

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ - CHOTA -
BAMBAMARCA EN EL DEPARTAMENTO DE
CAJAMARCA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRÓNICO

PRESENTADO POR:

CRISTINA GABRIELA LIZARBE GUERRA

PROMOCIÓN

1974 - II

LIMA – PERÚ

2010

**SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL
PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ - CHOTA -
BAMBAMARCA EN EL DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA**

DEDICATORIA
A MI MADRE

SUMARIO

El Plan Nacional de Electrificación Rural del 2006-2015 contempla la implementación de sistemas en base a tecnología que ayuden a que la población más humilde y de escasos recursos económicos se integre al servicio de electricidad hasta lograr gradualmente que la energía sea un insumo dentro de su frágil estructura de desarrollo.

El presente informe presenta el diseño de un Sistema de Administración y Venta de Energía Eléctrica para el Programa de Electrificación Rural Santa Cruz – Chota – Bambamarca II y III Etapa en el departamento de Cajamarca que incluye 19 150 medidores prepago. El sistema propuesto motiva, capacita, ayuda y atiende a nuevos clientes rurales para que puedan utilizar racionalmente la energía sin que se afecte su débil economía. El sistema conlleva no solo la adecuada elección de los equipos de medición / acreditación de energía bajo tecnología de código encriptado, sino también y como factor determinante para su masificación, el diseño de la red de puntos de venta y la correcta integración del software de venta con la estructura administrativa, contable e informática existente. Todo ello dentro de la legislación vigente para medidores prepago en el sector rural.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Objetivos del trabajo	2
1.3 Evaluación del problema	2
1.4 Limitaciones del trabajo	3
1.5 Síntesis del trabajo	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	
2.1 Normatividad y regulación	5
2.1.1 Ley General de Electrificación Rural	5
2.1.2 Plan Nacional de Electrificación Rural	5
2.1.3 Sistema Prepago de Electricidad	5
2.1.4 Especificación técnica para medidores prepago tipo monocuerpo	6
2.2 Antecedentes del sistema prepago	6
2.2.1 Breve historia del sistema prepago	6
2.2.2 Prepago desde el punto de vista de la responsabilidad social	6
2.2.3 Prepago desde el punto de vista comercial	7
2.3 Sistema de administración y venta de energía eléctrica	8
2.3.1 Componentes del sistema de administración y venta de energía eléctrica	8
2.3.2 Operación del sistema	9
2.3.3 Modos operativos del medidor	9
2.3.4 Modo administrador de energía	10
2.3.5 Uso racional de la energía	10
2.4 Tecnología Especificación de Transferencia Estándar - STS	10
2.5 Procesador de Alta Seguridad - HSP	11
2.6 Manejo seguro de claves de la STS	12
2.7 Software de Administración y Venta EPS-3.0	13
2.7.1 Características Generales	13
2.7.2 Características básicas del Software EPS-3.0	13

2.7.3	Funciones principales del <i>software</i> EPS-3.0	14
2.7.4	Arquitectura del <i>software</i>	14
2.7.5	EPS-3.0 LAN - Terminal de Administración y Venta	14
2.7.6	EPS-3.0 WAN VC - Terminal Remota de Ventas	15
2.7.7	EPS-3.0 WAN MC - Terminal Remota de Mantenimiento	15
2.7.8	Ventajas de la arquitectura EPS-3.0 WAN	15
2.7.9	Alternativas de implementación	16
2.7.10	Configuración Mínima	16
2.7.11	Configuración Básica	17
2.7.12	Configuración Extendida	18
2.8	Medidor Administrador de Energía	18
2.8.1	Características específicas	19
2.8.2	Principio de funcionamiento	20
2.8.3	Protección contra descargas atmosféricas	21
CAPÍTULO III		22
DISEÑO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ – CHOTA – BAMBAMARCA EN EL DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA		
3.1	Parámetros de diseño	22
3.2	Alternativas de configuración	22
3.2.1	Convención para la representación de los nodos	23
3.2.2	Alternativa 1	23
3.2.2	Alternativa 2	24
3.2.3	Alternativa 3	25
3.3	Red de comunicaciones privada	25
3.3.1	Diseño de la red	25
3.4	Medidores de energía eléctrica	28
CAPÍTULO IV		29
INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA		
4.1	Entidades Participantes	29
4.2	Implementación del Sistema de Ventas	29
4.3	Puntos de Venta	31
4.3.1	Chota	31
4.3.2	Lajas	31
4.3.3	Hualgayoc	32
4.3.4	Bambamarca	32
4.4	Capacitación de la población	32

4.5	Contraste de Medidores	34
	CAPÍTULO V	36
	PRESUPUESTO Y TIEMPO DE EJECUCIÓN	
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
	ANEXO A	41
	RELACIÓN DE LOCALIDADES CUBIERTAS POR EL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ – CHOTA – BAMBAMARCA II Y III ETAPA	
	ANEXO B	44
	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-RS-PP1	
	ANEXO C	62
	ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) - PART 4-5: TESTING AND MEASUREMENT TECHNIQUES - SURGE IMMUNITY TEST	
	BIBLIOGRAFÍA	71

INTRODUCCIÓN

El estado peruano tiene como objetivo, de acuerdo a su plan de electrificación rural, que el 93 % de la población cuente con servicios de energía eléctrica para fines de 2015. Para tal efecto, viene efectuando inversiones para lograr introducirla al servicio de electricidad, siendo el gran reto mantenerla como clientes del servicio de electricidad. Esta población involucra 4,8 millones de personas aproximadamente.

Es en este entorno social y de desarrollo que los medidores prepago de tecnología de código encriptado juegan un rol importante en cuanto al reto impuesto, pues ayudan a que la integración sea una realidad y a que esta se logre gradualmente.

Diversos planes piloto emprendidos –como el caso de la empresa de administración de estructura eléctrica Adinelsa– fueron realizados con éxito y permiten rescatar experiencias que muestran que la tecnología no debe estar ajena a pobladores de escasos recursos económicos y de muy poca educación, pues con un programa adecuado de formación y de educación que reduzca el tiempo de aprendizaje y con la motivación de estar vinculado a su economía podemos tener resultados.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

De acuerdo al Plan Nacional de Electrificación Rural del 2006-2015, el Estado peruano está realizando fuertes inversiones en la infraestructura eléctrica de las zonas rurales. Hacia fines del 2015, el 93% de la población debería contar con servicio de energía eléctrica. En la tarea de brindar servicio eléctrico a alrededor de 4,8 millones de personas, hay un reto adicional y éste es el mantener a estos nuevos usuarios como clientes del servicio de electricidad.

La mayoría de estos nuevos clientes están inicialmente ilusionados con la esperanza de desarrollo al contar con el nuevo servicio de electricidad. Pero debido a la fragilidad de su sistema económico y a la falta de conocimiento acerca del uso racional de la energía, a muchos de ellos les es imposible mantenerse como clientes y rápidamente llegan a la situación de corte de suministro e inclusive retiro definitivo de la conexión.

Las localidades en las zonas rurales están muy alejadas unas de otras y cada una de ellas tiene pocos clientes. Esta dispersión de los clientes y la lejanía y dificultades de acceso propias de nuestro país se traducen en altos costos de la operación comercial.

1.2 Objetivos del trabajo

- a) Integración de la población de menores recursos económicos al sistema formal de servicio de electricidad.
- b) Uso racional de la energía eléctrica en el sector rural con el fin de no afectar sus débiles economías.
- c) Diseñar el Sistema de Administración y Venta de Energía Eléctrica para las etapas II y III del Programa de Electrificación Rural Santa Cruz – Chota – Bambamarca en el Departamento de Cajamarca.
- d) Dar a conocer el sistema de venta de energía eléctrica prepago mediante la tecnología de código encriptado.

1.3 Evaluación del problema

El Programa de Electrificación Rural Santa Cruz – Chota – Bambamarca II Y III Etapa (PERSCB II-III) abarca 131 localidades, en seis distritos de las provincias de Chota, Hualgayoc y Cajamarca (Fig.1.1), cuya relación se puede apreciar en el anexo A.

El territorio cubierto por el PERSCB II-III está en la zona de Cajamarca que se caracteriza por la pobreza extrema estructural, débil articulación espacial y un índice de analfabetismo del orden de 30% (1 y 2). Para las empresas comercializadoras de energía eléctrica, este tipo de poblaciones normalmente presentan un alto índice de morosidad y altos costos operativos en la cobranza.



Fig.1.1 Mapa de la zona cubierta por el Programa de Electrificación Rural Santa Cruz – Chota – Bambamarca II Y III ETAPA

1.4 Limitaciones del trabajo

Existe poca información técnica acerca del sistema prepago.

Dados el poco tiempo de empleo de esta tecnología y la no difusión de ella, no se hace fácil el intercambio de información técnica y experiencia.

Las experiencias mostradas se circunscriben al ámbito rural del país. Actualmente se está preparando pilotos con los distribuidores Luz del Sur y Edelnor para centros urbanos.

Consecución de la normatividad y regulación de los medidores prepago. Hasta el año 2005, en nuestro país no existía el marco legal para su utilización. Como consecuencia tampoco existía la regulación en cuanto a tarifa aplicable.

Dado que el sistema prepago es un conjunto de *hardware* y *software*, en muchos casos la compatibilidad con el *software* de venta de los distribuidores conlleva a una “adaptación al cliente”, en este caso expuesto sólo se menciona el *software* EPS-3.0, aunque también existe el *software* NEXO, que es una versión mayor con ventajas adicionales cuyo detalle no es expuesto aquí.

El ámbito del trabajo se focaliza en la sierra de Cajamarca donde existe actualmente el mayor parque de medidores prepago. No obstante, el aporte de experiencias en el Cusco, por ejemplo, es importante en la comprensión de conceptos y uso de los medidores prepago.

El trabajo llega hasta mencionar la emisión de la factura por el consumo de energía,

pero mayores detalles del mismo y sus conceptos dependen del estilo, de la forma de cada distribuidora.

En cuanto a los trabajos comparativos del sistema prepago en campo real frente a otros, sólo se tienen las estadísticas presentadas en la IV Convención de Empresas Distribuidoras Eléctricas (CEDELEF) ciudad de Chiclayo, donde Adinelsa presentó los resultados sobre un parque de 5000 medidores.

Actualmente la tarifa BT7 es exclusiva para los medidores prepago desde el año 2006. Existen nuevos requerimientos y alternativas, como son la normalización y estandarización, para garantizar la calidad y funcionalidad de los sistemas prepago y que contribuye a la no dependencia de sistemas propietarios. La aplicación de las normas internacionales vigentes para sistemas prepago STS, las IEC 62055-41 y 51 (recién adoptadas) es una buena alternativa. Un mayor estudio es necesario sobre tarificación, normalización y estandarización.

Para la implementación de estos sistemas prepago en el país, el sistema de telecomunicaciones con acceso a internet es muy importante. Es importante tener el estudio o mapa a nivel país de dicho acceso por los operadores en telecomunicaciones, ya que el Plan de Electrificación está en marcha y a la par debe ir la provisión de este servicio. Asimismo, en el proceso de ubicación de centros de venta importa considerar las limitaciones de información y posibilidades de acceso.

1.5 Síntesis del trabajo

El trabajo se desarrolla producto de la capacitación en fábrica de los medidores vía cursos especializados tanto en *hardware* como en *software* y las experiencias en nuestro país por 10 años vía pilotos establecidos y ahora en Cajamarca, así como las experiencias en otros países.

En el capítulo II se expone el marco legal para los sistemas prepago y luego se detallan la evolución, las características y los componentes de este tipo de sistemas. A continuación, en el capítulo III, se describe el diseño del Sistema de Administración y Venta de Energía Eléctrica para el PERSCB II-III. En el capítulo IV se hace un recuento de la instalación y puesta en marcha y finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Normatividad y regulación

2.1.1 Ley General de Electrificación Rural

La Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural establece que la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER) tiene competencia en la ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional como medio para contribuir al desarrollo económico y social, mitigar la pobreza y mejorar la calidad de vida. Este objetivo es logrado por medio de la implementación de proyectos de electrificación rural con tecnologías y programas de acción, en coordinación con gobiernos regionales y locales, y empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural (3).

2.1.2 Plan Nacional de Electrificación Rural

De acuerdo a la Ley General de Electrificación Rural y su respectivo reglamento, la DGER elaboró el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) del período 2008-2017. El referido plan plantea entre sus metas el alcanzar un coeficiente de electrificación rural del orden de 57,9% para el año 2011 y de 70% para el 2017 (4).

2.1.3 Sistema Prepago de Electricidad

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas -DS N° 009-93-EM y sus sucesivas modificatorias hasta el año 2009- dictan las disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad (5).

Este sistema se creó en el año 2005 por iniciativa del en ese entonces Organismo Supervisor de la Inversión Eléctrica (OSINERG) y actualmente Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). La iniciativa surgió debido a la existencia de muchas familias de escasos recursos económicos que no contaban con energía eléctrica en sus domicilios, ya que carecían de los ingresos suficientes como para cubrir el monto promedio mensual de un recibo de luz (6).

El reglamento indica que si el concesionario ofrece más de una modalidad tarifaria, el usuario puede elegir la que más se acomode a sus necesidades y posibilidades. Asimismo en ningún caso, el sistema prepago implicará para el usuario una mayor facturación respecto a la que resultaría con el sistema pospago correspondiente (5).

