

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PREPAGO PARA LA
COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ZONAS
RURALES”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO

DAVID MANUEL SOLANO LARA

PROMOCIÓN 1987 – I

LIMA – PERU

2005

INDICE

PROLOGO	III
CAPITULO I	3
1.0 Introducción	3
1.1 El Problema	4
1.1.1 Antecedentes del Problema	4
1.1.2 El Problema	5
1.1.3 Justificación de la Investigación	5
1.2 Objetivos y Alcances	6
1.2.1 Objetivo	6
1.2.2 Alcances	6
CAPITULO II	7
MARCO DE REFERENCIA	7
2.0 Introducción	7
2.1 Aspectos Generales	8
2.1.1 La Electrificación Rural	8
2.1.2 Importancia en el Desarrollo Local	9

II

2.1.3	El Marco Regulatorío y la Electrificación Rural	10
2.2	Rentabilidad de los Proyectos de Electrificación Rural	15
2.2.1	Reducida Capacidad de Consumo	15
2.2.2	Dispersión de las Cargas	16
2.2.3	Sistema Tarifario	17
2.3	Identificación de Actores y su Papel en el Problema	19
CAPITULO III		21
TECNOLOGIA PREPAGO		21
3.0	Introducción	21
3.1	Descripción de la Tecnología	22
3.2	Comparación entre el Sistema Pospago y el Prepago	26
3.3	Evolución y Perspectivas	28
3.3.1	Sistema prepago en Sudáfrica	28
3.3.2	Sistema prepago en Argentina	32
3.4	Componentes de la Tecnología Prepago	41
3.4.1	Medidores	41
3.4.2	Sistema de Venta de Energía	57
CAPITULO IV		65
APLICACIÓN EN UN PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO		65
4.0	Introducción	65
4.1	Características del PSE Humay-Pampano	66
4.2	Selección del Tipo de Tecnología Prepago Utilizado	69

4.3	Aspectos Tecnológicos y de Ingeniería Relevantes	70
4.4	Implementación de la Tecnología	75
4.4.1	Capacitación en la Administración del Sistema	
	Prepago	77
4.4.2	Sensibilización de la Población	83
4.4.3	Instalación del Punto de Venta y Medidores	84
4.4.4	Capacitación a los Usuarios	87
4.5	Resultados Técnico-Económicos	88
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
	BIBLIOGRAFIA	96
	GLOSARIO DE TERMINOS	99
	ANEXOS	101

PROLOGO

El presente trabajo recopila una de las primeras experiencias de comercialización de energía eléctrica mediante la tecnología prepago, realizadas en nuestro país.

El Valor Agregado de Distribución (VAD), es uno de los tres componentes principales de la tarifa eléctrica aplicada al usuario final.

El VAD, es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica – después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión – hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.

Aquí resulta importante el costo asociado al usuario, llamado Cargo Fijo, el que cubre los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

Por otro lado, con la finalidad de minimizar los costos arriba mencionados, en el presente Informe de Suficiencia se presentan los resultados en la aplicación de la tecnología prepago en el proceso de comercialización de energía. El ámbito que se cubre comprende las zonas rurales de nuestro país.

En el desarrollo del informe se han tratado los siguientes puntos:

Capítulo 1, se expone el problema de la sostenibilidad de la infraestructura eléctrica rural y cuales son los objetivos que se buscan alcanzar con la tecnología materia de este informe.

La descripción de los esfuerzos hechos por llevar la energía eléctrica a las zonas alejadas de nuestro país, las particularidades encontradas y la identificación de los entes involucrados, se presentan en el **Capítulo 2**. ✓

El **Capítulo 3**, hace la descripción de esta tecnología, así como su evolución y aplicación en otros países. La experiencia alcanzada en nuestro país es presentada en el **Capítulo 4**.

Sobre la base de los resultados alcanzados y descritos anteriormente se han elaborado las Conclusiones y Recomendaciones.

Finalmente, se incluye en los Anexos información complementaria que ayudará a precisar los temas presentados.

Para la elaboración del presente informe se contó con la colaboración de las empresas SISTELEC y ADINELSA, pioneras en la introducción y aplicación en nuestro país de la tecnología prepago.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.0 Introducción

La pobreza es una de las preocupaciones principales que tienen los gobiernos de los países en desarrollo, así como las entidades multilaterales (USAID, JBIC, CAF) y cooperantes bilaterales. Dichas organizaciones en alianza con las entidades de los gobiernos se han dado a la tarea de identificar las cadenas de causa – efecto, llegando a establecer que la escasa cobertura eléctrica en el ámbito rural es determinante en la calidad de vida y en las oportunidades de generación de ingreso y educación que pueden tener las familias rurales.

Todos los actores que tienen que ver con el negocio eléctrico, tienen hoy más que nunca, un reto histórico al ser reconocida la trascendencia de la electrificación rural y su impacto en la pobreza, en las oportunidades de desarrollo económico, en la educación y en la reactivación productiva de los pueblos.

Complementariamente, debe reconocerse que la electrificación rural tiene estrecha relación con los mecanismos de Desarrollo Limpio, pues elimina hábitos y rutinas poco eficientes y costosas en las familias rurales que atentan contra la convivencia con la naturaleza y con la calidad de vida. La complejidad del reto que propone la electrificación para los profesionales involucrados es desarrollar esquemas sostenibles que conjuguen ingenio, compromiso, conciencia y por sobretodo, el entendimiento de la idiosincrasia y el respeto a la cultura de los pueblos, que anhelan una mejor calidad de vida, dentro de su entorno y con apego a sus patrones culturales.

La electrificación rural, bajo las expectativas de la sociedad, es un concepto más complejo relacionado con promoción sobre uso seguro, eficiente y productivo de la electricidad, asistencia técnica, educación al consumidor, crédito y desarrollo de mercados.

1.1 El Problema

1.1.1 Antecedentes del Problema

La lejanía, el aislamiento y la poca accesibilidad son característicos de las localidades que conforman las zonas rurales en el Perú. Este mercado objetivo es de bajo poder adquisitivo, con una demanda eléctrica reducida y con cargas dispersas que impiden las economías de escala.

Esta situación determina una baja rentabilidad para los proyectos de electrificación, en términos de inversión y costos

de operación y mantenimiento, lo cual hace que no sean atractivos a la inversión privada y requieran de la participación activa del Estado.

1.1.2 El Problema

Obteniendo los financiamientos necesarios y aplicando las tecnologías apropiadas, se pueden hacer factibles los proyectos de electrificación rural; el reto a partir de esta situación es hacer sostenible en el tiempo la infraestructura instalada. Es decir que pueda mantenerse por sí mismo, sin ayuda externa (subsidio) ni merma de los recursos existentes.

El problema hace referencia al hecho que el dinero recaudado mediante el actual sistema de comercialización de electricidad (lectura de medidor y facturación), muchas veces no llega a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura rural. Es necesario por consiguiente el empleo de un sistema de comercialización de electricidad adecuado al ámbito rural.

1.1.3 Justificación de la Investigación

La importancia del presente informe está en el hecho que recoge la experiencia peruana en el uso de la tecnología prepago, la verificación de sus características, beneficios y de que manera se puede constituir en una herramienta eficiente y eficaz para la administración de la infraestructura eléctrica rural.

1.2 Objetivos y Alcances

1.2.1 Objetivo

La estandarización del uso de la tecnología prepago, permite entre otras cosas, hacer sostenible la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica existente. Dentro de este marco los objetivos específicos son:

- Promoción del uso racional de la energía a través de una tecnología sencilla y eficiente.
- Consumo de energía coherentemente con la capacidad de pago
- Reducción significativa de los costos operativos (toma de lectura, reparto de recibos, cortes y reconexiones)
- Mejora de la calidad del servicio
- Promoción del desarrollo local.

1.2.2 Alcances

El informe cubre las particularidades de la electrificación rural, las tecnologías de los sistemas de comercialización prepago y su aplicación en el PSE Humay-Pampano localizado en el distrito de Huancano, provincia de Pisco, departamento de Ica.

CAPITULO II

MARCO DE REFERENCIA

2.0 Introducción

La Electrificación Rural es un tema prioritario para el Estado Peruano desde hace más de una década. La provisión de servicios de electricidad a poblaciones rurales constituye un emprendimiento costoso. Los niveles de ingreso de los pobladores rurales son casi siempre más bajos que el de los pobladores urbanos. Esta situación desalienta a las empresas concesionarias a invertir en área rural, y hace necesaria la participación activa del Estado.

En este marco, este capítulo tiene por propósito presentar dos aspectos relevantes de la electrificación rural y la rentabilidad de los proyectos asociados a ella, y que permiten identificar a los actores y su papel en el problema.

2.1 Aspectos Generales

2.1.1 La Electrificación Rural

La electrificación es, indudablemente, la base del progreso de cualquier país. El nuestro se encuentra en el penúltimo lugar entre los países de Latinoamérica, con un coeficiente de electrificación de 75.3%. Ver cuadro N° 1.

Actualmente, el mundo globalizado exige respuestas eficientes y eficaces para que seamos altamente competitivos. Desde este punto de vista, es imprescindible el intercambio con otros países, de las experiencias que han tenido un impacto positivo en las zonas rurales, especialmente si están acompañadas de programas de educación y organización comunitaria.

Cuadro N° 1

Coeficiente de Electrificación en América Latina

País	Coeficiente (%)	
	1993	2002
Argentina	83.5	97.7
Uruguay	94.0	95.0
Brasil	86.0	95.0
Venezuela	87.7	94.7
Chile	93.3	93.2
Colombia	83.0	93.1
Paraguay	60.3	83.2
Ecuador	74.4	82.6
Perú	57.0	75.3
Bolivia	53.3	67.1

2.1.2 Importancia en el Desarrollo Local

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de su Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP/MEM), creada en 1993, 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 mejorando 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 efectos negativos sobre el medio ambiente.

La DEP/MEM tiene como responsabilidad la formulación y actualización anual del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), documento que constituye una herramienta fundamental para el diseño de la política energética del estado.

El objetivo general del PNER es ampliar la frontera eléctrica desarrollándola en forma articulada entre el Gobierno Nacional y los Gobiernos Regionales y Locales, utilizando tecnologías adecuadas que minimicen costos de inversión, proporcionando un medio para acelerar el desarrollo socio-económico y mejorar la calidad de vida de los habitantes de las localidades aisladas y rurales del país.

El PNER período 2004 – 2013 contiene 335 proyectos identificados, entre Líneas de Transmisión (17), Pequeños

Sistemas Eléctricos (261) y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (57) y además los Proyectos de Grupos Electrógenos, de Módulos Fotovoltaicos y de Aerogeneradores, los cuales se encuentran en diferentes niveles de ejecución y elaboración. La ejecución de este conjunto de proyectos, beneficiará a 4.3 millones de habitantes (16% de la población nacional), logrando alcanzar un coeficiente de electrificación del 91 % hacia el año 2013 con una inversión total de US\$ 858.6 millones.

2.1.3 El Marco Regulatorio y la Electrificación Rural

A continuación se presentan las principales normas que rigen el desarrollo de la Electrificación Rural en nuestro país:

Ley de Electrificación Rural: La Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera promulgada el 31.05.02. Constituye el marco general que contiene la política de electrificación rural del Estado. Sin embargo, las disposiciones emanadas de la Ley de Bases de la Descentralización y la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, promulgadas el 17.07.02 y el 16.11.02, respectivamente, han generado la inaplicabilidad de la Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera.

Sistema Nacional de Inversión Pública: La Ley N° 27293, promulgada el 27.06.00, crea el Sistema Nacional de Inversión

Pública (SNIP), estableciendo 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 SNIP establece los principios, procesos, metodologías y normas técnicas relacionados con las diversas fases de los proyectos de inversión. El SNIP 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.

Ley de Bases de la Descentralización: La Ley N° 27783, Ley de Bases de la Descentralización, promulgada el 17.07.02, tiene como finalidad el desarrollo integral, armónico y sostenible del país, mediante la separación de competencias y funciones, y el equilibrado ejercicio del poder por los tres niveles de gobierno: Nacional, Regional y Local.

Ley Orgánica de los Gobiernos Regionales: La Ley N° 27867, Ley Orgánica de los Gobiernos Regionales, promulgada el 16.11.02, establece y norma la estructura, organización, competencias y funciones de los gobiernos regionales, definiendo la organización democrática, descentralizada y desconcentrada del Gobierno Regional conforme a la Constitución y a la Ley de Bases de la Descentralización.

Plan Nacional de Descentralización: El 22.12.03. Mediante Resolución Presidencial N° 162-CND-P-2003, el Consejo Nacional de Descentralización (CND) aprueba el Plan Nacional de Descentralización 2004-2006, como un instrumento orientador de la marcha y el progreso del proceso de descentralización.

Plan Anual de Transferencias de Competencias Sectoriales a los Gobiernos Regionales y Locales del año 2004: Aprobado mediante Decreto Supremo N° 038-2004-PCM, promulgado el 11.05.04, dando cumplimiento al principio establecido en el Título IV Capítulo XIV "De la Descentralización" de la constitución política del Perú.

Planes de Paz y Desarrollo: Mediante Decreto Supremo N° 092-2003-PCM, del 21.11.03, se aprobó el Plan de Paz y Desarrollo 2003-2006 para los departamentos de Apurímac, Ayacucho y Huancavelica, y de las provincias de Satipo en el departamento de Junín y de La Convención en el departamento de Cusco, como un instrumento de promoción, fomento y orientación del desarrollo integral y sostenible.

En cuanto a Electrificación Rural, el Plan tiene como objetivo rehabilitar y aumentar la infraestructura eléctrica, proyectando un coeficiente de electrificación en la zona de 48% a fines del año 2006.

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.

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos: A través de este dispositivo legal se norma la calidad de la prestación del servicio eléctrico, fijando estándares mínimos sobre la calidad del producto, calidad del suministro, calidad del servicio comercial y calidad del alumbrado público. Esta norma sólo es aplicable a los sistemas eléctricos que administran las empresas concesionarias de electricidad y a los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, no existiendo una norma específica sobre la operación de los sistemas eléctricos ejecutados fuera del ámbito de estas concesionarias.

La Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera establece que la electrificación rural deberá contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las

zonas rurales, así como normas técnicas de calidad de los servicios eléctricos rurales.

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 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 IEEE, ANSI, IEC y otras, que garantizan el cumplimiento, en gran medida, de un buen diseño y por ende de la calidad de los servicios eléctricos.

Normatividad Técnica de Diseño y Construcción para la Elaboración de los Estudios de un Proyecto de Electrificación Rural: El 31.12.03 se aprobaron las Normas Técnicas de Electrificación Rural, a través de Resoluciones Directorales emitidas por la Dirección General de Electricidad.

Estas normas tienen por objeto establecer los criterios de diseño para los proyectos de electrificación rural sobre la base de las prescripciones de normas nacionales y del extranjero.

Asimismo, estandarizar las características técnicas de los materiales y equipos para facilitar la elaboración de los estudios y la compra masiva de suministros y equipos; y la de definir las configuraciones típicas de estructuras en los que se plasman los criterios de seguridad eléctrica, coordinación de aislamiento, criterios mecánicos, puestas a tierra y materiales normalizados.

2.2 Rentabilidad de los Proyectos de Electrificación Rural

2.2.1 Reducida Capacidad de Consumo

De acuerdo a un estudio realizado por la organización ITDG, antes de contar con electricidad las familias rurales gastan en promedio entre US\$2 y US\$10 como pago por alguna fuente de alumbrado, lo que significa muchos US\$ por kWh en una iluminación de baja calidad. Las familias con mayores recursos, utilizan baterías y lámparas de kerosene, mientras que las más pobres utilizan mecheros y ocasionalmente velas de cera.

Tan pronto reciben electricidad, las comunidades rurales desean cortar sus gastos de alumbrado, a no más de US\$1.5 a US\$2.0 por mes. Entre las razones que se pueden encontrar, las siguientes parecen ser muy importantes en muchos casos:

- Los pobladores rurales no están acostumbrados a pagar cuentas mensualmente (o periódicamente). En su lugar compran kerosene y velas semanalmente. Aquellos que usan baterías, las recargan cuando están bajas (se ha calculado que el periodo para recargar baterías es de una a dos semanas).
- Se ha difundido la idea de que el gobierno debería suministrar la energía en las áreas rurales.
- Los pobladores rurales no son conscientes de los costos reales, los costos de reemplazo, el tiempo de vida útil de los componentes del sistema de generación, etc. Se hace difícil comprender rápidamente el significado de los costos de operación y mantenimiento.

Según el análisis realizado por la DEP/MEM, las familias de zonas urbanas consumen un promedio de 180 kWh al mes, mientras que las familias de zonas rurales llegan a consumir en promedio solamente 27.5 kWh al mes.

2.2.2 Dispersión de las Cargas

La distribución de la población según regiones naturales se ha transformado significativamente en los últimos 50 años, como consecuencia de las migraciones internas, generándose una alta concentración de la población en la Costa y en las principales ciudades del país.

De acuerdo al Censo Nacional de 1993, la región de la Costa, principal receptor de los flujos andinos, concentra la mayor población. La Costa es una estrecha franja de 130,000 km² donde residen más de 11'500,000 habitantes generando una densidad de 90 personas por km². La Sierra comprende una superficie de 385,500 km² y una población de 7'876,100 habitantes, estableciendo una densidad de 20 habitantes por km².

El deterioro de la estructura productiva agraria y la escasez de tierras de cultivo, entre otros, explican los bajos niveles de vida de la población rural y su voluntad de emigrar.

2.2.3 Sistema Tarifario

El modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas 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. Ello originaba que el sector rural, 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.

Mediante Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, la Dirección General de Electricidad de Ministerio de Energía y Minas ha establecido cinco sectores de distribución típicos:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de Alta Densidad
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Media Densidad
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de Baja Densidad
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural
- Sector de Distribución Típico 5: Rural

Siendo el Sector Típico 5 del tipo rural, donde estarían comprendidos los proyectos de electrificación rural que ejecuta la DEP/MEM. La aplicación de estos sectores típicos para la fijación de las tarifas eléctricas regirá a partir de noviembre del 2005 hasta octubre del 2009.

