para un periodo 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 en barra según la resolución vigente del OSINERG.

#### **4.3.- Usuarios Prepagos del Servicio Eléctrico**

Se define como usuarios prepagos del servicio eléctrico a aquellos usuarios conectados en Baja Tensión que contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso.

A estos efectos, el usuario procederá a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, de una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima.

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 correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables.

La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tendrá fecha de vencimiento.

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.- Horas de Punta (HP) y Horas Fuera de Punta (HFP)**

- a) Se entenderá por horas de punta (HP), el período 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 acondiciona su sistema de medición, 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 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, 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).

#### **4.5.- Demanda Máxima Mensual y Demanda Máxima Mensual en Horas de Punta**

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

#### **4.6.- Período de Facturación**

El período 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, podrá aplicarse un período de facturación no mayor a 45 días, ni menor a 15 días.

En el caso de los sistemas eléctricos de los Sectores de Distribución Típicos 4 (Urbano-rural ) y 5 (Rural), la facturación se realizará a través de lecturas semestrales. En éste caso, la empresa distribuidora de electricidad estimará los montos correspondientes a las facturas mensuales, en base a su historial de consumo, y las enviará al usuario semestralmente. 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 período anterior, y el saldo respectivo de cantidad de unidades de energía serán valorizados al pliego tarifario vigente, las que serán incluidas en forma proporcional en las siguientes facturas mensuales del usuario. Excepcionalmente, la empresa distribuidora de electricidad podrá realizar la refacturación correspondiente, dentro del período 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 período.

## CAPÍTULO SEGUNDO OPCIONES TARIFARIAS

### Artículo 5°.- Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son las siguientes:

<b>Media Tensión</b>		
<b>Opción Tarifaria</b>	<b>Sistema y Parámetros de Medición</b>	<b>Cargos de Facturación</b>
<b>MT2</b>	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>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.</p>
<b>MT3</b>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable.</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>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.</p>
<b>MT4</b>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes.</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>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.</p>



<b>Baja Tensión</b>		
<b>Opción Tarifaria</b>	<b>Sistema y Parámetros de Medición</b>	<b>Cargos de Facturación</b>
<b>BT2</b>	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT3</b>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT4</b>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>
<b>BT5A</b>	<p>Medición de dos energías activas (2E)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.</p>
<b>BT5B</b>	<p>Medición de una energía activa (1E)</p> <p>Energía: Total del mes</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p>
<b>BT5C</b>	<p>Alumbrado Público, medición de una energía activa (1E)</p> <p>Energía: Total del mes</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p>
<b>BT6</b>	<p>Medición de una potencia activa (1P)</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por potencia activa.</p>

<b>Baja Tensión</b>		
<b>Opción Tarifaria</b>	<b>Sistema y Parámetros de Medición</b>	<b>Cargos de Facturación</b>
<b>BT7</b>	Servicio Prepago de Energía Eléctrica Medición de Energía Activa	a) Cargo por energía activa.

## **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:

<b>Parámetro</b>	<b>Definición</b>
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S./mes)
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./kW.h)
CER	Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h)
CMTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación
CMTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFP <sub>d</sub>	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
F CPPMT	Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
F CPPBT	Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión

<b>Parámetro</b>	<b>Definición</b>
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT <sup>1</sup>	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPMT <sup>2</sup>	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT <sup>3</sup>	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión
NHUBTPP <sub>A</sub>	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 <sub>A</sub>	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
NHUBTPP <sub>B</sub>	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 <sub>B</sub>	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 )
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/. /kW-mes )
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW-mes )
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/. /kW-mes )

<sup>1</sup> Enmendado mediante Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano el 09.09.05. Antes decía "PERT"

<sup>2</sup> Enmendado mediante Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano el 09.09.05. Antes decía "PMT"

<sup>3</sup> Enmendado mediante Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano el 09.09.05. Antes decía "PBT"

<b>Parámetro</b>	<b>Definición</b>
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)
AP	Tasa de Alumbrado Público correspondiente a la Opción Tarifaria Prepago, expresado en S/./kW.h
CFOSE	Cargo por recargos o descuentos del FOSE, expresado en S/./kW.h
MRC	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión, expresado en S/./kW.h
$\alpha_{MT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
$\alpha_{BT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT

### **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

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x 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 x PP x FCPPMT

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

VMTTP x FCPPMT

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

VMTFP x 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 x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x 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

$$PPMT \times PP \times CMTTP_g$$

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

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

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 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

$$PPMT \times PP \times CMTTP_g$$

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

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

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

PEMT x PEBT x PEPP

B.2) En horas fuera de Punta

PEMT x PEBT x 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 x PPBT x PP x CBTPP<sub>g</sub>

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<sub>d</sub> + ( 1- CBTPP<sub>d</sub> ) 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<sub>g</sub>

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<sub>d</sub> + ( 1- CBTFP<sub>d</sub> ) x VBTFP x 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 PEBT 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<sub>g</sub>

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



$( VMTTPP \times PPBT + VBTPP ) \times CBTPP_d + ( 1 - CBTPP_d ) \times VBTFP \times FCFPBT$

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

$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFP_g$

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

$( VMTTPP \times PPBT + VBTPP ) \times CBTFP_d + ( 1 - CBTFP_d ) \times VBTFP \times FCFPBT$

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 derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

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

$Y_{PA} = ( PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP ) / NHUBTTPP_A$

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

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

$Y_{PA} = ( PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP ) / NHUBTTPP_B$

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

C) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta (S/./kW–mes )

VBTPP

El exceso de potencia se calculará de la siguiente forma:

C.1) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[ \frac{EFP}{NHUBTFP_A} - \frac{EPP}{NHUBTTPP_A} \right]$$

El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo

C.2) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta

$$kW_{EXCESO} = \left[ \frac{EFP}{NHUBTFP_b} - \frac{EPP}{NHUBTPP_b} \right]$$

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 BT6

A) Cargo Fijo Mensual (S./mes)

CFE

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

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

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

### 6.2.11.- Opción Tarifaria BT7

A) Cargo por energía activa (S./kW.h) = b1 + b2 + b3 + b4 + b5

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

$$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP) / NHUBTPRE$$

$$b3 = \{ VMTTP \times [1 - (\alpha_{MT} / 100)] \times PPBT + VBTPP \times [1 - (\alpha_{BT} / 100)] \} / NHUBTPRE$$

$$b4 = CCSP$$

$$b5 = (AP + MRC + CFOSE)$$

## **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, BT6 y BT7, y 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.-** 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.
- 7.3.-** Con el propósito de cumplir con el Decreto Legislativo N° 716, las empresas de distribución eléctrica deberán proporcionar a los usuarios que lo soliciten, la información necesaria y suficiente para la selección de su opción tarifaria.

### **Artículo 8°.- Vigencia de la Opción Tarifaria**

- 8.1.-** La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo de un año.
- 8.2.-** La empresa de distribución eléctrica informará al usuario con opción tarifaria binomia, 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 con una anticipación no menor a 30 días calendarios, 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.

### **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 y cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada.
- 9.2.-** El usuario a los efectos que la empresa distribuidora realice las adecuaciones pertinentes tanto en el sistema de medición como de facturación, deberá notificar su decisión de cambio de opción tarifaria con una anticipación no menor a 30 días calendario. 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, cuando se requiere la medición de mayores

parámetros de energía y potencia, y/o para cumplir con las limitaciones de potencia de la opción tarifaria que solicita, para lo cual se debe considerar los valores de costo de materiales, equipos de medición y recursos que comprende el presupuesto de la conexión eléctrica respectiva fijada por el OSINERG. 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.

#### **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.

#### **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.-** Sólo en el caso que no se cuente con el sistema de medición adecuado para el registro de la potencia activa, la facturación 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 podrá ser efectuada según las siguientes modalidades:

##### **13.2.1.- Modalidad de facturación por Potencia Variable.**

Se aplica cuando el usuario dispone del sistema de medición adecuado para esta modalidad.

En esta alternativa 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. Esta modalidad de facturación estará vigente hasta el término de la opción tarifaria del usuario.

La potencia variable por uso de las redes de distribución será determinada como el promedio de las dos (2) mayores demandas máximas del usuario en los últimos seis meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán el mes o los meses disponibles.

A efectos de que se reconozca el derecho de capacidad a que está autorizado a consumir el usuario, la máxima demanda facturada mensualmente, se tomará como equivalente de la potencia contratada del usuario.

### **13.2.2.- Modalidad de facturación por Potencia Contratada**

Se aplica cuando el usuario no cuenta con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa.

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.

### **Artículo 14°.- Modificación de la modalidad de facturación de potencia por el uso de redes de distribución durante el periodo de vigencia.**

El usuario podrá 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. En caso de cambio, la nueva modalidad estará vigente hasta el término de la vigencia de la opción tarifaria.

### **Artículo 15°.- Modificación de la potencia contratada durante el periodo de vigencia**

- 15.1.-** Durante el periodo de vigencia de la potencia contratada, los usuarios podrán modificar por una sola vez la potencia contratada. El nuevo valor regirá hasta el término del periodo de vigencia de la potencia contratada original.
- 15.2.-** Los usuarios deberán notificar a la empresa distribuidora de electricidad con una anticipación de treinta (30) días calendario, su decisión de modificar su o sus potencias contratadas.
- 15.3.-** 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.

- 15.4.-** 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.
- 15.5.-** 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.
- 15.6.-** El pago del remanente se realizará en forma mensual hasta el término del período de vigencia de la potencia contratada que se redujo.
- 15.7.-** La nueva potencia contratada reducida será empleada en la siguiente facturación al usuario.

#### **Artículo 16°.- Derechos otorgados por la potencia contratada**

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

#### **Artículo 17°.- 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:

- a) Consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual.

Sin cargo alguno.

- b) 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 S/./kVAR.h), según se muestra en las siguientes relaciones:

Factura = kVAR.h en exceso x CER

CER = Cargo por energía reactiva, expresado en S/./kVAR.h

- c) Inyección de Energía Reactiva Capacitiva

No está permitido la inyección de energía reactiva 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.

#### **Artículo 18°.- 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.

## **CAPÍTULO QUINTO CÁLCULO DE LA POTENCIA CONTRATADA**

### **Artículo 19°.- Determinación de la Potencia Contratada**

**19.1.-** La potencia conectada del usuario es la potencia requerida por el mismo al momento de solicitar el suministro, 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 podrá ser determinada por medio de la medición de la demanda máxima a través de los instrumentos adecuados o estimada en función del siguiente procedimiento:

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

Número de Motores, Artefactos, etc. conectados	Potencia 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 nominal de estos (expresada en kW).

**20.3.-** Los valores de la potencia 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 será determinada 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 considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

#### **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:



### **(i) 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.

### **(ii) Facturación por exceso de Potencia Activa**

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.

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 considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

### **23.3.- Calificación del Usuario**

La calificación del usuario será efectuada por la empresa de distribución según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.

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 0,5. 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. 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. 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, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.

En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.

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 siete (7) días calendarios consecutivos.

Cualquier reclamo sobre calificación deberá ser efectuado de acuerdo con la Directiva de Reclamos vigente.

#### **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**

El usuario, de acuerdo con la distribuidora, definirá el período de vigencia de la calificación, pero considerando que dicho período no podrá ser menor a 3 meses ni extenderse por un plazo mayor al de la vigencia de la opción tarifaria.

Antes de los 60 días calendario de cumplirse el período de vigencia de la calificación, la 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 distribuidora asumirá que el usuario desea mantener su calificación. La distribuidora podrá efectuar las mediciones necesarias para modificar la calificación.

#### **23.5.- Facturación del cargo por potencia activa de generación**

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.

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima potencia activa registrada mensual.

En el caso que no se cuente con un sistema de medición adecuado para el registro de potencia, se considerará la potencia activa contratada por el uso de redes de distribución para la facturación de potencia.

#### **23.6.- Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

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.

La potencia activa a facturar queda definida en función a la modalidad de contratación de potencia elegida por el usuario, del modo siguiente:

### **23.6.1.- Modalidad de facturación por Potencia Contratada**

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

### **23.6.2.- Modalidad de facturación por Potencia Variable**

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

## **Artículo 24°.- Opciones Tarifarias BT5A, BT5B, BT5C y BT6**

### **24.1.- Opción Tarifaria BT5A**

- a) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en Baja Tensión (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) El costo de conexión y el cargo por reposición y mantenimiento para los usuarios de la opción tarifaria BT5A con potencia mayor a 20 kW en horas fuera de punta, será equivalente al costo de conexión y de reposición y mantenimiento de la opción tarifaria BT3.
- 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, según se señala en las condiciones específicas de cada opción tarifaria.
- d) En el caso de usuarios que posean equipos de medición instalados tales que permitan la lectura de las potencias activas en horas de punta y fuera de punta, la empresa distribuidora de electricidad calculará el exceso de potencia en horas fuera de punta con los datos de potencias activas registradas en horas de punta y fuera de punta, del mencionado equipo de medición, y con el cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta señalado en el numeral 6.2.7, literal C), de la presente Norma. El exceso de potencia será aplicable, sólo cuando la diferencia entre la potencia registrada en horas fuera de punta y la potencia registrada en horas de punta sea mayor que cero.

### **24.2.- Opción Tarifaria BT5B**

Sólo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en baja tensión (BT) con una demanda máxima mensual de hasta 20kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal o un limitador de corriente equivalente en horas de punta. En éste último caso, la empresa podrá

exigir la instalación de una conexión con la capacidad para registrar adecuadamente el consumo de energía en las horas fuera de punta.

#### **24.3.- Opción Tarifaria BT5C**

En materia alumbrado público, las empresas distribuidoras de electricidad sólo aplicarán a los usuarios finales esta opción tarifaria dentro de los límites establecidos en el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En los casos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades, ésta podrá elegir entre esta opción tarifaria y cualquier otra opción tarifaria binomia señalada en la presente Norma.

#### **24.4.- Opción Tarifaria BT6**

Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en Baja Tensión (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.

La empresa 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 Baja Tensión 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 el punto de suministro se encuentre comprendido en las zonas determinadas por la empresa distribuidora para la prestación del servicio público de electricidad en la modalidad de prepago.

**25.2.-** Las características especiales del equipo de medición requerido para prestar el servicio de prepago, serán establecidas por la distribuidora con acuerdo del OSINERG.

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

**26.1.-** En función de las propias características del servicio prepago no existirá una facturación tradicional a los usuarios prepago del servicio eléctrico, sino que los

mismos adquirirán un monto de energía para su uso posterior, en los lugares habilitados para tal fin por la empresa distribuidora. Posteriormente los usuarios habilitarán en el equipo de medición instalado en su domicilio el importe de energía adquirido.

- 26.2.-** El monto de energía adquirido por el usuario prepago, será facturado en función a la suma de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria prepaga, según la siguiente fórmula:

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

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<sub>U</sub> : Es la suma 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°.- Cálculo del Cargo por Energía Activa de la Opción Tarifaria BT7**

Los cargos fijos, tasas de alumbrado público, cargo de reposición y mantenimiento, cargo comercial del servicio prepago y recargos o descuentos del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), deberán ser variabilizados en función de un consumo promedio, el cual será revisado anualmente por el OSINERG, a los efectos de la determinación de los componentes que intervienen en el cálculo del Cargo por Energía Activa de la opción tarifaria BT7 (Cargo Comercial del Servicio Prepago, la Tasa de Alumbrado Publico, el Cargo por Mantenimiento y Reposición de la Conexión y el recargo o descuento del FOSE).

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

#### **Artículo 28°.- Compensaciones por calidad de servicio**

- 28.1.-** En el caso que al usuario prepago le correspondan compensaciones por una inadecuada calidad del servicio eléctrico, de acuerdo a lo establecido en las normativas emitidas por el OSINERG a tales efectos, las mismas serán acreditadas al usuario prepago como un monto de energía adicional a la energía comprada por el mismo en forma anticipada, en la oportunidad de la primera compra efectuada por el usuario a posterioridad de la fecha efectiva de aplicación de la compensación.

- 28.2.-** La cantidad de energía adicional a compensar al usuario prepago, estará dada por el cociente entre la compensación económica determinada y el cargo tarifario correspondiente a esta opción tarifaria vigente al momento de la compra por parte del usuario.

- 28.3.-** A los efectos del cálculo de los indicadores y compensaciones previstos en las normativas emitidas por el OSINERG para el control de la calidad de servicio, en lo referente a las interrupciones, la distribuidora considerará solo a aquellos usuarios de la opción tarifaria prepaga que en el período correspondiente a las compensaciones hayan adquirido montos de energía para su uso posterior

## **Artículo 29°.- Valores que representan la incidencia del Costo de Capital de Trabajo**

La resolución que fija el Valor Agregado de Distribución publicará los valores  $\alpha_{MT}$  y  $\alpha_{BT}$  que representan la incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT y en el VADBT correspondiente a cada sector típico.

### **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

#### **Primera.- Contratos de usuarios con Régimen de Consumo Estacional**

Las cláusulas de los contratos de suministro eléctrico sobre opciones tarifarias y condiciones de aplicación, o acuerdos sobre dichos rubros, entre la empresa de distribución eléctrica y los usuarios con régimen de consumo estacional, continuarán rigiéndose por sus términos hasta que concluya su régimen, el que en ningún caso podrá exceder de un año.

La renovación de dichas cláusulas o acuerdos deberá adaptarse a la presente Norma.

En caso que el usuario con régimen de consumo estacional, concluido su régimen no comunique la nueva opción tarifaria elegida, la empresa distribuidora de electricidad aplicará la opción tarifaria MT2 o BT2, según corresponda, con la modalidad de potencia variable.

#### **Segunda.- Usuarios con opción tarifaria BT5A**

Aquellos usuarios de la opción tarifaria BT5A, cuya potencia fuera de punta supera el límite establecido en la presente Norma (50 kW), podrán seguir utilizándola hasta la terminación de la vigencia de dicha opción tarifaria.

#### **Tercera.- Usuarios con modalidad de potencia contratada que cuentan con medición de potencia**

Aquellos usuarios que al inicio de la vigencia de esta Norma se encuentren con la modalidad de Potencia Contratada, y cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de la potencia activa, continuarán rigiéndose por los términos de la respectiva opción tarifaria hasta que concluya su vigencia, el que en ningún caso podrá exceder de un año.

Una vez finalizada la vigencia de la mencionada opción tarifaria, pasará automáticamente al régimen de potencia variable.

#### **Cuarta.- Servicio prepago**

Dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la presente Norma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución de electricidad presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago.

# **RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Lima, 13 de octubre de 2005

## **VISTOS:**

El Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 041-2005 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART) y el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2005-155.