2.1.4 Especificación técnica para medidores prepago tipo monocuerpo

Conforme a lo establecido por la Ley General de Electrificación Rural, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE), a propuesta de la DGER, emite las normas específicas de diseño y construcción para los Sistemas Eléctricos Rurales (3).

También la mencionada ley establece que los Sistemas Eléctricos Rurales pueden contar con equipos de medición prepago con la finalidad de facilitar la gestión comercial de la electrificación rural, que el costo del sistema de medición se incluirá en el Valor Agregado de Distribución que compone la tarifa y que la DGE emitirá las normas necesarias para la operación comercial de los referidos sistemas (3).

En cumplimiento de los dos considerandos precedentes, la DGE emitió las especificaciones técnicas ETS-RS-PP1 y ETS-RS-PP2 para medidores prepago tipo monocuerpo y bicuerpo respectivamente. En el anexo B se puede ver la especificación ETS-RS-PP1 que cubre las condiciones técnicas requeridas para el diseño, fabricación, muestreo y pruebas que deben cumplir los componentes del sistema comercial de pago anticipado, compuesto de medidores prepago de energía activa monofásicos tipo monocuerpo para recarga mediante la generación de códigos numéricos encriptados o mediante tarjeta inteligente encriptada con chip electrónico.

2.2 Antecedentes del sistema prepago

2.2.1 Breve historia del sistema prepago

El mayor desarrollo del sistema se produce en la década del 80, en Sudáfrica, cuando se decide incorporar al servicio eléctrico a una gran masa de la población, en su mayoría de origen africano, de escasa instrucción y que no contaba con ingresos fijos, estando muchos de ellos conectados en forma ilegal.

El éxito fue total y, a la fecha, se han instalado millones de medidores de prepago tanto dentro como fuera del continente africano, a punto tal que en el taller "Mejorando el Servicio de Electricidad para los Pobres de la Ciudad" realizado en Sao Paulo, Brasil, en diciembre del 2007, existió consenso respecto a que el prepago constituye una de las mejores soluciones para resolver rápidamente el problema de incorporación a mejores condiciones de vida de masas de ciudadanos que, por su situación económica, no cuentan con el servicio o que apelan a resortes ilegales para disponer de él.

Los gobiernos de varios países no solo apoyan la instalación de medidores de este tipo para resolver problemas de pérdidas de energía por robo, sino que han decidido la utilización del prepago en la construcción de viviendas de carácter social a cargo del Estado.

2.2.2 Prepago desde el punto de vista de la responsabilidad social

Este tema lo expondremos según el enfoque por parte de los diversos actores:

a) Gobierno

En términos generales, el incremento mundial de la demanda energética y la falta de oferta tienen un efecto altamente negativo en la opinión pública, por lo cual se deben buscar sistemas innovadores para brindar a los ciudadanos posibilidades de administrar sus consumos de la manera que consideren más conveniente, logrando así incrementar la eficiencia del sistema en general.

Por otra parte, el robo de energía configura una situación delictual de la cual los Estados no pueden estar ausentes, ya que abarca a cantidad considerable de ciudadanos de escasos recursos a los cuales no se les ha ofrecido una alternativa válida para contar con el suministro eléctrico imprescindible para satisfacer sus necesidades mínimas. La responsabilidad desde las esferas gubernamentales debería procurar la incorporación de estos actores a un sistema legal.

En casos en que los Gobiernos decidan subsidiar consumos, el beneficio otorgado se maximiza mediante el apoyo al cambio operativo que consiste en el suministro de kWh administrados eficientemente. Esto último se logra mediante el modo operativo denominado "Factura Fija", por el cual se entrega una determinada cantidad de kWh a lo largo del mes, parcializando dicha entrega cada 15 segundos.

b) Empresas

A través de la innovación en la comercialización se puede alcanzar un nivel de mayor sustentabilidad incorporando al consumo a clientes que de otra manera quedan fuera del sistema o apelan a métodos ilegales para hacerse del servicio, ocasionando pérdidas económicas que inciden en incremento de las tarifas pagadas por los clientes regulares.

El sistema es entonces una alternativa comercial satisfactoria para los clientes de las zonas urbanas marginales y los de electrificación rural así como para otras categorías de clientes como son propietarios de inmuebles en arriendo, condominios de playa o campo, mercados y galerías de minitiendas al paso.

c) Clientes

En la medida en que a los usuarios se les facilita el acceso al consumo dentro de condiciones adaptadas a sus posibilidades y acompañando herramientas de información para que puedan, mediante la experiencia, administrar mejor sus gastos, se transforman en clientes fidelizados y conscientes, beneficiándose a sí mismos y a la sociedad.

2.2.3 Prepago desde el punto de vista comercial

a) Empresas

Incorporan a su cartera cantidades de usuarios conectados ilegalmente.

Recuperan clientes con problemas de pago.

Ofrecen a sus clientes un sistema innovador para la adquisición de energía. Logrando en el caso de arriendos, pasar la responsabilidad por el gasto a quien utiliza la vivienda o local arrendado desligando así al propietario del inmueble. Asimismo, en personas o comercios sin ingresos fijos, permitir la compra de suministro en el tiempo y por la cantidad más conveniente en cada momento.

Satisfacción en clientes en general que prefieran tomar la alternativa. En algunos países, usuarios de clase media, al conocer la existencia del prepago, han solicitado su inclusión en el mismo.

Disminuyen costos operativos para el suministro a clientes rurales.

Brindan una solución en el marco de la responsabilidad social empresaria aliviando la presión de la opinión pública por las inevitables intimaciones y cortes de suministro por falta de pago.

Pueden ofrecer, en conjunto con las autoridades gubernamentales, un sistema de subsidio eficiente y direccionado para las personas en situación de riesgo económico a través del sistema de factura fija.

b) Usuarios

El prepago se encuentra ampliamente aceptado por la sociedad en diversas actividades: telefonía, transporte, etc.

Brinda información en tiempo real permitiendo al cliente conocer sus consumos según los distintos artefactos eléctricos y así lograr una mejor administración de su presupuesto.

Es una opción que le permite la compra en la medida que el cliente va disponiendo de fondos para ello.

Coloca la responsabilidad de pago en los arrendatarios y no en los propietarios.

El cliente está dispuesto, inclusive, a pagar precios más altos como en el caso de la telefonía.

2.3 Sistema de administración y venta de energía eléctrica

El sistema está basado en equipos de la marca Cashpower de la corporación suiza Landis+Gyr y *software* de la empresa argentina Cashpower Sudamericana (CSA).

2.3.1 Componentes del sistema de administración y venta de energía eléctrica

a) Medidor administrador de energía, compuesto por: La Unidad de Interfaz del Usuario y la Unidad de Medición de Energía –CIU y EMU respectivamente por sus siglas en inglés. La EMU está comunicada con la CIU mediante un cable de comunicación no polarizado y aislado galvánicamente de la línea del suministro, proveyendo de esta manera seguridad total a las personas. El medidor puede ser monocuerpo si la CIU y la EMU están integrados en un solo equipo o bicuerpo si constituyen dos unidades separadas.

b) Tecnología “Especificación de Transferencia Estándar” (STS por sus siglas en inglés), para la transmisión segura de la información de la energía eléctrica adquirida desde los puntos de venta hasta los medidores.

c) El Procesador de Alta Seguridad (HSP por sus siglas en inglés), placa que aloja el módulo de generación de códigos STS, está construida bajo estrictas condiciones de seguridad y se instala en una PC.

d) El software de Gestión de Venta y Control de Energía.

2.3.2 Operación del sistema

El usuario que desea adquirir energía eléctrica se dirige a un “Punto de Venta” especialmente habilitado para ello.

El usuario adquiere la energía que desea consumir y recibe un ticket o factura por la energía adquirida, con un código de 20 dígitos impreso en la misma.

Este código incorpora la información que permite que en la EMU instalada en el domicilio del usuario, se acredite la energía adquirida en kWh.

El usuario digita en el teclado de su CIU el código recibido.

Una vez aceptado dicho código, la EMU automáticamente se habilita para permitir al usuario el consumo de la cantidad de energía que adquirió, la cual se adiciona al saldo preexistente conformando así un nuevo total de kWh disponible para el consumo.

A medida que el usuario va consumiendo, la CIU le indica la cantidad de energía que aún tiene disponible para consumo.

Cuando la cantidad de energía remanente es mínima, la CIU a través de una señal de alarma, visual y/o sonora, informa al usuario, el cual deberá repetir el proceso de adquisición de energía.

Al llegar a cero el crédito de energía en el medidor, el mismo se desconecta automáticamente y sólo puede reconectarse automáticamente digitando el código suministrado por una nueva compra.

2.3.3 Modos operativos del medidor

a) Modo convencional, el medidor trabaja como un medidor estándar en la modalidad de postpago/crédito.

b) Modo prepago, el medidor trabaja conforme está explicado en la sección precedente.

c) Modo administrador de energía, el cliente puede contratar una cantidad “fija” de kWh mensuales, los cuales son fraccionados, distribuidos y acreditados por el medidor -cada de 15 segundos- a lo largo del mes.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama explicativo de los diferentes modos operativos. La característica de tener tres modos operativos y programables es distintiva de los medidores Cashpower (7).

2.3.4 Modo administrador de energía

Este modo le asegura al usuario disponer de un mínimo diario de energía que le garantiza poder mantener en funcionamiento iluminación y/o artefactos que se consideren de necesidad mínima. Por ejemplo: refrigerador más una o dos lámparas por la noche.

En caso que el cliente necesite consumos extraordinarios, puede concurrir a cualquier punto de venta a efectuar la compra prepaga de kWh adicionales, los cuales se agregan al suministro fijo contratado.

El modo administrador de energía permite implementar la "Factura Fija" que constituye una herramienta extraordinariamente eficaz en los casos en que los gobiernos deciden subsidiar consumos a familias en situación de riesgo económico. La acreditación en cuenta o entrega de dinero en efectivo no aseguran que en el domicilio se cuente con el suministro mínimo necesario para el beneficio del grupo familiar a lo largo del mes, en cambio, "la administración del suministro" sí permite y garantiza que ello ocurra.

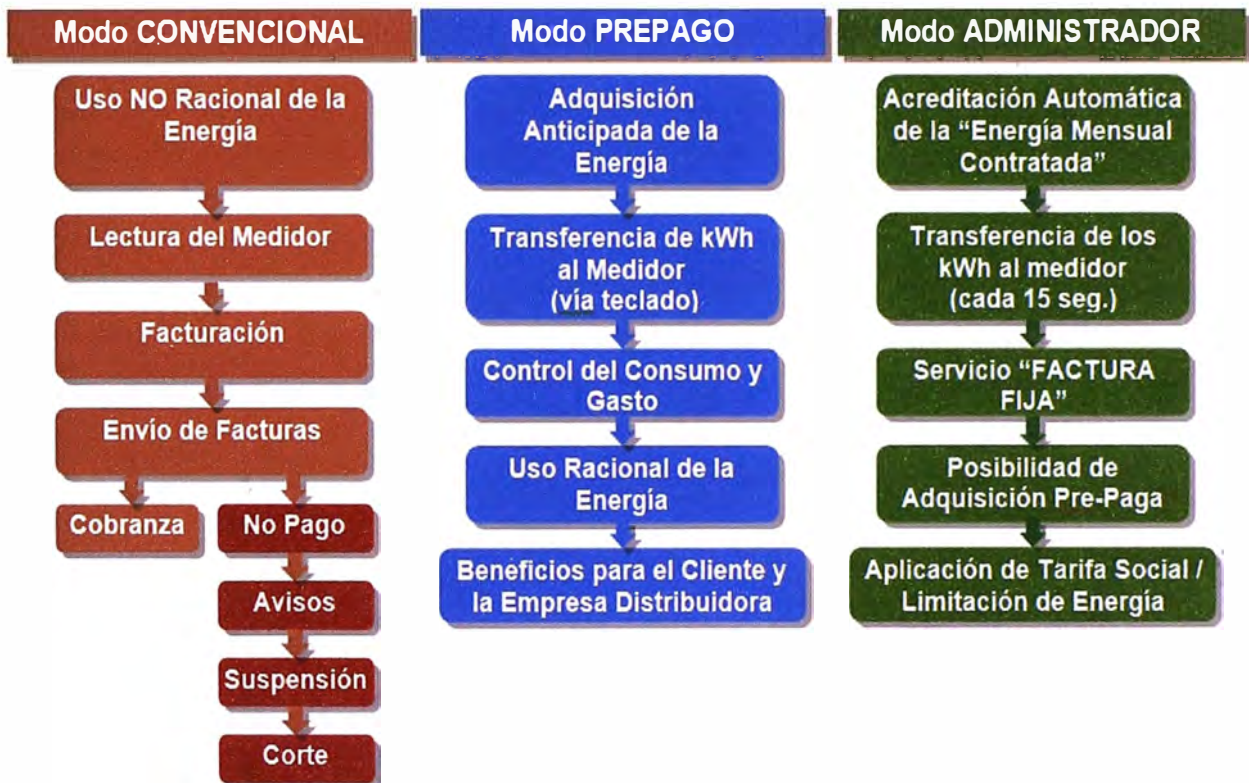


Fig.2.1 Diagrama explicativo de los diferentes modos operativos

2.3.5 Uso racional de la energía

En cualquiera de los tres modos, la utilización de la información que brinda el sistema, es adicionalmente, la vía por la cual el cliente va logrando eficiencia en sus consumos y el medio ideal para instruirlo en el uso racional de la energía (7).