Esta situación de iniquidad 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. Según la última modificatoria aprobada mediante Ley N° 28307 del 28.07.04, se dispone la vigencia indefinida de la tarifa social eléctrica en el Perú, cuyas reducciones alcanzan a todos los usuarios del

urbano-rurales y rurales. Las reducciones adicionales del FOSE son de 27% y 12% para los usuarios con consumos de hasta 30 kW.h/mes y de 31 hasta 100 kW.h/mes, respectivamente. Corresponde al ente regulador de la inversión en energía, O

Sistema Interconectado (SEIN), y los sistemas aislados de los sectores SINERG, fijar trimestralmente el factor de recargo del FOSE, a los usuarios con consumos mensuales mayores a 100 kW.h.

2.3 Identificación de Actores y su papel en el Problema

El problema de la sostenibilidad de las obras eléctricas en el sector rural compete a los siguientes organismos e instituciones:

- Ministerio de Energía y Minas / Dirección Ejecutiva de Proyectos.- Entidad estatal, responsable de la elaboración y ejecución de las obras de electrificación rural.
- Empresas Concesionarias.- Entidades privadas y estatales, encargadas de administrar las obras eléctricas por ellas ejecutadas y las transferidas por el MEM/DEP.
- OSINERG.- Entidad reguladora, encargada de fijar los precios de comercialización de la energía eléctrica.

- **Gobiernos Regionales y Locales.-** Cumplen los papeles de gestores, ejecutores y administradores de las obras de electrificación en sus localidades.
- **Entidades Financieras e Inversionistas.-** Son quienes proporcionan los recursos económicos necesarios para la ejecución de las obras.
- **ONGs.-** Entidades cuyos fines son el desarrollo social y económico de los poblados rurales, sin afectar el medio ambiente.
- **Empresas Proveedoras de Bienes y Servicios.-** Desarrollan y difunden las nuevas tecnologías aplicables a las zonas rurales.
- **Comunidades y Clientes.-** Son los beneficiarios directos y deben ser capacitados para hacer un uso racional y productivo de la energía eléctrica.

CAPITULO III

TECNOLOGIA PRE-PAGO

3.0 Introducción

La morosidad en el pago de las facturas, junto con el fraude y el hurto de energía, son los mayores problemas que actualmente deben enfrentar las empresas distribuidoras, y que impiden lograr la eficiencia operativa indispensable para garantizar la supervivencia de las mismas. La principal causa de estos problemas es sin lugar a dudas, el aspecto económico.

Actualmente, la industria electrónica está desarrollando sistemas de medición que brindan beneficios tanto a las empresas distribuidoras como a sus clientes. Permitiendo de este modo mantener a los clientes con suministro eléctrico y a las distribuidoras recaudar el dinero por la energía suministrada.

En este entorno, el presente capítulo tiene por propósito describir la tecnología prepago con relación a la pospago, se hace referencia a este efecto sobre su evolución y perspectivas, cubriéndose la temática referida a sus componentes.

3.1 Descripción de la Tecnología

El sistema de comercialización prepago se refiere al pago de servicios (teléfono, electricidad, gas por redes o agua) antes de su uso. El cliente primero compra un determinado crédito (expresado en: minutos, kWh o m³), y luego hace uso del servicio hasta el momento que se agota la cantidad adquirida.

El concepto prepago no es nuevo, habiendo sido introducido por primera vez en la forma de medidores de gas a moneda en el Reino Unido. Este concepto fue mejorado en los años 80's mediante el uso de dispositivos electrónicos para la transferencia del crédito desde el Punto de Venta hacia el Medidor.

Los actuales sistemas de comercialización de electricidad prepago operan en tres niveles. En el nivel inferior se encuentran los Medidores, los cuales están instalados en los domicilios de los clientes. El siguiente nivel son los Puntos de Venta, los cuales están ubicados en las oficinas de la empresa administradora. La comunicación entre los Puntos de Venta y los Medidores es a través de un dispositivo (tarjeta magnética o código encriptado), generado electrónicamente en el Punto de Venta y que se usa para ingresar el crédito adquirido y/o alguna otra información en el Medidor.

En el nivel superior se encuentra la Estación Maestra del Sistema, la cual es necesaria para asegurar una base de datos comunes así como para una completa administración técnica y financiera. La Estación Maestra se comunica con los Puntos de Venta a través de

cualquier medio de comunicación de datos (LAN, modem, microondas, etc.). La información referente a los datos de clientes, cambio de tarifas, etc, es transmitida a los Puntos de Venta, y los detalles de las ventas de energía efectuadas son retornados a la Estación Maestra.

Debe tenerse en cuenta que un sistema de comercialización prepago no es solamente una alternativa al modo convencional de medición, sino un completo sistema que comprende la administración de la recaudación, seguridad de la información y control de los clientes.

Foto N° 1

Punto de Venta de Energía



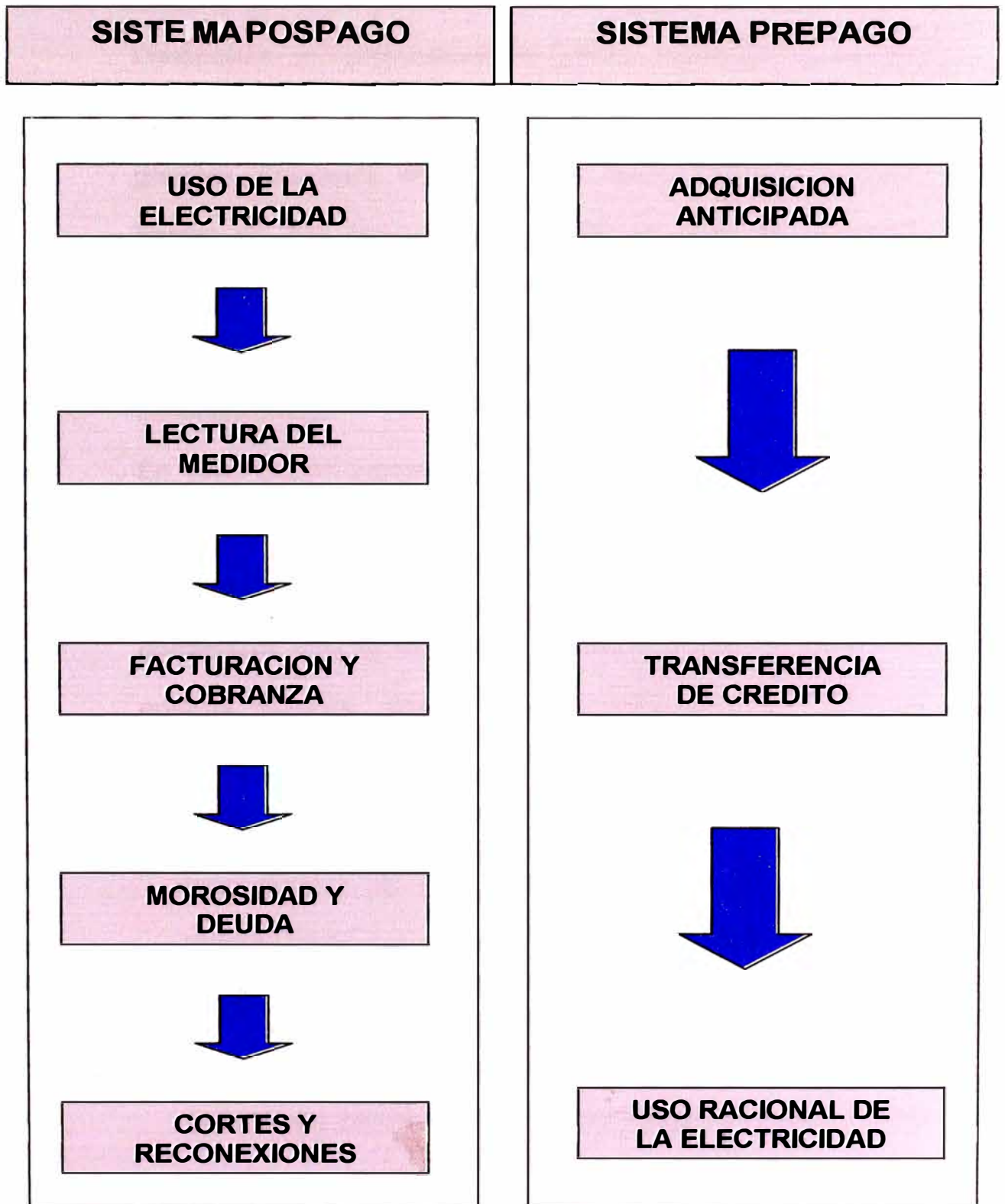
3.2 Comparación entre el Sistema Pospago y el Prepago

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece al sistema de comercialización pospago como el único aplicable en los 5 Sectores Típicos establecidos (desde Urbano de Alta Densidad hasta Rural). Bajo este sistema, los costos asociados al usuario que se toman en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), son como se indicó anteriormente, los costos de facturación, que comprende la lectura del medidor, el procesamiento y emisión de la misma, su reparto y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Este sistema de comercialización otorga un crédito para el consumo futuro por parte del cliente, sin proveerle los medios necesarios para lograr el control de dicho consumo.

Por el contrario, los sistemas prepago invierten el ciclo comercial, eliminando los altos costos en zonas rurales de los procesos de lectura, facturación, reparto, cortes y reconexiones. Asimismo, se elimina la morosidad y los costos que acarrea el seguimiento de las facturas por cobrar. Mediante el sistema prepago se brinda al usuario la capacidad de auto-administración de su consumo eléctrico, al estar siempre enterado de su consumo realizado.

Gráfico N° 2

Esquema Comparativo de los Sistemas Comerciales



3.3 Evolución y Perspectivas

3.3.1 Sistema Prepago en Sudáfrica

Hasta 1988, la empresa estatal de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización Eskom, suministraba energía principalmente a grandes clientes como, por ejemplo, las grandes Empresas Mineras y las Municipalidades. Aunque Eskom en esa fase ya era una de las mayores empresas generadoras de energía eléctrica del mundo, sólo tenía unos 120,000 clientes y todos ellos operaban con cuentas y facturas convencionales.

En 1988 Eskom comienza a desarrollar el programa Nacional “Electricidad para Todos” con el propósito de suministrar energía eléctrica directamente a las grandes masas de clientes domésticos que en esa fase no tenían acceso al servicio de energía eléctrica. Algunos de los problemas que debieron superarse incluían los siguientes aspectos:

- Un menor número posible de empleados debía manejar un gran número de nuevos clientes. Esto implicaba que el sistema tenía que operar con un plantel reducido, tanto en la gestión como en el mantenimiento.

El sistema convencional de lectura del medidor y facturación, simplemente requería demasiados esfuerzos de gestión en la operación diaria para procesar cuentas y

mantener conexiones y desconexiones, hecho que resultaba en una carga económica pesada.

- Una gran parte de las zonas donde residían los clientes potenciales casi no tenían infraestructura. Estos clientes no poseían dirección fija ni trabajos permanentes o cuentas bancarias y, con frecuencia, en las áreas comprendidas tampoco había servicios postales. Sin embargo, éstos son requisitos que necesita un sistema de facturación convencional para que pueda operar con eficacia.
- Muchos clientes son analfabetos y no entienden que deben abonar cargos fijos o facturas que reciben después de que consumieron la energía eléctrica, e incluso si lo entienden, no tienen presupuesto para pagar estos cargos. Esto devenía en un problema cultural.

Para solucionar éstos y otros problemas, Eskom comenzó a desarrollar un sistema Prepago básico, el que está vigente en la actualidad.

Este sistema se conformó sobre las bases siguientes:

- Medidores Prepago (también denominados Dispensadores de Electricidad).
- Expendedores automáticos donde el cliente puede adquirir el crédito de energía eléctrica que consumirá (conocidos como Unidades Dispensadoras de Crédito - CDU).

- Concentradores de datos que manejan las CDU's y reúnen las informaciones de las transacciones de éstas (También denominadas Estaciones Maestras del Sistema – SMS).

La primera licitación para los medidores de energía eléctrica prepaga con una especificación muy breve de Eskom se lanzó en 1989. En este caso los esfuerzos apuntaban a mantener el precio de los medidores en el menor nivel posible. Sobre esta base se adjudicaron contratos a dos fabricantes para un volumen de suministro original de 10,000 medidores.

Las especificaciones originales fueron actualizadas durante 1990 con las Partes 1, 2 y 3 de la especificación Eskom NRS009. Se adjudicaron contratos con los dos fabricantes existentes y después se incluyó a un tercero para los medidores basados en la especificación NRS009. En 1991 también se cambió el nombre del proyecto que en este momento pasó a denominarse “Proyecto de Electrificación Eskom” y el número de medidores aumentó a unas 10,000 unidades por cada fabricante.

En 1990 el instituto de Normalización de Sudáfrica, el SABS, publicó la primera norma nacional para medidores prepago sobre la base de la especificación NRS009, ésta al poco tiempo reemplazó completamente a la antigua especificación NRS. Los contratos para el suministro de medidores se

incrementaron firmemente alcanzando un total de 200.000 medidores en 1993 y 300.000 unidades anuales desde el año 1994 hasta el 2000.

Durante 1993 Eskom determinó que para poder unificar la comercialización de la energía eléctrica a partir de medidores provenientes de varios fabricantes debía normalizar los sistemas de ventas. Eskom se embarcó en un programa para normalizar los Medidores y el proceso de ventas, para lo cual lanzó una especificación para adquirir un sistema de ventas sobre la base de un anteproyecto de especificación y los Medidores que puedan acompañar este sistema.

El desarrollo del nuevo Sistema de Ventas Universal (Common Vending System CVS) comenzó luego para iniciar inmediatamente la fase de la implementación.

Para que en el nuevo sistema de ventas se pudiera llevar a cabo la transferencia de crédito a todos los tipos de medidores fue necesario desarrollar un medio estándar de transferencia y los correspondientes protocolos. En el desarrollo se incluyeron los diseños necesarios y de esta manera se creó la "Especificación Normalizada de Transferencia" (Standard Transfer Specification - STS). El Sistema de Ventas Universal y la Especificación Normalizada de Transferencia constituyen la base del sistema de prepago que opera Eskom en la actualidad.

Las especificaciones técnicas fueron perfeccionadas en el transcurso de los años y hoy ya fueron adoptadas como estándar por la mayoría de las empresas de servicios públicos que proveen energía eléctrica en Sudáfrica.

En la actualidad se considera a Sudáfrica como el líder mundial en lo que concierne a la tecnología del prepago de electricidad y numerosos países adoptan estas normas para sus sistemas propios.

3.3.2 Sistema Prepago en Argentina

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

Hasta ese entonces, 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.

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 del estado.

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 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 arriba señalado, comenzaron con la distribución eléctrica en zonas rurales y en las pequeñas ciudades del interior del país.

Al presente, 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, 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 definitiva para una competencia que, si bien no es aún lo abierta que sería deseable, ha permitido una rápida modernización y hacer más eficientes los servicios.

El Estado Nacional, así como también los Provinciales, se han reservado la función de Regular estos mercados y 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.

Así, ante la posibilidad de quedar desubicadas tecnológica, 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, y muy especialmente las que tienen redes de distribución en áreas rurales, se vieron en la disyuntiva de modernizar sus redes y sus 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.

Así, mientras las grandes distribuidoras 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.

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 argentina y goza de un reconocimiento general y tiene un estatus jurídico propio.

Las cooperativas eléctricas a principios de la década del '90, dada 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 particular y difícil, donde desde un inicio se adoptaron los sistemas denominados inicialmente de "Venta Anticipada" y en la actualidad mas conocidos como "Sistemas Prepago de Energía Eléctrica".

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.

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.

El Sistema de Venta se componía de una Estación Maestra (para la generación de informes técnicos y administrativos así

como también para el alta y 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 más 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 más 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 más precisamente en la zona rural.

Las primeras experiencias de esta Cooperativa fueron presentadas en el Congreso de la CLER realizado en la ciudad de Buenos Aires en 1995.

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 en el mercado ofrecían 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 quedó demostrado haber sido un costoso error.

Así mismo, y dado el hecho que la electrificación en la República Argentina es porcentualmente cercana al 90%, los medidores de prepago estaban destinados al reemplazo de medidores preexistentes, lo cual 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 Nacionales y Provinciales 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".

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

- 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 Prepaga.

- 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 a esta tecnología para sus Sistemas de Prepago comenzando el reemplazo sistemático de medidores convencionales por los medidores de Prepago.

Al presente, son más de 120 las Cooperativas de Servicios Eléctricos que utilizan Sistemas de Prepago de la Energía Eléctrica en la 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 tarjeta 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.

Cabe mencionar también que el sistema Prepago está siendo utilizado como una herramienta para atender a clientes carenciados de las zonas urbanas, aquellos que no disponen de los recursos económicos suficientes para pagar una factura mensual pero que sin embargo desean contar con el suministro eléctrico. Mediante el sistema Prepago la empresa de distribución EDENOR ha logrado re-incorporar a clientes que se encontraban desconectados.

EDENOR a la fecha ha instalado 15,000 medidores prepago en la localidad de Merlo Provincia de Buenos Aires.

3.4 Componentes de la Tecnología Prepago

3.4.1 Medidores

Los medidores electrónicos de energía han superado a los electromecánicos en términos de funcionalidad y utilidad. El sector de servicio público ahora se puede beneficiar con nuevas tecnologías como son: lectura automática de medidores (AMR), sistemas prepago, y facturación multitarifa. Pero la medición por sí misma también sigue como prioridad en las mentes progresistas de los generadores y distribuidores de energía. 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.

Como ya se indicó, el país líder en el desarrollo y normalización de sistemas prepago es Sudáfrica, debido a su experiencia en la utilización y por ser el único sistema de comercialización ofrecido para los nuevos suministros.

Los principales fabricantes de medidores prepago en Sudáfrica son: Actaris, Cashpower, CBI y Conlog. Los productos ofrecidos pueden clasificarse de acuerdo a 3 características principales:

- Fases: Monofásico o Trifásico
- Método de Transferencia de Crédito: Tarjeta Magnética Descartable o Código Encriptado
- Partes: Monocuerpo o Bicuerpo

Tipos de Medidor de Acuerdo al Método de Transferencia de Crédito.