## **CONSIDERANDO:**

Que, el OSINERG, de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo noviembre 2001 – octubre 2005 a través de la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD, correspondiendo fijarlas nuevamente para el periodo noviembre 2005 – octubre 2009;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 001-2003-OS/CD, el Consejo Directivo del OSINERG aprobó la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, en cuyo Anexo C quedó asimismo aprobado el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica”;

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

Que, la LCE en su artículo 68° dispone que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los artículos 69° y 70° de la LCE, estructurar un conjunto de Precios Básicos para cada concesión y calcular la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y

evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución Eléctrica;

Que, el artículo 71° de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, lo cual es el caso de la presente regulación; y en virtud a lo dispuesto en el artículo 72° de la LCE y 151° de su Reglamento corresponde a OSINERG, en cumplimiento a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Reajuste, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2005, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento;

Que, OSINERG de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en los artículos 27° y 52° literal v), de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el artículo 22°, inciso a) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas de Distribución Eléctrica;

Que, el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 041-2005, que se acompaña como Anexo N° 1 de la presente resolución, formando parte integrante de la misma, contiene los antecedentes, criterios y resultados que sustentan la presente resolución de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica, complementando la motivación que sustenta la decisión del OSINERG, 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;

## RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Fíjese los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el artículo 43°, incisos b) y d), y el artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

## 1. Definición de Parámetros

Parámetro	Descripción
VADMT	Valor agregado de distribución en media tensión por sector típico (S./kW-mes)
VADBT	Valor agregado de distribución en baja tensión por sector típico (S./kW-mes)
$\alpha_{MT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
$\alpha_{BT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S./mes)
CER	Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h)
CMTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

CMTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFP <sub>g</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFP <sub>d</sub>	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión
NHUBTPP <sub>A</sub>	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 <sub>A</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTPP <sub>B</sub>	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 <sub>B</sub>	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes)
PTPMT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión
PTPBT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta.(S/./kW-mes)
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S/./kW-mes)
VADMT <sub>p</sub>	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes)

VADBT <sub>p</sub>	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes)
--------------------	--

## 2. Tarifas de Distribución Eléctrica

### 2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en Media Tensión (VADMT) y en Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S./kW-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	11.050	7.777	12.804	25.834	32.683	16.812
VADBT	37.755	30.966	42.282	43.175	60.437	20.279

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

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	aVNR	74.57%	58.34%	60.54%	71.49%	73.74%	46.98%
	OyM	25.43%	41.66%	39.46%	28.51%	26.26%	53.02%
	Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADBT	aVNR	66.91%	60.45%	60.74%	55.89%	71.18%	41.46%
	OyM	33.09%	39.55%	39.26%	44.11%	28.82%	58.54%
	Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

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

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
$\alpha_{MT}$		0.22%	1.02%	1.03%	0.13%	0.06%	0.13%
$\alpha_{BT}$		0.29%	0.97%	1.02%	0.20%	0.07%	0.14%

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por mes (S./mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
CFE	1.963	1.967	1.967	1.129	1.179	2.249
CFS	3.336	3.342	3.342	5.634	7.932	13.326
CFH	3.933	3.930	3.342	5.634	7.932	13.326

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

$$VMTFP = VADMT_p \times FBP$$

$$VMTTP = PTPMT \times VMTFP$$

$$VBTFP = VADBT_p \times FBP$$

$$VBTPP = PTPBT \times VBTFP$$

Los  $VADMT_p$  y  $VADBT_p$  deberán ser calculados por las empresas de distribución eléctrica a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del  $VADMT$  y  $VADBT$  establecidos mediante la Resolución OSINERG N° 157-2005-OS/CD y modificatorias.

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

## 2.2 Factores de Economía de Escala

### 2.2.1 Sector Típico 1

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9927	0.9911	0.9955
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9855	0.9822	0.9911
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9783	0.9735	0.9867

### 2.2.2 Sector Típico 2

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9972	0.9977	0.9972
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9945	0.9954	0.9944
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9919	0.9931	0.9917

### 2.2.3 Sector Típico 3

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9984	0.9988	0.9951
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9969	0.9976	0.9903
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9954	0.9964	0.9855

### 2.2.4 Sector Típico 4

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9922	0.9929	0.9971
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9844	0.9858	0.9943
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9768	0.9788	0.9914

### 2.2.5 Sector Típico 5

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9914	0.9915	0.9964
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9829	0.9832	0.9928
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9744	0.9749	0.9893

## 2.2.6 Sector Especial

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9910	0.9911	0.9973
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9820	0.9822	0.9947
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9732	0.9734	0.9921

## 2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0.0409 S./kVAR.h

## 3. Parámetros de Cálculo Tarifario

### 3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

			Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
Media Tensión	Energía	PEMT	1.0131	1.0153	1.0173	1.0203	1.0203	1.0153
	Potencia	PPMT	1.0167	1.0252	1.0391	1.0411	1.0411	1.0219
Baja Tensión	Energía	PEBT	1.0989	1.0913	1.1029	1.1120	1.1120	1.0841
	Potencia	PPBT	1.1072	1.1325	1.1660	1.1787	1.1787	1.0947

### 3.2 Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
FCPPMT	0.919	0.923	0.945	0.939	0.809	0.949
FCFPMT	0.871	0.908	0.788	0.818	0.740	0.979
FCPPBT	0.889	0.898	0.896	1.000	0.776	0.953
FCFPBT	0.802	0.838	0.763	0.988	0.707	0.873

### 3.3 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
CMTTP <sub>g</sub>	0.769	0.719	0.882	0.632	0.735	0.136
CMTFP <sub>g</sub>	0.446	0.258	0.729	0.138	0.445	0.042
CBTTP <sub>g</sub>	0.727	0.912	0.771	0.344	0.605	0.403
CBTFP <sub>g</sub>	0.492	0.612	0.407	0.312	0.384	0.005
CMTTP <sub>d</sub>	0.701	0.590	0.756	0.552	0.611	0.123
CMTFP <sub>d</sub>	0.386	0.211	0.556	0.131	0.354	0.038
CBTTP <sub>d</sub>	0.643	0.731	0.734	0.314	0.458	0.361
CBTFP <sub>d</sub>	0.406	0.465	0.364	0.281	0.377	0.005

### 3.4 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
NHUBT	420	340	330	300	262	262
NHUBTPP <sub>A</sub>	120	120	120	120	120	120
NHUBTFP <sub>A</sub>	570	570	570	570	570	570
NHUBTPP <sub>B</sub>	104	100	100	100	100	100
NHUBTFP <sub>B</sub>	304	484	484	484	484	484
NHUBTAP	360	360	360	360	360	360

### 3.5 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

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

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisac	0.9235	0.4736
Edecañete	0.5886	0.9784
Edelnor	0.8218	0.9212
Electro Oriente	0.7376	0.9878
Electro Pangoa	1.0000	1.0000
Electro Puno	0.7319	0.9693
Electro Sur Este	0.9215	0.9754
Electro Sur Medio	0.4138	0.9723
Electro Tocache	0.9058	0.9763
Electro Ucayali	0.6126	0.9837
Electrocentro	0.9073	0.9840
Electronoroeste	0.5230	0.9826
Electronorte	0.7651	0.9744
Electrosur	0.6901	0.9831
Emsemsa	0.9965	0.9757
Emseusa	0.8048	0.9920
Hidrandina	0.6626	0.9789
Luz del Sur	0.8697	0.8837
Seal	0.8294	0.9532
Sersa	0.9714	1.0000

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, se tomará los valores 0.9900 y 0.9900 para el PTPMT y PTPBT respectivamente.

### 3.6 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El Ep se calculará anualmente a nivel de empresa de distribución eléctrica para: i) los sistemas de distribución eléctrica interconectados y, ii) los sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima superior a 12 MW. El Ep a aplicarse será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

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

Donde:

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

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

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

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

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A y clientes libres en baja tensión) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEPT:

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

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

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

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

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

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, el  $E_p$  a aplicar será de 0.35, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante el OSINERG de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

### **3.7 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)**

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de

distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán al OSINERG para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

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

- PTCB: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta según corresponda.
- PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B, BT5C, BT6 y BT7 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.
- PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

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

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante el OSINERG de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

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

Para el periodo noviembre 2005 - abril 2006 se aplicará los valores siguientes:

Empresa	Sistema	FBP <sub>MT</sub>	FBP <sub>BT</sub>
Edelnor	Lima Norte	0.9761	0.9825

Empresa	Sistema	FBP
Edelnor	Huacho-Supe-Barranca Huaral-Chancay	1.0226
Electrocentro	Huancayo	0.9492
Electronoroeste	Piura Sullana-El Arenal-Paita	1.1310
Electronorte	Chiclayo Chiclayo Baja Densidad	0.9037
Hidrandina	Caraz-Carhuaz-Huaraz Chimbote Chimbote Rural Trujillo Trujillo Baja Densidad	1.0137
Electro Oriente	Iquitos Iquitos Rural Tarapoto-Moyobamba Bellavista-Gera-Tarapoto Rural Rioja Oriente	0.9113
Electrosur	Tacna	0.9335
Electro Sur Este	Cusco	0.9031
Electro Puno	Puno Puno Baja Densidad Juliaca Juliaca Rural	1.0297
Electro Sur Medio	Chincha Ica Pisco	1.0755
Electro Ucayali	Pucallpa	0.9989
Luz del Sur	Lima Sur	0.9314
Seal	Arequipa	0.9356

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

Los precios en la barra equivalente de media tensión se obtendrán a partir de los precios en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por el OSINERG para los Precios en Barra.

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



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

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

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

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

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

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

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
AMT	0.8710	0.8604	0.8536	0.9377	0.8988	0.9295
BMT	0.0717	0.0751	0.0507	0.0071	0.0262	0.0240
CMT	0.0449	0.0175	0.0141	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0124	0.0470	0.0816	0.0552	0.0750	0.0465

Siendo:

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

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BMT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
8471.10.00.00	-	5.83%	1.96%	-	-	-
8471.30.00.00	1.06%	-	-	4.29%	4.96%	5.00%
8471.41.00.00	0.58%	-	-	-	-	-
8471.49.00.00	0.39%	-	-	-	-	-
8471.60.10.00	0.59%	-	-	-	-	-
8517.11.00.00	0.20%	-	-	-	-	-
8517.50.00.00	9.67%	-	-	-	-	-
8524.99.90.00	10.25%	-	-	-	-	-
8525.20.19.00	2.85%	-	-	4.29%	3.82%	3.75%
8535.30.00.00	-	74.06%	60.48%	-	-	-
8536.20.90.00	-	-	-	37.14%	37.02%	37.08%
8536.50.90.00	74.41%	-	-	54.28%	54.20%	54.17%
8537.10.00.00	-	-	-	-	-	-
8704.21.00.10	-	20.11%	37.56%	-	-	-
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CMT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio (DMT) es 100%.

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

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

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
ABT	0.8840	0.8591	0.8374	0.8425	0.8266	0.7906
BBT	0.0216	0.0447	0.0401	0.0450	0.0310	0.1084
CBT	0.0363	0.0238	0.0145	0.0280	0.0349	0.0973
DBT	0.0581	0.0724	0.1080	0.0845	0.1075	0.0037

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT  
BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT  
CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT  
DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BBT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
8471.10.00.00	-	11.94%	3.33%	-	-	-
8471.30.00.00	3.33%	-	-	10.42%	10.32%	10.41%
8471.41.00.00	1.83%	-	-	-	-	-
8471.49.00.00	1.22%	-	-	-	-	-
8471.60.10.00	1.84%	-	-	-	-	-
8517.11.00.00	0.63%	-	-	-	-	-
8517.50.00.00	30.32%	-	-	-	-	-
8524.99.90.00	32.16%	-	-	-	-	-
8525.20.19.00	8.96%	-	-	10.42%	10.32%	10.42%
8535.30.00.00	-	15.06%	12.51%	-	-	-
8536.20.90.00	-	-	-	-	-	-
8536.50.90.00	-	-	-	79.16%	79.36%	79.17%
8537.10.00.00	19.71%	-	-	-	-	-
8539.32.00.00	-	31.79%	20.35%	-	-	-
8704.21.00.10	-	41.21%	63.81%	-	-	-
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CBT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio es (DBT) 100%.

## 3. Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

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

#### 4. Cargo por Energía Reactiva (CER)

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

#### 5. Definición de los Parámetros de las Fórmulas de Actualización

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

Siendo:

- D : Índice de productos importados.
- TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.  
Se utilizará el último valor venta publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.  
Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.  
Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu : Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.  
Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.  
Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- IPAI : Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.  
Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.  
Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

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

TC <sub>0</sub> (S./US\$)	:	3.283
TA <sub>0</sub> (%) (*)	:	12%
IPM <sub>0</sub>	:	165.203249
IPCu <sub>0</sub> (ctv. US\$/lb)	:	130.00
IPAl <sub>0</sub> (US\$/tn)	:	1711.07

(\*) Tasa Arancelaria base (TA<sub>0</sub>) para el rubro de conductor de cobre y aluminio.

Las Tasas Arancelarias bases (TA<sub>0</sub>) para el rubro de productos importados, calculadas de acuerdo con la participación de las respectivas partidas arancelarias en los VAD de media y baja tensión por sector típico, son las siguientes:

VAD	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
MT	5.26%	4.60%	5.13%	4.26%	4.26%	4.26%
BT	9.54%	7.78%	7.54%	4.63%	4.62%	4.62%

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC<sub>0</sub>) corresponde al 31/12/2004.
- Los valores base de la tasas arancelarias (TA<sub>0</sub>) se determinaron a partir de las tasas por partidas arancelarias vigentes al 31/12/2004.

Partida Arancelaria	Tasa Arancelaria
8471.10.00.00	4.00%
8471.30.00.00	7.00%
8471.41.00.00	7.00%
8471.49.00.00	4.00%
8471.60.10.00	7.00%
8517.11.00.00	4.00%
8517.50.00.00	7.00%
8524.99.90.00	12.00%
8525.20.19.00	7.00%
8535.30.00.00	4.00%
8536.20.90.00	4.00%
8536.50.90.00	4.00%
8537.10.00.00	12.00%
8539.32.00.00	12.00%
8704.21.00.10	7.00%

- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de diciembre de 2004.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en diciembre de 2004.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas que terminan en la cuarta semana del mes de diciembre (24/12/2004).

**Artículo 3°.-** Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD que aprueba la norma de “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”. Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

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

**Artículo 4°.**- Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento de la LCE se considerará para la opción tarifaria BT5A como precio de energía los valores B.1.1 ( $X_{PA}$ ) y B.2, y como precio de potencia los valores B.1.1 ( $Y_{PA}$ ) y C; para las opciones tarifarias BT5B y BT6 como precio de energía el valor b1, y como precio de potencia el valor b2; y para la opción BT7 como precio de energía el valor b1 y como precio de potencia los valores b2 y b3, establecidos en la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD que aprueba la norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

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

**Artículo 6°.**- La presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2005 al 31 de octubre de 2009.

**Artículo 7°.**- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada, junto con su Anexo N° 1, en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
Presidente del Consejo Directivo



**Informe OSINERG-GART/DDE-019-2006**

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía  
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
División de Distribución Eléctrica**

---

# **Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica**

**Periodo Noviembre 2005 – Octubre 2009**

**(Resumen Ejecutivo)**

---

**Lima, Marzo 2006**

# Contenido

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Objetivo</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Antecedentes</b>	<b>1</b>
<b>1.3 Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica</b>	<b>1</b>
<b>1.4 Resultados</b>	<b>3</b>

# 1. Resumen Ejecutivo

## 1.1 Objetivo

---

Presentar el resumen del proceso de cálculo de las tarifas de distribución eléctrica establecidas, para el periodo noviembre 2005 – octubre 2009, mediante Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, modificada mediante Resolución OSINERG N° 021-2006-OC/CD. La presentación se hace en cumplimiento de lo establecido en el artículo 81° de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 162° de su Reglamento.

## 1.2 Antecedentes

---

- Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Ley N° 27838: Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD: Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados.
- Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD: Resolución de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2005 – octubre 2009.
- Resoluciones OSINERG N° 016-2006-OS/CD, OSINERG N° 017-2006-OS/CD, OSINERG N° 018-2006-OS/CD, OSINERG N° 019-2006-OS/CD y OSINERG N° 020-2006-OS/CD: Resuelven los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 021-2006-OS/CD: Modifica la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD.

## 1.3 Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica

---

El OSINERG llevó a cabo la fijación de las tarifas de distribución eléctrica, correspondiente al año 2005, de acuerdo con lo establecido en el Anexo C de la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, modificado mediante la Resolución OSINERG N° 221-2004-OS/CD. En



dicho anexo se establece el procedimiento para la fijación de las tarifas de distribución eléctrica, el mismo que señala los procesos, órganos, facultades, obligaciones y plazos para la fijación, así como, el flujograma respectivo.

Previamente al inicio de la fijación mencionada, el OSINERG, a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) y de conformidad con lo establecido en la LCE y su Reglamento, llevó a cabo actividades relacionadas con los siguientes temas:

- Determinación de los Sectores Típicos.
- Selección de las Empresas Modelo.
- Elaboración de los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del VAD.
- Precalificación de los Consultores VAD.
- Selección de los Supervisores VAD para la Supervisión de los Estudios de Costos del VAD.

Posteriormente, de acuerdo al procedimiento, la GART encargó la elaboración de los estudios de costos del VAD a las empresas de distribución eléctrica, las mismas que adjudicaron los respectivos estudios a empresas consultoras precalificadas por la GART.

Dichas empresas consultoras (Consultores VAD) desarrollaron los estudios bajo la supervisión de la GART, quién con el apoyo de supervisores (Supervisores VAD) llevó a cabo el seguimiento de las actividades y revisión de los informes parciales de los estudios, formulando las observaciones correspondientes.

Luego, los Consultores VAD presentaron los resultados finales de los estudios dentro de los plazos previstos, los mismos que fueron publicados por la GART en la página web del OSINERG, para conocimiento de los interesados y público en general. Asimismo, convocó las audiencias públicas previstas, Audiencias Públicas de las Empresas y Audiencia Pública Descentralizada del OSINERG.

Los resultados finales de los estudios fueron expuestos y sustentados por los Consultores VAD y las empresas de distribución eléctrica responsables, en las Audiencias Públicas de las Empresas convocadas por la GART. Luego, la GART formuló las observaciones finales de conformidad con la LCE. Posteriormente, los Consultores VAD presentaron la absolución de las observaciones y los resultados definitivos, que fueron publicados en la página web del OSINERG y posteriormente analizados por la GART con el apoyo de los Supervisores VAD.

Seguidamente, el 01/08/2005, en atención a lo dispuesto en la Resolución OSINERG N° 181-2005-OS/CD, se prepublicó el Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2005 – octubre 2009, el mismo que fue sustentado por los especialistas de la GART con el apoyo de los Supervisores VAD, en la Audiencia Pública Descentralizada del OSINERG, que se llevó a cabo el 05/09/2005 en las ciudades de Lima, Huancayo, Trujillo, Piura y Cusco.

Hasta el 03/10/2005, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas de distribución eléctrica e interesados, respecto al proyecto de resolución prepublicado, las mismas que fueron analizadas por la GART, incorporándose aquellas que fueron aceptadas en la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD que fijó las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2005 – octubre 2009, publicada el 16/10/2005.

El 07/11/2005, los interesados interpusieron Recursos de Reconsideración contra la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, los mismos que fueron sustentados en la Audiencia Pública convocada por la GART, realizada el 28/11/2005. Luego, no se recibieron

opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración por parte de interesados legitimados, dentro del plazo establecido, cuya fecha límite fue el 13/12/2005.

Finalmente, el Consejo Directivo del OSINERG mediante las Resoluciones OSINERG N° 016-2006-OS/CD, OSINERG N° 017-2006-OS/CD, OSINERG N° 018-2006-OS/CD, OSINERG N° 019-2006-OS/CD y OSINERG N° 020-2006-OS/CD, resolvió los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados, las mismas que fueron publicadas el 09/01/2006, así como la Resolución OSINERG N° 021-2006-OS/CD que modificó la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD.

Toda la información de la Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2005 – octubre 2009, se encuentra a disposición de los interesados en la página web del OSINERG ([www.osinerg.org.pe](http://www.osinerg.org.pe)), Regulación Tarifaria, Procedimientos Regulatorios, Valor Agregado de Distribución (VAD).