2.4 Tecnología Especificación de Transferencia Estándar - STS

La STS, desde su introducción en Sudáfrica en 1993, ha sido establecida como la norma de facto para la transferencia de códigos encriptados de electricidad prepaga en

todo el mundo. El código encriptado STS es de 20 dígitos y contiene la información del medidor específico para el cual se generó y de la transacción a efectuar en el medidor; por ejemplo una recarga de energía o una reactivación de un medidor bloqueado por intento de fraude (8).

La STS es una norma abierta y segura que permite la integración de los equipos de cualquier fabricante en un sistema de venta de electricidad. Para los proveedores de electricidad los aspectos de seguridad son muy importantes y el uso de la STS previene la generación fraudulenta de códigos encriptados, no permite que un código generado para un medidor determinado se emplee en otro, y en el caso de códigos encriptados de crédito solo permite que se empleen una vez.

Para lograr el nivel de seguridad requerido, el estándar define lo siguiente (8):

- a) El empleo de técnicas de encriptación avanzadas y completamente transparentes al usuario con lo que se obtiene un sistema fácil de usar.
- b) El empleo de procedimientos de manejo de claves muy seguros, incluyendo el modo en que las claves son generadas y transportadas.
- c) La funcionalidad requerida en la estación de ventas y en el medidor.

La “Asociación STS” es la entidad encargada de desarrollar, facilitar y promocionar el uso de la norma; y por lo tanto es la que certifica el cumplimiento de la norma por parte de los productos y la que proporciona los Códigos de Grupo de Proveedor (SGC por sus siglas en inglés) a las empresas comercializadoras de electricidad. El SGC permite personalizar el medidor para un área geográfica específica.

La STS fue publicada como Norma Internacional por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en el 2007 a través de:

IEC 62055-41: Medición de electricidad - Sistemas de pago - Parte 41: Especificación de transferencia estándar (STS) - Protocolo de la capa de aplicación para sistemas de portador simbólico unidireccional.

IEC 62055-51: Medición de electricidad - Sistemas de pago - Parte 51: Especificación de transferencia estándar (STS) - Protocolo de la capa física para sistemas de portador simbólico unidireccional.

2.5 Procesador de Alta Seguridad - HSP

El HSP es un pequeño módulo que se conecta a una PC a través de un puerto USB. El módulo contiene una pequeña placa de circuito impreso que aloja el módulo de generación de códigos STS. Este módulo recibe el nombre de Módulo de Venta Segura (VSM por sus siglas en inglés) y es fabricado por la empresa Prism de Sudáfrica que se dedica al software y hardware de encriptación para transacciones electrónicas de todo tipo. Esta única empresa tiene la concesión de la Asociación STS para la fabricación de

los VSM, y éstos responden a las especificaciones de funcionalidad y seguridad que la Asociación STS ha establecido.

Los VSM son circuitos híbridos sellados y protegidos de cualquier tipo de manipulación, sea mecánica (por apertura del encapsulado) como electromagnética. Los factores que provocan la inutilización de un VSM incluyen impacto físico, elevados gradientes de temperatura, de campo eléctrico y de campo magnético. Todas estas fragilidades tienen el único objetivo de proteger la información de claves de encriptación, almacenadas internamente en RAM y cuya alimentación, proveniente de una batería, se desconecta como consecuencia de estos factores y de este modo se produce la pérdida de información almacenada en RAM y se hace inutilizable el dispositivo.

2.6 Manejo seguro de claves de la STS

El algoritmo STS es semi-público, es decir, cualquier entidad industrial que tenga interés en producir componentes STS, podrá obtener una membresía de la Asociación STS y acceder al conocimiento de cómo se codifica o decodifica la información a ser transferida al medidor mediante el protocolo STS. Esto significa, en términos sencillos, que "la parte secreta" del protocolo STS no es el algoritmo, sino las claves de encriptación.

La Asociación STS genera las claves para las distintas entidades que harán uso de ellas: empresas distribuidoras de energía y fabricantes de medidores. La Asociación mantiene un repositorio de asignación de estas claves asociadas con las "áreas" o SGCs, pero también existe un mecanismo por el cual estas claves finalmente se transfieren a los sistemas de venta, que implementarán la codificación STS para los medidores.

Como se explicó en una sección precedente, la generación de los números cifrados de 20 dígitos, según el estándar STS, se hace por medio de componentes de hardware llamados VSM y fabricados por la firma Prism y que son el componente principal de las placas o dispositivos HSP. Ahora bien, el módulo VSM implementa una cantidad de mecanismos de seguridad con el fin de evitar intrusiones que puedan revelar las claves de encriptación. Hasta aquí entonces, si aceptamos que el proceso de generación y almacenamiento de claves, llevado a cabo por la Asociación STS, es seguro, y si aceptamos también que el almacenamiento y utilización de estas claves dentro del módulo VSM también es seguro, queda todavía el "transporte" de estas claves desde su origen hasta el módulo VSM que efectuará la encriptación. En este punto, es importante destacar que la Asociación STS no manipula los dispositivos físicos de encriptación, por lo tanto debe existir efectivamente una etapa de "transporte" de estas claves.

Aquí es donde entran en juego los Archivos de Manejo de Clave (KMF por sus siglas en inglés) que efectivamente transportan la información de las claves de encriptación

desde el Centro de Manejo de Claves de la Asociación STS hasta la carga efectiva de las mismas a los módulos VSM. Los módulos VSM, por su parte, son fabricados "en blanco", es decir, no contienen claves de encriptación, sino solamente el código de programación permanente y los mecanismos de encriptación nativos, que permiten que las claves de encriptación sean cargadas en sus registros internos, para lo cual el fabricante y el estándar STS definen la interfaz de programación de aplicación correspondiente. A su vez, cada módulo VSM es fabricado con un número de serie único que está grabado también en su programación interna.

Cuando se va a producir un nuevo HSP para una distribuidora dada, quien haga la carga de claves –el fabricante de medidores, el fabricante de software de venta o la misma empresa distribuidora- le informa a la Asociación STS el número de serie del módulo VSM que se va a utilizar. Con esta información, el Centro de Manejo de Claves de la Asociación STS genera un archivo KMF encriptado en base a ese número de serie, conteniendo las claves de encriptación de la distribuidora. Dicho archivo solo podrá ser utilizado en ese único módulo VSM, asegurando de este modo, el "transporte" seguro de las claves.

2.7 Software de Administración y Venta EPS-3.0

2.7.1 Características Generales

El software EPS-3.0 tiene por objetivo primario administrar en forma integral la comercialización de energía eléctrica en modalidad Prepaga y modalidad "Factura Fija" con Opción a Recarga.

Consiste en un conjunto de módulos y aplicaciones a ser ejecutados sobre plataforma Microsoft Windows de 32 bits, en arquitectura cliente- servidor de dos y tres capas, utilizando el *software* RDBMS1 Firebird, de código abierto y multiplataforma, para el almacenamiento de datos en forma centralizada.

El software EPS-3.0 hace uso de los dispositivos HSP para la generación de los Números de Transferencia de Crédito a ser ingresados en los medidores.

2.7.2 Características básicas del Software EPS-3.0

Interfase Gráfica de Usuario, inherente a la plataforma MS Windows.

Soporte de los algoritmos de transferencia propietario CTS (16 dígitos) y estándar STS (20 dígitos).

Seguridad de Acceso basada en Perfiles Funcionales (que definen a qué funciones puede acceder cada usuario del *software*) y Perfiles de Contraseña (que definen las condiciones de complejidad, vencimiento y bloqueo de la contraseña de cada Usuario del *software*).

Discriminación independiente de Clientes, Medidores y Suministros.

Configuración de los conceptos a facturar, estableciendo su período de vigencia cronológica y mantenimiento del historial de cambios.

Tarifas Escalonadas, sobre la base de las compras mensuales acumuladas del Cliente.

Implementación de diversos tipos de conceptos configurables: cargos fijos y variables, planes de pago en cuotas fijas y proporcionales, conceptos definidos mediante expresiones matemáticas, etc.

Exportación de datos en diversos formatos (ASCII, MS Excel, HTML, XML) para facilitar la integración con los Sistemas de Gestión Comercial existentes.

2.7.3 Funciones principales del software EPS-3.0

Transacciones de Venta de Energía Prepaga, con emisión de Facturas que incluyen el Número de Transferencia de Crédito.

Emisión de Números de Mantenimiento: Conforman funciones técnicas sobre los medidores de energía, tales como la reconexión del medidor después de un intento de manipulación, modificación de los niveles de transición de los indicadores de visualización del crédito; borrado total del crédito de un medidor al finalizar la suscripción; programación de la Energía Diaria Acreditada; cambio de Modo Operativo de los medidores, etc.

Altas, bajas y modificaciones de Clientes, Medidores y Suministros.

Emisión de Arqueos de Caja al finalizar un Turno de Venta.

Parametrización de los valores Tarifarios, Impositivos y de otros Conceptos, a aplicar a la Venta de Energía.

Emisión de Informes, predeterminados y configurables, y ejecución de Utilitarios de Mantenimiento.

2.7.4 Arquitectura del Software

Los paquetes de Software EPS-3.0 se dividen en dos grupos, según la infraestructura de comunicaciones sobre la que operarán:

a) EPS-3.0 LAN

Son aplicaciones Cliente / Servidor de 2 capas, destinadas a operar en un entorno de red de área local, que conforman la "Terminal de Administración y Venta".

b) EPS-3.0 WAN

Son aplicaciones Cliente / Servidor de 3 capas, destinadas a la implementación de Sistemas de Venta extendidos geográficamente y con bajos requisitos de ancho de banda de comunicación. Está conformado por la Terminal Remota de Venta (EPS-3.0 WAN VC) y la Terminal Remota de Mantenimiento (EPS-3.0 WAN MC), y ambas utilizan el software EPS-3.0 LAN como Servidor de Aplicación (capa intermedia).

2.7.5 EPS-3.0 LAN - Terminal de Administración y Venta

Provee la interfase de usuario completa del Software EPS-3.0, permitiendo la actualización de los parámetros operativos, la generación de reportes y la venta de energía dentro de un entorno LAN, para lo cual requiere la instalación de uno o más HSP locales. Opera íntegramente en línea, requiriendo una conexión en red LAN al Servidor de Base de Datos. Para una configuración Cliente / Servidor de tres capas, el software EPS-3.0 LAN hace las veces de Servidor de Aplicación (Capa Intermedia).

2.7.6 EPS-3.0 WAN VC - Terminal Remota de Ventas

Es una aplicación MS Windows tipo cliente ligero, con mínimos requerimientos de hardware y destinada únicamente a ser la interfase de usuario del Operador de Venta, a los efectos de identificar el Cliente, definir el monto de la transacción de venta e imprimir la Factura. No realiza ningún procesamiento en forma local, ya que tanto los cálculos de la transacción como la generación de los Números de Transferencia se realizan en el módulo EPS-3.0 LAN, que hace las veces de Servidor de Aplicación.

2.7.7 EPS-3.0 WAN MC - Terminal Remota de Mantenimiento

Es una aplicación MS Windows tipo cliente ligero destinada al Personal Técnico de Medidores. Permite obtener los Números de Transferencia de Mantenimiento para el Medidor seleccionado e imprimirlos. De forma análoga a la Terminal de Venta, el proceso de generación de los Números de Transferencia se realiza en el módulo EPS-3.0 LAN, que hace las veces de Servidor de Aplicación.

2.7.8 Ventajas de la arquitectura EPS-3.0 WAN

La arquitectura EPS-3.0 WAN ofrece amplias ventajas para la implementación de un Sistema de Venta de múltiples terminales y geográficamente distribuido:

Eficiencia: Un único HSP, localmente conectado al módulo EPS-3.0 LAN, que opera como Servidor de Aplicación y genera Números de Transferencia a múltiples Terminales Remotas.

Seguridad: El o los dispositivos de encriptación HSP están instalados en un Servidor centralizado y no en las Terminales Remotas de Venta, que carecen de elementos sensibles a la seguridad del Sistema.

Continuidad de Servicio: Ante la eventual caída de un Servidor de Aplicación, el Operador de Venta puede simplemente elegir otro disponible de una lista y conectarse a él.

Balance de Carga: Un Servidor de Aplicación puede atender más Terminales cuya frecuencia de transacciones sea menor.

Alternativamente, es posible implementar el acceso remoto a las funciones del Sistema, a través de Servicios de Escritorio Remoto (RDS) de Microsoft, instalando el software EPS-3.0 LAN en un servidor con sistema operativo Microsoft Windows Server.

2.7.9 Alternativas de implementación

En las siguientes secciones describiremos tres configuraciones típicas del EPS-3.0 para diversas escalas de magnitud del Sistema de Ventas: configuración mínima, básica y extendida.

Con el fin de facilitar la representación de las alternativas de configuración, el sistema de ventas fue dividido en tres niveles, de acuerdo a las características del software EPS-3.0 y los requerimientos de cobertura de los puntos de venta.

a) Nivel 0:

Está caracterizado por la capa de almacenamiento de datos, físicamente representada por el servidor de base de datos principal y opcionalmente un servidor de base de datos de respaldo, dispositivos de respaldo, etc. El objetivo de esta capa es preservar la integridad y disponibilidad de los datos del sistema.

b) Nivel 1:

Está representado por servidores que ejecutan el software EPS-3.0 LAN y que alojan los dispositivos HSP. El paquete de software EPS-3.0 LAN implementa todas las funcionalidades de administración del sistema de venta, implementa también la función de venta de energía y hace las veces de “servidor de aplicación” para los clientes remotos de venta y mantenimiento.