El método de la transferencia de crédito define la tecnología empleada para transferir la información desde el Punto de Venta hacia el Medidor. También define la correspondiente tecnología del Punto de Venta para la codificación de la información, y la tecnología requerida por el Medidor para decodificar la referida información. Existen dos tipos de medidores de acuerdo al método de transferencia de crédito:

- **De Tarjeta Magnética Descartable.-** La información es transferida en una banda magnética sobre una tarjeta

descartable, correspondiendo en: forma, dimensiones (excepto en espesor) y ubicación de la banda magnética, con las familiares tarjetas plásticas de crédito y transacciones bancarias. La particularidad de esta tarjeta es que es hecha de papel en lugar de plástico, y no puede reutilizarse. Por consiguiente, el Punto de Venta debe contar con un sistema que pueda escribir sobre la banda magnética de la tarjeta descartable, y a su vez el Medidor debe contar con un lector que permita descifrar la información contenida en la banda magnética de la tarjeta descartable.

- **De Código Encriptado.-** La información es transferida a través de una serie numérica de 20 dígitos. A diferencia de la tarjeta magnética descartable, el medio de transporte de la información puede variar (por ejemplo, la serie numérica puede ser memorizada por el cliente). Normalmente, la serie numérica de 20 dígitos es impresa en la factura del cliente, y por consiguiente el medio físico de transporte es el papel. Mientras que el mecanismo de transporte del código encriptado es flexible y puede variar, el mecanismo de ingreso en el Medidor es siempre un teclado numérico, en el cual la serie numérica de 20 dígitos es tecleada.

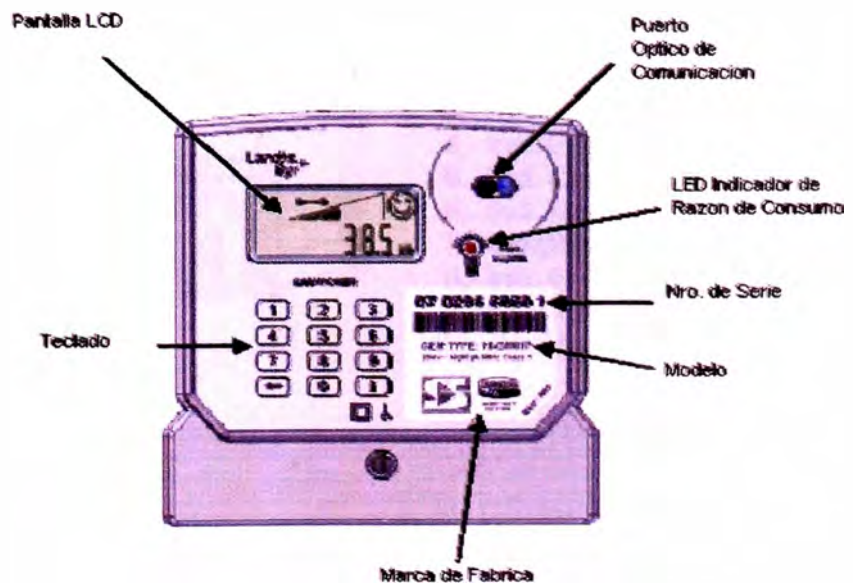
Tipos de Medidor de Acuerdo a sus partes:

- **Medidor Monocuerpo.-** Se caracteriza por integrar en un solo equipo los componentes de medición e interfase con el usuario. Un ejemplo de medidor monofásico, que es activado mediante códigos encriptados y del tipo monocuerpo, es el modelo GEM CM fabricado por CASHPOWER.

Los componentes de la interfase con el usuario son: un Teclado de 12 teclas con respuesta sonora (para el ingreso de códigos y acceso a las numerosas funciones de control), y una Pantalla de Cristal Liquido – LCD (para visualizar el crédito remanente, controlar el ingreso correcto de códigos y verificar el estado del medidor mediante los indicadores visuales).

Gráfico N° 3

Medidor Monocuerpo



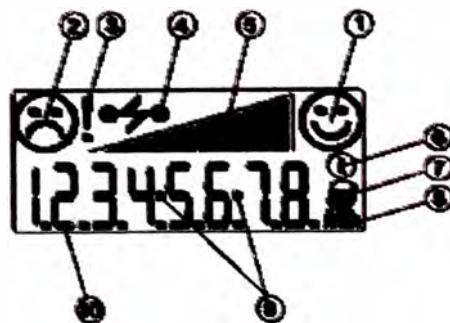
El LED Indicador de Razón de Consumo provee indicación visual del consumo instantáneo de energía y a la vez sirve para verificar la precisión de medición.

El Puerto Optico de Comunicación permite transferir datos a y desde el medidor utilizando un dispositivo portátil. El protocolo de este puerto óptico de comunicaciones satisface la norma IEC 62056-21 Modo C.

La Pantalla LCD fue diseñada para brindar una indicación visual clara y precisa de las funciones importantes del medidor por medio de pictogramas, los cuales son fácilmente entendibles independientemente del idioma del cliente.

Gráfico N° 4

Pantalla LCD



- 1.- Cara Alegre
- 2.- Cara Triste
- 3.- Ind. Bajo Crédito
- 4.- Ind. Estado del Contactador
- 5.- Ind. Crédito Remanente
- 6.- Ind. Modo de Información
- 7.- Crédito Monetario
- 8.- Ind. Energía (kWh)
- 9.- Cronometro
- 10.- Dígitos

INDICACIONES TÍPICAS

OPERACION NORMAL



La pantalla muestra el crédito disponible (kWh).
El contactor está cerrado.

AVISO BAJO CREDITO



Credito bajo. Debe ingresarse un Numero de
Transferencia de Credito para evitar la
desconexión del suministro de energía.

CREDITO NULO



Suministro de energía desconectado.

SOBRE CARGA



Suministro de energía desconectado

Presionando la tecla (i) el medidor pasa al “Modo de Información” (se enciende el indicador (i) y en los dígitos de la pantalla se visualiza: -----). En este estado el medidor permite visualizar el contenido de varios registros, ingresando el correspondiente código de tres dígitos asociado. Para salir del Modo de Información debe presionarse nuevamente la tecla (i) o, en ausencia de actividad en el teclado, sale automáticamente después de 1 minuto.

A continuación se enumeran algunas de las informaciones más utilizadas:

Cuadro N° 2**Lectura de Información Registrada**

Nro. Registro	Información
000	Número de Medidor
001	Potencia Instantánea (W)
002	Crédito Disponible (kWh)
003	Totalizador de kWh consumidos
006	Consumo de kWh del presente día
007	Consumo del último día finalizado
008	Consumo del presente mes
009	Consumo del último mes finalizado
012	Límite de Alarma de Crédito Inferior
013	Límite de Alarma de Crédito Superior
014	Límite de Potencia (W)
030	Registro de Estado del Medidor
048	Versión del Software del Medidor
050	Numero de Cortes de Suministro
054	Ultimo NTC Ingresado
056	KWh del último NTC

Cuadro N° 3

Especificaciones Técnicas Medidor Monocuerpo

Información General	
Tipo	Medidor Prepago Monofásico, 2 hilos, conexión directa.
Red de distribución compatible	Monofásica, 2 hilos, con neutro a tierra
Operación	
General	Almacenamiento del crédito y decremento al consumir
Mecanismo de introducción del crédito	Vía teclado y códigos encriptados
Método de encriptación	16 dígitos (CTS) ó 20 dígitos (STS)
Conformidad de Especificaciones y Aprobaciones	
IEC	IEC61036 Edition 2.1, IEC 62056 -21
SABS	SABS 1524-1
ESKOM	ESKOM SCSSCAAA9
BS	BS 5685: 1979
Especificaciones Eléctricas	
Tensión nominal (Un)	230 Volt AC rms
Frecuencia nominal	60 Hz
Rango de tensión de operación	80% hasta 120% de Un
Corriente Básica (Ib)	10 Amp.
Corriente máxima (Imáx.)	80 Amp. (pueden ajustarse límites menores)
Burden	
- Circuito de voltaje	<1.5 W / < 10 VA @ 230 V
- Circuito de corriente	<2.5 VA @ Corriente Básica (Ib)
Protección	Clase II (doble aislación)
Performance Motrológica	
Dirección de la energía	Medición y detección de corriente directa e inversa (el crédito es decrementado en ambos casos)
Frecuencia de parpadeo de LED de indicador de consumo	1000 impulsos / kWh
Rango de medición con exactitud	0.05 Ib hasta 1.25 Imáx.
Corriente de arranque	≤ 0.004 Ib
Potencia de arranque	6.5 W (aprox. 28 mA @ 230 V y cos ϕ =1)
Índice de clase de exactitud	Clase 1

Dispositivo de Desconexión	
Tipo	Contactador / Interruptor Unipolar de 100 Amp.
Protección Contra Sobre-tensión y Transitorios	
Nivel de aislación	4 kV rms. Durante 1 minuto.
Resistencia a sobre-tensiones	440 VAC durante 48 horas.
Resistencia a impulsos de tensión diferencial	En exceso de 8 kV, 1.2/50 μ s con fuente de 2 Ω de impedancia.
Resistencia a impulsos de corriente	5 kA, 8/20 μ s.
Condiciones Ambientales	
Temperatura de operación	-10 °C hasta +55 °C
Temperatura de almacenamiento	-20 °C hasta +70 °C
Humedad relativa	Máximo \leq 95 %;
Especificaciones Mecánicas	
Tipo	Conforme a BS 5685
Clasificación	IP54
Material	Poli-carbonato UV estable con retardador de llama
Dimensiones	Alto: 126.3 mm Ancho: 122.0 mm Profundidad: 68.0 mm
Peso	510 g

- **Medidor Bicuerpo.-** Se caracteriza por constar de dos partes. Un ejemplo de medidor monofásico, que es activado mediante códigos encriptados y del tipo bicuerpo, es el modelo GEMINI CSM fabricado por CASHPOWER.

Este medidor esta conformado por:

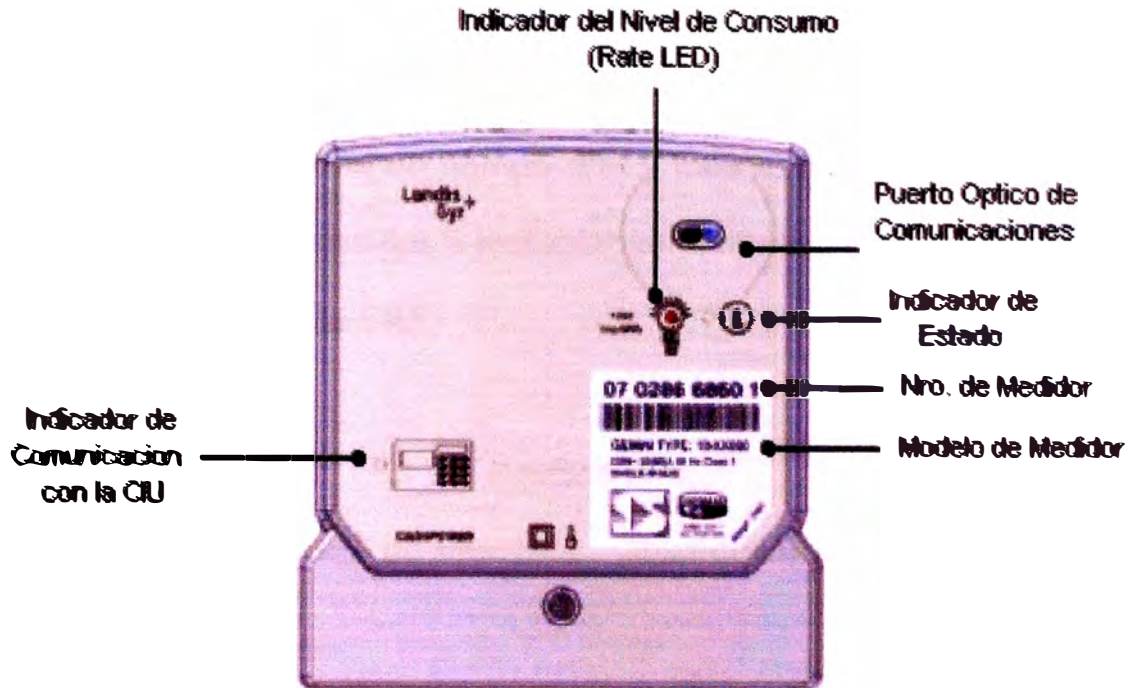
- La Unidad de Manejo de Energía (EMU), también referida como “medidor”.
- La Unidad de Interfaz con el Usuario (CIU).

La EMU se instala usualmente en un lugar seguro, solo accesible a empleados de la empresa distribuidora de energía. Es la unidad que implementa la medición, decriptación de códigos y las funciones de control de carga.

La CIU reside en el interior de la vivienda del usuario y funciona como “control remoto” e interfaz de visualización (teclado y pantalla LCD). Se conecta a la EMU a través de un cable bipolar que conduce solamente 12 volt.

La EMU contiene los siguientes indicadores:

- Indicador de Nivel de Consumo: Este LED brinda una indicación visual del consumo de potencia instantánea y también se utiliza para verificar la precisión del medidor.
- Puerto Optico de Comunicación: Este puerto permite transferir datos a y desde el medidor utilizando un dispositivo portátil. El protocolo de este dispositivo satisface la norma IEC 62056-21 modo C.
- Indicador de Estado de Comunicación con la CIU: Este LED indica el estado de la comunicación remota entre el medidor y la CIU.
- Indicador de Estado: LED que brinda información de varias funciones importantes.

Gráfico N° 5**Unidad de Medición – Medidor Bicuerpo**

La interfase visual de la CIU esta compuesta por un teclado de 12 teclas con respuesta sonora (para ingreso de códigos y acceso a las numerosas funciones de control), y un display LCD (para visualizar el crédito disponible, controlar el ingreso correcto de códigos y verificar el estado del medidor mediante indicadores visuales).

El LED de nivel de consumo provee indicación visual del consumo instantáneo de energía.

El LED de alarma duplica la indicación del display LCD. Su objetivo principal es brindar una indicación muy visible de bajo nivel de crédito.

La CIU es una extensión remota de la interfase del medidor (EMU). Por ello, la comunicación entre las dos unidades (EMU y CIU) es en tiempo real y toda entrada via teclado se envía al medidor e instantáneamente se ve reflejada en el display de la CIU.

Gráfico N° 6

Unidad de Interfase – Medidor Bicuerpo

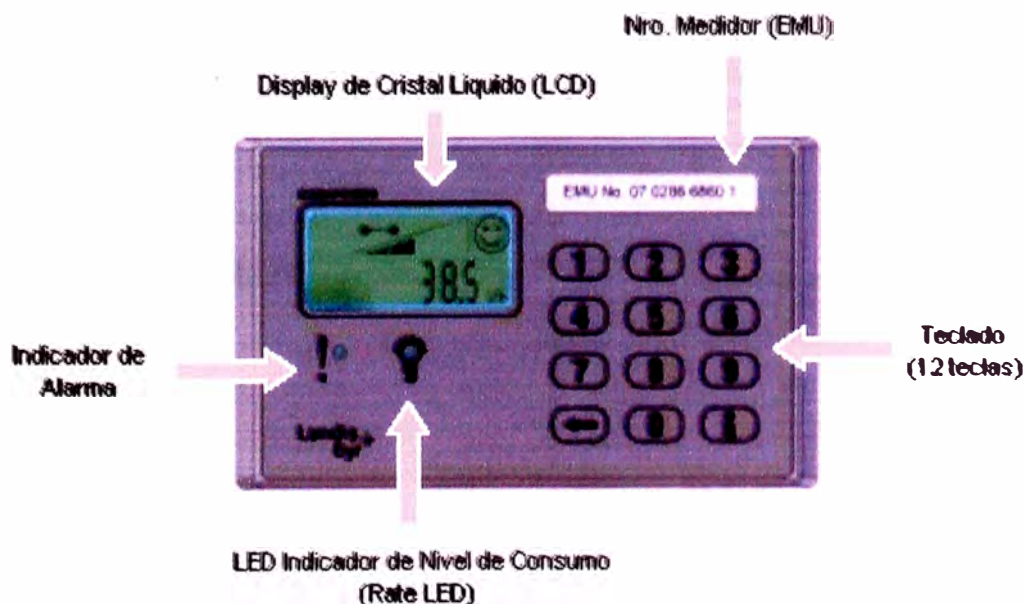
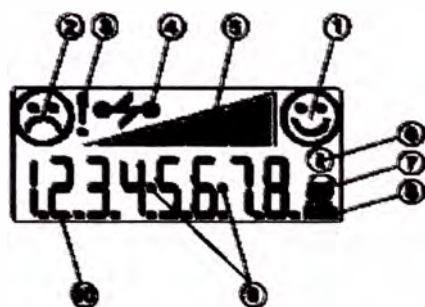


Gráfico N° 7

Pantalla LCD de la Unidad de Interfase



- 1.- Cara Alegre
- 2.- Cara Triste
- 3.- Ind. Bajo Crédito
- 4.- Ind. Estado del Contactor
- 5.- Ind. Crédito Remanente
- 6.- Ind. Modo de Información
- 7.- Crédito Monetario
- 8.- Ind. Energía (kWh)
- 9.- Cronometro
- 10.- Digitos

Gráfico N° 8

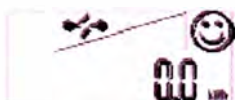
Unidad de Interfase – Medidor Bicuerpo

INDICACIONES TÍPICAS**OPERACION NORMAL**

La pantalla muestra el crédito disponible (kWh).
El contactor está cerrado.

AVISO BAJO CREDITO

Credito bajo. Debe ingresarse un Numero de
Transferencia de Credito para evitar la
desconexión del suministro de energía.

CREDITO NULO

Suministro de energía desconectado.

SOBRE CARGA

Suministro de energía desconectado.

Presionando la tecla (i) el medidor pasa al “Modo de Información” (se enciende el indicador (i) y en los dígitos de la pantalla se visualiza: -----). En este estado el medidor permite visualizar el contenido de varios registros, ingresando el correspondiente código de tres dígitos asociado. Para salir del Modo de Información debe presionarse nuevamente la tecla (i) o, en ausencia de actividad en el teclado, sale automáticamente después de 1 minuto.