## 1.4 Resultados

Los resultados de la fijación de las tarifas de distribución eléctrica del periodo noviembre 2005 – octubre 2009, son los siguientes:

Descripción	Unidad	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT (VAD en media tensión)	US\$/kW-mes	3.372	2.488	3.926	7.690	9.714	5.235
VADBT (VAD en baja tensión)	US\$/kW-mes	11.503	9.640	12.926	13.666	19.307	6.200
Cargo fijo para medición simple de energía (CFE) (1)	US\$/mes	0.597	0.609	0.613	0.346	0.362	0.685
Cargo fijo para medición de energía y potencia, y doble de energía (CFS)	US\$/mes	1.016	1.024	1.018	1.716	2.416	4.059
Cargo fijo para medición horaria de energía y potencia (CFH)	US\$/mes	1.198	1.205	1.018	1.716	2.416	4.059

Descripción	Unidad	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT (VAD en media tensión)	S./kW-mes	11.070	8.168	12.889	25.247	31.891	17.186
VADBT (VAD en baja tensión)	S./kW-mes	37.764	31.648	42.436	44.866	63.385	20.354
Cargo fijo para medición simple de energía (CFE) (1)	S./mes	1.960	1.999	2.012	1.136	1.188	2.249
Cargo fijo para medición de energía y potencia, y doble de energía (CFS)	S./mes	3.336	3.362	3.342	5.634	7.932	13.326
Cargo fijo para medición horaria de energía y potencia (CFH)	S./mes	3.933	3.956	3.342	5.634	7.932	13.326

Tipo de cambio: 3.283 S./US\$

(1) El CFE de los sectores 4 y 5 considera la lectura, facturación y reparto semestral, y cobranza mensual.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 033-2006-OS/CD**

Lima, 24 de enero de 2006

**CONSIDERANDO:**

Que, de conformidad con el Artículo 64° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y el Artículo 142° de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, los costos asociados al usuario que se toman en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, comprenden los Cargos Fijos aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad de las diferentes opciones tarifarias;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, publicada el 16 de octubre de 2005, se establecieron los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009, incluyéndose los Cargos Fijos aplicables a las diferentes opciones tarifarias, quedando pendiente la fijación de las tarifas del servicio prepago, es decir, la fijación del cargo fijo que corresponde a la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago o Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) y parámetros vinculados;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, se aprobó la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, atendiendo a que dicha opción facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos, permitiéndoles adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente;

Que, la Cuarta Disposición Transitoria de la referida Norma, dispone que dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la misma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución eléctrica presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago;

Que, por lo expuesto resulta necesario que la fijación de las tarifas del servicio prepago, al igual que los demás Cargos Fijos aplicables a las otras opciones tarifarias, se realice dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido en el Anexo C de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD;

Que, atendiendo a que la próxima fijación del Valor Agregado de Distribución se realizará en el año 2009, excepcionalmente es necesario establecer un procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago que se aplicará por única vez, así como los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica en sus propuestas para la determinación de dichas tarifas, que regirán desde su fijación hasta el 31 de octubre de 2009;

Que, en consecuencia, según el Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos y los Artículos 1°, 25° y 52°, literal n), del Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto

Supremo N° 054-2001-PCM, es necesario prepublicar el proyecto de resolución que aprueba el procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago para que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias, sin que esto tenga carácter vinculante ni de lugar a procedimiento administrativo; y;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el Decreto Supremo N° 039-2003-EM, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Disponer la prepublicación, en el Diario Oficial El Peruano y en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe), del proyecto de resolución que establece diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas del servicio prepago, conjuntamente con su exposición de motivos.

**Artículo 2°.-** Definir un plazo de quince (15) días calendario, contados a partir de la fecha de la prepublicación a que se refiere el Artículo precedente, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERG, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número telefónico N° 224 0491, o vía internet a la siguiente dirección de correo electrónico: [normasgartdde@osinerg.gob.pe](mailto:normasgartdde@osinerg.gob.pe).

**Artículo 3°.-** Encargar a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria la recepción y análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten respecto al proyecto de modificación, así como la presentación de la propuesta final al Consejo Directivo del OSINERG.

**Artículo 4°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**Alfredo Dammert Lira**  
**Presidente del Consejo Directivo**

## Exposición de Motivos

Mediante Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, se aprobó la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, atendiendo a que dicha opción facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos, permitiéndoles adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente.

Al respecto, la Cuarta Disposición Transitoria de la referida Norma, dispone que dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la misma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución eléctrica presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago.

Considerando que las tarifas del servicio prepago se encuentran vinculadas al Valor Agregado de Distribución, resulta necesario que su fijación, al igual que los demás Cargos Fijos aplicables a las otras opciones tarifarias, se realice dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido en el Anexo C de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD.

Finalmente, atendiendo a que la próxima fijación del Valor Agregado de Distribución se realizará en el año 2009, excepcionalmente es necesario establecer un procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago que se aplicará por única vez, así como los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica en sus propuestas para la determinación de dichas tarifas, que regirán desde su fijación hasta el 31 de octubre de 2009.

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° XXX-2006-OS/CD**

Lima, XX de XXXX de 2006

**CONSIDERANDO:**

Que, de conformidad con el Artículo 64° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y el Artículo 142° de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, los costos asociados al usuario que se toman en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, comprenden los Cargos Fijos aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad de las diferentes opciones tarifarias;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, publicada el 16 de octubre de 2005, se establecieron los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009, incluyéndose los Cargos Fijos aplicables a las diferentes opciones tarifarias, quedando pendiente la fijación de las tarifas del servicio prepago, es decir, la fijación del cargo fijo que corresponde a la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago o Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) y parámetros vinculados;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, se aprobó la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, atendiendo a que dicha opción facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos, permitiéndoles adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente;

Que, la Cuarta Disposición Transitoria de la referida Norma, dispone que dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la misma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución eléctrica presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago;

Que, por lo expuesto resulta necesario que la fijación de las tarifas del servicio prepago, al igual que los demás Cargos Fijos aplicables a las otras opciones tarifarias, se realice dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido en el Anexo C de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD;

Que, atendiendo a que la próxima fijación del Valor Agregado de Distribución se realizará en el año 2009, excepcionalmente es necesario establecer un procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago que se aplicará por única vez, así como los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica en sus propuestas para la determinación de dichas tarifas, que regirán desde su fijación hasta el 31 de octubre de 2009;

Que, la Resolución OSINERG N° XXX-2006-OS/CD, dispuso la publicación del proyecto de resolución que establece diversas disposiciones sobre la fijación de las

tarifas del servicio prepago, en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General del OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con el objeto que los interesados remitan al OSINERG sus sugerencias y comentarios, los mismos que, recibidos, fueron analizados por la GART en el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE-XXX-2006, que forma parte integrante de la presente resolución, el cual complementa la motivación que sustenta la decisión del OSINERG a que se refiere el Artículo 3°, del numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General, habiéndose incorporado aquellas sugerencias que contribuyen al logro de los objetivos de la resolución;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el Decreto Supremo N° 039-2003-EM, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago, que regirán desde su determinación hasta el 31 de octubre de 2009.

- 1.1. La fijación de las tarifas del servicio prepago se efectuará siguiendo el procedimiento y flujograma previstos en el Anexo N° 1 de la presente resolución.
- 1.2. Las Audiencias Públicas de las empresas y del OSINERG se rigen por lo dispuesto en el artículo 6° de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada por la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD.
- 1.3. Los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica, en la presentación de sus propuestas de tarifas del servicio prepago, se describen en el Anexo N° 2 de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Fijación de las tarifas del servicio prepago a partir del 01 de noviembre de 2009.

Las tarifas del servicio prepago aplicables a partir del 01 de noviembre de 2009 se fijarán dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido Anexo C de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD.

**Artículo 3°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**Alfredo Dammert Lira**  
**Presidente del Consejo Directivo**

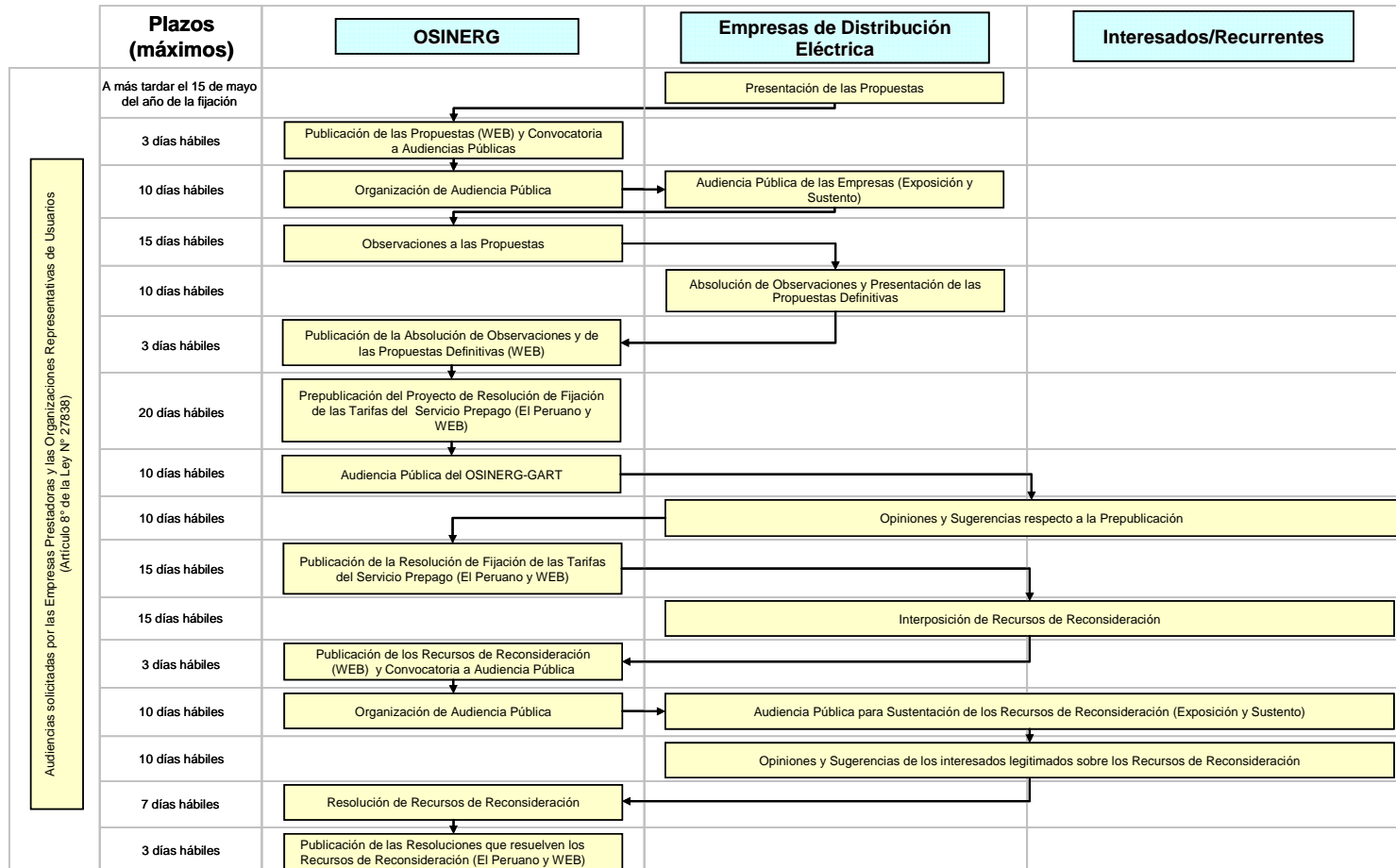
## Anexo N° 1

### PROCEDIMIENTO ESPECIAL PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO PREPAGO (para la fijación de la tarifas del servicio prepago que regirá hasta el 31/10/2009)

Item	Procesos	Organos	Facultades y obligaciones	Plazos para su pronunciamiento y/o presentación
a	Presentación de las Propuestas	Empresas de Distribución Eléctrica	Presentar las propuestas de tarifas del servicio prepago	A más tardar el 15 de mayo de 2006
b	Publicación de las Propuestas y Convocatoria a Audiencias Públicas	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB las propuestas presentadas por las empresas y convocar a Audiencias Públicas (audiencia de las Empresas y del OSINERG-GART)	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir de la Presentación de las Propuestas
c	Audiencia Pública de las Empresas	OSINERG-GART Empresas de Distribución Eléctrica	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública Empresas de Distribución Eléctrica: Presentar, exponer y sustentar sus propuestas, y responder a las consultas de los asistentes a la audiencia	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Publicación de las Propuestas
d	Observaciones a las Propuestas	OSINERG-GART	Comunicar las observaciones a las propuestas	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública de las Empresas
e	Absolución de Observaciones y Presentación de las Propuestas Definitivas	Empresas de Distribución Eléctrica	Absolver las observaciones y presentar las propuestas definitivas	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la recepción de las Observaciones a las Propuestas
f	Publicación de la Absolución de Observaciones y de las Propuestas Definitivas	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB la absolución de observaciones y las propuestas definitivas presentadas por las empresas	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir de la Presentación de las Propuestas Definitivas
g	Prepublicación del Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago y de la relación de información que lo sustenta	OSINERG-GART	Prepublicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB el Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago y de la relación de información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que lo sustenta, con excepción de información clasificada previamente como confidencial mediante resolución del OSINERG	Dentro de los 20 días hábiles contados a partir de la Publicación de las Propuestas Definitivas
h	Audiencia Pública del OSINERG-GART	OSINERG-GART	Audiencia Pública en la que el OSINERG-GART sustenta y expone los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de las propuestas	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Prepublicación del Proyecto de Resolución
i	Opiniones y Sugerencias respecto a la Prepublicación	Interesados OSINERG-GART	Interesados: Podrán presentar sus opiniones y sugerencias respecto a la prepublicación OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública del OSINERG-GART
j	Publicación de la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago	OSINERG-GART	Publicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo para recibir las Opiniones y Sugerencias respecto a la Prepublicación (la publicación debe realizarse en un plazo no menor a 15 días hábiles posteriores a la Prepublicación del Proyecto de Resolución)
k	Interposición de Recursos de Reconsideración (de ser el caso)	Interesados	Empresas de distribución eléctrica, usuarios y otros que se consideren afectados por la resolución de fijación podrán presentar recurso de reconsideración	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir de la Publicación de la Resolución de Fijación
l	Publicación de los Recursos de Reconsideración y Convocatoria a Audiencia Pública	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB los recursos de reconsideración y convocar a Audiencia Pública para la sustentación de los mismos	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo de Interposición de Recursos de Reconsideración
m	Audiencia Pública para Sustentación de los Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART Recurrentes	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública Recurrentes: Exponer y sustentar los recursos de reconsideración y responder a las consultas de los asistentes a la audiencia	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Publicación de los Recursos de Reconsideración
n	Opiniones y Sugerencias sobre los Recursos de Reconsideración	Interesados Legitimados OSINERG-GART	Interesados legitimados: Podrán presentar sus opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración presentados por los recurrentes OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados legitimados	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública para sustentación de los Recursos de Reconsideración
ñ	Resolución de Recursos de Reconsideración	OSINERG Consejo Directivo	Resolver los recursos de reconsideración como última instancia administrativa de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 74° de la LCE	Dentro de los 30 días hábiles contados a partir de la Interposición de Recursos de Reconsideración
o	Publicación de las Resoluciones que resuelven los Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART	Publicar las resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración	Dentro de los 3 días hábiles siguientes a la Resolución de los Recursos de Reconsideración
p	Audiencias solicitadas por las Empresas Prestadoras y las Organizaciones Representativas de Usuarios (Artículo 8° de la Ley N° 27838)	Interesados	Derecho a intercambio de opinión respecto del proceso de fijación de precios regulados	Desde el inicio hasta el final del proceso



**PROCEDIMIENTO PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO PREPAGO**  
 (para la fijación de la tarifas del servicio prepago que registrá hasta el 31/10/2009)



## Anexo N° 2

### **Criterios y procedimientos de cálculo para la presentación de propuestas de las tarifas del servicio prepago vinculadas a la fijación de la tarifas del servicio prepago que regirá hasta el 31/10/2009**

#### **1. Tarifas del Servicio Prepago**

Las tarifas del servicio prepago están conformadas por los parámetros Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), Tasa de Alumbrado Público (AP), Cargo por Recargo o Descuento del FOSE (CFOSE), Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión (MRC) y Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NUHBTPRE), componentes del cargo de energía de la opción tarifaria BT7 para el servicio prepago, establecida por la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD.

#### **2. Criterios Generales**

- El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) se determinará considerando los costos de personal y recursos de las actividades de venta de energía para el servicio prepago, y un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- La Tasa de Alumbrado Público (AP) y el Cargo por Recargo o Descuento del FOSE serán determinados por el OSINERG considerando un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- El Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión (MRC) se determinará a partir de los costos de instalación y mantenimiento de la conexión del servicio prepago, y un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- El Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NUHBTPRE) se determinará considerando el factor de carga de un diagrama de carga típico mensual de usuarios del servicio prepago.
- Los costos determinados para las tarifas del servicio prepago deberán considerar como fecha de referencia el último día hábil del mes anterior a aquel en que se presenten las propuestas.

#### **3. Procedimientos de Cálculo de los Parámetros**

##### **Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP)**

El CCSP corresponde al cargo mensual de las actividades de venta y recarga de tarjeta prepago o venta y expedición de ticket prepago. Se determinará considerando los costos de personal y recursos de dichas actividades. Para ello se deberá estimar el tamaño de usuarios potenciales del servicio prepago dentro de una determinada zona, a partir del cual se establecerá la cantidad de puntos de venta de las tarjetas prepago y los requerimientos mensuales de personal y recursos, que serán valorizados a través de costos unitarios.

Los costos serán variabilizados considerando un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago, que puede ser determinado a partir de informes de evaluación de proyectos pilotos de implementación de servicios prepago.

Para la determinación del CCSP se utilizará el Formato N° 1.

## Formato N° 1

### Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP)

Descripción	Unidad	Cantidad mensual	Costo unitario US\$/Unidad	Costo US\$
<b>A. Personal</b>				
Personal para venta	h-h			
<b>B. Recursos</b>				
Computadora (PC)	h-m			
Terminal de venta y recarga de tarjeta o venta y expedición de ticket	h-m			
Comunicación/internet	unidad			
<b>C. Total (A+B)</b>				
<b>D. Tamaño de usuarios potenciales</b>				
<b>E. Consumo de energía mensual promedio (CEP) (kW.h)</b>				
<b>CCSP (C/D/E)</b>			US\$/kW.h	
<b>CCSP (C/D/E)</b>			S./kW.h	

#### Costo Unitario de Recursos

Descripción	Inversión US\$	Mantenimiento US\$	Vida útil años	Costo unitario US\$/h-m
Computadora (PC)				
Terminal de venta y recarga de tarjeta o venta y expedición de ticket				

#### ▪ Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión (MRC)

El MRC se determinará a partir de los costos de instalación y mantenimiento de la conexión del servicio prepago.

El costo de instalación considerará los costos de materiales y recursos de mano de obra, transporte y equipos necesarios para la instalación de la conexión del servicio prepago. Los costos de recursos comprenden el costo unitario y el porcentaje del contratista (gastos generales y utilidades). Asimismo, los costos de instalación considerarán los costos de stock y gastos generales de la empresa de distribución eléctrica a través de porcentajes.