Los componentes de software que constituyen la capa de NIVEL 1 requieren una conexión de red LAN al servidor de base de datos (Nivel 0) mediante protocolo TCP/IP, o bien que ambos Niveles, 0 y 1, coexistan en el mismo servidor.

c) Nivel 2:

Está constituido por las terminales remotas de venta y mantenimiento, que conforman el paquete de software denominado EPS-3.0 WAN.

Estos componentes de software no requieren acceso directo a la base de datos (Nivel 0) como tampoco necesitan un dispositivo HSP conectado localmente. Pero sí requieren conectividad, aunque con bajas exigencias de ancho de banda (64 kbps mínimo), a un servidor de aplicación del Nivel 1. Cada servidor de aplicación puede atender solicitudes de transacciones de venta y generación de códigos de mantenimiento para múltiples terminales remotas EPS-3.0 WAN.

También admiten la posibilidad de que el Operador de una terminal de venta o mantenimiento EPS-3.0 WAN pueda optar por conectarse a un servidor de aplicación alternativo, en caso que el servidor de aplicación principal salga de servicio o quede indisponible por alguna razón.

2.7.10 Configuración Mínima

Los Niveles 0 y 1 se implementan en un único servidor, que por lo tanto hace las veces

de servidor de Base de Datos y Estación de Trabajo EPS-3.0 simultáneamente (Fig. 2.2).

Esta configuración es la mínima teóricamente posible, pero no resulta práctica para la implementación de la mayoría de los sistemas reales.



Fig.2.2 Configuración Mínima

2.7.11 Configuración Básica

La Configuración Básica está limitada también a los Niveles 0 y 1, pero distribuidos en una red LAN, con un Servidor de Base de Datos dedicado, y una o más Estaciones de Trabajo ejecutando el software EPS-3.0 LAN (Fig. 2.3).

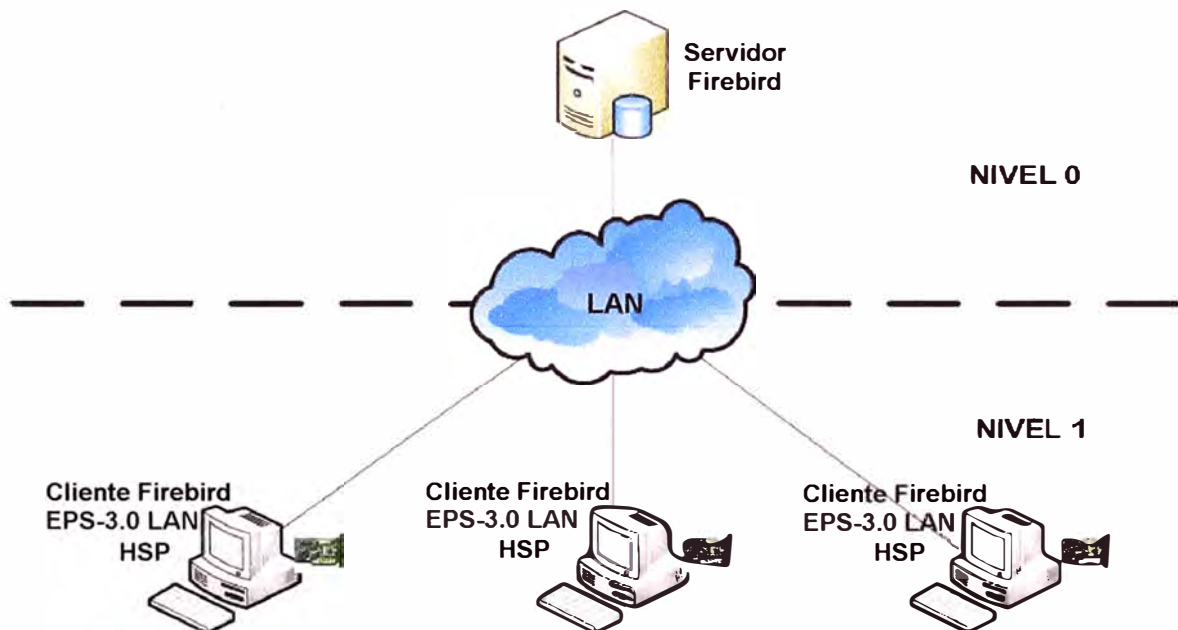


Fig.2.3 Configuración Básica

Este tipo de configuración es recomendable en sistemas de venta con un número de medidores relativamente reducido, y donde los puntos de venta se encuentran confinados

en una única locación física (por ejemplo, una Oficina Comercial de la Empresa Distribuidora).

2.7.12 Configuración Extendida

Este tipo de configuración es la recomendada para sistemas con una considerable cantidad de Clientes, con una elevada tasa de crecimiento o geográficamente extendidos (Fig. 2.4).

La arquitectura WAN se caracteriza porque las Terminales Remotas de Venta tienen reducidos requerimientos de ancho de banda y no contienen elementos sensibles a la seguridad del sistema, puesto que no necesitan de un dispositivo de encriptación HSP local. Dado ello, la configuración extendida es la ideal para implementar la venta de energía a través de terceros (locales comerciales tales como supermercados, farmacias, etc.), ofreciendo a la base de Clientes, un servicio de venta extendido en horario y distribución geográfica.

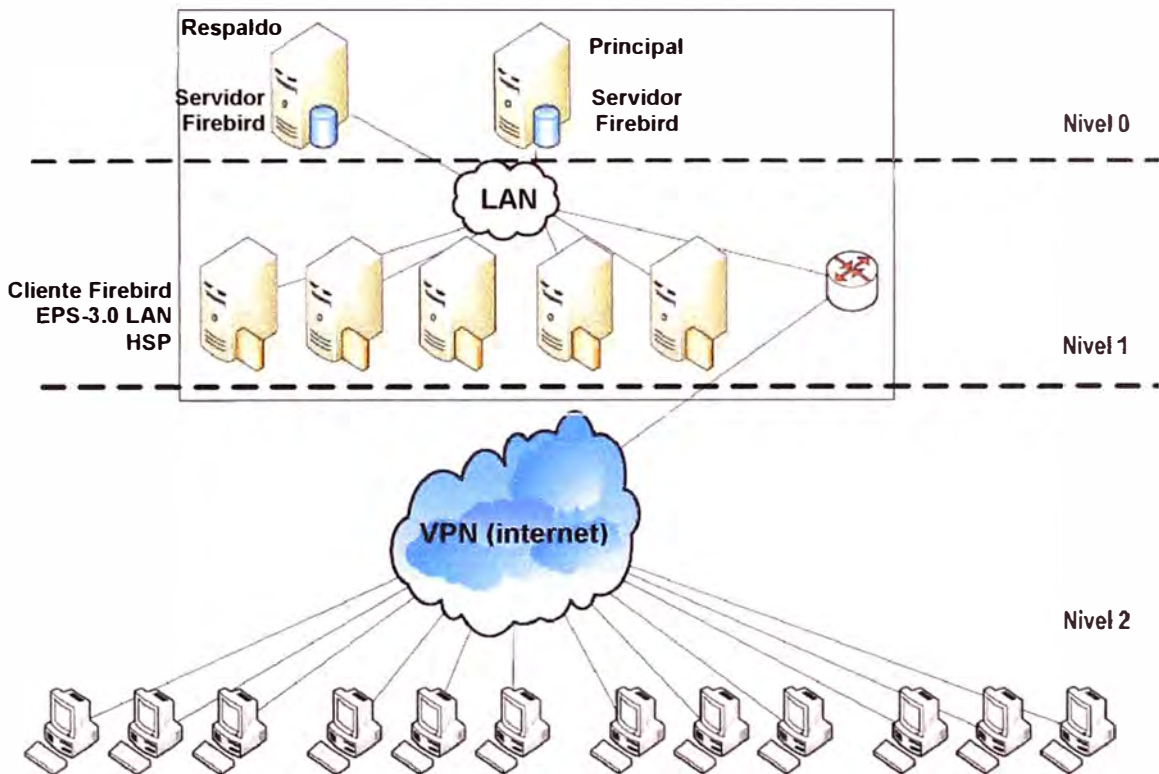


Fig.2.4 Configuración Extendida

2.8 Medidor Administrador de Energía

El Medidor Administrador de Energía Cashpower, modelo "GEM CM" (Fig.2.5) es un medidor monofásico del tipo monocuerpo, provisto en una configuración compacta para reemplazo de medidores convencionales.

Sus "modos" programables de operación lo hacen ideal para que las empresas de servicios eléctricos lo utilicen para el suministro de energía a diferentes "perfiles de

cliente”.

Posee los tres modos programables de operación explicados en la sección 2.3: modo “Crédito” o “Convencional”, modo “Prepago” y modo “Administrador”.

Es de fácil instalación y por lo tanto se adapta muy bien tanto para nuevas instalaciones como para el reemplazo de los medidores convencionales.

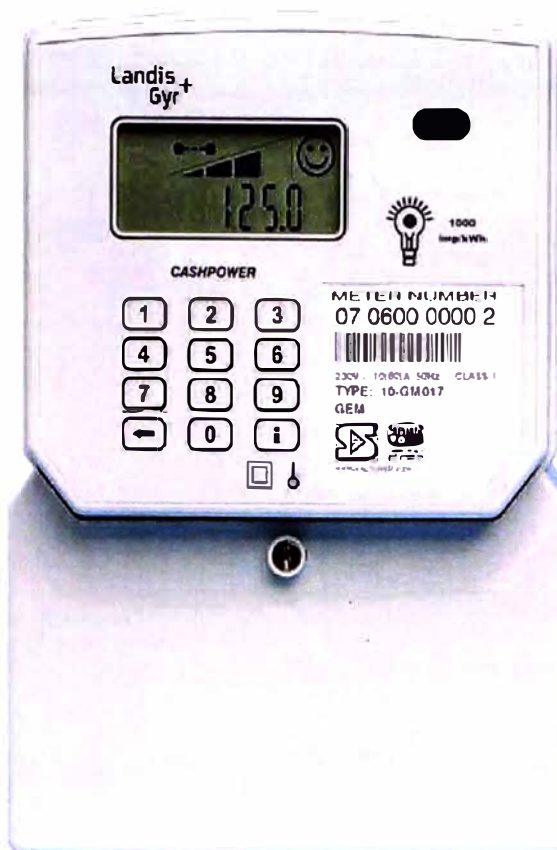


Fig. 2.5 Medidor Administrador de Energía Cashpower, modelo “GEM CM”

2.8.1 Características específicas

Configuración monocuerpo.

El medidor provee al usuario toda la información necesaria para un efectivo control de su consumo y de su gasto.

Límite de Potencia programable vía software.

Valor de la Energía Diaria Acreditada (EDA) libremente programable vía software.

Avanzadas funcionalidades para su instalación.

Detección de energía inversa significativa.

Detección y bloqueo ante apertura de bornera.

Interfase óptica conforme IEC 62056-21

Elevada resistencia a transitorios de línea y a altas temperaturas.

Conformidad con el estándar STS.

Totalmente sellado contra el ingreso de insectos.

Conforme a normas: IEC 62052-11 y IEC 62053-21.

En la figura 2.6 se muestran las especificaciones técnicas del Medidor - Administrador GEM CM.

Tipo de Medidor	Monofásico, dos hilos, de conexión directa.
Tensión Nominal	220 Volt AC rms (<i>otra tensión bajo pedido</i>)
Corriente Básica	10 A
Corriente máxima	80 A (programable)
Frecuencia	50 Hz (<i>60Hz opcionalmente</i>)
Consumo	Circuito de Tensión <1.8W / <10VA Circuito de Corriente <2.5 VA
Índice de clase	Clase 1
Constante	1000 impulsos / kWh
Algoritmo de encriptación	Conforme a STS
Rango de temperatura de operación.	-10°C hasta +55°C
Humedad relativa	Máxima ≤95%
Dimensiones	127,6 mm. x 122 mm. x 68 mm
Peso aproximado	510 g
Conformidad con Normas	IEC 62052-11 First Edition: 2003, IEC 62053-21 First Edition: 2003 IEC 62056-21 First Edition: 2002

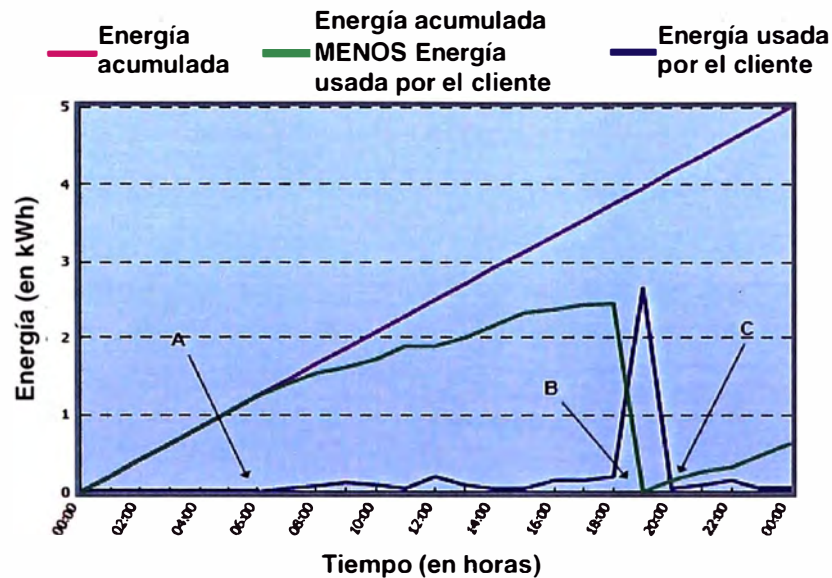
Fig.2.6 Especificaciones del Medidor - Administrador GEM CM

2.8.2 Principio de funcionamiento

El modo “Administrador”, habilita a la empresa de servicios a entregar un “crédito de energía diaria” predeterminado (“EDA”/ Energía Diaria Acreditada) a los usuarios. De esta manera se induce al cliente a realizar un “uso racional” de la energía demandada.