A continuación se enumeran algunas de las informaciones más utilizadas:

Cuadro N° 4

Lectura de Información Registrada

Nro. Registro	Información
000	Número de Medidor
001	Potencia Instantánea (W)
002	Crédito Disponible (kWh)
003	Totalizador de kWh consumidos
006	Consumo de kWh del presente día
007	Consumo del ultimo día finalizado
008	Consumo del presente mes
009	Consumo del ultimo mes finalizado
012	Límite de Alarma de Crédito Inferior
013	Límite de Alarma de Crédito Superior
014	Límite de Potencia (W)
030	Registro de Estado del Medidor
048	Versión del Software del Medidor
050	Numero de Cortes de Suministro
054	Ultimo NTC Ingresado
056	KWh del ultimo NTC

Cuadro N° 5**Especificaciones Técnicas - Unidad de Medición**

Información General	
Tipo	Medidor Prepago Monofásico, 2 hilos, conexión directa.
Red de distribución compatible	Monofásica, 2 hilos, con neutro a tierra
Operación	
General	Almacenamiento del crédito y decremento al consumir
Mecanismo de introducción del crédito	Vía teclado y códigos encriptados
Método de encriptación	16 dígitos (CTS) ó 20 dígitos (STS)
Conformidad de Especificaciones y Aprobaciones	
IEC	IEC61036 Edition 2.1, IEC 62056 –21
SABS	SABS 1524-1
ESKOM	ESKOM SCSSCAA9
BS	BS 5685: 1979

Especificaciones Eléctricas	
Tensión nominal (Un)	230 Volt AC rms
Frecuencia nominal	60 Hz
Rango de tensión de operación	80% hasta 120% de Un
Corriente Básica (Ib)	10 Amp.
Corriente máxima (Imáx.)	80 Amp. (pueden ajustarse límites menores)
Burden	
- Circuito de voltaje	<1.5 W / < 10 VA @ 230 V
- Circuito de corriente	<2.5 VA @ Corriente Básica (Ib)
Protección	Clase II (doble aislación)
Performance Motrológica	
Dirección de la energía	Medición y detección de corriente directa e inversa (el crédito es decrementado en ambos casos)
Frecuencia de parpadeo de LED de indicador de consumo	1000 impulsos / kWh
Rango de medición con exactitud	0.05 Ib hasta 1.25 Imáx.
Corriente de arranque	≤ 0.004 Ib
Potencia de arranque	6.5 W (aprox. 28 mA @ 230 V y cos φ =1)
Indice de clase de exactitud	Clase 1

Dispositivo de Desconexión	
Tipo	Contactador / Interruptor Unipolar de 100 Amp.
Protección Contra Sobre-tensión y Transitorios	
Nivel de aislación	5 kV ms. Durante 1 minuto.
Resistencia a sobre-tensiones	440 VAC durante 48 horas.
Resistencia a impulsos de tensión diferencial	En exceso de 6 kV, 1.2/50 μ s con fuente de 2 Ω de impedancia.
Resistencia a impulsos de corriente	5 kA, 8/20 μ s.
Condiciones Ambientales	
Temperatura de operación	-10 °C hasta +55 °C
Temperatura de almacenamiento	-20 °C hasta +70 °C
Humedad relativa	Máximo \leq 95 %;
Especificaciones Mecánicas	
Tipo	Conforme a BS 5685
Clasificación	IP54
Material	Poli-carbonato UV estable con retardador de llama
Dimensiones	Alto: 142.0 mm Ancho: 125.0 mm Profundidad: 69.0 mm
Peso	510 g

Terminales	
Terminales principales	Doble rosca (M6), con mordazas móviles.
Diámetro máximo del conductor	25 mm ²
Terminales de comunicación	Tornillo simple, de apriete
Diámetro máximo del conductor	2.5 mm ²
Precintos	
Cuerpo del medidor (precintado en fábrica)	Tornillo-precinto
Tapa de terminales	Precintable en el campo

Cuadro N° 6**Especificaciones Técnicas - Unidad de Interfase**

Eléctricas	
Tipo	Aislado, con cable de dos conductores no polarizados, semi-duplex, 12 Vdc alimentado desde el medidor.
Rango de operación (comunicación)	Hasta 130 m. Con una impedancia máxima de lazo de 40 Ω .
Ambiente de Operación	
Temperatura de operación	-10 °C a +55 °C
Temperatura de almacenamiento	-25 °C a + 70 °C
Humedad relativa	Máximo \leq 95 %

Gabinete	
Tipo	Extra-chato, para montaje sobre pared
Protección	IP51
Material	
Dimensiones	ABS
Peso	100 g
Terminales	
Tipo	De 2 vias
Máxima sección del conductor	2.5 mm ²
Interfase con el usuario	
Tipo	Independiente del idioma
Componentes	Display LCD pictográfico / numérico; LED indicador de la razón de consumo; Teclado con respuesta audible.

3.4.2 Sistema de Venta de Energía

La parte complementaria y necesaria para el funcionamiento de los medidores prepago, es su correspondiente Sistema de Venta de Energía, el cual en su versión básica se instala en una Computadora Personal y lo constituyen:

- El Procesador de Alta Seguridad (P.A.S.)
- El Software de Gestión y Venta de Energía

El Procesador de Alta Seguridad:

El P.A.S. es una de las partes vitales del Sistema de Venta de Energía, ya que su función es generar los códigos que luego serán ingresados al medidor. Cada vez que el usuario del sistema requiere un código, el software inicia una sesión en el P.A.S., este ejecuta un proceso tomando como entrada los parámetros incluidos en la solicitud del software y como resultado de este proceso obtiene un código que es devuelto al software en respuesta a su solicitud.

El sistema adoptado para la generación de códigos (clave de codificación) en Sudáfrica, es el normado por la asociación STS (Stándar Transfer Specification). Cuando un cliente hace su pago en un punto de venta, el monto acreditado es codificado numéricamente y transferido utilizando una clave secreta de codificación, una copia de esta clave es también almacenada en el medidor al momento de su instalación. El cliente inserta el código dentro del medidor, donde la información es descodificado utilizando la clave para extraer el monto de crédito asignado. Conforme el consumo se va midiendo, se reduce el crédito disponible y cuando el mismo llega a cero, el contactor interno del medidor se abre para interrumpir el suministro. El cliente, deberá entonces repetir el ciclo con la compra de un nuevo crédito en forma de un nuevo código numérico. Es evidente que la integridad del sistema se encuentra específicamente dependiente del sistema de gestión

de las claves para proveer los procesos confiables y seguros necesarios para generación, almacenamiento y distribución de las mismas entre los puntos de venta y los medidores prepago. Los códigos numéricos están disponibles tanto para los servicios de electricidad, agua, gas y valores de transferencia de créditos en dinero. Estos códigos son típicamente transportados en forma de códigos impresos o gravados en tarjetas magnéticas.

La industria Sudafricana de prepago se ha establecido como el indiscutido líder global en el campo de sistemas prepago con códigos de una sola vía, los cuales han estado desarrollándose durante los últimos 18 años. El STS es la base para lograr el éxito ya que provee el único estándar global abierto, y por lo tanto, asegura la interoperabilidad de productos de múltiples proveedores. Hasta la fecha, existen aproximadamente 5 millones de medidores STS instalados en 30 países, que están operados por cerca de 300 empresas de servicios públicos, los cuales reciben los servicios de administración de sus claves desde un Centro de Administración de Claves (Key Management Centre) que está bajo el control de la Asociación STS ubicada en Sudáfrica.

Las normas para los sistemas prepago fueron desarrolladas de manera paralela, principalmente en el Reino Unido y Sudáfrica, hasta que los expertos 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. Actualmente este proceso se encuentra en su etapa final, para su posterior publicación como el conjunto de normas IEC para los sistemas prepago. Se espera que la circulación de esta publicación comience durante el presente año, como borrador del comité, entre todos los países miembros del IEC.

Las normas IEC que actualmente están en vías de preparación referidas a los medidores prepago son:

- IEC 62051 Glosario de Terminología
- IEC 62055-21 Marco para Normalización
- IEC 62055-31 Requerimientos Especiales para los
 Medidores Prepago
- IEC 62055-41 Especificaciones Estándar de
 Transferencia

Actualmente la STS está publicada como Especificaciones Públicamente Disponibles (Publicly Available Specification – PAS) bajo el título IEC/PAS 62055-41 Especificación Estándar de Transferencia. Se espera que su transformación en una norma completa IEC (IEC 62055-41) pueda 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 e IEC/PAS previamente existentes.

El Software de Gestión y Venta de Energía:

Es un programa de computación específicamente desarrollado para facilitar la administración y control del proceso de comercialización de energía a través de medidores prepago.

Cada fabricante de medidores prepago ofrece su respectivo Software de Gestión y Venta de Energía, la característica de los fabricantes Sudafricanos es que el referido Software es compatible con cualquier medidor prepago que cumpla la especificación STS. Esta característica brinda libertad de elección, a la empresa distribuidora, sobre el proveedor de los medidores prepago.

El software ofrecido por la empresa CASHPOWER es denominado EPS-2.5, el cual se describe a continuación:

Tiene por objetivo primario la administración integral de la comercialización de la energía eléctrica en la modalidad prepago.

El diseño del software está basado en la arquitectura Cliente / Servidor, utilizando un RDBMS (Relational Data Base Management System) para el almacenamiento de datos en forma centralizada. El software ofrece dos opciones de RDBMS: Interbase y Oracle.

Entre las características básicas del Software EPS-2.5 cabe mencionar:

- Interfase Gráfica de Usuario, inherente a la plataforma MS Windows.
- Soporte de algoritmos de transferencia propietario CTS (16 dígitos) y STS (20 dígitos).
- Discriminación independiente de Clientes, Medidores y Suministros.
- Seguimiento detallado de las Compras de Energía (tabulado y gráfico) por Cliente, Medidor y Suministro.
- Incorporación del Cobro de Planes de Pago, mediante deducción porcentual del monto de la compra.
- Incorporación de Cobro de Intereses sobre saldos de Planes de Pago.
- Asignación de los Conceptos a facturar, estableciendo su periodo de vigencia cronológica.
- Incorporación anticipada de nuevas tarifas o cambios de tarifas, con introducción de la fecha de activación automática de las mismas.
- Exportación de datos en diversos formatos (ASCII, Dbase, Paradox, MS Excel, HTML, XML), para la integración con Sistemas de Gestión Comercial existentes.

El Software de Gestión del Sistema, se utilizará para conformar las siguientes operaciones:

- a) Transacciones de Venta de Energía Prepaga, con emisión de Facturas que incluyen el Número de Transferencia de Crédito.
- b) Emisión de Números de Mantenimiento, que conforman funciones técnicas sobre los medidores de energía, tales como la reconexión del medidor después de un intento de manipulación, modificación del límite de potencia, borrado total del crédito, etc.
- c) Altas, bajas y modificaciones de datos de Clientes, medidores y Suministros en la Base de Datos.
- d) Preparación previa a la instalación, de los parámetros de inicialización de los medidores.
- e) Emisión de los informes de Fin de Turno (Arqueo de Caja).
- f) Parametrización de los valores Tarifarios e Impositivos a aplicar en la Venta de Energía.

Gráfico N° 9
Sistema de Venta de Energía

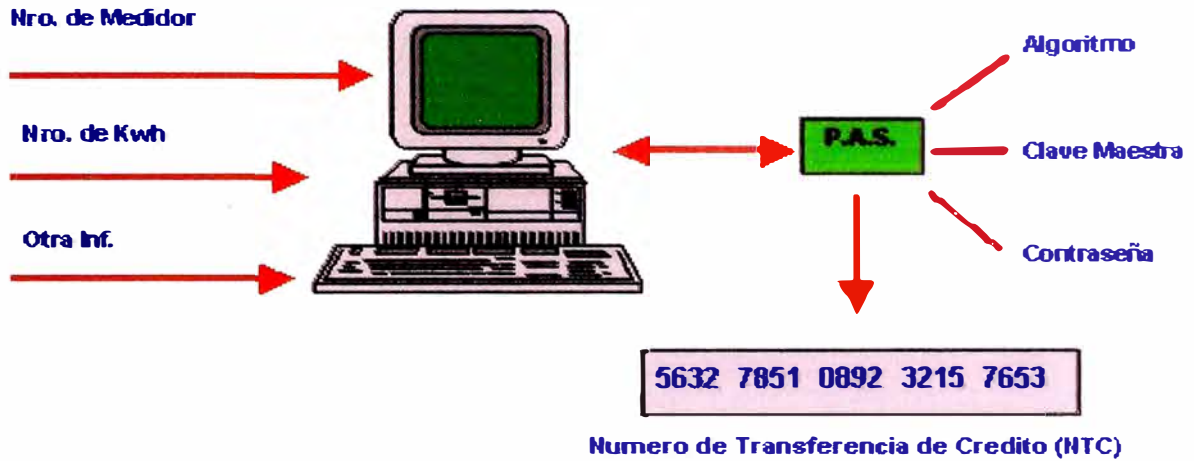


Gráfico N° 10
Factura con NTC

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HUANCAYO

0001 00000993
05/05/2003

CARBAJAL ALEXANDER P.º San Mateo 423 C.º 127 Mg.º 01		FACTURA	0001 00000993
C.º 003		FECHA	05/05/2003
USUARIO FINAL		2345678	30 0
		5 03	10.03.2003

0626 0975 7538 3568

TOTAL 16.85

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HUANCAYO

CARBAJAL ALEXANDER P.º San Mateo 423 C.º 127 Mg.º 01		FACTURA	0001 00000993
C.º 003		FECHA	05/05/2003
USUARIO FINAL		2345678	30 0
		5 03	10.03.2003

CAPITULO IV

APLICACIÓN EN UN PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO

4.0 Introducción

De acuerdo a la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, las obras de Electrificación Rural construidas por el Estado (DEP/MEM), son transferidas a la empresa ADINELSA para su administración. Debido al reducido número de familias atendidas, su bajo consumo de energía y la elevada dispersión de las localidades, el dinero recaudado por la venta de energía no cubre los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura, teniendo que recurrirse por consiguiente al subsidio permanente.

Con la finalidad de reducir los altos costos de comercialización, ADINELSA decide evaluar el sistema prepago, para tal efecto realiza primero un Proyecto Piloto en el PSE Humay-Pampano, donde se instalan 150 medidores en las localidades de Huancano y Pampano, el sistema opera desde el mes de diciembre del 2002 hasta mediados del 2004. Esta primera experiencia fue satisfactoria, lo cual motivó a tomar la decisión de ampliar la aplicación a la totalidad de suministros

del PSE Humay-Pampano. El proceso de implementación de esta segunda etapa se describe en el presente capítulo.

4.1 Características del PSE Humay-Pampano

Este Pequeño Sistema Eléctrico suministra energía eléctrica a las localidades de la jurisdicción de los distritos de Humay y Huancano, localizados en la provincia de Pisco, departamento de Ica. Se accede a la zona por la Panamericana Sur hasta la localidad de San Clemente (km 230), y luego se toma la carretera Los Libertadores hacia Ayacucho (desde el km 31 al km. 94).

Cuadro N° 6

Condiciones Climatológicas de la Región

Altitud	400 – 1800 m.s.n.m.
Temperatura máxima	32 °C
Temperatura media anual	24 °C
Temperatura mínima	10 °C
Periodo de precipitaciones pluviales	Entre Diciembre y Marzo
Vientos	Entre Julio y Setiembre
Nieve	No existe
Humedad relativa estimada	90 %
Velocidad del viento	20 m/seg.

Se realizan las siguientes actividades económicas:

- **Sector Agrícola.-** Es una de las actividades principales de la zona, por ser la fuente más importante de ingresos económicos para la población.

Los productos que se cultivan son: Algodón, Maíz, Papa, Frijol, Pallares, Tomate, Camote, Alfalfa y frutales.

- **Sector Ganadero y Comercial.-** El sector ganadero es otra de las actividades económicas de la zona, mediante el pastoreo en sus terrenos de cultivos especialmente alfalfares y en las lomas y valles del río.

Se dedican especialmente a la crianza de ganado vacuno y caprino, y la producción de queso y leche.

Otra de las actividades de la zona, que también tiene importancia, es la caza de camarones en el río Pisco, el cual recorre todo el valle.

La obra de electrificación fue realizada por la DEP/MEM y transferida a la empresa ADINELSA en el año 2001.

Para la administración de la comercialización de energía, ADINELSA tiene suscrito un convenio con la Municipalidad Distrital de Huancano. En el marco de este convenio, ADINELSA confía a la Municipalidad las tareas inherentes al proceso de operación y mantenimiento, asumiendo en contrapartida, los costos involucrados. En la actualidad son dos las personas encargadas: un Ingeniero Electricista y un Técnico Electricista.

ADINELSA adquiere la energía a Electro Sur Medio, y la distribuye a 600 suministros repartidos en 25 localidades, lo que indica la gran dispersión de clientes (20 clientes por km de red eléctrica). El nivel de

consumo promedio es bajo (12 kWh/mes), siendo estos clientes de bajos recursos económicos (morosidad 30%).

Por las características antes descritas, los costos de comercialización mediante el sistema pospago se mantenían elevados y no eran cubiertos por la tarifa cobrada. Esta situación hacía necesario que ADINELSA otorgue subsidios a la operación comercial.

Gráfico N° 11

Ubicación Geográfica



4.2 Selección del Tipo de Tecnología Prepago Utilizado

Con la finalidad de reducir los costos de operación comercial, disminuyendo los desplazamientos de personal y vehículos a las diferentes localidades para efectuar labores de toma de lectura, reparto de recibos, corte y reconexiones y supervisiones; ADINELSA realizó la adquisición de un sistema prepago mediante Adjudicación Directa Pública en el mes de Junio del año 2004.

Cuadro N° 7

Sistema Prepago Adquirido

Item	Cant.	Descripción
1	600	MEDIDOR MONOFASICO DE ENERGIA ELECTRICA PREPAGO BI-CUERPO <ul style="list-style-type: none"> • Marca: Landis+Gyr • Modelo: CASHPOWER GEMINI CSM • Tipo de diseño: Electrónico • Tensión nominal: 220 Volt., 60 Hz • Método de encriptación: 20 dígitos STS
2	1	SOFTWARE DE GESTION Y CONTROL COMERCIAL <ul style="list-style-type: none"> • Marca: Landis+Gyr • Modelo: CASHPOWER EPS 2.5 LAN
3	1	SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CREDITO – GENERADOR DE CODIGOS ENCRIPADOS <ul style="list-style-type: none"> • Marca: Landis+Gyr • Modelo: Procesador de Alta Seguridad MHSP CASHPOWER • Método de encriptación: 20 dígitos STS
4	1	EQUIPO DE VENTA <ul style="list-style-type: none"> • Computadora Personal Pentium IV • Impresora Laser
5	1	SERVICIO POST VENTA <ul style="list-style-type: none"> • Capacitación y Entrenamiento • Supervisión de la puesta en marcha • Asistencia Técnica

El precio total por la adquisición del sistema prepago ascendió a la suma de US\$75,431.38, incluidos los impuestos de Ley. Dicho monto cubría los costos, tributos, seguros, fletes, inspecciones y el costo de gastos menores.