Para la determinación de los costos de instalación se utilizarán los Formatos N° 2 y N° 3.

## Formato N° 2

### Costo Unitario de Materiales

Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
CBAEBCCT2010	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x10 mm2	m	
CBAEBCCT3016	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x16 mm2	m	
CBSBBCNY2B02	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 2-1x10 mm2	m	
CEDVACS53000	Conector Doble Vía Bimetálico, Al - Cu, 10-35 mm2	unidad	
CEESCCS25000	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 35/ 6-35 mm2, B.T.	unidad	
CESUCCS82000	Conector Tipo ESU, Cu - Cu, 70/ 10-35 mm2, BT	unidad	
CJCDOS2C0000	Caja Derivación, No Metálica, 400x230x150mm, Con Gel	unidad	
CJCMFS200000	Caja Portamedidor, Fierro Galvanizado, 450x183x175mm	unidad	
COTWS0040000	Cable de Control TW sólido, 1x 4 mm2	m	
COTWS0100000	Cable de Control TW sólido, 1x 10 mm2	m	
FACJPRPC0001	Precinto de seguridad plast. (amarillo) p. tapa medidor	unidad	
FAFEABAG0005	Abrazadera poste c.a. 150mmD.c/gancho acometida domiciliaria	unidad	
FAFEAMFG0001	Armella tirafondo de Ho con ojal 2"x50mm -DAC	unidad	
FAFEGRAG0003	Grapa (hebillas) acero inoxidable para fleje 13mm. ancho	unidad	
FAFEOMVR0004	Anillo Protector de D42mm.para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	unidad	
FAFEOMVR0005	Anillo Protector de D60mm.para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	unidad	
FAFETMFG0001	Templador para acometida domiciliaria en l.a.de b.t.	unidad	
FAFETOFG0008	Tornillo Ho. tropicaliz. cab. anti-robo no 10 3/4"	unidad	
FAOTCIGO0003	Cinta electr. termoplástica negra 19mmx10m	unidad	
FAOTCIGO0005	Cinta señalizadora amarilla para cable subterráneo BT x 1m	unidad	
FAOTCIGO0011	Cinta Mastic de goma con soporte EPR Scotch 2228 3m	unidad	
FAOTCOPV0005	Curva PVC tipo SAP 180 grados 3/4" diámetro para acometida domiciliaria.	unidad	
FAOTFLAG0001	Fleje acero inoxidable 0.8 x 13 mm x 30 m.	unidad	
FAOTSEPV0004	Separador de fases trifilar 35 mm2	unidad	
FAOTTAMD0001	Tarugo 1/2" diám. 2" long.	unidad	
FAOTTUPV0007	Tubo PVC tipo SAP para instalación eléctrica 3/4" diám.	m	
MEMFP2220040	Medidor Monofásico, Electrónico, Prepago, 2 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
MEMFP3220040	Medidor Monofásico, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
OTMCMCAF0001	Arena Fina	m3	
OTMCMCAG0002	Arena Gruesa	m3	
OTMCMCAU0004	Agua	m3	
OTMCMCCT0007	Cemento	Bl	
PBIN220T2050	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Bipolar, 50A	unidad	

### Costo Unitario de Recursos de Mano de Obra, Transporte y Equipos (\*)

Mano de Obra			
Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
MOCA01	Capataz	h-h	
MOOP02	Operario	h-h	
MOOF03	Oficial	h-h	
MOPE04	Peón	h-h	
Transporte y Equipos			
Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
TECA01	Camioneta	h-m	
TECM02	Camión 4 tn	h-m	

(\*) No incluye el porcentaje del contratista



Donde:

TAA : Tasa de actualización anual establecida por la LCE (12%)  
TAM : Tasa de actualización mensual equivalente a la TAA

▪ **Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NHUBTPRE)**

El NUHBTPRE se determinará considerando el factor de carga de un diagrama de carga típico mensual de usuarios del servicio prepago, que puede ser determinado a partir de informes de evaluación de proyectos pilotos de implementación de servicios prepago.

$$\text{NUHBTPRE} = \frac{\text{Energía Mensual (kW.h)}}{\text{Demanda Máxima Mensual (kW)}}$$

#### **4. Propuestas de las Tarifas del Servicio Prepago**

Las empresas de distribución eléctrica remitirán sus propuestas de las tarifas del servicio prepago, en medio impreso y archivos magnéticos. Los puntos que deberán contener como mínimo las propuestas son los siguientes:

- Introducción.
- Tarifas del servicio prepago.
  - CCSP
  - MRC
  - NUHBTPRE
- Resumen de resultados.

##### **Introducción**

Contiene los aspectos relevantes y criterios técnicos utilizados en la determinación de las tarifas del servicio prepago.

##### **Tarifas del servicio prepago**

Contiene la descripción, cálculos y resultados de la determinación de los parámetros CCSP, MRC y NUHBTPRE; los Formatos N° 1, 2 y 3; y la información sustentatoria de los resultados obtenidos.

Para el CCSP se deberá describir y sustentar la tecnología y esquema de funcionamiento comercial propuestos para el servicio prepago. Asimismo, se deberá sustentar los costos unitarios y requerimientos mensuales de personal, recursos y servicios; el porcentaje de gastos generales; tamaño de usuarios potenciales y el consumo de energía mensual promedio.

Para el MRC se deberá sustentar los costos unitarios y requerimientos de materiales y recursos considerados, así como los costos de instalación y mantenimiento obtenidos, teniendo presente lo siguiente:

- Costos de materiales a través de documentos como órdenes de compra, facturas, adjudicaciones de licitaciones y/o concursos.

- Costos de recursos a través de documentos facturas, contratos o documentos equivalentes.
- Requerimientos de materiales de acuerdo a diseños estándar de conexiones eléctricas con medidores prepago.
- Requerimientos de recursos a través de análisis de rendimientos y conformación de cuadrillas de trabajo, indicando los tiempos de cada categoría de recurso (mano de obra, transporte y equipos).
- Análisis del porcentajes del contratista, costos de stock y gastos generales de la empresa de distribución eléctrica.

Para el NHUBTPRE se deberá sustentar a través de un diagrama de carga típico mensual de usuarios del servicio prepago.

Se deberá incluir información técnica e informes de evaluación de proyectos pilotos de implementación de servicios prepago realizados por la empresas de distribución eléctrica, indicando las características técnicas del medidor prepago, esquema de funcionamiento comercial implementado, aspectos relevantes de la implementación del servicio prepago, gestión de la información, esquemas de instalación, mantenimiento y otros relacionados.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 078-2006-OS/CD**

Lima, 23 de febrero de 2006

**CONSIDERANDO:**

Que, de conformidad con el Artículo 64° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y el Artículo 142° de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, los costos asociados al usuario que se toman en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, comprenden los Cargos Fijos aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad de las diferentes opciones tarifarias;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, publicada el 16 de octubre de 2005, se establecieron los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009, incluyéndose los Cargos Fijos aplicables a las diferentes opciones tarifarias, quedando pendiente la fijación de las tarifas del servicio prepago, es decir, la fijación del cargo fijo que corresponde a la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago o Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) y parámetros vinculados;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, se aprobó la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, atendiendo a que dicha opción facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos, permitiéndoles adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente;

Que, la Cuarta Disposición Transitoria de la referida Norma, dispone que dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la misma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución eléctrica presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 142-2003-OS/CD, se fijaron los costos de presupuesto de conexión y los cargos de reposición y mantenimiento según las opciones tarifarias existentes;

Que, posteriormente mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, se creó la opción tarifaria BT7 correspondiente al servicio prepago, siendo necesario fijar los costos del presupuesto de conexión y el cargo de reposición mantenimiento para la aplicación de dicha opción tarifaria;

Que, por lo expuesto resulta necesario que la fijación de las tarifas del servicio prepago, al igual que los demás Cargos Fijos aplicables a las otras opciones tarifarias, se realice dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido en el Anexo C de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD;

Que, asimismo resulta necesario que la fijación del costo de presupuesto de la conexión del servicio prepago y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento, se



realice dentro del procedimiento para la determinación de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica establecido en el Anexo D de la citada Norma "Procedimiento para fijación de Precios Regulados";

Que, atendiendo a que la próxima fijación del Valor Agregado de Distribución se realizará en el año 2009 y que la determinación de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica se efectuará en el año 2007, excepcionalmente es necesario establecer un procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago que se aplicará por única vez, así como los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica en sus propuestas para la determinación de dichas tarifas, cuyos cargos fijos regirán desde su fijación hasta el 31 de octubre de 2009, y cuyo costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento del servicio prepago regirán desde su fijación hasta el 31 de agosto del 2007;

Que, la Resolución OSINERG N° 033-2006-OS/CD, dispuso la publicación del proyecto de resolución que establece diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas del servicio prepago, en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General del OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con el objeto que los interesados remitan al OSINERG sus sugerencias y comentarios, los mismos que, recibidos, fueron analizados por la GART en el [Informe Técnico OSINERG-GART/DDE-007-2006](#), que forma parte integrante de la presente resolución, y se ha expedido el [informe legal OSINERG-GART-AL-2006-027](#), los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERG a que se refiere el Artículo 3°, del numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General, habiéndose incorporado aquellas sugerencias que contribuyen al logro de los objetivos de la resolución;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el Decreto Supremo N° 039-2003-EM, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

#### **SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Apruébese el Procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago, cuyo cargo fijo regirá desde su determinación hasta el 31 de octubre de 2009 y cuyo costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento regirá desde su determinación hasta el 31 de agosto del 2007, de acuerdo a lo siguiente:

- 1.1. La fijación de las tarifas del servicio prepago se efectuará siguiendo el procedimiento y flujograma previstos en el Anexo N° 1 de la presente resolución.
- 1.2. Las Audiencias Públicas de las empresas y del OSINERG se rigen por lo dispuesto en el artículo 6° de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada por la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD.

- 1.3. Los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica, en la presentación de sus propuestas de tarifas del servicio prepago, se describen en el Anexo N° 2 de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada junto con el [Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 007-2006](#), en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

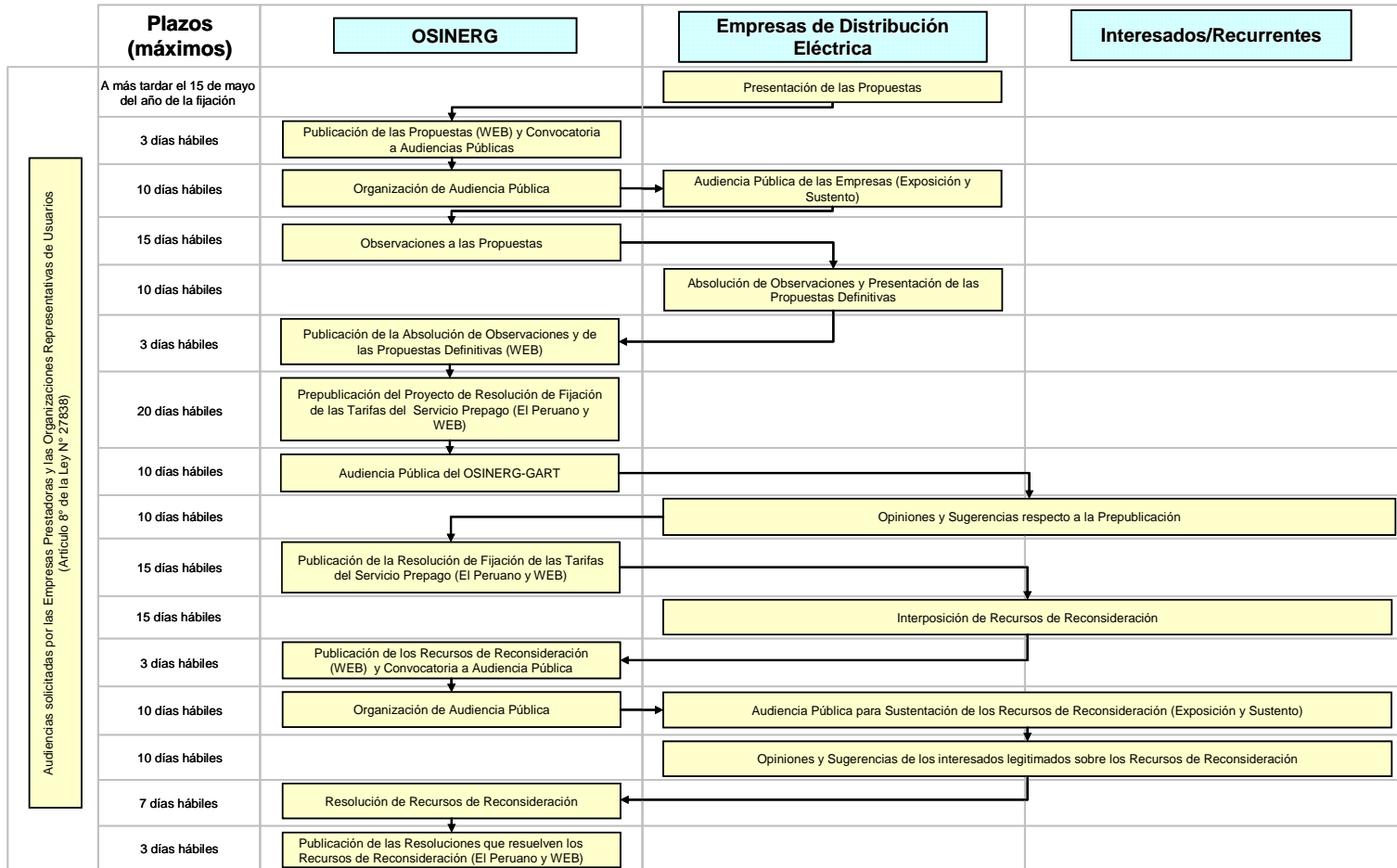
**Alfredo Dammert Lira**  
**Presidente del Consejo Directivo**

## Anexo N° 1

**PROCEDIMIENTO ESPECIAL PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO PREPAGO  
(para la fijación del cargo fijo de las tarifas del servicio prepago que regirá hasta el 31/10/2009 y del costo de presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento que regirá hasta 31/08/2007)**

Item	Procesos	Órganos	Facultades y obligaciones	Plazos para su pronunciamiento y/o presentación
a	Presentación de las Propuestas	Empresas de Distribución Eléctrica	Presentar las propuestas de tarifas del servicio prepago	A más tardar el 15 de mayo de 2006
b	Publicación de las Propuestas y Convocatoria a Audiencias Públicas	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB las propuestas presentadas por las empresas y convocar a Audiencias Públicas (audiencia de las Empresas y del OSINERG-GART)	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir de la Presentación de las Propuestas
c	Audiencia Pública de las Empresas	OSINERG-GART Empresas de Distribución Eléctrica	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública Empresas de Distribución Eléctrica: Presentar, exponer y sustentar sus propuestas, y responder a las consultas de los asistentes a la audiencia	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Publicación de las Propuestas
d	Observaciones a las Propuestas	OSINERG-GART	Comunicar las observaciones a las propuestas	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública de las Empresas
e	Absolución de Observaciones y Presentación de las Propuestas Definitivas	Empresas de Distribución Eléctrica	Absolver las observaciones y presentar las propuestas definitivas	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la recepción de las Observaciones a las Propuestas
f	Publicación de la Absolución de Observaciones y de las Propuestas Definitivas	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB la absolución de observaciones y las propuestas definitivas presentadas por las empresas	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir de la Presentación de las Propuestas Definitivas
g	Prepublicación del Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago y de la relación de información que lo sustenta	OSINERG-GART	Prepublicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB el Proyecto de Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago y de la relación de información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que lo sustenta, con excepción de información clasificada previamente como confidencial mediante resolución del OSINERG	Dentro de los 20 días hábiles contados a partir de la Publicación de las Propuestas Definitivas
h	Audiencia Pública del OSINERG-GART	OSINERG-GART	Audiencia Pública en la que el OSINERG-GART sustenta y expone los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de las propuestas	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Prepublicación del Proyecto de Resolución
i	Opiniones y Sugerencias respecto a la Prepublicación	Interesados OSINERG-GART	Interesados: Podrán presentar sus opiniones y sugerencias respecto a la prepublicación OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública del OSINERG-GART
j	Publicación de la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago	OSINERG-GART	Publicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo para recibir las Opiniones y Sugerencias respecto a la Prepublicación (la publicación debe realizarse en un plazo no menor a 15 días hábiles posteriores a la Prepublicación del Proyecto de Resolución)
k	Interposición de Recursos de Reconsideración (de ser el caso)	Interesados	Empresas de distribución eléctrica, usuarios y otros que se consideren afectados por la resolución de fijación podrán presentar recurso de reconsideración	Dentro de los 15 días hábiles contados a partir de la Publicación de la Resolución de Fijación
l	Publicación de los Recursos de Reconsideración y Convocatoria a Audiencia Pública	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB los recursos de reconsideración y convocar a Audiencia Pública para la sustentación de los mismos	Dentro de los 3 días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo de Interposición de Recursos de Reconsideración
m	Audiencia Pública para Sustentación de los Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART Recurrentes	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública Recurrentes: Exponer y sustentar los recursos de reconsideración y responder a las consultas de los asistentes a la audiencia	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Publicación de los Recursos de Reconsideración
n	Opiniones y Sugerencias sobre los Recursos de Reconsideración	Interesados Legitimados OSINERG-GART	Interesados legitimados: Podrán presentar sus opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración presentados por los recurrentes OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados legitimados	Dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la Audiencia Pública para sustentación de los Recursos de Reconsideración
ñ	Resolución de Recursos de Reconsideración	OSINERG Consejo Directivo	Resolver los recursos de reconsideración como última instancia administrativa de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 74° de la LCE	Dentro de los 30 días hábiles contados a partir de la Interposición de Recursos de Reconsideración
o	Publicación de las Resoluciones que resuelven los Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART	Publicar las resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración	Dentro de los 3 días hábiles siguientes a la Resolución de los Recursos de Reconsideración
p	Audiencias solicitadas por las Empresas Prestadoras y las Organizaciones Representativas de Usuarios (Artículo 8° de la Ley N° 27838)	Interesados	Derecho a intercambio de opinión respecto del proceso de fijación de precios regulados	Desde el inicio hasta el final del proceso

**PROCEDIMIENTO PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO PREPAGO**  
 (para la fijación del cargo fijo de las tarifas del servicio prepago que regirá hasta el 31/10/2009 y el costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento hasta el 31/08/2007 )



## Anexo N° 2

**Criterios y procedimientos de cálculo para la presentación de propuestas de las tarifas del servicio prepago vinculadas a la fijación de la tarifas del servicio prepago, cuyo cargo fijo regirá hasta el 31/10/2009 y cuyo costo del presupuesto de conexión y su cargo de reposición y mantenimiento regirá hasta el 31/08/2007**

### 1. Tarifas del Servicio Prepago

Las tarifas del servicio prepago están conformadas por los parámetros Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), Tasa de Alumbrado Público (AP), Cargo por Recargo o Descuento del FOSE (CFOSE), Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión (MRC) y Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NUHBTPRE), componentes del cargo de energía de la opción tarifaria BT7 para el servicio prepago, establecida por la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD.