Si el cliente no demanda energía, el nivel de crédito continuará incrementándose. Sin embargo, ni bien comience a utilizar energía, el nivel de su crédito comenzará a descender proporcionalmente al consumo realizado. Si la “tasa de consumo” es inferior a la “tasa de crédito”, el nivel del crédito seguirá aumentando, aunque mas lentamente. Por el contrario, si la “tasa de consumo” es mayor a la “tasa de crédito”, el nivel de crédito disminuirá hasta alcanzar el nivel cero. El Medidor-Administrador detectará esta condición y producirá la desconexión durante un breve intervalo (programable) durante el cual continuará acumulando créditos de energía. De esta manera, tras 30 (o más) segundos de interrupción del suministro, dispondrá nuevamente de energía acreditada para consumir y se realizará automáticamente la re-conexión del servicio. Es de interés del

cliente no utilizar más energía de la realmente requerida a efectos de poder acumularla para su consumo futuro. Como ejemplo, con 150 kWh mensuales asignados, el cliente podrá mantener una carga continua de 200 W, al tiempo de mantener un balance de crédito positivo. La adquisición de créditos prepago adicionales, para hacer frente a demandas extraordinarias, es otra opción disponible (Fig.2.7).



- A: El Cliente comienza a usar energía
- B: El Cliente agota la energía acumulada y se desconecta la carga.
- C: El Cliente comienza a usar energía nuevamente tras haber sido re-conectada la carga.

Fig.2.7 Representación gráfica de una operación típica del modo "Administrador"

2.8.3 Protección contra descargas atmosféricas

De acuerdo a lo indicado en la figura 2.6, el medidor cumple con la norma IEC 62052-11. Dicha norma define el protocolo de pruebas y secuencias que deben cumplir los medidores de energía eléctrica. Este protocolo exige el cumplimiento de la parte 4-5 del estándar IEC 61000 que define los requerimientos de inmunidad contra las ondas de choque causadas por descargas atmosféricas y maniobras eléctricas. En el anexo C se adjunta la sección preliminar del estándar IEC 61000-4-5.

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ – CHOTA – BAMBAMARCA EN EL DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA

3.1 Parámetros de diseño

El PERSCB II-III implementa la electrificación rural de 19 099 nuevos clientes en el departamento de Cajamarca. Comprende 131 localidades en los distritos de La Encañada en la provincia de Cajamarca; Chota, Conchán y Lajas en la provincia de Chota; y Bambamarca y Hualgayoc en la provincia de Hualgayoc. Los sitios son de difícil acceso, a 2 400 a 3 600 msnm aproximadamente, con caminos rudimentarios sobre terreno escarpado en la región geográfica de la sierra.

Los medidores de energía eléctrica solicitados son tipo monocuerpo y deben cumplir con el estándar STS.

El sistema de administración y venta de energía eléctrica para el PERSCB II-III deberá satisfacer los requisitos de venta de energía para aproximadamente 20 000 clientes a través de cinco centros de atención.

Los centros de atención están ubicados en las localidades de Bambamarca, El Tambo, Chota, Hualgayoc y Lajas. Las oficinas principales de la empresa comercializadora están en la ciudad de Chiclayo en el departamento de Lambayeque.

Existe comunicación de internet banda ancha entre la oficina principal de Chiclayo y cada uno de los centros de venta pero no es seguro que la calidad de la conexión sea la adecuada.

Es necesario realizar las coordinaciones necesarias con la empresa comercializadora de energía y la empresa que maneja los centros de venta.

La implementación del sistema incluye también la capacitación de la población de las comunidades.

3.2 Alternativas de configuración




En esta sección se analizan varias alternativas de configuración de acuerdo a las diferentes posibilidades para los recursos de comunicación. La idea es elegir la mejor alternativa que contemple las características y disponibilidad de las redes de comunicación, las características físicas, ambientales y geográficas de los sitios donde se instalen los diferentes componentes del sistema, la distribución de clientes en el área de

cobertura del sistema, etc. Se emplea la definición de niveles explicada en el capítulo II.

3.2.1 Convención para la representación de los nodos

La TABLA 3.1 muestra la convención empleada para la representación de los nodos.

TABLA 3.1 Convención empleada para la representación de los nodos

Representación	Descripción
	Servidor de Base de Datos
	Servidor provisto del <i>software</i> EPS-3.0 LAN, provee funcionalidades de administración, generación de reportes y como servidor de aplicación. Tiene instalado un dispositivo HSP para la generación de códigos STS.
	Punto de Venta, provisto del <i>software</i> EPS-3.0 WAN VC (para venta de energía) y/o <i>software</i> EPS-3.0 WAN MC, para generación de códigos de mantenimiento destinados al Área Técnica de Medidores.

3.2.2 Alternativa 1

Tal como se ve en la figura 3.1, tanto el servidor de base de datos (Nivel 0) como los servidores de aplicación (Nivel 1) se encuentran en una misma locación física, en un ambiente de centro de cómputo, interconectados por una red LAN de alta velocidad y a cargo de personal técnico especializado.

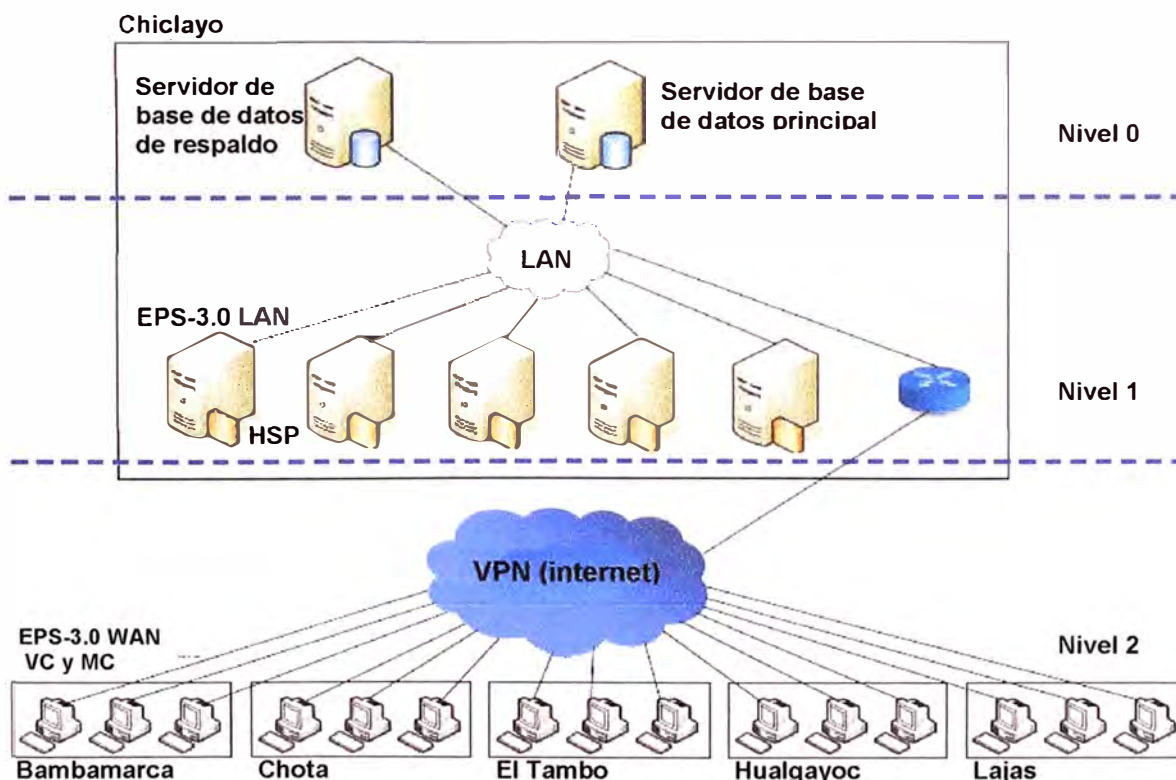


Fig. 3.1 Alternativa 1

Los puntos de venta EPS-3.0 WAN (Nivel 2) acceden a los servidores de aplicación a través de VPN internet o GPRS.

En términos de la clasificación por niveles descrita anteriormente, los Niveles 0 y 1 están concentrados en el centro de cómputo en Chiclayo, en tanto que el Nivel 3 está implementado en las oficinas comerciales regionales y/o concesionarios de venta.

Ventajas:

Los componentes críticos del sistema (Servidor de Base de Datos, Servidores de Aplicación y Dispositivos de Encriptación HSP) se encuentran en un ambiente controlado y seguro.

La conectividad entre los servidores de aplicación y el servidor de base de datos se hace mediante una red LAN interna de alta velocidad (Ethernet 100/1000 Mbps).

Desventajas:

Todas las actividades administrativas (alta de medidores, clientes, generación de reportes, etc.) deben hacerse en una única locación física, ya que en cada oficina regional solo podrá emitirse transacciones de venta o números de mantenimiento para reprogramación de los medidores.

3.2.2 Alternativa 2

En este enfoque, el Nivel 1 se encuentra implementado en las oficinas comerciales regionales y eventualmente también en Chiclayo (Fig.3.2).

Los servidores de aplicación que se encuentran en las oficinas regionales deben acceder al servidor de base de datos mediante internet o un enlace de datos dedicado, en tanto que cada punto de venta EPS-3.0 WAN en las oficinas comerciales se conectará al servidor de aplicación vía LAN (al encontrarse en la misma locación física de la oficina comercial) o bien mediante GPRS o internet en el caso de los concesionarios de venta.

Ventajas:

Todas las actividades administrativas mencionadas anteriormente podrán ser llevadas a cabo en forma descentralizada en cada oficina comercial regional, además de la venta de energía y generación de números de mantenimiento.

Desventajas:

La conexión entre cada servidor de aplicación y el servidor de base de datos, requiere de un ancho de banda considerable y de características de conexión estables. Estas condiciones eventualmente podrían ser difíciles de cumplir.

Además, tanto el hardware de los servidores de aplicación como los dispositivos de encriptación HSP estarán expuestos a condiciones ambientales no óptimas, lo cual no resulta recomendable.

Asimismo, para lograr redundancia y tolerancia a fallos en los puntos de venta

ubicados en las oficinas comerciales, éstos deberán poder conectarse, además de a un servidor de aplicación local vía LAN, a un servidor de aplicación alternativo remoto (en otra oficina comercial) vía internet / GPRS.

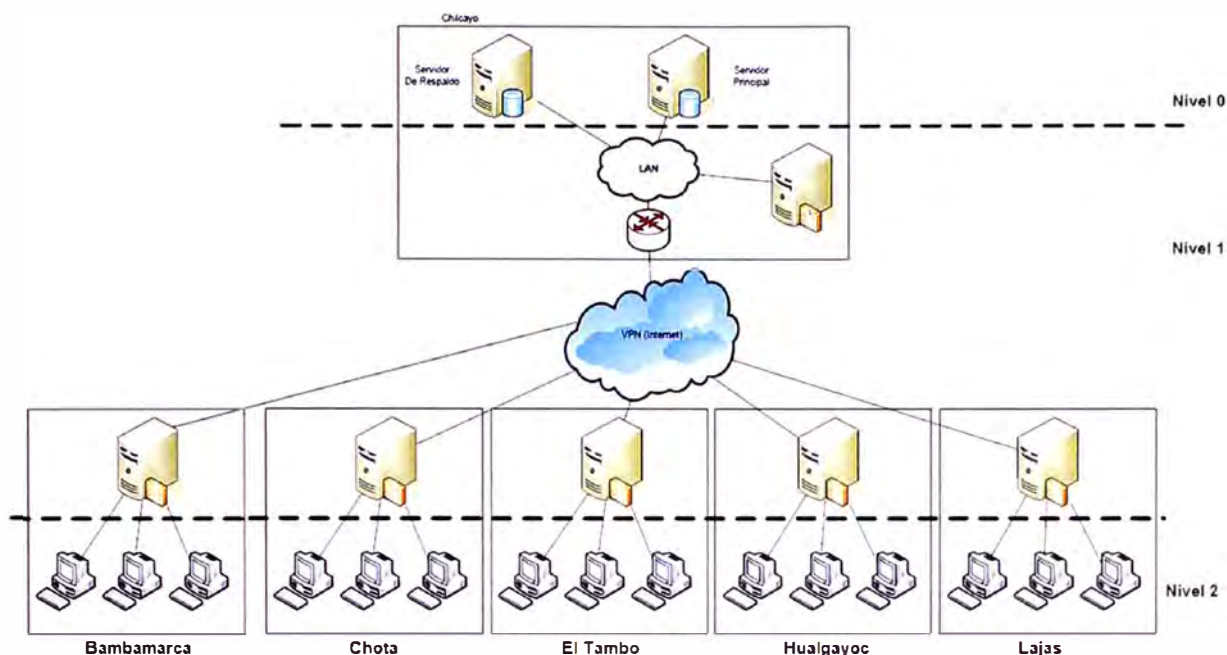


Fig. 3.2 Alternativa 2

3.2.3 Alternativa 3

Como consideración adicional, es posible enunciar una Alternativa 3, que surja de una combinación de las Alternativas 1 y 2, y que posibilite mediante esta configuración, satisfacer necesidades específicas que se hagan evidentes a partir de un relevamiento detallado. Por ejemplo, a la Alternativa 1 podrían agregársele estaciones de trabajo provistas del software EPS-3.0 LAN, pero sin HSP, en las oficinas comerciales regionales, permitiendo de esta forma descentralizar algunas actividades administrativas tales como el registro de los nuevos clientes y la vinculación de clientes, medidores y suministros.