4.3 Aspectos Tecnológicos y de Ingeniería Relevantes

La obra Pequeño Sistema Eléctrico Humay – Pampano comprendió la ejecución de Líneas Primarias, Redes Primarias, Subestación Elevadora 10/22.9 kV, Redes Secundarias y Conexiones Domiciliarias en las localidades de los Distritos de Humay y Huancano.

Líneas Primarias:

Las ejecuciones de las Líneas Primarias Trifásicas 22.9 kV, se realizó con conductores tipo AAAC seco de 25 mm² de sección para las fases, con una longitud de 32.184 km en Simple Terna, entre Humay – Huancano. En Línea Monofásica 13.2 kV, 22.587 km entre Huancano – Cuyahuasi.

Cuadro N° 8

Zona I: Humay – Huancano: Líneas Primarias en 22.9 kV

Sistema	Trifásico, aislado
Longitud	32.184 km
Tensión Nominal	22.9 kV
Número de Ternas	1
Estructuras	Poste de madera de eucalipto de 12 m, Clase 6, Grupo C
Conductor	Aleación de Aluminio seco AAAC, 25 mm ²
Aisladores	Porcelana, Pin 56-2, Porcelana, Suspensión 52-3

Esta Línea que parte de Humay, se conecta a la Línea existente en 22.9 kV Independencia – Humay, que es alimentada de la Subestación Elevadora 10/22.9 kV ubicada en la Subestación Independencia 220/60/10 kV.

Cuadro N° 9

Zona II: Huancano – Cuyahuasi: Líneas Primarias en 13.2 kV

Sistema	Monofásico (M.R.T.) Retorno por Tierra
Longitud	22.581 km
Tensión Nominal	13.2 kV
Numero	1
Estructuras	Poste de madera de Eucalipto de 12 m, Clase 6, Grupo D
Conductor	Aleación de Aluminio seco AAAC, 22 mm ²
Aisladores	Porcelana, Suspensión 52-3

Redes Primarias:

Se ha previsto redes primarias del tipo aéreo en 22.9/13.2, trifásicas y monofásicas (MRT), con conductor de Aluminio cableado de 16 mm².

En la mayor parte de las localidades no existen propiamente redes de distribución primaria, puesto que las líneas primarias alimentan a las Subestaciones de Distribución directamente ya que mayormente estas pasan por las localidades.

Las Subestaciones Trifásicas son de 22.9/0.40-0.23 kV y las Monofásicas de 13.2/0.46-0.23 kV.

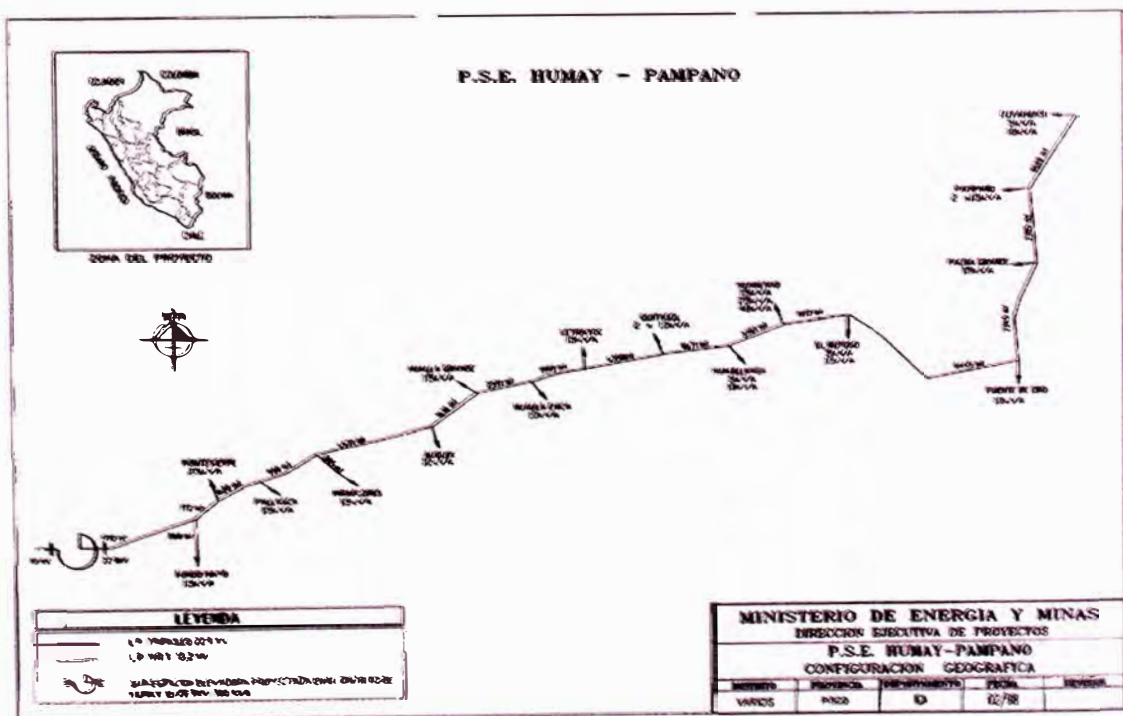
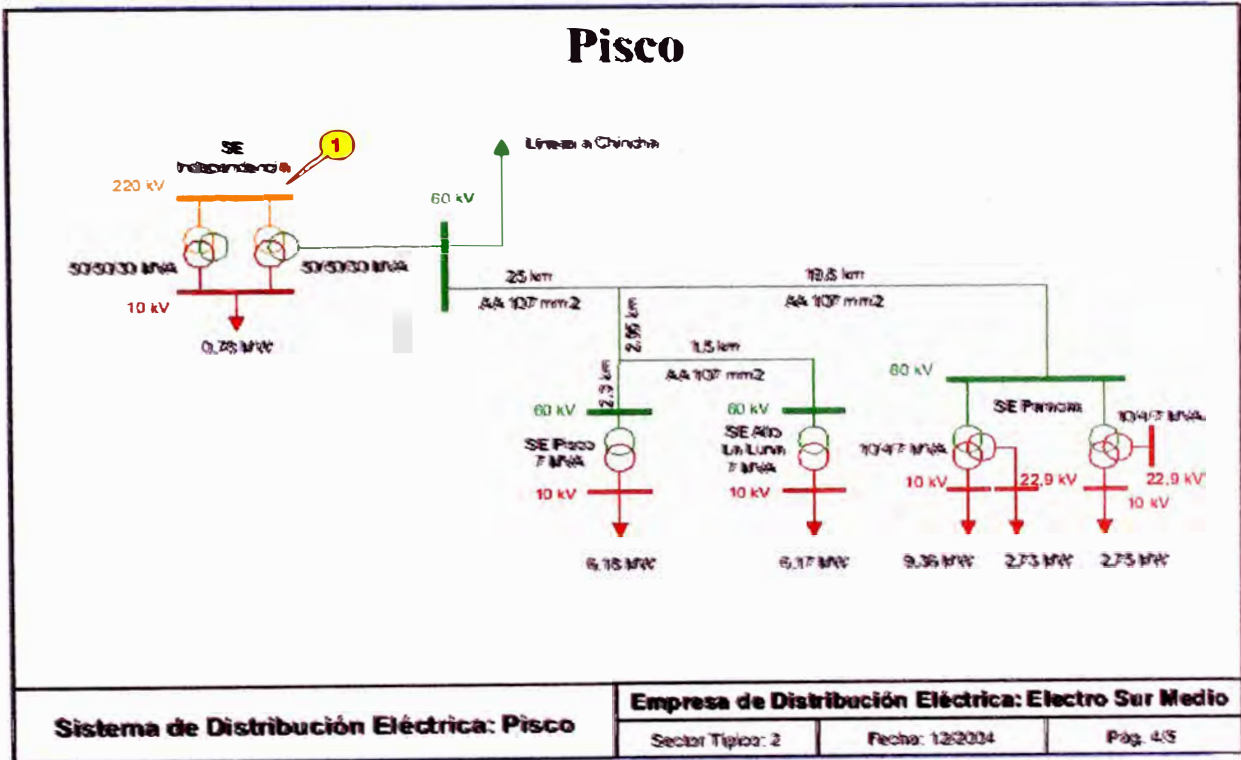
Cuadro N° 10**Número de Subestaciones y Potencias**

Localidad	Sistema	S.E. N° 1	S.E. N° 2
Fundo Mayo	1Φ	15 kVA	
Montesierpe	1Φ	25 kVA	
Pallasca	1Φ	15 kVA	
Miraflores	1Φ	15 kVA	
Auquis	1Φ	10 kVA	
Hualla Grande	1Φ	15 kVA	
Hualla Chico	1Φ	10 kVA	
Letrayoc	1Φ	15 kVA	
Quitasol	1Φ	10 kVA	10 kVA
Huayanga	1Φ	10 kVA	5 kVA
Cocamanzana	1Φ		
Higosmonte	1Φ		
Huancano	1Φ, 3Φ	15 kVA	75 kVA
Reposo	1Φ	15 kVA	10 kVA
Lauta	1Φ		
Marmolina	1Φ		
Peaje Pacra	1Φ		
Muralla	1Φ		
Fuente de Oro	1Φ	10 kVA	
Pacra	1Φ	15 kVA	
Huayrani	1Φ		
Pampano	1Φ	15 kVA	15 kVA
Huayanto	1Φ		
Jajahuasi	1Φ		
Cuyahuasi	1Φ	10 kVA	5 kVA

Subestación Elevadora:

La Subestación Elevadora se ubica dentro de la Subestación Independencia 220/60/10 kVA, en el patio de llaves de la salida en 10 kV existente, de propiedad de REP.

Gráfico N° 12
Diagramas Unifilares



Cuadro N° 11**Especificaciones Técnicas – Subestación Elevadora**

Transformador Elevador	
Tipo	Trifásico
Potencia Nominal	630 kVA
Tensión Nominal Primario	10+2*2..5% kV
Tensión Nominal Secundario	22.9 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Conexión	Ydn5
Altitud	1500 msnm
Reconectador Automático (Recloser)	
Tipo	Trifásico
Potencia Nominal	630 kVA
Tensión Nominal	22.9 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Altitud	1500 msnm
Seccionador Tripolar	
Tipo	Trifásico
Tensión Nominal Secundario	24 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Corriente	630 A
BIL	125 kV

Cabeza Terminal	
Tipo	Trifásico
Tensión Nominal	15 kV
Tensión Nominal de Trabajo	10 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Sello de Humedad	Clase 1
Distancia de Fuga	510
BIL	110 kV

Cuadro N° 12**Especificaciones Técnicas - Redes Secundarias**

Servicio Particular	
Tensión Nominal	440/220 V
Sistema Adoptado	Aéreo – Autoportante
Tipo de Distribución	Monofásico Multiaterrizado
Frecuencia	60 Hz
Soportes	Poste C.C.C. de 8/200 kg
Tipo Conductor	Aluminio Cableado, de 7 hilos tipo AMKA-T, Aislado, Temple Suave Aleación de Aluminio Cableado, de 7 hilos, Desnudo, Temple Duro
<ul style="list-style-type: none"> • De Fase • Neutro o Mensajero 	
Sección Nominal	1x16+16/25 y 1x16/25 mm ²
Gancho de Suspensión	Tipo Perno y Tipo Tuerca
Alumbrado Público	
Tipo de Distribución	Monofásico
Frecuencia	60 Hz
Tipo de Conductor	Aluminio Cableado, de 7 hilos tipo AMKA-T, Aislado, Temple Suave Aleación de Aluminio Cableado, de 7 hilos, Desnudo, Temple Duro
<ul style="list-style-type: none"> • De A.P. • Neutro o Mensajero 	
Sección Nominal	16 mm ²
Pastoral	Fo. Go. de DH/DV/Diámetro
Lámpara	Vapor de Sodio A.P. de 70 W
Luminaria	Corta, Tipo II, Haz Semi recortado
Acometidas Domiciliarias	
Nivel de Tensión	220 V, 1Φ
Tipo de Distribución	Monofásico
Frecuencia	60 Hz
Tipo de Conductor	Concéntrico bipolar, tipo SET
Sección Nominal	2x4 mm ²
Conector	Aluminio/Cobre

4.4 Implementación de la Tecnología

La implementación de un sistema prepago no consiste simplemente en la selección de una nueva marca de medidores. Con el sistema

prepago no solo se reemplazan los medidores, sino también el sistema de facturación, la lectura de medidores y el modo de recolectar los ingresos.

La implementación de un sistema prepago significa un cambio de mentalidad, un cambio en el modo en que los ingresos son administrados, en los procesos informáticos, en el servicio a los clientes, en la medición y en las costumbres de los clientes.

Para poder alcanzar los beneficios del sistema prepago, todos los involucrados deben comprometerse con el tema y apreciar los beneficios del mismo.

Asimismo es necesario realizar una adecuada planificación. Se recomienda seguir el siguiente plan para la implementación de un sistema prepago:

- Elaboración de las especificaciones técnicas requeridas
- Selección del sistema prepago adecuado
- Capacitación del personal de la distribuidora
- Promoción y difusión del sistema prepago hacia los clientes
- Selección de la ubicación de los puntos de venta
- Definición de los procedimientos de operación
- Instalación de equipos
- Mantenimiento del sistema
- Administración diaria

Siguiendo las pautas mencionadas, se ha realizado la implementación en el PSE Humay-Pampano. Luego del proceso de Licitación para la

adquisición del sistema prepago, se han realizado las siguientes actividades:

4.4.1 Capacitación en la Administración del Sistema Prepago

Teniendo en cuenta que la tecnología prepago no solo es novedoso para los usuarios sino también para el personal de la empresa distribuidora, la adecuada capacitación es un aspecto muy importante. La capacitación se centró en los siguientes puntos:

- Capacitación al personal encargado de la instalación de medidores (no solo en el tema de instalación sino también en como instruir a los clientes)
- Capacitación en el Mantenimiento
- Capacitación al personal de servicio al cliente, para atender las consultas que se presenten.
- Capacitación al personal que realice la labor de venta de energía, que no solo deben brindar un buen servicio sino también crear la nueva imagen que la empresa distribuidora desea mostrar.
- Capacitación al Administrador y Supervisor del sistema.

El éxito de cualquier sistema no solo depende de su aceptación por parte de los usuarios sino también de su aceptación por parte de todos los empleados de la empresa distribuidora. La capacitación y entrenamiento ayudaran en la difusión de los beneficios del sistema.

La capacitación al personal de ADINELSA fue realizada por un especialista de la empresa CASHPOWER, procedente de la República Argentina. Los cursos tuvieron una duración de 5 días (40 horas efectivas) y diseñados para capacitar a los asistentes en las siguientes funciones:

- **Administrador del Sistema.-** Responsable de toda la gestión y el control del Sistema Cashpower. En forma tradicional, el Administrador trabaja con tarifas, configura las facturas y realiza los cambios de clave del Procesador de Alta Seguridad. El Administrador tiene a su cargo la gestión total de la Estación Maestra del Sistema (SMS).
- **Operadores del Sistema de Venta.-** Tienen la función de emitir los Números de Transferencia. Están capacitados para operar un computador personal y utilizar las funciones propias del Software de Venta. El operador tiene frecuente trato directo con los clientes y, por ello debe contar con la necesaria capacitación para responder a las consultas que le sean efectuadas.
- **Técnico Instalador.-** Responsable de la instalación y el mantenimiento en el campo de los medidores de energía. Esta en condiciones de tratar los problemas que puedan presentarse en las instalaciones y por ello debe tener una buena comprensión de la información de diagnóstico que los medidores proveen. Asimismo, el técnico debe tener una

adecuada capacitación para instruir a los clientes en la operación del medidor.

Los cursos estuvieron compuestos por clases teóricas con una intensiva participación de los asistentes y clases prácticas intercaladas, para consolidar los conocimientos teóricos adquiridos.

El programa de capacitación se realizó en las oficinas de Adinelsa de la ciudad de Lima y comprendió:

Módulo 1:

- Introducción a los Sistemas Prepago
- Conceptos generales de la operación del Sistema Cashpower EPS 2.5
- Ejemplos básicos de Venta de Energía: la Transacción de Venta y la Acreditación de la energía comprada en el medidor Cashpower
- El medidor Cashpower a nivel usuario: La Auto-Administración, la compra y el uso de energía
- La Interfase de Usuario
- Introducción al software de Venta de Energía: objetivos y requerimientos
- Reseña del desarrollo de software de Venta de Energía Prepago, en concordancia con la evolución del mercado latinoamericano

- Conceptos de Bases de Datos y arquitectura Cliente / Servidor
- El software de Venta de Energía EPS 2.5 y los requisitos legales de Facturación
- La función del Operador de Venta de Energía, Medios de Pago, Facturas y Duplicados
- Practica Intensiva

Módulo 2:

- Fundamentos del Sistema de transferencia de Crédito a través de números codificados
- La lógica de evaluación de los códigos ingresados: número aceptado, número repetido y número rechazado
- Medidores Cashpower: Característica Técnicas
- Funciones del software del Medidor: Modo Usuario y Modo Supervisor
- Las distintas funciones en Modo Supervisor
- Diagnósticos del medidor
- Distintos modelos de Medidores Cashpower: Gemini, Gem. Trifásico, etc.
- Parametrización de los distintos modelos en el Sistema de Venta

- La Base de Datos de Medidores en el Sistema de Venta de Energía
- Iniciación de Medidores, Códigos de Funciones de Mantenimiento
- La base de Datos de Suministros
- La Base de Datos de Clientes. Asignación de Conceptos a Facturar a un Cliente
- Proceso completo de alta de un nuevo Cliente-Medidor-Suministro en el Sistema
- Práctica Intensiva

Módulo 3:

- Seguridad de Acceso del Sistema de Venta. Operadores y Derechos de Acceso
- Variables de Referencia del Sistema de Venta EPS 2.5
- Conceptos Facturables. Distintos tipos de Tarifas. Impuestos, Cargos Fijos, Planes de Pago
- Informes del Sistema y Utilitarios de Mantenimiento
- Configuración y Operación del Proceso de Back-up de la Base de Datos
- Parametrización de esquemas tarifarios
- Cambios de Clave Maestra del algoritmo de encriptación de Números de Transferencia

- Utilitario de Exportación de Datos
- Distintas alternativas para la optima integración del Sistema Cashpower con los Sistemas de Gestión Comercial existentes
- Implementación del Sistema Cashpower: requerimientos de plataformas de hardware y software. El Servidor de Base de Datos y las Terminales de Venta. Alternativas de tercerización de la Venta
- Presentación del sistema Cashpower hacia los usuarios. Ventajas comparativas de la auto-administración respecto al sistema convencional pospago
- La regularización y recupero de clientes inactivos
- Práctica Intensiva

Módulo 4

- Análisis y discusión de los ajustes necesarios para la adaptación del Software de facturación a los requisitos de Adinelsa
- Análisis de las alternativas de transferencia de datos al sistema central actualmente en uso en Adinelsa
- Características del marketing al usuario
- Discusión de las alternativas de implementación del sistema (hardware y software).