### 2. Criterios Generales

- El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) se determinará considerando los costos de personal y recursos de las actividades de venta de energía para el servicio prepago, y un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- La Tasa de Alumbrado Público (AP) y el Cargo por Recargo o Descuento del FOSE serán determinados por el OSINERG considerando un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- El Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión (MRC) se determinará a partir de los costos de instalación y mantenimiento de la conexión del servicio prepago, y un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago.
- Por cuanto las empresas de distribución eléctrica no cuentan con la información suficiente de registro de mediciones de campo para determinar el factor de carga de un diagrama de carga típico mensual de usuarios del servicio prepago, el Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NUHBTPRE) será similar al Número de Horas de Uso de Baja Tensión de la opción tarifaria BT5B.
- Los costos determinados para las tarifas del servicio prepago deberán considerar como fecha de referencia el último día hábil del mes anterior a aquel en que se presenten las propuestas.

### 3. Procedimientos de Cálculo de los Parámetros

#### ▪ **Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP)**

El CCSP corresponde al cargo mensual de las actividades de venta y recarga de tarjeta prepago o venta y expedición de ticket prepago. Se determinará considerando los costos de personal y recursos de dichas actividades. Para ello se deberá estimar el tamaño de usuarios potenciales del servicio prepago dentro de

una determinada zona, a partir del cual se establecerá la cantidad de puntos de venta de las tarjetas prepago y los requerimientos mensuales de personal y recursos, que serán valorizados a través de costos unitarios.

Los costos serán variabilizados considerando un consumo de energía mensual promedio de usuarios del servicio prepago, que puede ser determinado a partir de informes de evaluación de proyectos pilotos de implementación de servicios prepago.

Para la determinación del CCSP se utilizará el Formato N° 1.

## Formato N° 1

### Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP)

Descripción	Unidad	Cantidad mensual	Costo unitario US\$/Unidad	Costo US\$
<b>A. Personal</b>				
Personal para venta	h-h			
<b>B. Recursos</b>				
Computadora (PC)	h-m			
Terminal de venta y recarga de tarjeta o venta y expedición de ticket	h-m			
Comunicación/internet	unidad			
<b>C. Total (A+B)</b>				
<b>D. Tamaño de usuarios potenciales</b>				
<b>E. Consumo de energía mensual promedio (CEP) (kW.h)</b>				
<b>CCSP (C/D/E)</b>			US\$/kW.h	
<b>CCSP (C/D/E)</b>			S/./kW.h	

### Costo Unitario de Recursos

Descripción	Inversión US\$	Mantenimiento US\$	Vida útil años	Costo unitario US\$/h-m
Computadora (PC)				
Terminal de venta y recarga de tarjeta o venta y expedición de ticket				

### ▪ Costo del Presupuesto de Conexión

El Costo del Presupuesto de Conexión considerará los costos de materiales y recursos de mano de obra, transporte y equipos necesarios para la instalación de la conexión del servicio prepago, según los diversos tipos de medición prepago que considere la empresa concesionaria. Los costos de recursos comprenden el costo unitario y el porcentaje del contratista (gastos generales y utilidades).

Asimismo, los costos de instalación considerarán los costos de stock y gastos generales de la empresa de distribución eléctrica a través de porcentajes.

Para la determinación de los costos de instalación se utilizarán los Formatos N° 2 y N° 3.

## Formato N° 2

### Costo Unitario de Materiales

Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
CBAEBCCT2010	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x10 mm2	m	
CBAEBCCT3016	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x16 mm2	m	
CBSBBCNY2B02	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 2-1x10 mm2	m	
CEDVACS53000	Conector Doble Vía Bimetálico, Al - Cu, 10-35 mm2	unidad	
CEESCCS25000	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 35/ 6-35 mm2, B.T.	unidad	
CESUCCS82000	Conector Tipo ESU, Cu - Cu, 70/ 10-35 mm2, BT	unidad	
CJCDOS2C0000	Caja Derivación, No Metálica, 400x230x150mm, Con Gel	unidad	
CJCMFS200000	Caja Portamedidor, Fierro Galvanizado, 450x183x175mm	unidad	
COTWS0040000	Cable de Control TW sólido, 1x 4 mm2	m	
COTWS0100000	Cable de Control TW sólido, 1x 10 mm2	m	
FACJPRPC0001	Precinto de seguridad plast. (amarillo) p. tapa medidor	unidad	
FAFEABAG0005	Abrazadera poste c.a. 150mmD.c/gancho acometida domiciliaria	unidad	
FAFEAMFG0001	Armella tirafondo de Ho con ojal 2"x50mm -DAC	unidad	
FAFEGRAG0003	Grapa (hebilla) acero inoxidable para fleje 13mm. ancho	unidad	
FAFEOMVR0004	Anillo Protector de D42mm.para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	unidad	
FAFEOMVR0005	Anillo Protector de D60mm.para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	unidad	
FAFETMFG0001	Templador para acometida domiciliaria en l.a.de b.t.	unidad	
FAFETOFG0008	Tornillo Ho. tropicaliz. cab. anti-robo no 10 3/4"	unidad	
FAOTCIGO0003	Cinta electr. termoplástica negra 19mmx10m	unidad	
FAOTCIGO0005	Cinta señalizadora amarilla para cable subterráneo BT x 1m	unidad	
FAOTCIGO0011	Cinta Mastic de goma con soporte EPR Scotch 2228 3m	unidad	
FAOTCOPV0005	Curva PVC tipo SAP 180 grados 3/4" diámetro para acometida domiciliaria.	unidad	
FAOTFLAG0001	Fleje acero inoxidable 0.8 x 13 mm x 30 m.	unidad	
FAOTSEPV0004	Separador de fases trifilar 35 mm2	unidad	
FAOTTAMD0001	Tarugo 1/2" diám. 2" long.	unidad	
FAOTTUPV0007	Tubo PVC tipo SAP para instalación eléctrica 3/4" diám.	m	
MEMFP2220040	Medidor Monofásico, Electrónico, Prepago, 2 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
MEMFP3220040	Medidor Monofásico, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
MEMFP2220041	Medidor Monofásico, Electrónico, Bi-cuerpo Prepago, 2 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
MEMFP3220041	Medidor Monofásico, Electrónico, Bi-cuerpo Prepago, 3 hilos, 220V, 10/40A	unidad	
OTMCMCAF0001	Arena Fina	m3	
OTMCMCAG0002	Arena Gruesa	m3	
OTMCMCAU0004	Agua	m3	
OTMCMCCT0007	Cemento	Bl	
PBIN220T2050	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Bipolar, 50A	unidad	

### Costo Unitario de Recursos de Mano de Obra, Transporte y Equipos (\*)

Mano de Obra			
Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
MOCA01	Capataz	h-h	
MOOP02	Operario	h-h	
MOOF03	Oficial	h-h	
MOPE04	Peón	h-h	
Transporte y Equipos			
Código	Descripción	Unidad	Costo US\$/Unidad
TECA01	Camioneta	h-m	
TECM02	Camión 4 tn	h-m	

(\*) No incluye el porcentaje del contratista





El factor FRC se calcula de la siguiente manera:

$$FRC = \frac{TAM}{(1 + TAM)^{360} - 1}$$

$$TAM = (1 + TAA)^{\frac{1}{12}} - 1$$

Donde:

TAA : Tasa de actualización anual establecida por la LCE (12%)  
TAM : Tasa de actualización mensual equivalente a la TAA

▪ **Número de Horas de Uso de Usuarios del Servicio Prepago en Baja Tensión (NHUBTPRE)**

Para el NUHBTPRE se adoptará el Número de Horas de Uso de Baja Tensión de la opción tarifaria BT5B de cada uno de los Sectores de Distribución Típicos según corresponda,

#### **4. Propuestas de las Tarifas del Servicio Prepago**

Las empresas de distribución eléctrica remitirán sus propuestas de las tarifas del servicio prepago, en medio impreso y archivos magnéticos. Los puntos que deberán contener como mínimo las propuestas son los siguientes:

- Introducción.
- Tarifas del servicio prepago.
  - CCSP
  - Costo del presupuesto de conexión y su MRC
- Resumen de resultados.

#### **Introducción**

Contiene los aspectos relevantes y criterios técnicos utilizados en la determinación de las tarifas del servicio prepago.

#### **Tarifas del servicio prepago**

Contiene la descripción, cálculos y resultados de la determinación de los parámetros CCSP y del Costo del presupuesto de conexión y su MRC, los Formatos N° 1, 2 y 3; y la información sustentatoria de los resultados obtenidos.

Para el CCSP se deberá describir y sustentar la tecnología y esquema de funcionamiento comercial propuestos para el servicio prepago. Asimismo, se deberá sustentar los costos unitarios y requerimientos mensuales de personal, recursos y servicios; el porcentaje de gastos generales; tamaño de usuarios potenciales y el consumo de energía mensual promedio.

Para el costo del presupuesto de conexión y su MRC se deberá sustentar los costos unitarios y requerimientos de materiales y recursos considerados, así como los costos de instalación y mantenimiento obtenidos, teniendo presente lo siguiente:

- Costos de materiales a través de documentos como órdenes de compra, facturas, adjudicaciones de licitaciones y/o concursos.
- Costos de recursos a través de documentos facturas, contratos o documentos equivalentes.
- Requerimientos de materiales de acuerdo a diseños estándar de conexiones eléctricas con medidores prepago.
- Requerimientos de recursos a través de análisis de rendimientos y conformación de cuadrillas de trabajo, indicando los tiempos de cada categoría de recurso (mano de obra, transporte y equipos).
- Análisis del porcentajes del contratista, costos de stock y gastos generales de la empresa de distribución eléctrica.

Se deberá incluir información técnica e informes de evaluación de proyectos pilotos de implementación de servicios prepago realizados por la empresas de distribución eléctrica, indicando las características técnicas del medidor prepago, esquema de funcionamiento comercial implementado, aspectos relevantes de la implementación del servicio prepago, gestión de la información, esquemas de instalación, mantenimiento y otros relacionados.

## Exposición de Motivos

Mediante Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2005, se aprobó la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose introducido en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago, atendiendo a que dicha opción facilitará el acceso al consumo de energía eléctrica para varias categorías de usuarios, principalmente para los usuarios residenciales de bajos y aleatorios ingresos económicos, permitiéndoles adecuar su consumo a sus ingresos, pudiendo adquirir fracciones variables de energía eléctrica en la oportunidad y periodicidad que les resulte más conveniente.

Al respecto, la Cuarta Disposición Transitoria de la referida Norma, dispone que dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados desde la fecha de publicación de la misma, el OSINERG establecerá los criterios y procedimientos para efectos de que las empresas de distribución eléctrica presenten sus propuestas de tarifas del servicio prepago.

Considerando que las tarifas del servicio prepago se encuentran vinculadas al Valor Agregado de Distribución, resulta necesario que su fijación, al igual que los demás Cargos Fijos aplicables a las otras opciones tarifarias, se realice dentro del procedimiento para la determinación del Valor Agregado de Distribución establecido en el Anexo C de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD.

Atendiendo a que la próxima fijación del Valor Agregado de Distribución se realizará en el año 2009 y que la determinación de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica se efectuará en el año 2007, excepcionalmente es necesario establecer un procedimiento especial para la fijación de las tarifas del servicio prepago que se aplicará por única vez, así como los criterios y procedimientos de cálculo que deben aplicar las empresas de distribución eléctrica en sus propuestas para la determinación de dichas tarifas, cuyos cargos fijos regirán desde su fijación hasta el 31 de octubre de 2009, y cuyo costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento del servicio prepago regirán desde su fijación hasta el 31 de agosto del 2007.

La Resolución OSINERG N° 033-2006-OS/CD dispuso la publicación del Proyecto de Resolución que establece diversas disposiciones sobre la fijación de las tarifas prepago en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERG aprobado por D.S. N° 054-2001-PCM y con el objeto que los interesados remitan por escrito sus observaciones y/o comentarios a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART).

A consecuencia de la publicación del documento mencionado se recibieron observaciones y comentarios de empresas de distribución eléctrica, los mismos que han sido analizados por la GART.

Como resultado de los análisis realizados se ha preparado la Resolución que aprueba Procedimiento especial y criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago.

**DECRETO DE URGENCIA N°007-2006****(Publicado en el Diario Oficial el 10 de mayo del año 2006)**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 58 de la Constitución Política del Perú, es deber del Estado actuar en el ámbito de los servicios públicos;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844 (en adelante, la LCE), el Servicio Público de Electricidad, definido como el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, es de utilidad pública;

Que, a inicios del año 2004, el inusitado incremento de la brecha entre los costos marginales de corto plazo para la generación de electricidad y la Tarifa en Barra fijada por OSINERG, produjo una falta de incentivos en las empresas generadoras de electricidad para contratar potencia y energía destinadas al mercado de usuarios regulados, lo que trajo como consecuencia que algunas empresas distribuidoras de electricidad efectuasen retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, el SEIN) para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, originándose con ello un problema económico y financiero grave, extraordinario y no previsto en la normatividad vigente, consistente en el rompimiento de la cadena de pagos, que puso en peligro la estabilidad económica el sistema eléctrico y la continuidad del Servicio Público de Electricidad;

Que, dada la situación antes descrita, las empresas privadas de generación de electricidad se comprometieron a asumir los retiros de potencia y energía del SEIN efectuados sin respaldo contractual por parte de las empresas distribuidoras de electricidad, durante el período comprendido entre enero y junio del año 2004, cobrando a éstas la Tarifa en Barra fijada por OSINERG;

Que, por su parte, ante dicha situación de crisis en el mercado eléctrico peruano, el Estado también adoptó diversas medidas para paliar sus efectos, tales como la dación del Decreto de Urgencia N° 007-2004, mediante el cual se estableció que el COES atribuyera a todas las empresas generadoras de electricidad cuyas acciones fueran de propiedad y/o administradas por FONAFE, los retiros de potencia y energía destinados a atender el Servicio Público de Electricidad efectuados sin contratos de suministro, entre los meses de julio y diciembre de 2004, disponiendo además que las referidas empresas generadoras facturasen los mencionados retiros a los Precios de Barra fijados por OSINERG, impidiendo así que se alterasen las condiciones ordinarias en las que el servicio público respectivo es prestado;

Que, si bien las referidas acciones resolvieron la contingencia presentada en el mercado eléctrico peruano durante el año 2004, al no implicar éstas la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, resultaba previsible que la situación de crisis presentada durante ese año se repetiría a partir de enero del año 2005, inclusive

en mayor magnitud, debido al crecimiento vegetativo de la demanda del mercado regulado, así como al vencimiento de otros contratos de suministro de potencia y energía durante los días 2005 y 2006, respectivamente;

Que, por tanto, era indispensable encontrar una solución definitiva que implicase el establecimiento de un mecanismo que brindase estabilidad y predictibilidad a los precios de la energía entre empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, incentivando con ello la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo, así como la atracción de nueva inversión en generación necesaria para atender el crecimiento de la demanda eléctrica del país;

Que, en ese contexto, en noviembre de 2004, la Comisión Especial Pro Inversión del Congreso de la República, abordó la problemática del mercado eléctrico peruano con la participación del Ministerio de Energía y Minas, OSINERG y de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad involucradas en el problema de los retiros sin contrato de potencia y energía del SEIN, llegándose a diversos acuerdos para coadyuvar a solucionar la crisis y sus futuras implicancias;

Que, en virtud de las reuniones sostenidas en la citada Comisión Especial, fue expedida la Ley N° 28447, mediante la cual, se realizaron modificaciones a la LCE, principalmente, en relación a la fijación de las Tarifas en Barra y a la suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36 de dicha Ley hasta el 31 de diciembre del 2007;

Que, asimismo, con la expedición de la Ley N° 28447 referida se creó una Comisión conformada por el Ministerio de Energía y Minas y OSINERG, a efectos de desarrollar y presentar un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, mediante el planteamiento de un esquema sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, y atrajese nueva inversión en generación;

Que, el desarrollo e implantación de un nuevo esquema normativo y regulatorio basado en el referido proyecto de ley, requería de un plazo prudente de estabilidad, y por tanto, era necesario resolver la situación de la falta de contratos de abastecimiento de potencia y energía en el mercado eléctrico peruano, de manera transitoria, hasta que el nuevo esquema entrara en plena operatividad;

Que, en virtud de lo anterior, en el seno de la Comisión Especial referida, las empresas generadoras de electricidad, incluida ELECTROPERU SA., firmaron un acta de compromiso, obligándose a suscribir los respectivos contratos para el abastecimiento de potencia y energía con las empresas distribuidoras de electricidad que no tuviesen contrato vigente, para la atención de la demanda del mercado regulado por un plazo de tres (3) años, hasta el 31 de diciembre de 2007, así como a renovar hasta el 31 de diciembre de 2007, aquellos contratos de abastecimiento de potencia y energía para la atención del Servicio Público de Electricidad que estuviesen vigentes al 1 de enero de 2005;

Que, en mérito del compromiso asumido, y sobre la base del cabal y responsable cumplimiento de éste por parte de los representantes de las empresas generadoras de electricidad, se aseguraba la inexistencia de retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de abastecimiento, mientras se realizaban los ajustes necesarios en la

legislación aplicable, de manera tal que se evitara una nueva crisis en el mercado eléctrico;

Que, a la fecha, todas las empresas generadoras de electricidad que asumieron el compromiso al que se refiere el considerando precedente, han cumplido con celebrar o renovar los contratos respectivos, con excepción de ELECTROPERU S.A., empresa que no ha cumplido con renovar su contrato de suministro de potencia y energía con las empresas del grupo Distriluz, de propiedad del Estado, las cuales representan el abastecimiento de aproximadamente el treinta por ciento (30%) de la totalidad de los usuarios regulados del país;

Que, dicho incumplimiento por parte de ELECTROPERÚ S.A. viene originando nuevamente la existencia de retiros de potencia y energía del SEIN sin contar con los contratos de respaldo correspondientes, lo que podría generar, de no tomarse las medidas correctivas necesarias, una situación más grave aún que aquélla que fue solucionada mediante la expedición del Decreto de Urgencia N° 007-2004, y las demás medidas antes señaladas durante el año 2004, toda vez que la magnitud de los retiros de potencia y energía del SEIN que se está verificando actualmente en el mercado eléctrico peruano, sería equivalente al doble de la registrada en el año 2004;

Que, de otro lado, el 7 de febrero de 2006, debido a las fuertes lluvias, se produjo un deslizamiento de piedras y lodo, que inundó las instalaciones de la tubería forzada (penstock), patio de llaves, reservorio, canal de aducción hacia Aricota 2, y del sótano y primer nivel de la Central Hidroeléctrica Aricota 1 de propiedad de la empresa estatal de generación EGESUR S.A., de 23,8 MW de potencia instalada, dejándola totalmente fuera de servicio;

Que, debido a la gravedad de los daños la recuperación de la referida central hidroeléctrica está programada para culminarse en el mes de marzo de 2007, por lo cual la empresa generadora EGESUR S.A. carece de capacidad de producir energía para atender sus compromisos de suministro de potencia y energía con empresas distribuidoras destinados a usuarios regulados, resultando indispensable resolver el contrato celebrado con Electro Sur S.A., empresa distribuidora de propiedad del Estado, por causal de fuerza mayor;

Que, en virtud de lo anterior se prevé que la empresa distribuidora afectada por la resolución del contrato antedicho, seguirá efectuando retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos que los respalden, a fin de mantener la continuidad del Servicio Público de Electricidad dentro de sus zonas de concesión, con lo cual se agrava la situación de crisis en mercado eléctrico nacional;

Que, la crisis antes descrita, implica nuevamente una amenaza para la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico y por ende del Servicio público de Electricidad; Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 58 de la Constitución Política del Perú, no sólo es deber del Estado supervisar y regular el funcionamiento de los servicios públicos, sino también, en su calidad de titular del Servicio Público de Electricidad, ejercitar las acciones necesarias a fin de impedir la afectación de dicho servicio y asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el numeral 19 del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, corresponde al Presidente de la República dictar

medidas extraordinarias, a través de decretos de urgencia con fuerza de ley, en materia económica y financiera, cuando así lo requiera el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

Que, el deslizamiento de piedras y lodo que provocó la salida de servicio de la Central Hidroeléctrica Aricota 1 y el incumplimiento por parte de ELECTROPERU S.A. del compromiso de renovar el contrato con las empresas del Grupo Distriluz, constituyen hechos o actos extraordinarios e imprevisibles, además de altamente perjudiciales para el sistema eléctrico peruano, en tanto que, en el corto plazo, podrían traer consecuencias nefastas para la continuidad del Servicio Público de Electricidad;

Que, dada la situación antes descrita, es necesario establecer las medidas excepcionales pertinentes ante la contingencia presentada y cautelar el interés nacional, evitando la ruptura de la cadena de pagos en el mercado eléctrico y asegurando que el suministro regular de energía eléctrica no se vea interrumpido;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 64 del Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, es obligación de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, garantizar, entre otros aspectos, la continuidad del servicio eléctrico;

Que, en este contexto, la Comisión conformada por el Ministerio de Energía y Minas y OSINERG elaboró una propuesta de ley que contenía un nuevo mecanismo para asegurar la existencia de contratos de mediano y largo plazo para atender el Servicio público de electricidad entre generadoras y distribuidoras de electricidad. Este mecanismo se basa en licitaciones públicas a cargo de las distribuidoras, en las que los precios resultantes permanecen constantes en términos reales a lo largo del contrato y se trasladan íntegramente al usuario regulado.