3.3 Red de comunicaciones privada

Se ha contemplado el problema de que la comunicación vía internet de cada centro de atención no tenga el grado de ancho de banda adecuado y como alternativa se ha diseñado una red de comunicaciones privada que una las localidades de Bambamarca, Chota, El Tambo, Lajas y Hualgayoc. La comunicación a Chiclayo sería vía internet por las dos localidades que tienen buena calidad para ese tipo de comunicación, a saber: Bambamarca y Chota.

3.3.1 Diseño de la red

El diseño se hace en base a los equipos PTP 58600 Punto-a-Punto de Motorola de antena polar dual integrada. Son puentes Ethernet inalámbricos que se caracterizan por su conectividad de alto nivel de transmisión de datos prácticamente en cualquier lugar.

Esto lo logran porque integran funciones adicionales que aumentan la velocidad y disminuyen la interferencia de la frecuencia de radio. El PTP 58600 opera en la banda de 5.8 GHz y posee antena integrada y conectorizada logrando tasas de datos de hasta 300 Mbps.

Los datos de entrada para el programa diseñador se muestran en las figuras y tablas a continuación. En la figura 3.3 se muestran las localizaciones de los sitios a interconectar y los respectivos enlaces punto a punto, en la tabla 3.2 la altitud de las localizaciones de las antenas y en la tabla 3.3 las características de los enlaces.

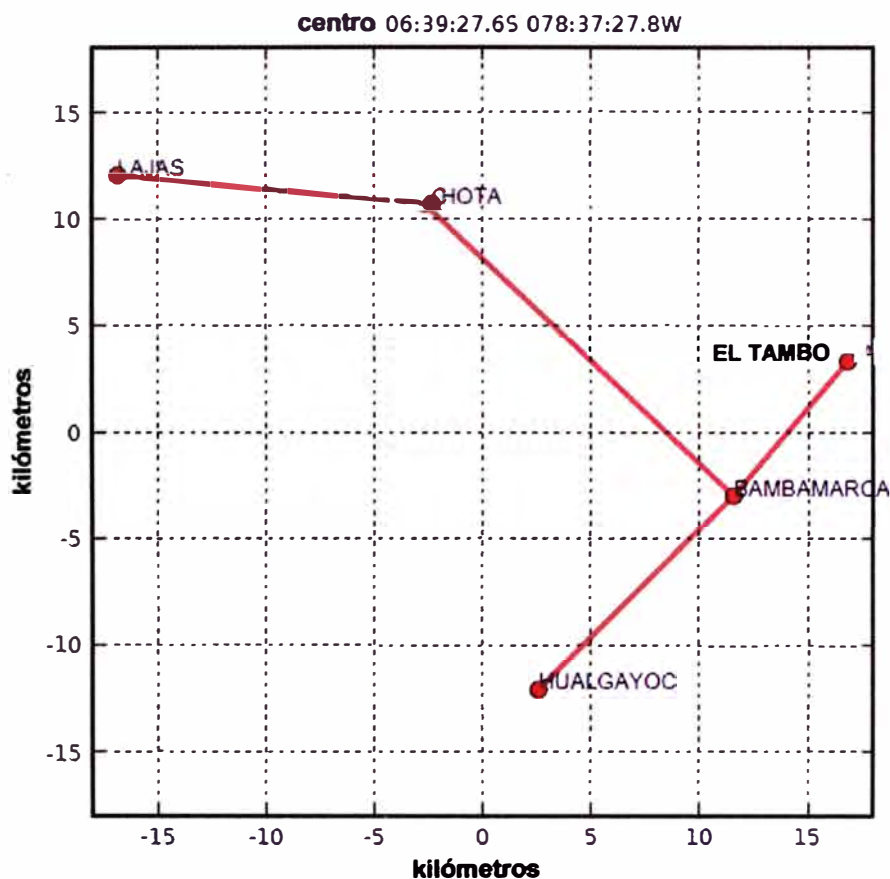


Fig.3.3 Enlaces punto a punto

El diseñador nos da los valores máximos de tráfico agregado mostrados en la tabla 3.4 para el modo BPSK 0.63 simple.

TABLA 3.2 Altitud de las localizaciones de las antenas

Sitio	Altitud msnm
Bambamarca	2552.0
Chota	2405.0
El Tambo	2465.0
Hualgayoc	3000.0
Lajas	1894.0

Pero de acuerdo a la experiencia en este tipo de instalaciones y como se han dado datos bastante conservadores para los enlaces se estima que el ancho de banda garantizado es alrededor de 30 Mb/s en todos los puntos.

TABLA 3.3 Datos de los enlaces para el diseñador

Enlace	Chota-Lajas	Bambamarca-Hualgayoc	Bambamarca-El Tambo	Chota-Bambamarca
Modo maestro	Chota	Bambamarca	Bambamarca	Chota
Modo esclavo	Lajas	Hualgayoc	El Tambo	Bambamarca
Valor máximo establecido de la potencia de transmisión durante el enlace crítico	12 dBm	12 dBm	12 dBm	12 dBm
Rango de alcance kilómetros	Auto 0 a 40	Auto 0 a 40	Auto 0 a 40	Auto 0 a 40
Variante de la plataforma	Antena integrada	Antena integrada	Antena integrada	Antena integrada
Ancho de banda del canal	30 MHz	30 MHz	30 MHz	30 MHz
Simetría del enlace	simétrico	simétrico	simétrico	simétrico
Potencia de recepción pronosticada	-73 dBm \pm 5 dB	-72 dBm \pm 5 dB	-68 dBm \pm 5 dB	-76 dBm \pm 5 dB
Máxima potencia de transmisión establecida antes de la desactivación	12 dBm	12 dBm	12 dBm	12 dBm
Pérdida del enlace pronosticada dB	130.85 \pm 5.00	129.92 \pm 5.00	125.99 \pm 5.00	133.71 \pm 5.00

TABLA 3.4 Valores máximos de tráfico agregado

Enlace	Tráfico agregado máximo para usuarios IP (Mbps)	Tráfico agregado máximo para usuarios IP en cualquier dirección (Mbps)
Chota-Lajas	14.00	7.00
Bambamarca-Hualgayoc	12.25	6.13
Bambamarca-El Tambo	14.19	7.10
Chota-Bambamarca	13.85	6.92

3.4 Medidores de energía eléctrica

El medidor escogido para el PERSCB II-III es el Medidor Administrador de Energía Cashpower modelo “GEM CM” descrito en el capítulo II. Este medidor es de tipo monocuerpo y cumple con el estándar STS. Además, el GEM CM satisface las especificaciones técnicas exigidas por la DGER. En este caso las especificaciones técnicas a cumplir son las de la ETS-RS-PP1 que corresponden a los medidores monocuerpo STS y que se pueden ver en el anexo A.

Cabe aquí anotar que hay otros medidores monocuerpo que cumplen con la norma STS y con la ETS-RS-PP1, pero en lugar de emplear un código de transferencia que se introduce a través de un teclado como en el GEM CM, emplean una tarjeta inteligente recargable y un lector de tarjeta incorporado en el medidor. Comparando estos dos tipos de interacción con el medidor vemos que la tecnología de recarga mediante códigos se impone por las siguientes ventajas:

El usuario no tiene que portar ninguna tarjeta para la compra de energía y por lo tanto no se requiere un dispositivo de lectura.

El código generado se puede transferir por diversos medios, tales como radio, teléfono o vía Internet.

En el caso de que el código sea extraviado por el usuario, se puede emitir un duplicado del mismo, sin riesgo para la empresa distribuidora o el cliente.

Evita costos asociados al uso de tarjetas tales como reposición por pérdida o daño y distribución y almacenamiento de las mismas tarjetas.

En el caso de tarjetas inteligentes de contacto la ranura del dispositivo lector está expuesta al ingreso de polvo. Esta desventaja es más crítica aún en el caso de usuarios del ámbito rural ya que con frecuencia manipulan la tarjeta teniendo restos de tierra en las manos.

Comparemos también el GEM CM contra otros medidores monocuerpo en cumplimiento de STS y ETS-RS-PP1 pero que solo trabajan en modalidad prepago. Aquí debemos mencionar que la característica del GEM CM de tener tres modos programables de operación -crédito, prepago y administrador- proporciona flexibilidad tanto al concesionario porque puede ofrecer diversas modalidades para la compra de la energía como al usuario porque en ese caso puede decidir la que más conviene a su economía. Todo ello sin necesidad de reemplazar el medidor. Esta flexibilidad se ve facilitada con el empleo del software EPS 3.0 que permite el manejo del medidor en sus tres modalidades.

CAPÍTULO IV INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

4.1 Entidades Participantes

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es la entidad que financia los proyectos de electrificación rural y debe asegurar la viabilidad económica de los proyectos.

Electronorte S.A. (ENSA) es el operador del sistema eléctrico. Pero también, es quién ejecutó el servicio de instalación de medidores para el Consorcio Cajamarca. Dos profesionales del área de tecnologías de información de esta empresa recibieron una capacitación sobre la operación del *software* EPS-3.0.

Consorcio Cajamarca es la entidad a la que el MINEM adjudicó la obra de electrificación rural para el PERSCB II-III y por lo tanto es la encargada de la implementación de la red de distribución. Este consorcio subcontrató la instalación de los medidores a ENSA y la provisión del Sistema de Administración y Venta a Sistelec.

Corporación Sierra es el operador del Sistema de Venta. Los Puntos de Venta son operados por Corporación Sierra, quien también realiza el control de la recaudación.

Sistelec es la empresa proveedora del Sistema de Administración y Venta cuyos componentes se detallan en el capítulo II.

4.2 Implementación del Sistema de Ventas

Cada Punto de Venta está conformado por dos PC, conectadas a una impresora compartida para emisión de los recibos.

En cada PC, se ejecutan simultáneamente el *software* EPS-3.0 WAN VC y el *software* de gestión comercial de ENSA, denominado OPTIMUS.

El *software* EPS-3.0 WAN VC se conecta a un EPS-3.0 LAN ubicado en Chiclayo (en sala de servidores), en tanto que el *software* OPTIMUS se conecta directamente a un servidor de base de datos MS SQL Server, ubicado en sala de servidores en Chiclayo.

Por su parte, el *software* EPS-3.0 LAN en Chiclayo, se conecta al servidor de Base de Datos Firebird, que reside en el mismo servidor que el MS SQL Server.

ENSA consideró que la forma más adecuada de implementar la integración de la venta prepaga a su propio sistema de gestión comercial, era emitiendo el comprobante de venta con su propio *software*. A tal efecto, ENSA solicitó algunas modificaciones menores al *software* EPS-3.0, consistentes en suprimir la impresión del comprobante de venta por

parte del *software* EPS-3.0. Estas modificaciones fueron realizadas por CSA que es la proveedora del EPS-3.0.

Por lo tanto, el proceso de venta que desarrolla el operador en cada venta es el siguiente: identifica al cliente en el sistema comercial de ENSA, confirma su identidad e ingresa el importe monetario de la transacción, resultando entonces en el cálculo de los kWh a emitir.

En esta instancia, el operador de venta debe conmutar la aplicación activa al EPS-3.0 WAN VC e ingresar (tipeando la cifra o haciendo “copiar y pegar”) el valor de kWh a emitir.

El *software* EPS-3.0 WAN VC elabora la transacción y al finalizar solo muestra el aviso correspondiente (en lugar de imprimir un comprobante).

En esta etapa, el operador debe volver a conmutar la aplicación activa, volviendo a OPTIMUS, e indicarle a esta aplicación que continúe con el procesamiento de la transacción, consistente en la invocación de un proceso en la base de datos que busca el Número de Transferencia de Crédito generado por el *software* EPS-3.0.

La conexión entre cada PC del Punto de Venta con Chiclayo se realiza vía internet a través de una VPN (Cisco VPN). Cabe señalar que el *software* OPTIMUS está desarrollado en dos capas (el *software* cliente en el Punto de Venta se conecta directamente al servidor de base de datos) en tanto que el *software* EPS-3.0 está desarrollado en tres capas (el EPS-3.0 WAN VC se conecta vía VPN al EPS-3.0 LAN, y éste, vía LAN, al servidor de base de datos). Debido a ello, la respuesta del EPS-3.0 es ligeramente más rápida que la del OPTIMUS.

La figura 4.1 muestra el estado de la estructura del sistema de ventas al momento de la puesta en marcha del sistema.

En el Nivel 0 se encuentran los servidores de base de datos Firebird y Microsoft SQL Server.