4.4.2 Sensibilización de la Población

Como previamente ha sido mencionado, la tecnología prepago no solamente beneficia a la empresa distribuidora, sino también a los usuarios. Sin embargo, por razones lógicas, los usuarios ven cualquier novedad con cierta suspicacia, más aun si es que no se les da la oportunidad de libre elección.

Los tipos usuarios se dividen en dos grandes categorías, las que son: Nuevos usuarios del servicio eléctrico y Usuarios del sistema post pago.

A los nuevos usuarios fue fácil hacerles conocer los beneficios del sistema prepago, debido a que no fue necesario re-educarlos en el modo de pagar el servicio eléctrico. Con los nuevos usuarios, se dio énfasis en los beneficios de la electricidad y el modo en que tenían que adquirir su electricidad.

Con los usuarios atendidos mediante el sistema pospago, el trabajo principal se enfocó en lograr el cambio voluntario al sistema comercial prepago. Esto se logró gracias a una clara explicación de los beneficios del nuevo sistema.

Las actividades realizadas fueron:

- Visita de toma de contacto con autoridades y lideres de la zona, en cada una de las localidades.
- Charla demostrativa y de motivación respecto al sistema prepago, para las autoridades y lideres de la localidad.

- Reunión con todos los usuarios para la presentación del sistema prepago, destacando sus beneficios.
- Jornadas de demostración del funcionamiento del sistema prepago.

Las reuniones se realizaron en horario nocturno, debido a que los usuarios retornaban de sus labores en el campo a partir de las 6:00 p.m. Se hizo uso de material audio-visual y cartillas de información especialmente diseñadas, como complemento a las charlas informativas.

Se dio énfasis en destacar los siguientes beneficios:

- El usuario tendrá control sobre su presupuesto destinado a electricidad. El usuario podrá decidir en que momento compra energía y el dinero que desea gastar.
- El usuario puede olvidarse del temor de no tener la suficiente cantidad de dinero para pagar su recibo de luz, ya nunca vendrán a realizarle un corte del suministro, ni tampoco tendrá que esperar a que le restituyan el servicio, ni pagar una multa por corte y reconexión.

4.4.3 Instalación del Punto de Venta y Medidores

Durante el curso de capacitación al personal de Adinelsa, se realizó la instalación (en la Computadora Personal Pentium IV), del software de gestión comercial EPS 2.5 y la tarjeta electrónica generadora de códigos encriptados (P.A.S.). Así

durante el proceso de capacitación del personal encargado de la operación del Punto de Venta, se probó también el funcionamiento del equipamiento.

El proceso de ingreso de los datos de los nombres de clientes, direcciones y números de medidores, se realizó fácilmente debido a la existencia de esta información en el sistema comercial post pago de Adinelsa. Se utilizó una de las herramientas de importación de datos del software EPS 2.5.

Para que el sistema de gestión comercial quede en condiciones de vender energía a los usuarios registrados, se configuró los Conceptos Facturables, los cuales fueron: Costo de Energía, Cargo Fijo Mensual, Alumbrado Público, Mantenimiento y Reposición y el IGV, con los valores correspondientes fijados por OSINERG.

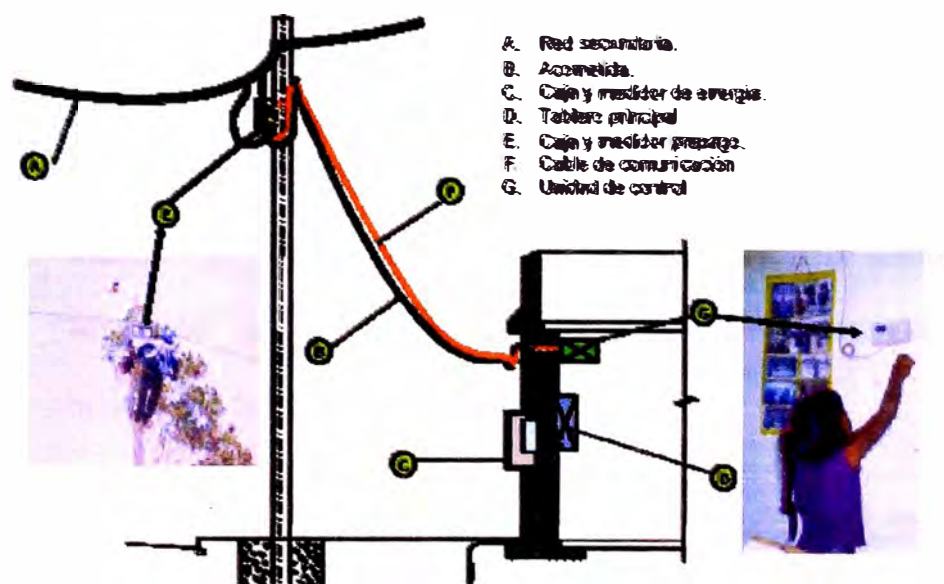
Habiéndose concluido con la configuración del sistema, se procede a trasladar el equipamiento a la localidad de Huancayo, lugar de operación del Punto de Venta, conformado por el siguiente equipamiento:

- Computadora Personal Pentium IV, con el software EPS 2.5 y el P.A.S. instalados.
- Impresora Láser
- Estabilizador de voltaje
- Sistema de respaldo de energía (UPS)

Con el Punto de Venta debidamente instalado y operando correctamente, se procedió con la instalación de los medidores.

Gráfico N° 13

Medidor Bicuerpo Instalado



La Unidad de Medición (EMU) se instaló en el poste de la red secundaria, mientras que la Unidad de Interfase (CIU) se colocó dentro del domicilio del usuario.

Las actividades realizadas en la instalación fueron:

- Instalación y montaje de la Unidad de Medición en la parte superior de los postes de las redes secundarias, para esto se emplearon cajas metálicas con capacidad para alojar dos Unidades de Medición. Estas cajas se enzuncharon a los

postes. Las EMU Se conectaron a la red secundaria a través de las acometidas domiciliarias.

- Desconexión y retiro del medidor electromecánico ubicado en la caja porta medidor del frontis de la vivienda.
- Conexión de la acometida al porta fusible y al Tablero General de la vivienda, empleando cable concéntrico 2x4 mm².
- Instalación y montaje de la Unidad de Interfase en la vivienda del usuario.
- Instalación del cable de comunicación entre la Unidad de Medición y la Unidad de Interfase, empleando cable telefónico 2x22 AWG.
- Comprobación del correcto funcionamiento.

4.4.4 Capacitación a los Usuarios

Realizada la correcta instalación del medidor prepago en el domicilio del usuario, se procedió a instruirlo en los siguientes aspectos:

- Conocer como y donde comprar energía.
- Ingresar correctamente el Número de Transferencia de Crédito en su medidor.
- Reconocer las alarmas del medidor, de tal modo que pueda saber cuando necesita “re-cargar” su medidor.
- Leer en su medidor la cantidad de crédito disponible.

- Saber que hacer o a quien recurrir, si es que experimentara algún inconveniente.

4.5 Resultados Técnico-Económicos

La evaluación de la sostenibilidad del sistema prepago en el ámbito rural tiene en cuenta los siguientes aspectos:

1. El desarrollo económico: que permita que tanto los clientes como la empresa distribuidora se sigan desarrollando aún en tiempos de crisis.
2. La equidad social: que asegure que los clientes de menores recursos accedan a la energía eléctrica y que les resulte más fácil economizar.
3. El cuidado del medio ambiente: que fomente el uso racional de la energía.

Los resultados técnicos obtenidos son:

- Se ha comprobado que la tecnología empleada es sólida y confiable, funcionando adecuadamente en el ambiente rural.
- La instalación eléctrica de las Unidades de Medición se realizó sin inconvenientes, luego de una adecuada capacitación a técnicos calificados.
- Al estar la Unidad de Medición en la parte superior del poste, se ha eliminado la posibilidad de hurto de energía.
- La Unidad de Medición brinda seguridad por disponer de un sistema de corte automático por sobre corriente.

- El personal encargado de la operación y mantenimiento del PSE Humay-Pampano, constituido por un Ingeniero y un Técnico, están bien entrenados en el funcionamiento de todos los componentes del sistema prepago, brindando un adecuado soporte a los clientes.
- El tiempo anteriormente dedicado a las labores de lectura de medidores y reparto de recibos, ahora es empleado para realizar mejoras en la infraestructura y brindar un mejor servicio.
- El horario de atención del Punto de Venta, esta en concordancia con la rutina del poblador rural.
- Los clientes están entendiendo el termino empleado para medir la energía (kWh).
- Los clientes auto administran su consumo de energía.
- Los clientes hacen uso racional de la energía.
- Los clientes adquieren energía de acuerdo a su capacidad de pago.
- Experiencia de campo vigente, que puede ser empleada por OSINERG y otros organismos, para normar la aplicación del sistema prepago en el país.

Los resultados económicos son:

- Reducción de los costos de Comercialización (eliminación de los procesos de lectura de medidores, reparto de recibos, cortes y reconexiones).

- Reducción en el consumo de energía por parte de los clientes y como consecuencia reducción en la compra de energía a Electro Sur Medio.
- La tarifa que se cobra es la BT5B especificada por OSINERG.
- Se ha incrementado el numero de clientes que se benefician con el FOSE, debido a que pueden controlar su consumo y mantenerse por debajo de los 30 kWh mensuales, lo cual implica una tarifa reducida.
- Para cumplir lo especificado en el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, referente al corte del suministro por no pago, se ha otorgado a los clientes un crédito inicial (en kWh), equivalente a su consumo de 2 meses.
- Para la aplicación de sistemas prepago en zonas rurales es necesario el subsidio del medidor, dado que el cliente no tiene capacidad económica para adquirirlo.

Resultado de las Encuestas de Aceptación:

Ante la pregunta sobre a quién conviene el sistema prepago, la alternativa Ambos (es decir La Distribuidora y El Cliente) obtuvo un 61%, mientras que el 31% opinó que favorecía a La Distribuidora y sólo el 8% cree que favorece a Los Clientes. Las respuestas guardan una compatibilidad estadística con las obtenidas al preguntarse si desea o no continuar con el sistema: 73% opinó por el Sí y 27% por el No. La respuesta positiva (73%), coincide con los que creen que el

sistema favorece a Ambos (61%) más los que indican que favorece a Los Clientes (8%).

La pregunta relativa a la sencillez de la operación mostró que la gran mayoría (88%) opinó que Sí era sencilla, en oposición al 12% que no lo cree así.

Respecto a la comodidad de poder comprar energía en cuotas el 81% lo encuentra satisfactorio versus el 19% que opina que este sistema de compra es incómodo.

Un 74% opinó que el uso del sistema prepago le ayudo a mejorar la economía de su hogar.

Tras la implementación del sistema prepago se ha podido constatar que las quejas han tenido una reducción del orden del 60% respecto al nivel que presentaban cuando operaban los medidores convencionales. Las quejas más frecuentes se referían a las malas lecturas del medidor.

Finalmente, sólo el 21% dice que el sistema prepago le dio control sobre su consumo. En cambio, el 79% declara no haber aprendido nada. De estas cifras surge un desafío: entender las razones de estas respuestas y buscar modificarlos reforzando la capacitación y el flujo de información al cliente.

CONCLUSIONES

- En las nuevas electrificaciones de zonas rurales, alejadas de las zonas urbanas, con baja densidad de carga, consumos reducidos de energía y economía estacional, los sistemas prepago se implantan con mucha facilidad, brindando las siguientes ventajas para el cliente:
 - ◆ Precisión en la medición
 - ◆ Fácil uso
 - ◆ El cliente controla y administra su consumo, sabe exactamente cuanta energía se está usando en su casa.
 - ◆ El cliente compra energía cuando quiere y en la cantidad que quiera.
 - ◆ Eliminación del pago de facturas con fecha de vencimiento, facilitando la organización de sus gastos.
 - ◆ Adquiere una cultura de eficiencia en el empleo de la energía.
- La aplicación del sistema prepago permite a la empresa distribuidora alcanzar los siguientes beneficios:
 - ◆ Eliminación del proceso de lectura de medidores y emisión de facturas.
 - ◆ No hay servicio de corte ni reconexión
 - ◆ Eliminación del proceso de entrega de facturas a clientes

- ◆ Recupero de deudas
 - ◆ Recuperación de clientes
 - ◆ Captación de nuevos clientes
 - ◆ Reducción del fraude y hurto de energía
 - ◆ Mejor relación con el cliente
 - ◆ Mejoras en el servicio
- Para lograr una incorporación exitosa, se deben conjugar adecuadamente los distintos factores que interactúan y componen el sistema. No es, por tanto, una decisión puramente tecnológica, ya que un cambio en el modo de pago tiene repercusiones sociales y sociológicas, modificando sustancialmente la interacción entre el cliente y la distribuidora, a la vez que produce una alteración total en la forma en como se gestiona comercialmente este servicio. Temas adicionales para el éxito del sistema prepago son realizar un adecuado planeamiento de la implementación, y la realización de campañas de marketing y de educación que promuevan y faciliten su uso. Se requiere una muy buena coordinación y cooperación entre los distintos agentes involucrados, así como la profesionalización de la discusión y de los participantes, tanto del gobierno como de las distribuidoras, de modo de hacer un uso correcto y oportuno de las soluciones y alternativas que las nuevas tecnologías ofrecen.
 - La aceptación del sistema prepago por parte de los clientes, junto con la disminución de la morosidad, de los costos de explotación y de las pérdidas no técnicas, permitirán transferir el ahorro de recursos para

lograr la sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural. Se debe subsidiar el acceso, mas no el consumo.

- La elección de una alternativa tecnológica adecuada para un sistema prepago no es una cuestión trivial, ya que existen al menos cuatro fuerzas contrapuestas que apuntan en direcciones distintas. Estas son: el costo del equipamiento, la velocidad de procesamiento, la seguridad ofrecida y la cantidad de proveedores disponibles. Así por ejemplo, ante la necesidad de un equipamiento de bajo costo, la seguridad ofrecida y la velocidad de procesamiento podrían verse afectadas. El trabajar con arquitecturas abiertas y bajo estándares internacionales, asegura que la tecnología adquirida se mantenga en el tiempo, pudiendo agregar nuevos equipos o cambiar proveedores, si estos por precio o calidad no cumplen con los requerimientos necesarios.
- Para la implementación de los sistemas prepago surgen además, nuevas necesidades y desafíos, como la de generar un marco legal adecuado. En tal sentido existen dos proyectos de normatividad, los cuales son:

- ◆ Proyecto de Decreto Supremo Para la Implementación del Sistema Prepago de Electricidad, presentado por el Ministerio de Energía y Minas. Mediante el cual se modifican algunos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, permitiéndose el uso de sistemas prepago para la comercialización de electricidad.
- ◆ Proyecto de Norma, “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, presentado por

OSINERG. En el cual se establece la Opción Tarifaria BT7 para el Servicio Prepago de Comercialización de la Energía Eléctrica.

- Con la aprobación de los proyectos de norma mencionados, se brindará el marco adecuado para que las empresas distribuidoras, gobiernos locales y otras entidades involucradas, ejecuten Proyectos de Electrificación Rural con Sistemas Prepago.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM), “Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2004-2013”, Agosto 2004.
- [2] Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM), “Expediente de Replanteo del Pequeño Sistema Eléctrico Humay-Pampano”, 2000.
- [3] ADINELSA, Informe de postulación al “Premio a las Buenas Practicas Gubernamentales 2005”, Marzo 2005.
- [4] Jean-Michel Gonzales – Electricity de France (EDF), “Electrificación y Desarrollo Sostenible – La Necesidad de Sociedades Públicas-Privadas”, Taller Internacional: Proyectos de Generación Eléctrica Bajo Mecanismos de Desarrollo Limpio, Guayaquil, Ecuador, Setiembre 2004.
- [5] Arnaldo Vieira de Carvalho – BID, “Aumento de la Cobertura Energética Rural – Mecanismos de Apoyo del BID”, XVII Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural – CLER, San José, Costa Rica, Abril 2001.
- [6] Trevisan y Asociados – COSANAC S.A.C., “Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución – Sector Típico 5”, Junio 2005.