Que, la ventaja de este mecanismo es que asegura un precio estable y predecible por un plazo relativamente largo, eliminando la inseguridad sobre las tarifas fijadas administrativamente por OSINERG, lo cual constituye un incentivo adecuado para la instalación de nuevas plantas de generación eficientes, incrementando por tanto la competencia por el mercado lo que se debe traducir indudablemente en menores precios para los distribuidores y por ende para los usuarios finales.

Que, de acuerdo a tales consideraciones, la situación amerita el uso de la facultad otorgada por el numeral 19 del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros; y,

Con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

DECRETA:

**Artículo 1.- Interés público.-** Declárese de interés público la adopción de medidas excepcionales para resolver la crisis presentada en el sistema eléctrico nacional a partir de la existencia de retiros de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional sin respaldo contractual, evitando así la ruptura de la cadena de pagos en el mercado eléctrico y asegurando la continuidad del suministro regular de energía eléctrica para el Servicio Público de Electricidad.

**Artículo 2.- Licitación a Precio Firme para Electro Sur S.A. y Grupo Distriluz.-** Las empresas distribuidoras de electricidad Electro Sur SA. y aquéllas que conforman el Grupo Distriluz, quedan autorizadas durante el presente año, a efectuar una licitación pública para conseguir ofertas de suministro, con las características que se indican a continuación, una vez que se verifique el vencimiento del plazo de vigencia originalmente pactado o la resolución contractual por causal de fuerza mayor debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

- a) Contratos que cubran la demanda y crecimiento vegetativo asociados a los contratos de suministro ya finalizados. El plazo de vigencia de los contratos respectivos será de cinco (5) años. Se considerará como fecha de inicio el día siguiente al de la terminación del contrato anterior.
- b) Precios de venta de generador a distribuir como sigue<sup>1</sup>:
  - (i) Para el período comprendido entre la fecha de inicio señalada en el literal anterior y la fecha de suscripción del nuevo contrato, producto de la licitación, los precios aplicables serán los correspondientes precios regulados por OSINERG vigentes durante tal período.
  - (ii) Para el resto del período de vigencia del nuevo contrato, los precios aplicables serán los resultantes de la licitación, teniendo como máximo las Tarifas en Barra vigentes a la fecha de convocatoria de la licitación y serán firmes a lo largo de la vigencia del contrato, no pudiendo ser variados por acuerdo de las partes salvo autorización previa de OSINERG.
- c) Fórmulas de reajuste aplicables a los mencionados precios firmes según lo definido por OSINERG.

**Artículo 3.- Licitación a Precio Firme para otras empresas.-** Cualquier otra empresa cuyos contratos de suministro pierdan vigencia durante el año 2006, por cumplimiento del plazo de finalización de la vigencia originalmente pactado, o por causal de fuerza mayor, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas, estará autorizada a realizar una licitación pública en los mismos términos y condiciones establecidos en el artículo 2 del presente Decreto de Urgencia<sup>2</sup>.

**Artículo 4.- Precios aplicables a Usuarios Finales.-** El precio a nivel de generación para los usuarios regulados de los distribuidores que hayan suscrito contratos al amparo de los artículos anteriores, se calculará como el promedio ponderado de los siguientes precios:

---

<sup>1</sup> El Artículo 2° del D.S. 038-2006-EM publicado en el Diario Oficial el día 26.07.2006, mediante el cual se reglamenta al D.U. 007-2006, establece que, para efecto de lo dispuesto por el Artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 007-2006, los cambios en las condiciones comerciales en ningún caso implicarán la modificación de lo establecido en el literal b) del artículo 2° del referido Decreto de Urgencia.

<sup>2</sup> Párrafo corregido mediante Fe de Erratas publicada con fecha 17.05.2006 en el Diario Oficial. El párrafo que originalmente había sido publicado era el siguiente: "Artículo 3.- Licitación a Precio Firme para otras empresas.- Cualquier otra empresa cuyos contratos de suministro pierdan vigencia durante el año 2006, por cumplimiento del plazo de finalización de la vigencia originalmente pactado, o por causal de fuerza mayor, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas, estará autorizada a realizar una licitación pública en los mismos términos y condiciones establecidos en el artículo 1 del presente Decreto de Urgencia".



- a) Por cada contrato, el promedio del precio obtenido en la licitación y el precio máximo señalados en el artículo 2 del presente Decreto de Urgencia.<sup>3</sup>
- b) Tarifas en Barra para el caso de todos sus contratos diferentes a los indicados en el literal anterior.

Para efectos de la determinación de los precios a nivel generación, los precios usados en los incisos a) y b), no incluirán los cargos de transmisión<sup>4</sup>.

Durante la vigencia de los contratos resultante de la licitación, OSINERG establecerá el mecanismo de compensación entre los usuarios regulados, a fin de que el precio a nivel de generación aplicable a todos los usuarios regulados en el SEIN, sea único, excepto por los correspondientes factores de pérdidas.<sup>5</sup>

**Artículo 5.- Bases, características y conducción de la licitación.-** La licitación será conducida por cada empresa distribidora, la que será responsable de elaborar las correspondientes bases de licitación y de presentarlas a OSINERG para su aprobación. Las empresas distribidoras podrán asociarse para realizar una licitación única, en cuyo caso, la licitación será conducida por la empresa que licite la mayor demanda.

En caso la licitación resultara desierta total o parcialmente, se deberá realizar una segunda convocatoria por la parte faltante en un plazo no mayor de 30 días hábiles, efectuando los cambios en las condiciones comerciales de las bases de licitación que sean necesarios<sup>6</sup>.

**Artículo 6.- Exoneración de Ley de Adquisiciones y Contrataciones del Estado.-** Para efecto de las licitaciones a que se refiere el presente Decreto de Urgencia, y por única vez, exonerese a las empresas distribidoras con participación accionaria, a Electroperú y al OSINERG, de la aplicación de la Ley de Adquisiciones y Contrataciones del Estado<sup>7</sup>.

---

<sup>3</sup> Literal corregido mediante Fe de Erratas publicada con fecha 17.05.2006 en el Diario Oficial. El literal que originalmente había sido publicado era el siguiente: "a) Por cada contrato, el promedio del precio obtenido en la licitación y el precio máximo señalados en el artículo anterior"

<sup>4</sup> Párrafo corregido mediante Fe de Erratas publicada con fecha 17.05.2006 en el Diario Oficial. El párrafo que originalmente había sido publicado, señalaba: "Para efectos de la determinación de los precios a nivel generación, los precios usados en los incisos a) y b), no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los usuarios".

<sup>5</sup> Párrafo corregido mediante fe de Erratas publicada el día 17.05.2006. El párrafo que había sido publicado era el siguiente: "OSINERG establecerá el mecanismo de compensación entre los usuarios regulados, a fin de que el precio a nivel de generación aplicable a todos los usuarios regulados en el SEIN, sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión".

<sup>6</sup> El Artículo 2° del D.S. 038-2006-EM publicado en el Diario Oficial el día 26.07.2006, mediante el cual se reglamenta al D.U. 007-2006, establece que, para efecto de lo dispuesto por el Artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 007-2006, los cambios en las condiciones comerciales en ningún caso implicarán la modificación de lo establecido en el literal b) del artículo 2° del referido Decreto de Urgencia.

<sup>7</sup> Artículo corregido mediante Fe de Erratas publicada el día 17.05.2006. El artículo que originalmente había sido publicado, señalaba: "Artículo 6°.- Para efecto de las licitaciones a que se refiere el presente Decreto de Urgencia, y por única vez, exonerase a las empresas distribidoras con participación accionaria del Estado de la aplicación de la Ley de Adquisiciones y Contrataciones del Estado".

**Artículo 7.- Normas complementarias.-** En un plazo no mayor de treinta días hábiles, el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG podrán establecer las normas complementarias y los procedimientos que se requieran para la aplicación del presente Decreto de Urgencia<sup>8</sup>.

**Artículo 8.- Vigencia del Decreto de Urgencia.-** El presente Decreto de Urgencia tendrá vigencia a partir del día siguiente a su publicación y hasta el 31 de diciembre de 2006.

**Artículo 9.- Refrendo.-** El presente Decreto de Urgencia será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas, el Ministro de Economía y Finanzas y por el Ministro de Justicia.

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

ALEJANDRO TOLEDO  
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD  
Presidente del Consejo de Ministros

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA  
Ministro de Energía y Minas

FERNANDO ZAVALA LOMBARDI  
Ministro de Economía y Finanzas

ALEJANDRO TUDELA CHOPITEA  
Ministro de Justicia

---

<sup>8</sup> Artículo corregido mediante Fe de Erratas publicada el día 17.05.2006. El artículo que originalmente había sido publicado, señalaba "Artículo 7.- Normas complementarias.- En un plazo no mayor de treinta días hábiles, el Ministerio de Energía y Minas podrá establecer las normas complementarias y OSINERG establecerá los procedimientos que se requieran para la aplicación del presente Decreto de Urgencia".

**ENERGÍA Y MINAS**
**Reglamento del Decreto de Urgencia  
 N° 007-2006**
**DECRETO SUPREMO  
 N° 038-2006-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto de Urgencia N° 007-2006 publicado en el Diario Oficial El Peruano con fecha 10 de mayo de 2006 y su respectiva Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 17 de mayo de 2006, entre otros aspectos, se declaró de interés público la adopción de medidas excepcionales para resolver la crisis verificada en el sistema eléctrico nacional a la luz de la existencia de retiros de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) sin respaldo contractual;

Que, puntualmente, la crisis antes referida, ha tenido como origen la no renovación, por parte de Electroperú S.A., del contrato de suministro de potencia y energía con las empresas del grupo Distriluz, de propiedad del Estado, así como la resolución por causal de fuerza mayor del contrato de suministro celebrado entre Egesur S.A. y la distribuidora estatal Electro Sur S.A., lo que además de producir la ruptura de la cadena de pagos en el mercado eléctrico, implicaría nuevamente, como sucedió en el año 2004, una amenaza para la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico y por ende del Servicio Público de Electricidad;

Que, en virtud de ello y con la intención de encontrar una solución a la problemática planteada, mediante lo dispuesto por el artículo 2° del Decreto de Urgencia N° 007-2006 referido, se autorizó a las empresas distribuidoras de electricidad Electro Sur S.A. y a aquéllas que conforman el Grupo Distriluz, a efectuar durante el presente año una licitación pública para conseguir ofertas de suministro de energía y potencia, de acuerdo a las condiciones establecidas en la misma norma, y una vez que se hubieren verificado el vencimiento del plazo de vigencia originalmente pactado o la resolución contractual por causal de fuerza mayor debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas en los contratos respectivos;

Que, asimismo, en mérito de lo dispuesto por el artículo 3° del mencionado Decreto de Urgencia N° 007-2006, se autorizó también a cualquier otra empresa cuyos contratos de suministro perdieran vigencia durante el año 2006, a efectuar una licitación pública como la antes referida, en los mismos términos que los establecidos para las empresas autorizadas de acuerdo al considerando anterior;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 5° del referido Decreto de Urgencia, cada empresa distribuidora es responsable de elaborar las bases de las licitaciones correspondientes y de presentarlas a OSINERG para su aprobación;

Que, asimismo, de conformidad con el mencionado artículo 5° del Decreto de Urgencia, si una licitación pública convocada resulta desierta total o parcialmente, se debe realizar una segunda convocatoria por la parte faltante, en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles, efectuándose los cambios que sean necesarios en las condiciones comerciales de las bases de licitación;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 7° del Decreto de Urgencia N° 007-2006, el Ministerio de Energía y Minas puede establecer las normas complementarias requeridas para la aplicación del referido Decreto de Urgencia;

Que, resulta necesario establecer algunas precisiones respecto a la realización de las licitaciones a las que se refiere el Decreto de Urgencia N° 007-

2006, con la finalidad que éstas se realicen de acuerdo a los objetivos planteados y de una manera eficaz;

Que, de acuerdo a lo anterior, resulta necesario precisar que, en ningún caso el precio final resultante de las licitaciones podrá superar la Tarifa en Barra fijada por OSINERG al momento de la convocatoria respectiva, con la finalidad de cautelar los intereses de los usuarios regulados;

Que, asimismo, resulta conveniente establecer determinados plazos aplicables a los procesos de licitación cuya ejecución posibilita el Decreto de Urgencia N° 007-2006, mientras OSINERG no apruebe los correspondientes Lineamientos Generales y Modelo de Contrato referidos en la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 294-2006-OS/CD, publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 24 de junio de 2006, a fin de evitar dilaciones innecesarias;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo y por el inciso 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

**Artículo 1°.- Condiciones Comerciales**

Para efecto de lo dispuesto por el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 007-2006, los cambios en las condiciones comerciales en ningún caso implicarán la modificación de lo establecido en el literal b) del artículo 2° del referido Decreto de Urgencia.

**Artículo 2°.- Plazos aplicables a los procesos de licitación**

Mientras que OSINERG no apruebe los Lineamientos Generales y Modelo de Contrato a que se refiere la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 294-2006-OS/CD, las empresas distribuidoras cuyos contratos de suministro para el mercado regulado se encuentren vencidos, presentarán a OSINERG sus respectivas propuestas de Bases de Licitación Pública a las que se refiere el Decreto de Urgencia N° 007-2006, luego de lo cual, se seguirá el siguiente cronograma:

Etapa	Responsable	Plazo Máximo
Aprobación de Bases de la Licitación Pública	OSINERG	Hasta cinco (5) días hábiles después de recibida la Propuesta de Bases o absueltas satisfactoriamente las observaciones que OSINERG pudiera formular.
Convocatoria a la Licitación Pública	Empresa Distribuidora	Hasta tres (3) días hábiles después de aprobadas las Bases de la Licitación Pública.
Otorgamiento de Buena Pro de la Licitación Pública	Empresa Distribuidora	Hasta veinte (20) días hábiles de efectuada la Convocatoria a la Licitación Pública.

**Artículo 3°.- Vigencia**

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

**Artículo 4°.- Refrendo**

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veinticinco días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO  
 Presidente Constitucional de la República

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA  
 Ministro de Energía y Minas

00465-2

## RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 442-2006-OS/CD

Lima, 26 de Septiembre de 2006

Las empresas de distribución eléctrica, han presentado al Organismo Supervisión de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") sus propuestas de Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad, a que se refiere el "Procedimiento Especial, Criterios y Procedimientos de Cálculo para la Fijación de Tarifas del Servicio Prepago". El resultado del procedimiento seguido se contempla en la presente resolución, para lo cual el OSINERG ha tomado en cuenta lo siguiente:

### 1.- ANTECEDENTES

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, se aprobó la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", habiéndose considerado en la misma la opción tarifaria BT7 mediante medidor prepago;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, se establecieron los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario aplicables al periodo noviembre 2005 - octubre 2009;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, se modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y se dictaron disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad;

Que, mediante la Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD, el Consejo Directivo del OSINERG aprobó el "Procedimiento Especial, Criterios y Procedimientos de Cálculo para la Fijación de Tarifas del Servicio Prepago";

Que, el procedimiento contenido en el Anexo N° 1 de la resolución antes mencionada, se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como la presentación de las Propuestas de Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad, la publicación de propuestas y convocatoria a Audiencia Pública, la Audiencia Pública para que las Empresas de Distribución Eléctrica expongan y sustenten sus propuestas, así como respondan a las consultas de los asistentes, la etapa de observaciones a dichas propuestas por parte del OSINERG y la absolución de las mismas por las empresas, la publicación de la absolución de observaciones y de las Propuestas Definitivas de Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad, la prepublicación del Proyecto de Resolución que fija las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad con la relación de la información que lo sustenta, dispuesta mediante Resolución OSINERG N° 372-2006-OS/CD publicada el 14 de agosto de 2006, la Audiencia Pública Descentralizada donde el OSINERG expuso y sustentó el proyecto de resolución prepublicado, así como respondió a las preguntas de los asistentes y, finalmente, el análisis de las opiniones y sugerencias presentadas con respecto al proyecto de resolución prepublicado;

Que, la siguiente etapa prevista en el mencionado procedimiento, consiste en la publicación de la Resolución de Fijación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad, lo cual motiva la expedición de la presente.

## 2.- ANÁLISIS DEL OSINERG

Que, el OSINERG, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, y el artículo 27° de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de regular aspectos vinculados al servicio público de electricidad que dispongan las normas sectoriales;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 142° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenden la lectura, el procesamiento de la misma, emisión y distribución del recibo o factura y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociado al usuario;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el inciso i) del artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, corresponde al OSINERG fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del servicio público de electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de 30 años. Tratándose de equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará una vida útil no menor de 15 años;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 172°, del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el equipo de medición prepago del tipo monocuerpo se instalará al interior del predio del usuario, quien autorizará al concesionario el acceso al mismo las veces que éste lo requiera, disponiendo la citada norma que tratándose de equipos de medición prepago del tipo bicuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y al interior del mismo la respectiva unidad de control. Para ambos tipos de medición prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente;

Que, de conformidad con lo dispuesto por los artículos 163° y 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y por el artículo 5° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, tratándose de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición, el importe por alumbrado público y el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y de modo similar, por uniformidad de criterio, el Cargo Fijo Comercial del Servicio Prepago, serán aplicados en la primera compra de energía del sistema prepago de electricidad de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, estos montos mensuales se acumularán y serán deducidos en la siguiente compra de energía;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, el OSINERG deberá considerar esquemas diferenciados en la regulación de tarifas de distribución que permitan incluir la variación en los costos de comercialización por aplicación del sistema prepago de electricidad;

Que, de acuerdo a lo señalado en los considerandos que anteceden, es necesario adecuar el cálculo de los cargos tarifarios de la Opción Tarifaria BT7 establecido por la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD;

Que, de otro lado, los artículos 25°, 26° y 27°, Capítulo Séptimo, de la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada mediante Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, han sufrido modificaciones conforme a lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, que incorpora al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, entre otras disposiciones, los criterios y procedimientos aplicables a la facturación y sus condiciones de aplicación, de los usuarios prepago, siendo necesario por tanto adecuarlos a los cambios establecidos por dicho Decreto Supremo, a efectos de evitar confusiones en los interesados;

Que, atendiendo a lo dispuesto por el “Procedimiento Especial, Criterios y Procedimientos de Cálculo para la Fijación de Tarifas del Servicio Prepago”, aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD, el cargo fijo del sistema prepago de electricidad regirá desde su determinación hasta el 31 de octubre de 2009;

Que, atendiendo a lo dispuesto por el “Procedimiento Especial, Criterios y Procedimientos de Cálculo para la Fijación de Tarifas del Servicio Prepago”, aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD, el costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento del sistema prepago de electricidad, regirá desde su aprobación hasta el 31 de agosto del 2007;

Que, el [Informe Técnico OSINERG-GART/DDE-051-2006](#), contiene los antecedentes, criterios y resultados que sustentan la presente resolución de Fijación de las Tarifas de Electricidad del Servicio Prepago, complementando conjuntamente con el [Informe de la Asesoría Legal OSINERG-GART/AL-110-2006](#), la motivación que sustenta la decisión del OSINERG, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3°, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERG aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, que aprueba disposiciones para la implementación del sistema prepago de electricidad.

## RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Fíjese el Cargo Fijo del servicio prepago de electricidad de la opción tarifaria BT7, su fórmula de actualización y las fórmulas de los cargos tarifarios de la opción tarifaria BT7, como sigue:

### 1. Definición de Parámetros

Parámetro	Descripción
$\alpha_{MT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
$\alpha_{BT}$	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT
$\beta$	Factor de descuento por pago adelantado
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./mes)
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
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
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW-mes)

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

## 2. Opción Tarifaria BT7 del Servicio Prepago de Electricidad

La opción tarifaria para usuarios de baja tensión (BT7) del servicio prepago de electricidad es la siguiente:

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos Tarifarios
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica Medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo Comercial del Servicio Prepago b) Cargo por energía activa

Los cargos tarifarios para la opción tarifaria BT7 se obtendrá según la fórmula tarifaria siguiente:

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

CCSP

B) Cargo por energía activa (S/./kW.h) = b1 + b2 + b3

b1 = PEMT x PEPT x PE x  $\beta$

b2 = (PPMT x PPBT x PP x  $\beta$ ) / NHUBTPRE

b3 = {VMTPP x [ 1 - ( $\alpha_{MT}$  /100) ] x PPBT + VBTPP x [ 1 - ( $\alpha_{BT}$  /100) ] } x  $\beta$  / NHUBTPRE

El factor de descuento por pago adelantado  $\beta$  es igual a 0.9859.

En la presente Resolución se fijará Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP).

Según lo dispuesto por la Resolución OSINERG N° 078-2006-OS/CD, para el NUHBTPRE se adoptará el Número de Horas de Uso de Baja Tensión de la opción tarifaria BT5B de cada uno de los Sectores de Distribución Típicos según corresponda.

El resto de parámetros han sido fijados mediante la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD.

## 3. Cargo Comercial del Servicio Prepago de Electricidad

El Cargos Comercial del Servicio Prepago de electricidad (CCSP) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por usuario-mes (S/./mes):

Tecnología de Recarga	Sector Típico 1	Sector Típico 2	Sector Típico 3	Sector Típico 4	Sector Típico 5
Códigos				2.186	2.186
Tarjetas				1.957	1.957
Códigos/Tarjetas	1.775	1.745	1.745		

El costo de reposición de la tarjeta inteligente para todos los sectores típicos es S/. 0.17.

## 5. Fórmula de Actualización del Cargo Comercial del Servicio Prepago de Electricidad

La fórmula de actualización que se propone para el Cargo comercial del Servicio Prepago (CCSP) es la siguiente:

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

Siendo:

IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se utilizará el último valor disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

El valor base que se utilizará en la fórmula de actualización es:

$$IPM_0 \quad : \quad 172.301372$$

- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de marzo de 2006.

El FACCCSP se aplicará para actualizar el costo de reposición de las tarjetas inteligentes.

La actualización del cargo comercial del servicio prepago de electricidad y el costo de reposición de la tarjeta inteligente se realizará en la misma oportunidad que la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme a lo previsto en la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD y su modificatoria Resolución OSINERG N° 021-2006-OS/CD, o aquella que la reemplace.

**Artículo 2°.-** Fijense los valores máximos del presupuesto de conexión, del cargo mensual de reposición y mantenimiento, de los costos por metro de cable y de los costos por cambio a conexión eléctrica prepago, aplicables a los usuarios finales del servicio prepago de electricidad, así como sus fórmulas de actualización, de acuerdo a lo siguiente:

### 1 Fórmulas de Cálculo

#### 1.1 Definición de Parámetros

PCCXP	:	Presupuesto de la conexión eléctrica prepago.
PCCMC	:	Costo por metro de cable.
PCCCC	:	Costo por cambio a conexión eléctrica prepago.
PCCVE	:	Costo adicional por vereda.
PCCMU	:	Costo adicional por murete.
PCCMA	:	Costo adicional por mástil.
CR	:	Cargo de reposición de la conexión eléctrica prepago.



- CM : Cargo de mantenimiento de la conexión eléctrica prepago.
- CRM : Cargo de reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica prepago.

## **1.2 Presupuesto de la Conexión Eléctrica Prepago**

### **1.2.1 Parámetro del Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago (PCCXP)**

El parámetro del presupuesto de la conexión eléctrica prepago con medidores monocuerpo y bicuerpo (PCCXP), que comprende la conexión básica y el tipo de medidor según corresponda, se detalla en el Anexo N° 1, como sigue:

- Tabla N° 1.1: Presupuesto de conexión eléctrica prepago con medidores monocuerpo.
- Tabla N° 1.2: Presupuesto de conexión eléctrica prepago con medidores bicuerpo.

### **1.2.2 Parámetro del Costo por Metro de Cable (PCCMC)**

El parámetro del costo por metro de cable (PCCMC) se aplica al presupuesto de la conexión eléctrica prepago, según las cantidades de cable necesarias, en los siguientes casos:

- Instalación de cable de energía (cable concéntrico), según la potencia conectada, para la conexión del medidor monocuerpo al interior del predio del usuario.
- Instalación de cable de control para la conexión de la unidad de control del medidor bicuerpo al interior del predio del usuario.

El PCCMC se detalla en el Anexo N° 2, como sigue:

- Tabla N° 2.1: Costo por metro de cable de energía para la conexión eléctrica prepago con medidor monocuerpo.
- Tabla N° 2.2: Costo por metro de cable de control para la conexión eléctrica prepago con medidor bicuerpo.

### **1.2.3 Parámetro del Costo Adicional por Vereda, Murete y Mástil (PCCVE, PCCMU y PCCMA)**

El parámetro PCCVE se aplica cuando la acometida sea subterránea o aérea-subterránea con vereda de acuerdo a los requerimientos de cada conexión eléctrica prepago. Los parámetros PCCMU y PCCMA se aplican cuando el usuario lo solicite expresamente.

Los parámetros PCCVE, PCCMU y PCCMA son iguales a los valores actualizados, fijados mediante la Resolución OSINERG N° 142-2003-OS/CD.

### **1.2.4 Fórmulas de Cálculo del Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago**

El presupuesto de conexión eléctrica prepago se calculará para los diferentes tipos de conexiones, como sigue:

**1) Acometida Aérea**

PCCXP + PCCMC + PCCMU + PCCMA

**2) Acometida Subterránea sin Vereda**

PCCXP + PCCMC + PCCMU

**3) Acometida Subterránea con Vereda**

PCCXP + PCCMC + PCCMU + PCCVE

**4) Acometida Mixta sin Vereda**

PCCXP + PCCMC + PCCMU + PCCMA

**5) Acometida Mixta con Vereda**

PCCXP + PCCMC + PCCMU + PCCMA + PCCVE

**1.3 Cargo de Reposición de la Conexión Eléctrica Prepago (CR)**

El cargo de reposición mensual para la conexión eléctrica prepago para los diferentes tipos de conexiones, se detallan en el Anexo N° 3, como sigue:

- Tabla N° 3.1: Cargo de reposición de la conexión eléctrica prepago con medidores monocuerpo.
- Tabla N° 3.2: Cargo de reposición de la conexión eléctrica prepago con medidores bicuerpo.

**1.4 Cargo de Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Prepago (CM)**

El cargo de mantenimiento mensual para la conexión eléctrica prepago para los diferentes tipos de conexiones, se detallan en el Anexo N° 4, como sigue:

- Tabla N° 4.1: Cargo de mantenimiento de la conexión eléctrica prepago con medidores monocuerpo.
- Tabla N° 4.2: Cargo de mantenimiento de la conexión eléctrica prepago con medidores bicuerpo.

**1.5 Cargo de Reposición y Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Prepago (CRM)**

El cargo de reposición y mantenimiento mensual de la conexión eléctrica para los diferentes tipos de conexiones, se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CRM = CR + CM$$

**1.6 Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago (PCCCC)**

Los costos por cambio de conexión eléctrica prepago (PCCCC) para los diferentes tipos de conexiones, se detallan en el Anexo N° 5, como sigue:

- Tabla N° 5.1: Costo por cambio a conexión eléctrica prepago con medidor monocuerpo.
- Tabla N° 5.2: Costo por cambio a conexión eléctrica prepago con medidor bicuerpo.

Los costos por cambio a conexión eléctrica prepago se calcularán para los diferentes tipos de conexiones, como sigue:

$$PCCCC + PCCMC$$

Para aquellos usuarios que opten por cambiar al sistema prepago, se descontará el monto acumulado por concepto de reposición de medidor que se haya aportado para el último equipo de medición del suministro por el cual se solicita el cambio al servicio prepago.

### 1.7 Fórmula de Actualización del Parámetro de Cálculo del Presupuesto de la Conexión Eléctrica Prepago, Costo por Metro de Cable y Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago

El parámetro del presupuesto de la conexión eléctrica prepago, costo por metro de cable y costo por cambio a conexión eléctrica prepago se actualizarán a través de la siguiente fórmula:

$$FAPCP(x) = a \times \frac{IPM}{IPM_0} + (1-a) \times \frac{TC}{TC_0} \times \frac{1+TAPCP(x)}{1+TAPCP(x)_0}$$

Donde:

- Para nuevas conexiones eléctricas prepago se tienen los siguientes coeficientes de participación:

Conexión	Descripción	FAPCP(x)	a
C1	Conexiones Aéreas	FAPCP(1)	0.32
C1	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(2)	0.35
C2	Conexiones Aéreas	FAPCP(3)	0.32
C2	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(4)	0.37

- Para cambio a conexiones eléctricas prepago se tienen los siguientes coeficientes de participación:

Conexión	Descripción	FAPCP(x)	a
C1	Conexiones Aéreas	FAPCP(5)	0.31
C1	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(6)	0.31
C2	Conexiones Aéreas	FAPCP(7)	0.27
C2	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(8)	0.27

- Para los costos por metro de cable se tienen los siguientes coeficientes de participación:

Conexión	Descripción	FAPCP(x)	a
C1	Conexiones Aéreas	FAPCP(9)	0.44
C1	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(10)	0.41
C2	Conexiones Aéreas	FAPCP(11)	0.39
C2	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAPCP(12)	0.37

- a : Coeficiente de participación de la Mano de Obra y Productos Nacionales  
(1 – a) : Coeficiente de participación de los Productos Importados

El valor de TAPCP(x) que se usará en el cálculo de los factores de actualización se determinará a través de la ponderación de las tasas de cada una de las partidas arancelarias según la participación de las mismas de acuerdo a lo siguiente:

	Participación de Partida Arancelaria (%)					Total
	8536.10.90.00	8536.50.90.00	8536.90.90.00	8544.59.10.00	9028.30.10.00	
TAPCP(1)	0.00%	2.16%	2.06%	5.17%	90.61%	100.00%
TAPCP(2)	0.17%	2.40%	0.93%	2.77%	93.73%	100.00%
TAPCP(3)	0.00%	2.69%	2.58%	8.82%	85.91%	100.00%
TAPCP(4)	0.37%	3.07%	1.64%	4.75%	90.17%	100.00%
TAPCP(5)	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	99.97%	100.00%
TAPCP(6)	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	99.97%	100.00%
TAPCP(7)	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	99.99%	100.00%
TAPCP(8)	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	99.99%	100.00%
TAPCP(9)	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
TAPCP(10)	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
TAPCP(11)	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
TAPCP(12)	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%

### 1.8 Fórmula de Actualización del Cargo de Reposición de la Conexión Eléctrica Prepago

El cargo de reposición de la conexión eléctrica prepago se actualizará a través de la siguiente fórmula:

$$FARCP(x) = b \times \frac{IPM}{IPM_0} + (1 - b) \times \frac{TC}{TC_0} \times \frac{1 + TARCP(x)}{1 + FARCP(x)}$$

Donde:

Conexión	Descripción	FARCP(x)	b
C1	Conexiones Aéreas	FARCP(1)	0.32
C1	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FARCP(2)	0.48
C2	Conexiones Aéreas	FARCP(3)	0.32
C2	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FARCP(4)	0.43

- b : Coeficiente de participación de la Mano de Obra y Productos Nacionales  
(1 – b) : Coeficiente de participación de los Productos Importados

El valor de TARCP(x) que se usará en el cálculo de los factores de actualización se determinará a través de la ponderación de las tasas de cada una de las partidas arancelarias según la participación de las mismas de acuerdo a lo siguiente:

	Participación de Partida Arancelaria (%)					Total
	8536.10.90.00	8536.50.90.00	8536.90.90.00	8544.59.10.00	9028.30.10.00	
TARCP(1)	0.00%	2.16%	2.06%	5.17%	90.61%	100.00%
TARCP(2)	0.17%	2.40%	0.93%	2.77%	93.73%	100.00%
TARCP(3)	0.00%	2.69%	2.58%	8.82%	85.91%	100.00%
TARCP(4)	0.37%	3.07%	1.64%	4.75%	90.17%	100.00%

### 1.9 Fórmula de Actualización del Cargo de Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Prepago

El cargo de mantenimiento de la conexión eléctrica prepago se actualizará a través de la siguiente fórmula:

$$FAMCP(x) = c \times \frac{IPM}{IPM_0} + (1 - c) \times \frac{TC}{TC_0} \times \frac{1 + TAMCP(x)}{1 + TAMCP(x)_0}$$

Donde:

Conexión	Descripción	FAMCP(x)	c
C1	Conexiones Aéreas	FAMCP(1)	0.91
C1	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAMCP(2)	0.91
C2	Conexiones Aéreas	FAMCP(3)	0.73
C2	Conexiones Subterráneas, Subterráneas Múltiples y Mixtas	FAMCP(4)	0.75

c : Coeficiente de participación de la Mano de Obra y Productos Nacionales

(1 - c) : Coeficiente de participación de los Productos Importados

El valor de TAMCP(x) que se usará en el cálculo de los factores de actualización se determinará a través de la ponderación de las tasas de cada una de las partidas arancelarias según la participación de las mismas de acuerdo a lo siguiente:

	Participación de Partida Arancelaria (%)						Total
	8506.10.19.00	8536.50.90.00	8536.90.90.00	9028.30.10.00	9028.30.90.00	9030.39.00.00	
TAMCP(1)	50.50%	34.70%	0.00%	14.80%	0.00%	0.00%	100.00%
TAMCP(2)	39.60%	40.80%	4.20%	15.40%	0.00%	0.00%	100.00%
TAMCP(3)	58.90%	12.00%	0.00%	0.00%	25.40%	3.70%	100.00%
TAMCP(4)	55.40%	14.10%	0.70%	0.00%	26.30%	3.50%	100.00%

### 1.10 Parámetros de las Fórmulas de Actualización

La definición de los parámetros de las fórmulas de actualización es la siguiente:

TC: Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace. Se utilizará el último valor publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

TA: Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el último valor disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se utilizará el último valor disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

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

TC <sub>0</sub> (S./US\$)	:	3.312
IPM <sub>0</sub>	:	172.301372

FA(x)	TAPCP(x) <sub>0</sub>	TARCP(x) <sub>0</sub>	TAMCP(x) <sub>0</sub>
1	11.66%	11.66%	9.22%
2	11.72%	11.72%	8.40%
3	11.58%	11.58%	8.71%
4	11.59%	11.59%	8.43%
5	12.00%		
6	12.00%		
7	12.00%		
8	12.00%		
9	12.00%		
10	12.00%		
11	12.00%		
12	12.00%		

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC<sub>0</sub>) es al 28/04/2006.
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de marzo de 2006.
- Los valores base de las tasas arancelarias TAPCP(x)<sub>0</sub>, TARCP(x)<sub>0</sub> y TAMCP(x)<sub>0</sub> corresponden a las tasas de cada una de las partidas arancelarias señaladas vigentes al 28/04/2006.

La actualización del presupuesto de conexión eléctrica prepago, el cargo de reposición y mantenimiento mensual, los costos por metro de cable y el costo por cambio a conexión eléctrica prepago se realizarán en la misma oportunidad que la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme a lo previsto en la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD y su modificatoria Resolución OSINERG N° 021-2006-OS/CD, o aquella que la reemplace.

**Artículo 3°.-** Modifíquense los artículos 25° al 27°, contenidos en el Capítulo Séptimo de la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Ffinal" aprobada por la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, con el siguiente texto:

**“CAPÍTULO SÉPTIMO  
CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DEL  
SERVICIO PREPAGO**

**Artículo 25°.- Opción Tarifaria BT7**

**25.1.-** Sólo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en Baja Tensión que reúnan las siguientes condiciones:

- Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.*
- Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20kW.*
- 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 distribuidora de electricidad deberá poner a disposición del usuario prepago, los equipos de medición regulados por el OSINERG 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 y el Fondo de Compensación Social Eléctrica serán aplicados de conformidad con lo previsto en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM.

**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<sub>U</sub>* : Es el saldo de dinero que el usuario dispone, expresado en Nuevos Soles (S/.)

*IGV* : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %.

**Artículo 27°.-** A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.”

**Artículo 4°.-** El cargo comercial del servicio prepago y el cargo de reposición y mantenimiento de la conexión del sistema prepago de electricidad se facturarán mensualmente, con independencia de otros cargos tarifarios, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM.

**Artículo 5°.-** Los responsables de brindar el servicio público de electricidad remitirán trimestralmente al OSINERG la siguiente información:

- a) Información del parque de medidores prepago.
- b) Programas de mantenimiento mensual del parque de medidores prepago.
- c) Resultados de la ejecución de los programas de mantenimiento.
- d) Liquidación anual de los costos de mantenimiento y reposición.

La Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERG definirá los formatos y medios mediante los cuales se reportará la información señalada, así como los procedimientos de fiscalización, de ser necesarios, a más tardar dentro de los 120 días calendario siguientes a la fecha de publicación de la presente resolución.

**Artículo 6°.-** Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar el cargo comercial, los presupuestos de conexión, los cargos de reposición y mantenimiento, los costos por metro de cable y los costos por cambio a conexión eléctrica prepago aplicables al usuario final del servicio

prepago de electricidad, debiendo remitir copia de los pliegos correspondientes, suscrita por su representante legal, a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG, previamente a su publicación, en cada oportunidad. La publicación deberá efectuarse en uno de los diarios de mayor circulación local y será vigente a partir del día siguiente de dicha publicación. Asimismo, los pliegos y los presupuestos de conexión deberán ser exhibidos en las oficinas de atención al público.