En el Nivel 1, se encuentra el *software* EPS-3.0 LAN, con su correspondiente HSP, actuando como servidor de aplicación. Nótese que en este nivel no hay componentes del *software* OPTIMUS, ya que éste es una aplicación cliente/servidor clásica de 2 capas, y por lo tanto la aplicación en el extremo cliente se conecta directamente con el servidor de base de datos.

En el Nivel 2, en cada PC de cada Punto de Venta, se ejecutan el *software* cliente OPTIMUS, y el *software* EPS-3.0 WAN VC. El Operador de Venta interactúa con ambos *software* para completar una transacción de venta de energía.

Una de las mayores dificultades a la hora de implementar los Puntos de Venta es la disponibilidad y ancho de banda de la conexión a internet, factor decisivo para determinar la viabilidad de cada sitio como Punto de Venta.

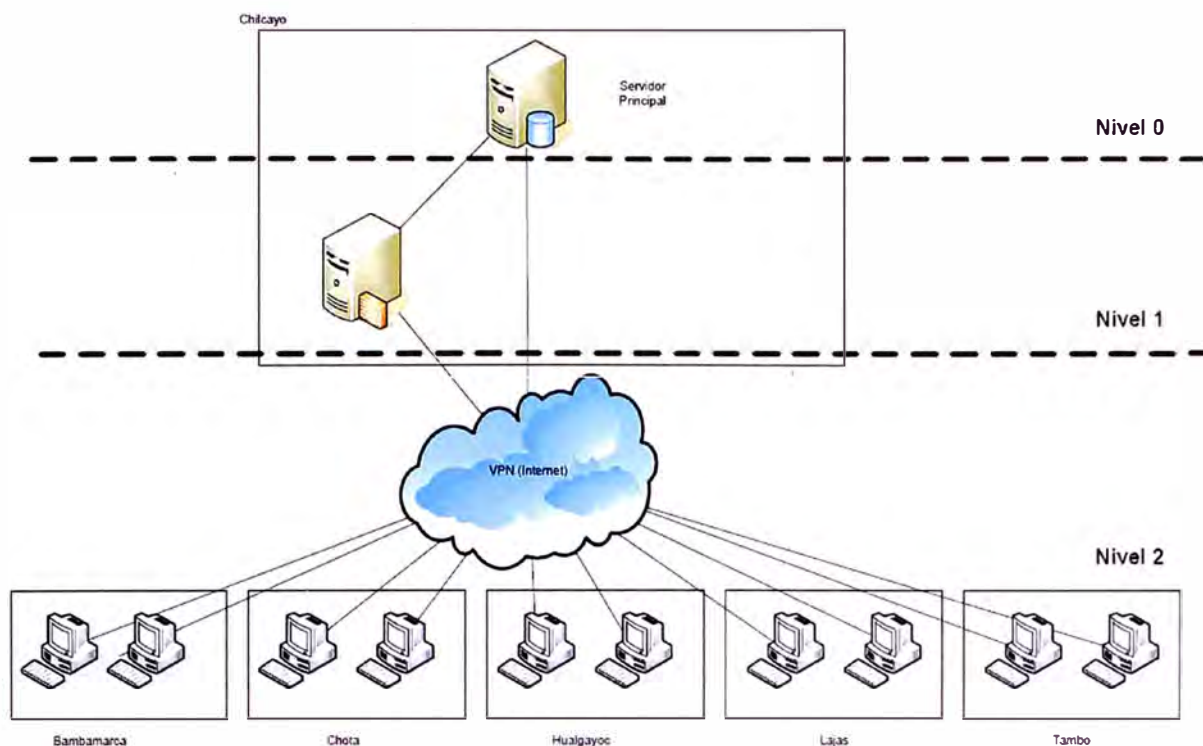


Fig.4.1 Estructura inicial del sistema de ventas

4.3 Puntos de Venta

4.3.1 Chota

El Punto de Venta en Chota está ubicado a reducida distancia de la Oficina Comercial de ENSA (recordar que los Puntos de Venta serán operados por Corporación Sierra). La conectividad es relativamente buena. El tiempo promedio por transacción es de 3 a 4 minutos.

4.3.2 Lajas

Conectividad mínima y fluctuante. Cada transacción puede llegar a durar entre 10 y 15 minutos. Con la calidad de conectividad actual este Punto de Venta es inviable. ENSA realizará gestiones ante Telefónica y Claro a efectos de intentar mejorar la calidad de la conexión (Fig.4.2)



Fig.4.2 Punto de Venta en Lajas

4.3.3 Hualgayoc

En este Punto de Venta, se ha determinado que el ancho de banda disponible es suficiente, sin embargo el problema es la alimentación de 220 volt. Dado que el Punto de Venta está ubicado dentro del poblado (es decir, no es rural) y ésta es alimentada, en forma gratuita, por el generador de una empresa minera cercana (la mayoría de los pobladores trabajan para la minera), la calidad del suministro eléctrico es pésimo, ya que puede fluctuar entre más de 220 volt hasta bajar a 50 volt o menos. Aún con UPS, es imposible proveer de energía a dos PC y una impresora en estas condiciones.

4.3.4 Bambamarca

En esta localidad, tanto el ancho de banda de la conexión a internet, como las condiciones generales del sitio de venta son adecuadas, con un tiempo promedio por transacción de venta de entre 3 y 4 minutos.

La oficina de ventas está ubicada en una calle central del poblado, por lo que es esperable una gran concurrencia de clientes para efectuar su compra de energía (Fig.4.3).



Fig.4.3 Exterior de la Oficina de Venta en Bambamarca

4.4 Capacitación de la población

Las capacitaciones consistieron en la organización, por parte de los “jefes comuneros”, de reuniones de gran número de pobladores, para presentar, en el contexto del desarrollo del programa de electrificación rural del MINEM, la explicación del uso del medidor prepago. Los pobladores recibieron el folleto explicativo mostrado en las figuras 4.4 y 4.5.

En estas reuniones los pobladores se mostraban ansiosos por la Puesta en Marcha del sistema para poder disfrutar del servicio eléctrico por primera vez. Otros reclamos comunes fueron la reducción del crédito inicial del medidor (de 5.0 kWh a 0.2 kWh, proceso realizado en las instalaciones de ENSA), cuestionamientos tarifarios e innumerables casos en que el medidor permanecía bloqueado, no permitiendo consumir los 0.2 kWh iniciales. Estos casos se deben, supuestamente, a la metodología empleada durante la instalación del medidor y que hacían que éste detectara la condición de

apertura o "fraude" (Figs.4.6 y 4.7).

Cuadro de Consumo

Artefacto eléctrico	Potencia		Cantidad de focos
	Watts	Kilowatts	
Refrigerador	350	0,35	3 1/2
Microondas	1200	1,20	12
Plancha	1000	1,00	10
Computadora	200	0,20	2
Radio	120	0,12	1 1/2

Elaborantes de Medidores Pre Pago:

CASHPOWER

Representante en el Perú:

Aprobado por:

MEDIDORES PRE PAGO

CASHPOWER

Nuevo Teclado Digital
Recarga por Códigos
Certificado por la IEC - STS

Fig.4.4 Tira del folleto para usuarios del PERSCB II-III

¿Cómo Funciona?

1er Paso

Acerquese a la Bodega de su preferencia, donde podrá comprar su Código

2do Paso

Al realizar la compra, le entregarán un recibo con 20 dígitos

Ese es el código que deberá ingresar en su medidor

Código CASH POWER

9123-4567-8910-1112-1314

3er Paso

Ingrese el Código de 20 dígitos en el Medidor CASHPOWER instalado en su hogar

4to Paso

¡¡ Ahora ya tiene luz !!
Disfrute de momentos agradables con su familia

Cuando se termine el crédito repita el Primer Paso

¡¡ AHORA LLEGÓ LA LUZ A TU CASA !!!

Beneficios en la forma de compra

- ✓ Puedes comprar luz todas las veces que necesites ¡¡no hay límite!! y lo puedes hacer desde S/. 1 Sol!
- ✓ El código que recibes es único para tu medidor, si lo pierdes, solo llama a Electronorte y te dictarán el código que compraste.
- ✓ Puedes ver en tu medidor cuantos kilowatts tienes para gastar y así controlar tu consumo ¡¡y tu dinero alcanza para mucho más!! (Revisa la tabla de consumos para que sepas cuanto necesitas)
- ✓ No más recibos a fin de mes. No más cortes de luz. Tú solo te controlas.

¡¡Eres dueño de tu Presupuesto!!

Si lo deseas también puedes comprar para todo el mes.

Puedes comprar tu Código de luz hasta por teléfono, radio e Internet.

No necesitas ir a la oficina de luz.

Fig.4.5 Retira del folleto para usuarios del PERSCB II-III



Fig.4.6 Capacitación en San Juan de la Camarca



Fig.4.7 Capacitación en Cashapampa

4.5 Contraste de Medidores

Aparentemente por normativa interna, ENSA licitó el contraste de los 19 150 medidores prepagos, habiendo ganado una empresa que trasladó un laboratorio, en forma temporaria, al poblado de Chota para realizar dicho trabajo.

Al momento de tomar contacto con esta empresa (y visitar sus instalaciones), se había emitido un informe preliminar sobre el ensayo de unos 12 000 medidores, habiendo encontrado 55 medidores con defecto, 11 de ellos por problemas de display o que directamente no encendían, y el resto por estar “fuera de clase”. Habiéndoseles solicitado el informe con los valores obtenidos, los técnicos alegaron que en realidad los medidores se podían considerar dentro de clase según la norma IEC, pero que la norma de ENSA era más estricta en los niveles de corriente bajos y que era en este rango de corriente donde los medidores parecían estar fuera de clase.

Independientemente del tema de la curva de error, existe una cierta cantidad (11 ó más) de medidores que no pudieron ser ensayados porque no encendía el display o

directamente no funcionaba el medidor. Además de esto, ENSA nos informó que existían al menos 5 medidores con 40,0 kWh de crédito, que no aceptaban códigos del sistema de venta, es decir, aparentemente habían sido inicializados con otro SGC y se les cargó esta cantidad de kWh (quizás con fines de prueba), pero que dado su situación actual están inutilizables.

CAPÍTULO V PRESUPUESTO Y TIEMPO DE EJECUCIÓN

El MINEM reconoce un punto límite de USD 1 600 por punto de conexión. Por encima de ese valor, el proyecto se considera inviable y no se lleva a cabo. En el caso del PERSCB II-III, el Consorcio Cajamarca estableció un monto de 144 soles para cada medidor. Los 144 soles comprenden el medidor y el prorateo de los otros componentes del sistema materia de este informe, es decir el *software* y los HSP, así como también los costos de capacitación y puesta en marcha. En las TABLAS 5.1 y 5.2 se pueden apreciar el presupuesto y cronograma de actividades respectivamente.

TABLA 5.1 Presupuesto

Ítem	Cantidad	Descripción	Precio Unitario USD	Precio Total USD
1	5	Licencia Software EPS-3.0 LAN	1 850,00	9 250,00
2	20	Licencia Software EPS-3.0 WAN	0,00	0,00
3	5	Plaqueta HSP	1 750,00	8 750,00
4	19 150	Medidor Administrador de Energía Cashpower modelo "GEM CM"	48,99	938 158,50
5	1	Curso de capacitación EPS-3.0 en Buenos Aires, Argentina	1 500,00	1 500,00
6	1	Instalación y puesta en marcha del Sistema de Administración y Venta de Energía Eléctrica	1 500,00	1 500,00
Total				959 158,50
Precio prorrateado de cada medidor en USD				50,09
Tipo de cambio				2,875
Precio prorrateado de cada medidor en soles				144,00

La red de comunicaciones privada se ofertó directamente a ENSA y dicha oferta está en espera de aprobación (TABLA 5.3). Repartiendo el monto de esta oferta entre los 19.150 medidores, a cada uno le corresponde 1,70 soles aproximadamente. Este monto está plenamente justificado si se tiene en cuenta la mejora en disponibilidad y velocidad de los centros de venta.

TABLA 5.2 Cronograma de actividades

Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Instalación de los medidores (Consortio Cajamarca)										
Capacitación en Argentina										
Requerimientos de modificaciones al EPS 3.0										
Modificación del EPS-3.0										
Instalación y pruebas del EPS 3.0 en Chiclayo										
Instalación y puesta en marcha de los centros de venta										
Capacitación a la población										

TABLA 5.3 Oferta para red de comunicaciones privada

Ítem	Cantidad	Descripción	Precio Unitario soles	Precio Total soles
1	4	Enlace PTP 58600 completo, incluye accesorios de fijación, cableado y conexión	3 640,00	14 560,00
2	5	Soportes tipo poste de metal en tres cuerpos de 4", 3" a 2", acartelado en la base inferior, dado de concreto con espárragos de 1/2", incluye cimentación y obras civiles, resanes, pintura, etc.	2 226,30	11 131,50
3	1	Instalación y puesta en marcha de los enlaces.	7 000,00	7 000,00
		Total		32 691,50
El plazo de entrega es de 10 días.				