ANEXOS

1. Coeficiente de Electrificación Departamental al Año 2003
2. Mapa de la Pobreza Eléctrica
3. Evolución del Coeficiente de Electrificación al 2003
4. Proyección del Coeficiente de Electrificación 2004 – 2013
5. Documentación Fotográfica del Proceso de Implementación
6. Estadísticas y Resultados de Encuesta de Satisfacción

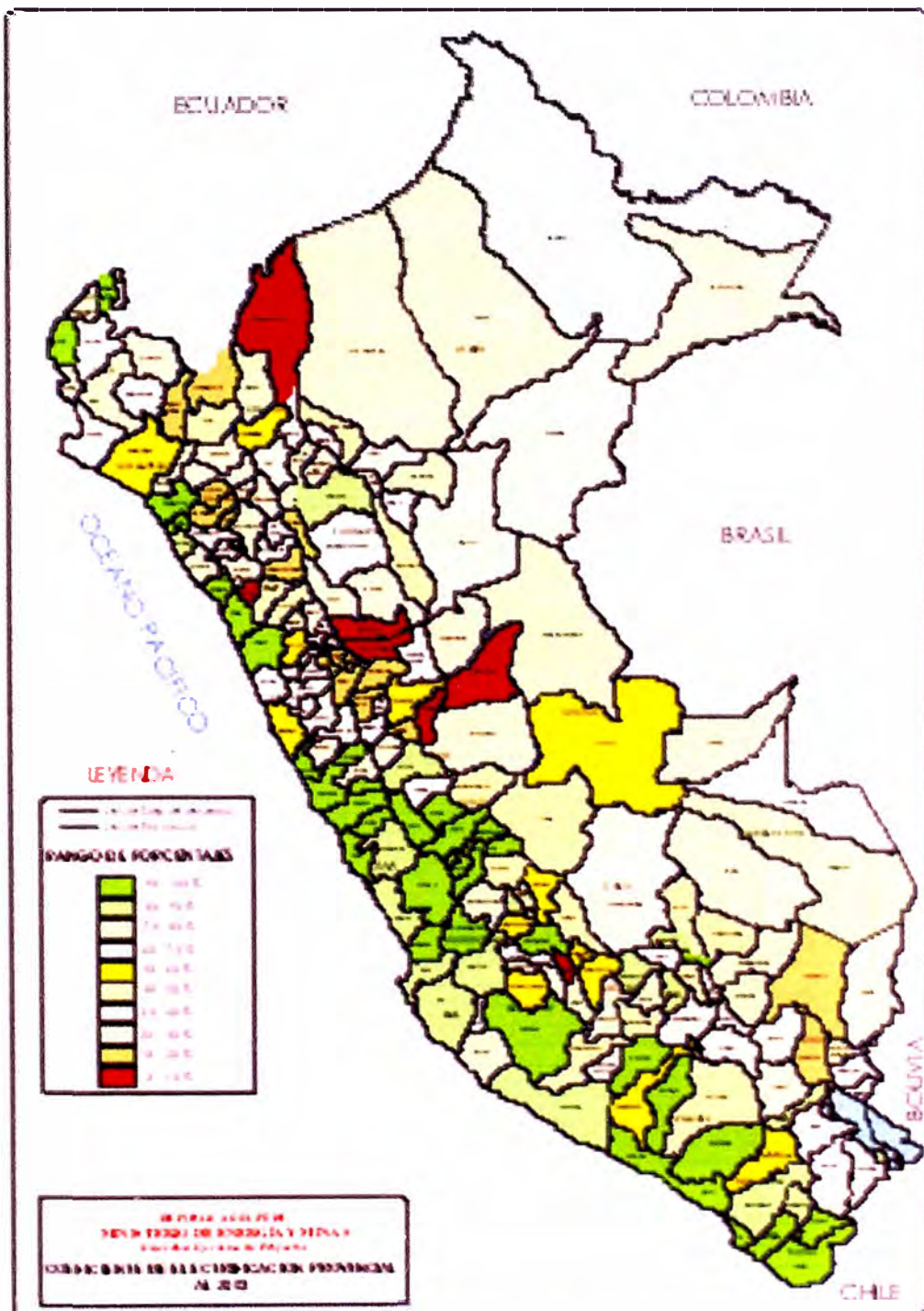
ANEXO N° 1**COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION
DEPARTAMENTAL AL AÑO 2003**

DEPARTAMENTO	C.E. (%)
AMAZONAS	54.50%
ANCASH	63.30%
APURIMAC	65.50%
AREQUIPA	95.30%
AYACUCHO	68.70%
CAJAMARCA	35.20%
CUSCO	67.50%
HUANCAVELICA	66.00%
HUANUCO	36.90%
ICA	88.20%
JUNIN	84.40%
LA LIBERTAD	73.60%
LAMBAYEQUE	86.40%
LIMA	99.20%
LORETO	48.30%
MADRE DE DIOS	62.40%
MOQUEGUA	86.70%
PASCO	60.70%
PIURA	61.60%
PUNO	49.50%
SAN MARTIN	50.20%
TACNA	97.60%
TUMBES	85.90%
UCAYALI	63.00%
C.E. NACIONAL	76.00%

Fuente: DEP/MEM

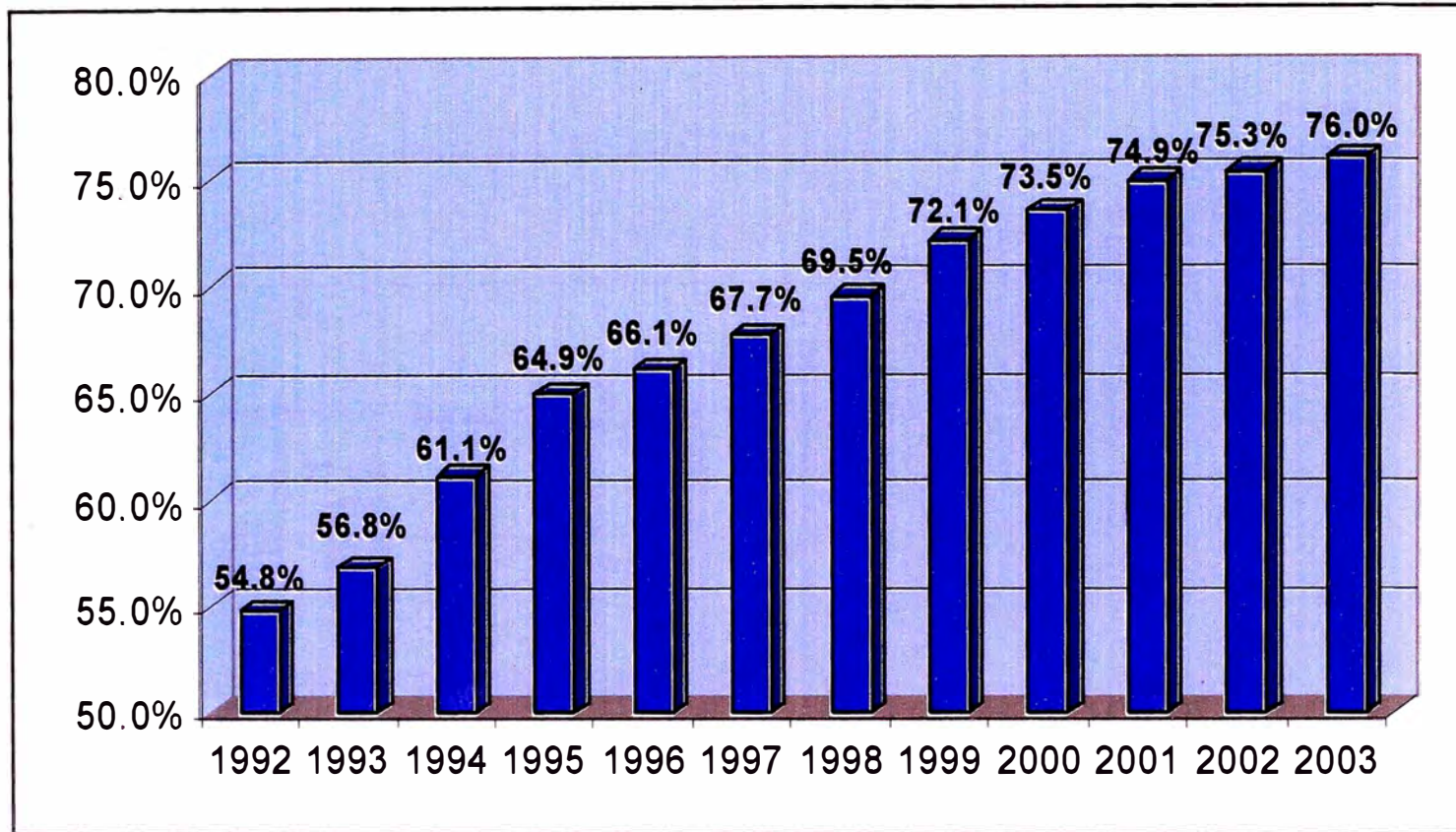
ANEXO N° 2

MAPA DE LA POBREZA ELECTRICA



ANEXO N°3

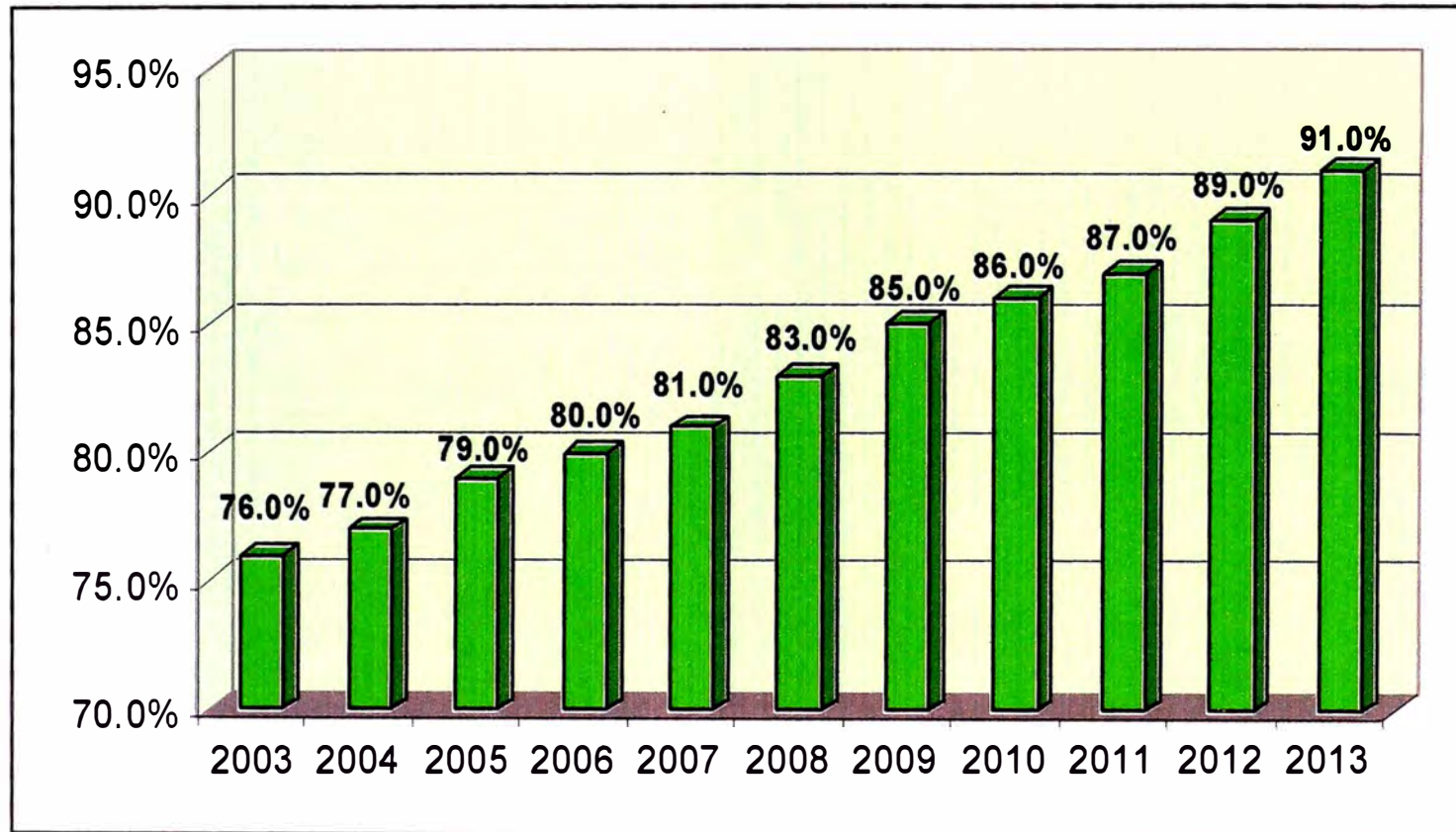
EVOLUCION DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION AL 2003



Fuente: DEP/MEM

ANEXO Nº 4

PROYECCION DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION 2004-2013



Fuente: DEP/MEM

ANEXO Nº 5

**DOCUMENTACION FOTOGRAFICA DEL
PROCESO DE IMPLEMENTACION**

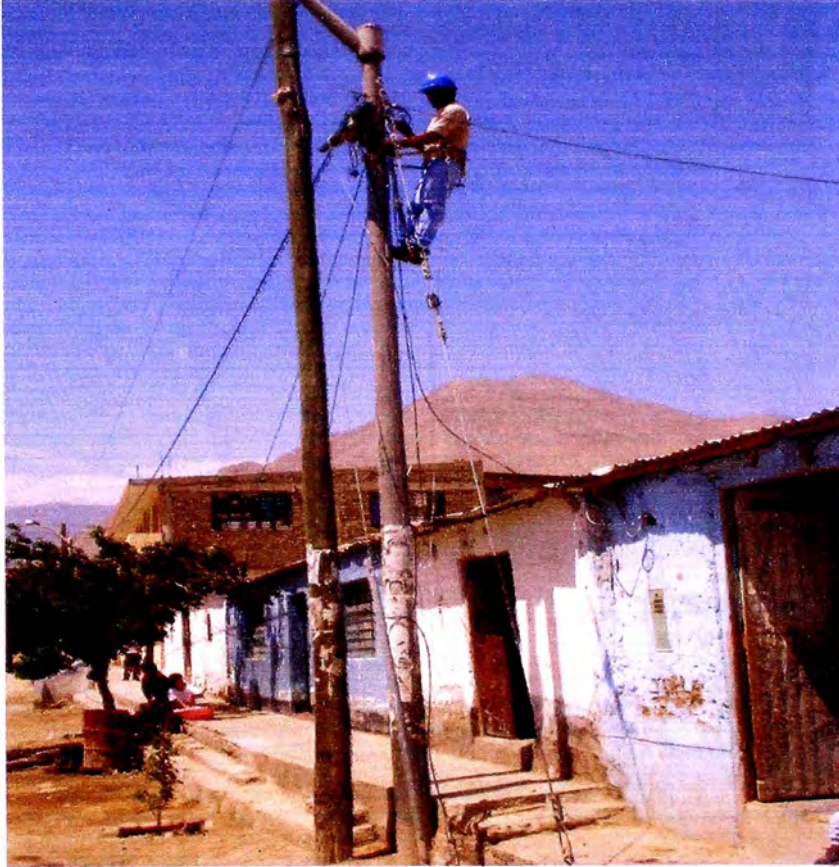
PSE HUMAY-PAMPANO



Capacitación a los Clientes



**Instalación de Unidad de Medición
Sobre Poste**



Instalación de Unidad de Control



Instalación del Punto de venta



Proceso de Venta de Energía



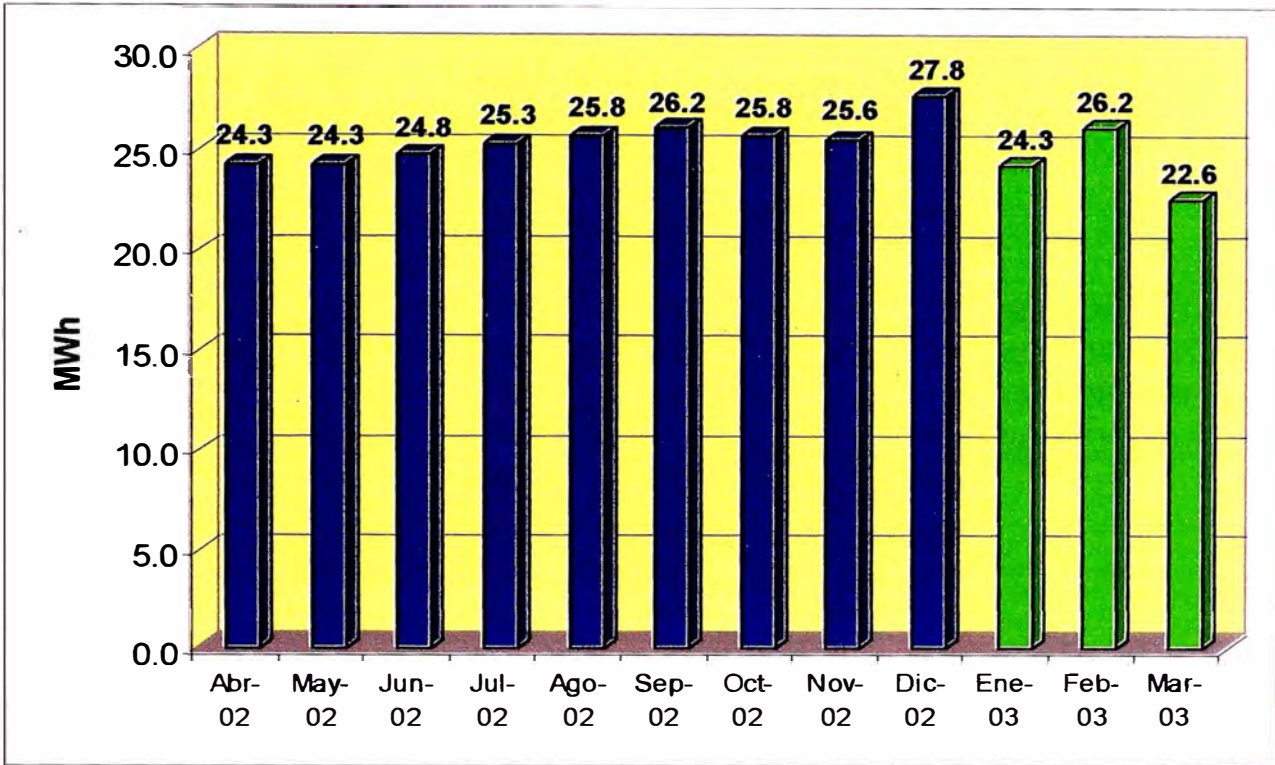
Instrucción en la Digitación del Número de Transferencia de Crédito