Para los fines señalados, el cargo fijo será publicado conjuntamente con los cargos tarifarios de la opción BT7 y los costos de los presupuestos, los cargos de reposición y mantenimiento, los costo por metro de cable y costos por cambio a conexión eléctrica prepago serán publicados utilizando los formatos que se adjuntan en el Anexo N° 6.

**Artículo 7°.-** Las empresas de distribución eléctrica aplicarán los cargos tarifarios de la opción tarifaria BT7, previstos en la presente resolución, a todos los usuarios que actualmente cuenten con medidores prepago de electricidad.

**Artículo 8°.-** El Cargo Comercial del Servicio Prepago de Electricidad regirá hasta el 31 de octubre de 2009 y será revisada antes de su vencimiento sólo en el caso que los valores actualizados dupliquen los valores fijados en la presente resolución.

**Artículo 9°.-** Las tarifas de los presupuestos de conexión, los cargos de reposición y mantenimiento, costo por metro de cable y costo por cambio a conexión eléctrica prepago regirán hasta el 31 de agosto del 2007 y serán revisadas antes de su vencimiento sólo en el caso que los valores actualizados dupliquen los valores fijados en la presente resolución.

**Artículo 10°.-** Deróguese todo aquello que se oponga a lo establecido en la presente Resolución.

**Artículo 11°.-** La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

**Artículo 12°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente, deberá ser consignada conjuntamente con el [Informe Técnico OSINERG-GART/DDE-051-2006](#) y el [Informe Legal OSINERG-GART/AL-110-2006](#) en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**Alfredo Dammert Lira**  
**Presidente del Consejo Directivo**



## Anexo N° 1 Presupuestos de Conexión Eléctrica Prepago

Tabla N° 1.1  
Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Monocuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)			
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble		
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	554							
						4 y 5	3	593							
						1, 2 y 3	2	537	485	590	508	567	497		
						1, 2 y 3	3	576	524	629	547	606	536		
						1, 2, 3, 4 y 5	2	599	578	605	528	595	536		
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	638	617	644	567	634	575		
						1, 2, 3, 4 y 5	3	1 002	952	1 023	926	994	931		
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1 064		1 070		1 080		
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	4	1 102	1 066	1 188	1 067	1 140	1 043	
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 203		1 208		1 160		
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	439							
						4 y 5	3	478							
						1, 2 y 3	2	422	370	475	393	452	382		
						1, 2 y 3	3	462	409	514	432	491	421		
						1, 2, 3, 4 y 5	2	484	463	490	413	480	421		
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	523	502	529	452	519	460		
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	751	700	771	675	743	680	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	813		819		829		
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	797	760	882	761	834	737	
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	898		903		855		

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	494	485	476	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	533	524	515	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	574	537	537	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	613	576	576	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	956	916	912	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1 097	1 069	1 051	
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	4	1 087	1 036	1 032
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 149	1 109	1 107
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	418	409	400
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	459	422	422
Tarjetas	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	498	461	461		
					Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	705	665	661	
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	846	817	799	
					Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	782	730	726	
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	844	804	801	

(1) Pc: Potencia conectada

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

**Tabla N° 1.2  
Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Bicuero (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	643						
						4 y 5	3	682						
						1, 2 y 3	2	626	574	679	597	656	586	
						1, 2 y 3	3	666	613	718	636	695	625	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	688	667	694	617	684	625	
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	727	706	733	656	723	664	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	1 075	1 024	1 095	999	1 066	1 004	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1 136		1 142		1 152	
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 191	1 154	1 276	1 155	1 228	1 131
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 292		1 297		1 249	

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	583	574	565	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	622	613	604	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	663	626	626	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	702	665	665	
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1 029	988	984
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1 169	1 141	1 123	
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 176	1 124	1 120
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1 238	1 197	1 195

(1) Pc: Potencia conectada

## Anexo N° 2 Costo por Metro de Cable

Tabla N° 2.1

Costo por Metro de Cable de Energía para la Conexión Eléctrica Prepago con Medidor Monocuerpo (S/.)

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
						Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	3						
					1, 2 y 3	3		3	3	3	3	
	C1.2		3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	7	15	7	15	7	15		
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	8	14	8	14	8	14	
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	10		10		10		
	C2.1		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	6	11	6	11	6	11	
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	11		11		11		
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	11		11		11		

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Subterránea - Múltiple		
						De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3	3
					3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	15	15
	C2.1		Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	14	14	14
C2.2	10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5		14	14	14		
C2.1	380/220 V	Trifásica		Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	11	11	11
C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	18	18	18	

(1) Pc: Potencia conectada.

Nota: Incluye el costo del cable, los recursos para su instalación y los gastos generales.

Tabla N° 2.2

Costo por Metro del Cable de Control para la Conexión Eléctrica Prepago con Medidor Bicuerpo (S/.)

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
						Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	3					
					1, 2 y 3	3	3	3	3	3	3
	C1.2		3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3	3	3	3	3	
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3	3	3	3	3
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3		3		3	
	C2.1		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	3	3	3	3	3	3
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	3		3		3	
	C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	3		3		3	

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Subterránea - Múltiple		
						De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3	3
					3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3
	C2.1		Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	3	3
C2.2	10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5		3	3	3		
C2.1	380/220 V	Trifásica		Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	3	3	3
C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	3	3	3	

(1) Pc: Potencia conectada.

Nota: Incluye el costo del cable, los recursos para su instalación y los gastos generales.

## Anexo N° 3

### Cargo de Reposición de la Conexión Eléctrica Prepago

Tabla N° 3.1  
Cargo de Reposición Mensual (CR) para Conexiones con Medidores Monocuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)			
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble		
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	0.76							
						4 y 5	3	0.84							
						1, 2 y 3	2	0.75	0.73	0.80	0.77	0.79	0.77		
						1, 2 y 3	3	0.83	0.81	0.88	0.85	0.87	0.85		
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.77	0.78	0.81	0.80	0.81	0.80		
	C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.86	0.86	0.89	0.88	0.89	0.88		
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.56	1.55	1.60	1.58	1.59	1.58	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.58		1.62		1.62		
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.85	1.85	1.91	1.88	1.89	1.87	
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.89		1.93		1.91		
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	0.52							
						4 y 5	3	0.60							
						1, 2 y 3	2	0.50	0.49	0.55	0.53	0.55	0.52		
						1, 2 y 3	3	0.59	0.57	0.64	0.61	0.63	0.61		
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.53	0.54	0.57	0.55	0.56	0.56		
	C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.61	0.62	0.65	0.64	0.64	0.64		
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.03	1.02	1.07	1.04	1.06	1.05	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.05		1.08		1.09		
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.20	1.20	1.26	1.23	1.25	1.22	
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.24		1.28		1.26		

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.77	0.76	0.76	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.85	0.85	0.84	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.81	0.80	0.80	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.90	0.88	0.88	
	C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.59	1.58	1.57	
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.59	1.58	1.57
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.63	1.63	1.62
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.89	1.87	1.87
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.52	0.52	0.52	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.61	0.60	0.60	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.57	0.56	0.56	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.65	0.64	0.64	
	C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.05	1.04	1.04	
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.10	1.09	1.09
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.10	1.09	1.09
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.24	1.22	1.22
C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.27	1.25	1.25		

(1) Pc: Potencia conectada

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

Tabla N° 3.2

Cargo de Reposición Mensual (CR) para Conexiones con Medidores Bicuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	1.00						
						4 y 5	3	1.08						
						1, 2 y 3	2	0.98	0.97	1.04	1.01	1.03	1.00	
		C1.2			3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2 y 3	3	1.07	1.05	1.12	1.09	1.11	1.09	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	1.01	1.00	1.04	1.01	1.04	1.02	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	1.09	1.08	1.12	1.10	1.12	1.10	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.71	1.70	1.75	1.72	1.74	1.72	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.73		1.77		1.77	
							Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	2.04	2.03	2.10	2.06	2.08
		C2.2	10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	2.07		2.11		2.11		2.09		

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	1.00	1.00	1.00	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	1.09	1.08	1.08	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	1.03	1.02	1.02	
		C1.2			3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.11	1.10	1.10	
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.73	1.72	1.72
							10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.78	1.77
	C2	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	2.07	2.05	2.05		
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	2.09	2.08	2.07	

(1) Pc: Potencia conectada

## Anexo N° 4

### Cargo de Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Prepago

Tabla N° 4.1

Cargo de Mantenimiento Mensual (CM) para Conexiones con Medidores Monocuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	0.44						
						4 y 5	3	0.47						
						1, 2 y 3	2	0.48	0.49	0.41	0.46	0.40	0.50	
						1, 2 y 3	3	0.52	0.52	0.44	0.49	0.42	0.54	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.48	0.52	0.36	0.42	0.42	0.43	
	C2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.51	0.56	0.39	0.45	0.44	0.46	0.89	0.93
					1, 2, 3, 4 y 5	3	1.00	1.05	0.92	0.93	0.89	0.93		
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.96		0.86		0.86		
					Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.10	1.17	0.95	1.07	1.03	1.15	
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.08		0.97		1.04		
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	0.35						
						4 y 5	3	0.38						
						1, 2 y 3	2	0.38	0.37	0.33	0.35	0.32	0.38	
						1, 2 y 3	3	0.42	0.41	0.36	0.39	0.34	0.42	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.39	0.42	0.29	0.33	0.34	0.34	
	C2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.42	0.45	0.32	0.36	0.36	0.37		
					1, 2, 3, 4 y 5	3	0.75	0.77	0.69	0.68	0.67	0.68		
					Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.73		0.66		0.66		
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.80	0.84	0.71	0.76	0.75	0.81	
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	0.81		0.72		0.77		

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.49	0.49	0.48	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.53	0.52	0.52	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	0.46	0.48	0.48	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.49	0.52	0.52	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.96	1.01	1.00	
	C2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.88	0.86	0.95		
					Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.09	1.14	1.14	
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	4	1.03	1.11	1.11	
					Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.38	0.37	0.36	
					1, 2, 3, 4 y 5	3	0.42	0.41	0.40		
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.37	0.38	0.38	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.40	0.41	0.41	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.71	0.73	0.73	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.68	0.65	0.72
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	0.78	0.80	0.80
	C2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	4	0.76	0.80	0.80		

(1) Pc: Potencia conectada

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

Tabla N° 4.2

Cargo de Mantenimiento Mensual (CM) para Conexiones con Medidores Bicuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc ≤ 3 kW	4 y 5	2	0.51						
						4 y 5	3	0.55						
						1, 2 y 3	2	0.56	0.57	0.48	0.54	0.46	0.59	
		1, 2 y 3			3	0.60	0.61	0.50	0.57	0.49	0.63			
		3 kW < Pc ≤ 10 kW			1, 2, 3, 4 y 5	2	0.55	0.60	0.42	0.49	0.48	0.50		
	C2	C2.1	C2.2	380/220 V	Trifásica	Pc ≤ 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.08	1.13	0.99	1.00	0.96	1.00
						10 kW < Pc ≤ 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.02		0.91		0.92	
		C2.1	C2.2		Trifásica	Pc ≤ 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.19	1.27	1.02	1.16	1.11	1.24
		C2.1	C2.2			10 kW < Pc ≤ 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.16		1.04		1.12	

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc ≤ 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.58	0.57	0.57	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.62	0.61	0.60	
		C1.2			3 kW < Pc ≤ 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	0.53	0.56	0.56	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	0.56	0.60	0.60	
	C2	C2.1	C2.2	380/220 V	Trifásica	Pc ≤ 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	1.03	1.09	1.08
						10 kW < Pc ≤ 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	0.94	0.91	1.01
		C2.1	C2.2		Trifásica	Pc ≤ 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.18	1.24	1.23
						10 kW < Pc ≤ 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	1.11	1.20	1.20

(1) Pc: Potencia conectada

## Anexo N° 5

### Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago

Tabla N° 5.1  
Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Monocuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	362						
						4 y 5	3	402						
						1, 2 y 3	2	357	357	357	357	357	357	
						1, 2 y 3	3	396	396	396	396	396	396	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	357	357	357	357	357	357	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	396	396	396	396	396	396	396
						1, 2, 3, 4 y 5	3	723	723	723	723	723	723	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	723		723		723	
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	867	867	867	867	867	867
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	867		867		867	
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2	248						
						4 y 5	3	287						
						1, 2 y 3	2	242	242	242	242	242	242	
						1, 2 y 3	3	282	282	282	282	282	282	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	242	242	242	242	242	242	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	282	282	282	282	282	282	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	472	472	472	472	472	472	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	472		472		472	
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	561	561	561	561	561	561
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	561		561		561	

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	357	357	357	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	396	396	396	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	357	357	357	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	396	396	396	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	723	723	723	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	723	723	723	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	723	723	723	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	723	723	723
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	867	867	867
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	867	867	867
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	242	242	242	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	282	282	282	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	242	242	242	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	282	282	282	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	472	472	472	
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	472	472	472	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	472	472	472	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	472	472	472
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	561	561	561
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	561	561	561

(1) Pc: Potencia conectada



Tabla N° 5.2

Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Bicuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2 y 3	2	440						
						4 y 5	3	479						
						1, 2 y 3	2	435	435	435	435	435	435	
		1, 2 y 3			3	474	474	474	474	474	474			
		1, 2, 3, 4 y 5			2	435	435	435	435	435	435			
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	474	474	474	474	474	474	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	760	760	760	760	760		
		C2.1		Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	760		760		760		
		C2.2			10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	760		760		760		
		C2.1			Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	920	920	920	920	920	920	
C2.2	10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	920		920		920						

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2	435	435	435	
						1, 2, 3, 4 y 5	3	474	474	474	
						1, 2, 3, 4 y 5	2	435	435	435	
		C1.2			Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	474	474	474
							1, 2, 3, 4 y 5	3	760	760	760
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	760	760	760	
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3	760	760	760
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4	920	920	920
		C2.2		Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4	920	920	920	
						2, 3, 4 y 5	4	920	920	920	

(1) Pc: Potencia conectada

## Anexo N° 6

### Formatos para Publicación del Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago, Costo por Metro de Cable, Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago y el Cargo de Reposición y Mantenimiento Mensual

Formato N° 1

Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Monocuerpo (S/.)

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)		
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW			4 y 5						
								4 y 5						
								1, 2 y 3						
								1, 2 y 3						
	C2	C1.2	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2									
					1, 2, 3, 4 y 5	3								
		C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3							
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3						
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4						
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4						
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW			4 y 5						
								4 y 5						
								1, 2 y 3						
								1, 2 y 3						
	C2	C1.2	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2									
					1, 2, 3, 4 y 5	3								
		C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3							
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3						
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4						
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4						

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple				
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18		
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW			1, 2, 3, 4 y 5	2			
								1, 2, 3, 4 y 5	3			
								1, 2, 3, 4 y 5	2			
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
								10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3		
								10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4		
Tarjetas	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW			1, 2, 3, 4 y 5	2			
								1, 2, 3, 4 y 5	3			
								1, 2, 3, 4 y 5	2			
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
								10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3		
								10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4		

(1) Pc: Potencia conectada

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

**Formato N° 2**

**Presupuesto de Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Bicuerpo (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2						
						4 y 5	3						
		C1.2			1, 2 y 3	2							
					1, 2 y 3	3							
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2						
						1, 2, 3, 4 y 5	3						
		C2.2			Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3						
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3						

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple		
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2			
						1, 2, 3, 4 y 5	3			
		C1.2			3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2			
					1, 2, 3, 4 y 5	3				
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3		
		C2.2			Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4			
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4			

(1) Pc: Potencia conectada

**Formato N° 3**

**Costo por Metro de Cable de Energía para la Conexión Eléctrica Prepago con Medidor Monocuerpo (S/.)**

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
						Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5						
					1, 2 y 3						
	C1.2			3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5						
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5						
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5					
	C2.2		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5						
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5					
						2, 3, 4 y 5					

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Subterránea - Múltiple			
						De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5				
					3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5			
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5				
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5			
	C2.2		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5				
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5			
						2, 3, 4 y 5			

(1) Pc: Potencia conectada.

**Formato N° 4**

**Costo por Metro del Cable de Control para la Conexión Eléctrica Prepago con Medidor Bicuerpo (S/.)**

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
						Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5						
					1, 2 y 3						
	C1.2			3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5						
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5						
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5					
	C2.2		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5						
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5					
						2, 3, 4 y 5					

Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Subterránea - Múltiple			
						De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5				
					3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5			
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5				
					10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5			
	C2.2		Trifásica	Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5				
					10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5			
						2, 3, 4 y 5			

(1) Pc: Potencia conectada.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

**Formato N° 5**

**Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Monocuerpo (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW		4 y 5	2					
							4 y 5	3					
							1, 2 y 3	2					
							1, 2 y 3	3					
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2					
							1, 2, 3, 4 y 5	3					
							Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
							10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW		2, 3, 4 y 5	4						
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW		2, 3, 4 y 5	4						
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple				
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18		
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
							1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
							Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
							10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW		2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW		2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				

(1) Pc: Potencia conectada

**Formato N° 6**

**Costo por Cambio a Conexión Eléctrica Prepago con Medidores Bicuerpo (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW		4 y 5	2					
							4 y 5	3					
							1, 2 y 3	2					
							1, 2 y 3	3					
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2					
							1, 2, 3, 4 y 5	3					
							Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
							10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW		2, 3, 4 y 5	4						
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW		2, 3, 4 y 5	4						
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple				
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18		
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
							1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
	C2	C1.2	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW		1, 2, 3, 4 y 5	2				
							1, 2, 3, 4 y 5	3				
							Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
							10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW		2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
C2	C2.2	380/220 V	Trifásica	10 kW < Pc <= 20 kW		2, 3, 4 y 5	4					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4				
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4				

(1) Pc: Potencia conectada

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 442-2006-OS/CD**

**Formato N° 7**

**Cargo de Reposición y Mantenimiento Mensual (CRM) para Conexiones con Medidores Monocuerpo (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2						
						4 y 5	3						
						1, 2 y 3	2						
						1, 2 y 3	3						
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2						
						1, 2, 3, 4 y 5	3						
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2				
						1, 2, 3, 4 y 5	3				
						3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2			
						1, 2, 3, 4 y 5	3				
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4			

(1) Pc: Potencia conectada

**Formato N° 8**

**Cargo de Reposición y Mantenimiento Mensual (CRM) para Conexiones con Medidores Bicuerpo (S/.)**

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Aérea		Subterránea		Mixta (aérea/subterránea)	
								Simple	Doble	Simple	Doble	Simple	Doble
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	4 y 5	2						
						4 y 5	3						
						1, 2 y 3	2						
						1, 2 y 3	3						
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2						
						1, 2, 3, 4 y 5	3						
						Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3					
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4					
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4					

Tecnología	Tipo	Subtipo	Tensión	Fases	Pc (1)	Sector	Hilos	Subterránea - Múltiple			
								De 3 a 6	De 7 a 12	De 13 a 18	
Códigos	C1	C1.1	220 V	Monofásica	Pc <= 3 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2				
						1, 2, 3, 4 y 5	3				
						3 kW < Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	2			
						1, 2, 3, 4 y 5	3				
	C2	C2.1	380/220 V	Trifásica	Pc <= 10 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3				
						10 kW < Pc <= 20 kW	1, 2, 3, 4 y 5	3			
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						Pc <= 10 kW	2, 3, 4 y 5	4			
						10 kW < Pc <= 20 kW	2, 3, 4 y 5	4			

(1) Pc: Potencia conectada