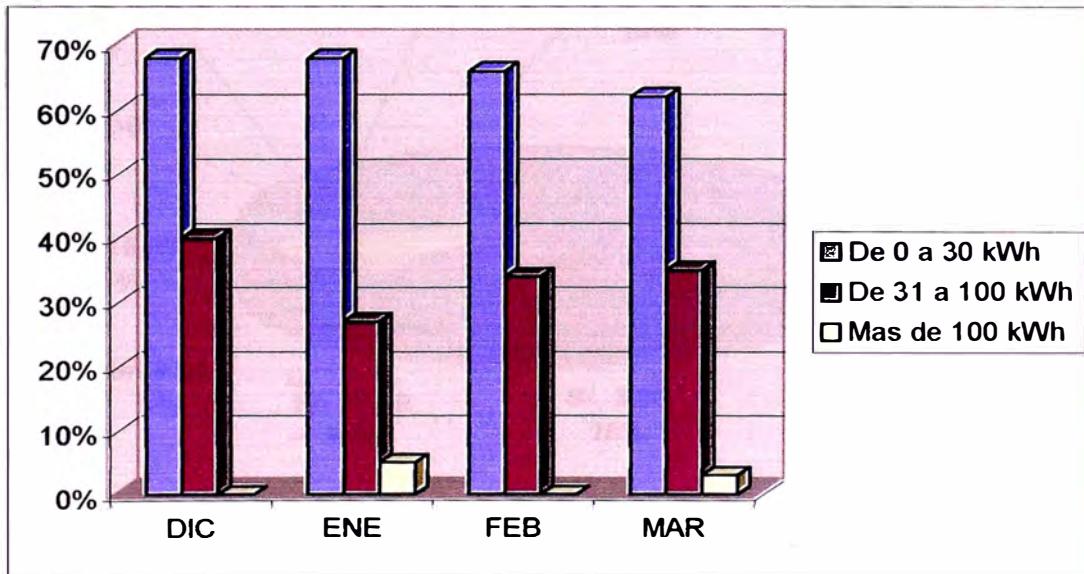
ANEXO Nº 6

**ESTADISTICAS Y RESULTADOS DE
ENCUESTAS DE SATISFACCION**

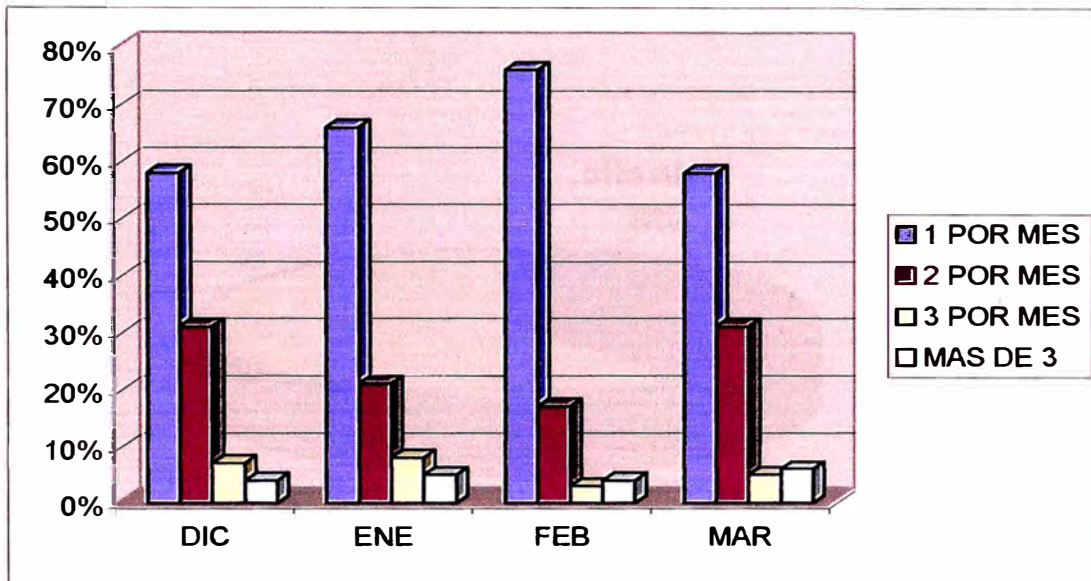
Evolución de Compra de Energía a Electro Sur Medio S.A.



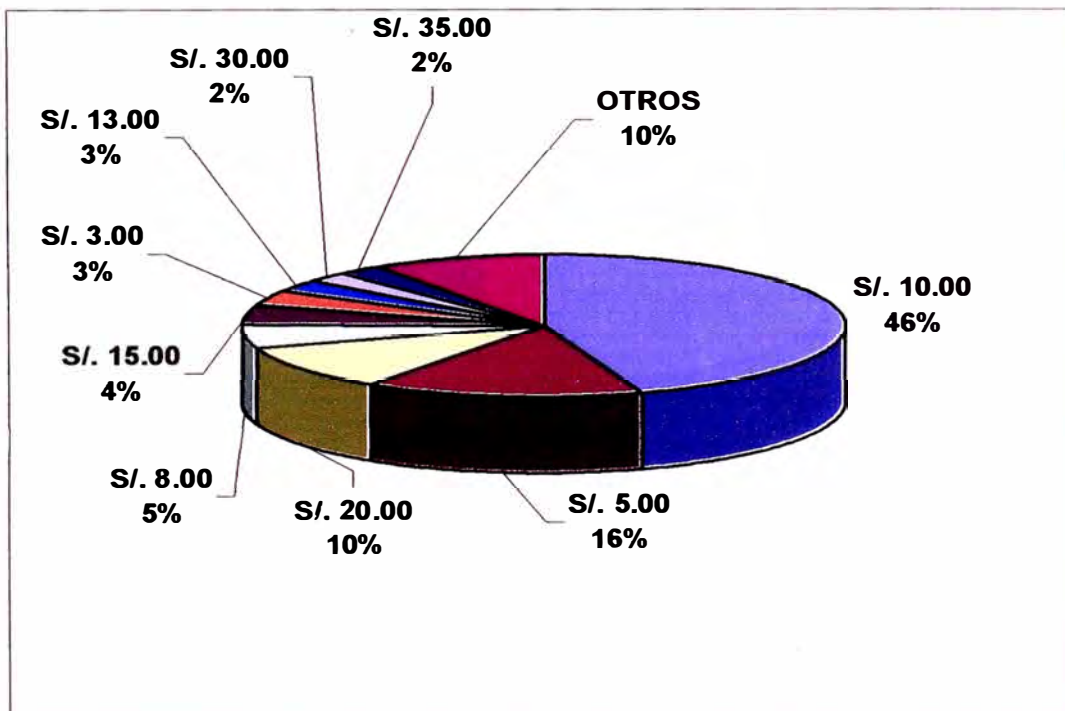
Evolución del Volumen de Compra de Energía



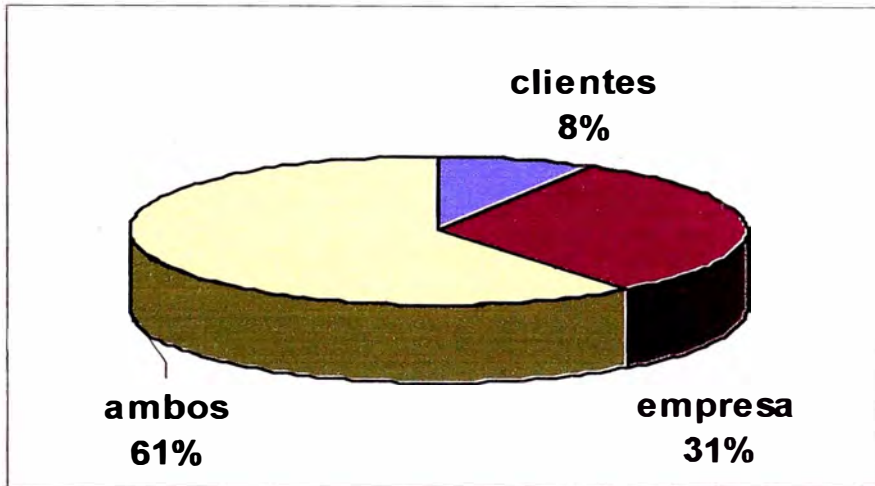
Frecuencia de Transacciones



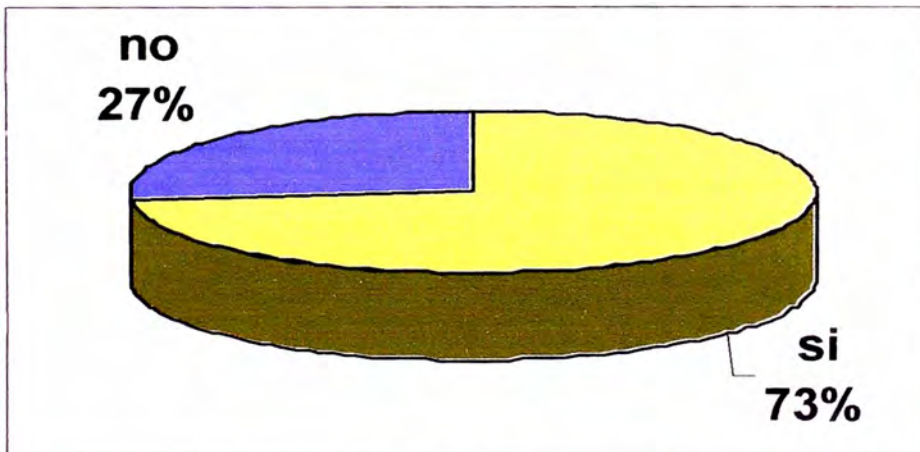
Montos de Compra más Usuales



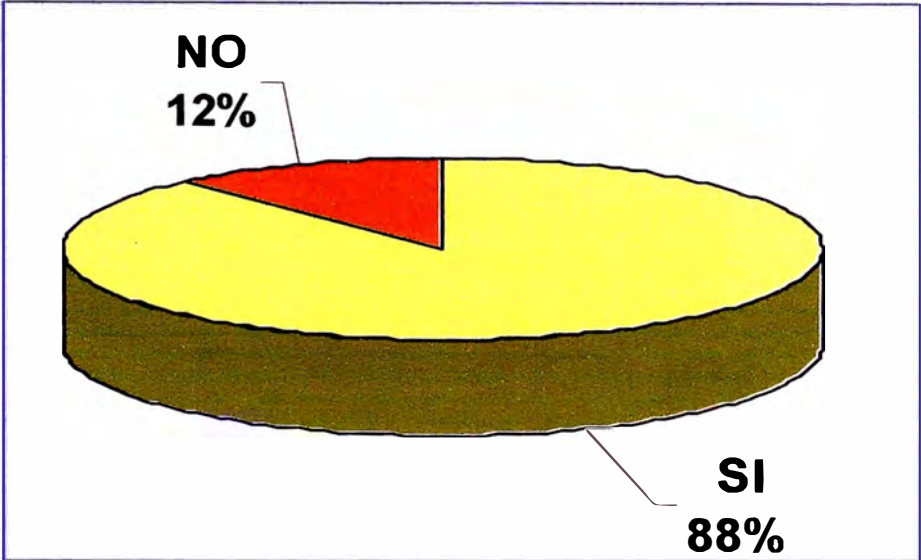
¿Para quién resulta más conveniente el Sistema Prepago?



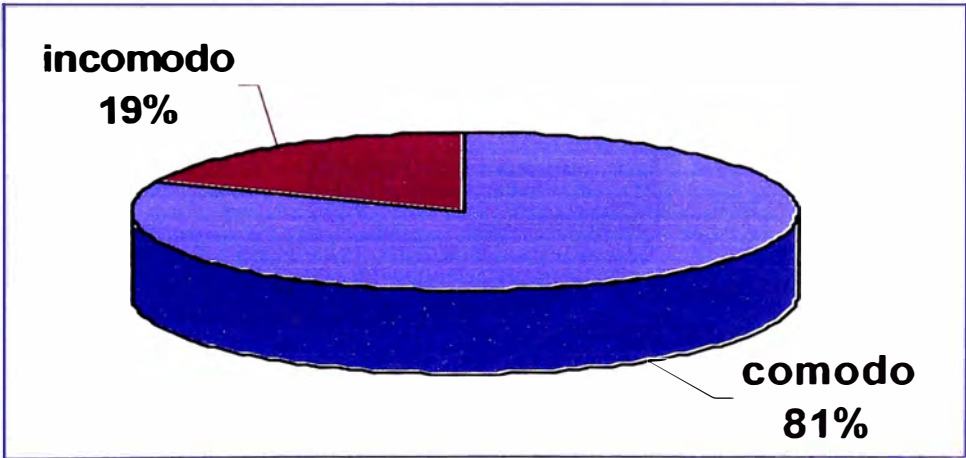
¿Desearía continuar con el Sistema Prepago?



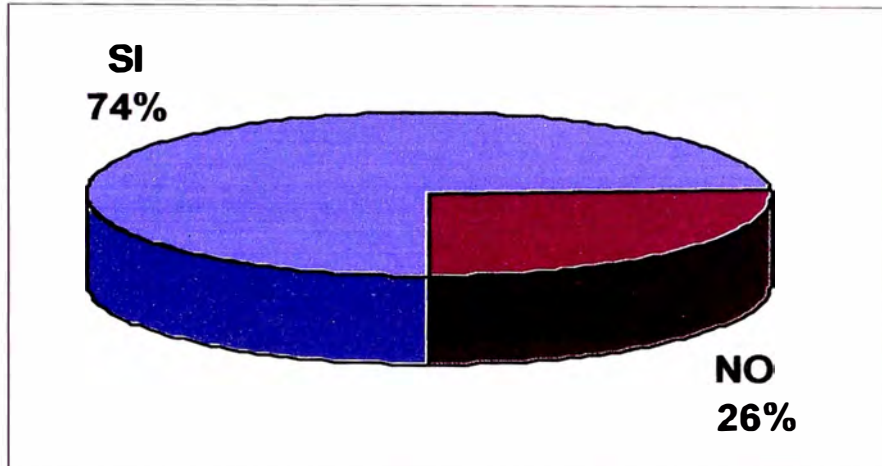
¿Le ha sido sencillo operar el medidor Prepago?



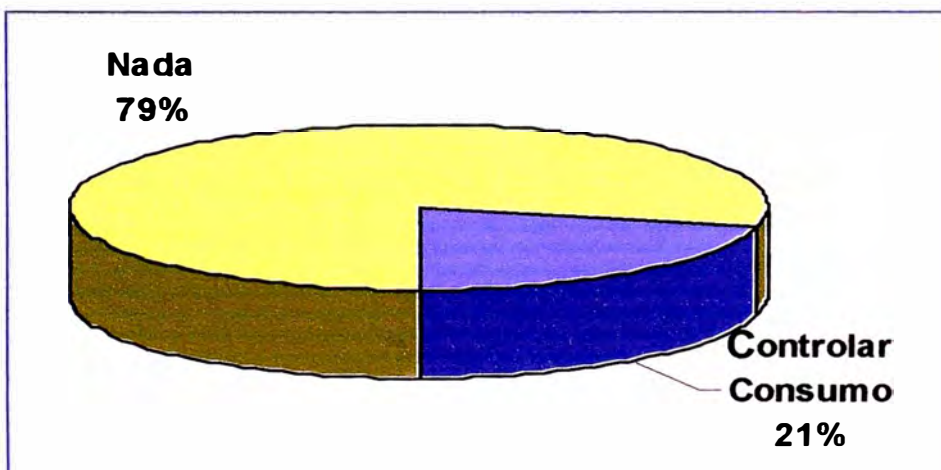
¿Cómo le resulta comprar energía en cuotas?



¿El Sistema Prepago le ayudo a mejorar la economía de su hogar?



¿Qué aprendió con el uso del Sistema?



- [7] OSINERG, Proyecto de Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, Junio 2005.
- [8] Michel Del Buono, Teodoro Sánchez, Alfonso Carrasco – ITDG, “Aspectos de la Electrificación Rural en el Perú”, Julio 1997.
- [9] Rafael Escobar, Teodoro Sánchez - ITDG, “Las Variables Ingreso y Gasto Monetarios como Criterios Básicos para Identificar Mercados de Energía en Areas Rurales del Perú”, 1999.
- [10] Edenor – Dirección Comercial, Informe “Proyecto Medidores Prepago”, Marzo 2005.
- [11] Landis+Gyr, Medidor Monofásico GEMINI CSM – Guía del Usuario
- [12] Cashpower Sudamericana S.A., Software de Venta de Energía EPS 2.1 – Manual de Referencia.
- [13] Rudi Leitner, “Prepayment Perception Mapping: Managing a key Risk factor”.
- [14] Jonathan Youngelson, “Prepayment Electricity Financial Considerations”, Marzo 2002.
- [15] Don Taylor – Presidente de la Asociación STS, “Normas para el Prepago STS y el IEC”, en Metering International America Latina, 2004.
- [16] Sergio Agoff, “Informe de la Prueba Piloto en Edenor S.A. – Adaptando y Ampliando las Ofertas de energía Eléctrica”, en Metering International América Latina 2005.

- [17] Wendy Annecke, “Los Medidores Prepago en Argentina y Sudáfrica – Un Estudio Comparativo del Servicio al Cliente y los Impactos Socioeconómicos”, en Metering International América Latina 2005.
- [18] Estándar Transfer Specification (STS), www.sts.org.za
- [19] Eskom, www.eskom.co.za
- [20] Actaris Measurement & Systems (Pty) Ltd., www.actaris.com
- [21] Circuit Breaker Industries, www.cbi.co.za
- [22] Conlog, www.conlog.co.za
- [23] Cashpower, www.cashpower.co.za

GLOSARIO DE TÉRMINOS

TÉRMINO

DESCRIPCIÓN

CDU

Credit Dispensing Unit (Unidad Dispensadora de Crédito), es una computadora personal, equipada con el hardware y software necesarios, que genera los códigos de venta de energía prepaga.

CIU

Customer Interface Unit (Unidad de Interfase con el Usuario), es una de las partes de un medidor prepago bicuerpo, por donde el usuario ingresa el código de transferencia de crédito, visualiza su crédito disponible y otros parámetros.

CVS

Common Vending System (Sistema de Venta Común), computadora personal que puede generar códigos de venta de energía para cualquier marca de medidor prepago que cumpla la especificación STS.

EMU

Energy Management Unit (Unidad de Manejo de Energía), parte de un medidor prepago bicuerpo donde se encuentra el sistema de medición.

NTC

Número de Transferencia de Crédito o Código de Transferencia de Crédito, mediante el cual se transfiere información al medidor prepago.

P.A.S.	Procesador de Alta Seguridad, dispositivo electrónico que genera los NTC encriptandolos con una Clave de Seguridad.
Punto de Venta	Oficina comercial donde se instala la CDU.
SMS	System Master Station (Estación Maestra del Sistema), computador principal que contiene el software de administración general de un sistema prepago.
STS	Standar Transfer Specification (Especificación Estandar de Transferencia), norma de transferencia de información mediante códigos encriptados de 20 dígitos, que permite la inter-operabilidad de medidores de diferentes marcas con un CVS.