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Averiguar el mapa de alcance de disponibilidad de internet en el país.
2. Actualmente cada centro de venta debe atender por ley 500 usuarios. Esto debe ser revisado.
3. Difusión del sistema prepago a pobladores, foros, universidades, Colegio de Ingenieros, CEDELEF y distribuidoras.
4. Conocimiento de la norma STS para medidores prepago.
5. Actualmente la tarifa prepago BT7 mantiene cargos fijos comerciales mensuales que generan deudas cuando el cliente deja de comprar uno o varios meses. Ello ocasiona que posteriormente el mencionado cliente no pueda comprar energía si antes cubrir los mencionados cargos fijos. Es necesario entonces promover ante los entes normativos y gubernamentales la tarifa prepago con cargo único que incluya todas las variables en un solo concepto y que pueda ser transparente y de fácil aplicación para el cliente.
6. Seleccionar bien los puntos donde irían los centros de venta en cuanto a disponibilidad de internet.
7. Capacitación al personal de operación del sistema de venta.
8. Capacitación o talleres a la población en cuanto al uso, vía distribución de folletos explicativos simples.
9. Hay que motivar, capacitar y atender a estos nuevos clientes rurales.
10. El soporte post-venta es muy importante.
11. El sistema de venta puede ser realizado en zonas alejadas, con visitas quincenales u otra periodicidad, empleando un computador portátil. Vender la energía, a cada usuario lo que requiere, y emitir su factura correspondiente.
12. La tecnología del código vía teclado se inserta en el desarrollo del país para ayudar a la gente más necesitada e incluirla. En el caso de que el código sea extraviado por el usuario, se puede emitir un duplicado del mismo, sin riesgo para la empresa distribuidora o el cliente. La tecnología mediante código evita costos asociados al uso de tarjetas tales como reposición por pérdida o daño y distribución y almacenamiento de las mismas tarjetas. Asimismo en el caso de tarjetas inteligentes de contacto la ranura del dispositivo lector está expuesta al ingreso de polvo. Esta desventaja es

más crítica aún en el caso de usuarios del ámbito rural ya que con frecuencia manipulan la tarjeta teniendo restos de tierra en las manos.

13. La experiencia ha demostrado la ruptura del paradigma por el cuestionamiento en cuanto a las capacidades y habilidades en los pobladores con respecto al manejo de los medidores en las distintas transacciones a realizar.
14. El sistema prepago ha demostrado que es una alternativa de gran ayuda para la electrificación rural. En el ámbito rural la mayoría de los clientes pertenecen al sector económico más deprimido y el sistema prepago permite que estos clientes se mantengan como tales ya que se evitan las situaciones de corte de energía.
15. Al permitir que los sectores más humildes de la población se incorporen y se mantengan como clientes del servicio eléctrico, el sistema prepago fomenta la cultura de pago de la población e inserta a esta en el desarrollo del país.
16. El sistema prepago ayuda en el control de pérdidas a los distribuidores, desde que se paga por adelantado lo que se consume exactamente logrando cero morosidad.
17. El sistema prepago funciona en nuestro país y su crecimiento –desde planes piloto hasta la provisión e instalación de los 20 000 medidores en Cajamarca operando satisfactoriamente tanto en *hardware* como en *software*– es un éxito. Actualmente la Unidad Ejecutora. Programas Regionales – PROREGION licita 45 000 medidores prepago adicionales para los programas del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica (PAFE).
18. El sistema prepago contempla la integración del sistema de venta de los distribuidores con el *software* de CSA sin problemas.
19. Es posible ahora hablar de constituir una red a nivel nacional que integre vía norma STS con tecnología código encriptado a todos los medidores bajo esta tecnología y realizar compras desde cualquier punto del país.
20. Es posible con los medidores prepago realizar una tarifa social que incentive al uso y la formalidad en la población.
21. El *software* EPS-3.0 provisto por CSA fue modificado según requerimientos de ENSA, con la finalidad de implementar un mecanismo de integración con OPTIMUS, su *software* comercial. Dicho mecanismo fue diseñado por ENSA y, hasta donde sabemos, funciona a su conformidad.
22. Quedan pendientes algunas modificaciones en el *software* OPTIMUS referidas al redondeo de cifras en la boleta de venta, y la cantidad de decimales con que se calcula el monto de kWh, que debe ser redondeado a 1 decimal.
23. Debido a la velocidad de las conexiones a Internet y a la implementación del proceso de venta en sí (el operador debe hacer varios pasos para obtener una boleta de venta,

cambiando de un *software* a otro y luego pulsando repetidamente sobre un cuadro de diálogo hasta que el *software* OPTIMUS recupera el código desde la base de datos del EPS-3.0), la venta de energía es un proceso lento (no menos de 3 minutos en el mejor de los casos). Sugerimos a ENSA que mejorara este procedimiento (también se lo solicitó Corporación Sierra, el Operador de Venta).

24. Existe una fuerte presión sobre ENSA para que inicie la venta, tanto por parte de los mismos pobladores, como por parte de MINEM. Sin embargo solicitamos a ENSA que iniciara la venta en forma progresiva, en grupos de 1 000 clientes aproximadamente, para evitar un seguro colapso debido al factor de simultaneidad.
25. Se sugirió además que se instalara la mayor cantidad de puntos de venta posible, pero se nos explicó que esto debe ser consensuado con la Corporación Sierra, dado que un punto de venta, por escasa afluencia de clientes, podría resultar económicamente inviable.
26. También se sugirió implementar mecanismos de contingencia, tales como la venta vía telefónica, en caso que el vínculo por Internet se cayera (esta circunstancia no es remota). De este modo, comunicándose el operador en el Punto de Venta con un técnico en Chiclayo, se podrían generar los códigos de transferencia de crédito y serles entregados a los clientes en forma manual. Posteriormente se podrían distribuir los recibos, si fuera estrictamente necesario.
27. Existe solamente un EPS-3.0 LAN instalado en Chiclayo para generar las transacciones para todo el sistema de venta (como Servidor de Aplicación). Se hizo énfasis en la necesidad de instalar uno o dos EPS-3.0 LAN más, tanto para distribuir la carga de transacciones como para respaldo en caso de contingencia.

ANEXO A
RELACIÓN DE LOCALIDADES CUBIERTAS POR EL PROGRAMA DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ – CHOTA – BAMBAMARCA II Y III ETAPA

**RELACIÓN DE LOCALIDADES CUBIERTAS POR EL PROGRAMA DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL SANTA CRUZ – CHOTA – BAMBAMARCA II Y III ETAPA**

	ETAPA II	15	CORRAL PAMPA
	Provincia de Hualgayoc	16	CUÑACALES ALTO
	Distrito de Bambamarca	17	CUÑACALES BAJO
1	AUQUE ALTO	18	CUÑACALES LLAUCÁN
2	AUQUE BAJO	19	EL CUADREDO
3	AUQUE EL MIRADOR	20	EL ENTERADOR
4	BELLAVISTA-ARASCORGUE	21	EL ENTERADOR BAJO
5	CUMBE CHONTABAMBA	22	LA COLPA
6	CUMBE LIRIO ALTO	23	LA FLORIDA
7	FRUTILLO ALTO	24	LA HUALANGA
8	LUCMA LA UNIÓN	25	LA HUAYLLA
9	SAN JOSÉ DEL CUMBE	26	LA LLICA
	Distrito de Hualgayoc	27	LANCHECUCHO
10	APÁN ALTO	28	LICLIPAMPA
11	APÁN BAJO	29	LUCMACUCHO LACAMACA
12	CUADRATURA	30	LUCMACUCHO LLAUCÁN
13	LA TAHONA BAJA	31	MACHAYPUNGO ALTO
14	MORÁN ALTO	32	MACHAYPUNGO BAJO
15	MORÁN LIRIO	33	MARAYPAMPA-AHIJADERO LLAUCÁN
16	MORÁN PATA	34	MARCO LAGUNA
17	MUYA	35	MARCO PATA
18	OJOS CORRAL	36	MAYHUASI
19	PÚJUPE	37	ÑUN ÑUN
20	TAHONA ALTO	37	MIRAFLORES LLAUCÁN
21	TRANCA DE PÚJUPE	39	OXAPAMPA
	ETAPA III	40	PARAGURÁN
	Provincia de Cajamarca	41	PATAHUASI
	Distrito de La Encañada	42	POMAGÓN BAJO
1	CHANTA ALTA	43	POMAGÓN ALTO
	Provincia de Chota	44	POROPORO
	Distrito de Chota	45	PROGRESOPAMPA
2	SILLEROPATA BAJO	46	QUENGORIO
	Provincia de Hualgayoc	47	QUILISANCUCHO
	Distrito de Bambamarca	48	QUINUA ALTA
3	AHIJADERO	49	QUINUA BAJA
4	ALCAPARROSA	50	SAN FRANCISCO DE ASIS
5	ATOSHAICO	51	SAN JUAN DE CUÑACALES
6	CASHAPAMPA ALTO	52	SHIHUA
7	CASHAPAMPA BAJO	53	SINGAL
8	CHALAPAMPA ALTO	54	SUGARCHALA
9	CHALAPAMPA BAJO	55	SUGARMAYO
10	CHALAPAMPA BAJO - SECTOR UNIGÁN	56	TAMBILLO
11	CHANCHILOMA	57	TAMBO ALTO
12	CHICOLÓN ALTO	58	TAMBO BAJO
13	CHICOLÓN BAJO	59	TANDALPATA
14	CHILCAPAMPA	60	TOTOROMAYO

61	TUCO PAMPA-SAN JUAN PARTE ALTA	86	PROGRESO PAMPA
62	VIZCACHA	87	ROJASPAMPA
63	YERBA BUENA	88	SARABAMBA
	Distrito de Hualgayoc	89	SIVINGAN ALTO
64	CHUGURCILLO		Distrito de Conchán
65	CHULIPAMPA	90	EL PROGRESO
66	COHADÉN	91	NUEVO HORIZONTE
67	CORRALPAMPA	92	SURUMAYO
68	MOLINOPAMPA		Distrito de Lajas
69	MORAYCUCHO	93	LUZPAMPA
70	NUEVO SAN JUAN ALTO	94	MARCOPAMPA
71	NUEVO SAN JUAN BAJO	95	MARCOPAMPA EL ARENAL
72	PALO BLANCO	96	MOLINO BAJO CHURUCANCHA
73	PINGULLO BAJO	97	PAMPACANCHA
74	TUMBACUCHO	98	PIRURO
75	VISTA ALEGRE ALTO	99	QUINUAPAMPA
76	VISTA ALEGRE BAJO	100	SAN CARLOS ALTO
77	YERBA SANTA ALTA	101	SAN CARLOS BAJO
78	YERBA SANTA BAJA	102	SAN JOSÉ ALTO
	Provincia de Chota	103	SAN JOSÉ BAJO
	Distrito de Chota	104	SAN JOSÉ CENTRO
79	CHACTAPATA	105	SAN MIGUEL PANGORAY
80	COLPA HUACARÍS	106	SINRRA
81	COLPA TUAPAMPA	107	SOCORRO
82	EL MIRADOR	108	VIRGEN DEL CARMEN ALTO
83	LLASAVILCA ALTO	109	VIRGEN DEL CARMEN BAJO
84	LLASAVILCA CENTRO	110	VIRGEN DEL CARMEN CENTRO
85	PAMPAGRANDE		

ANEXO B
ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-RS-PP1

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-RS-PPI

MEDIDOR PREPAGO DE ENERGÍA ACTIVA MONOFÁSICO PARA CORRIENTE ALTERNA, TIPO MONOCUERPO, RECARGA MEDIANTE GENERACIÓN DE CODIGOS NUMERICOS ENCRIPTADOS O MEDIANTE TARJETA INTELIGENTE ENCRIPTADA CON CHIP ELECTRONICO

1. ALCANCE

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para el diseño, fabricación, muestreo, pruebas que deben cumplir los componentes del sistema comercial de pago anticipado, compuesto de medidores prepago de energía activa monofásicos tipo monocuerpo para recarga mediante la generación de códigos numéricos encriptados o mediante tarjeta inteligente encriptada con chip electrónico, según lo definido en el metrado y presupuesto.

2. NORMAS APLICABLES

Los medidores de energía activa, materia de la presente especificación, cumplirán con el íntegro de las prescripciones de las siguientes normas, según la versión vigente a la fecha de convocatoria de licitación :

Para Fabricación:

IEC 62053-21	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)
IEC 62052-11	Electricity metering equipment (AC) - General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment
IEC 620529	Degrees of protection provided by enclosures (IP, Code)
IEC 62056-21	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 21: Direct local data exchange
IEC/PAS 62055-41	Electricity metering - Payment metering systems - Part 41: Standard Transfer Specification

Para Recepción:

IEC 61358	Acceptance inspection for direct connected alternating current static watt-hour meters for active energy (Classes 1 and 2)
-----------	--

3. CONDICIONES AMBIENTALES DE SERVICIO

Los medidores monofásicos de energía activa serán instalados en cajas metálicas portamedidor en zonas de contaminación media, elevada radiación ultravioleta y elevados gradientes de temperatura, con las siguientes condiciones ambientales

- Altura sobre el nivel del mar : entre 0 y 4500 m
- Humedad relativa : 5 al 95 %
- Temperatura ambiente : -10 °C a 40 °C
- Contaminación ambiental : Media

4. CONDICIONES DE OPERACIÓN

Los componentes del sistema comercial prepago para venta de energía requerido serán utilizados en los sistemas de distribución de baja tensión, con las siguientes características de operación:

- Tensión y Configuración de la Red de Baja Tensión :
Trifásica: 380-220 V, 4 hilos, neutro corrido con múltiple puesta a tierra
Monofásica: 440-220 V, 3 hilos, neutro corrido con múltiple puesta a tierra
- Tensión nominal del Medidor : 220 V (Fase – Neutro)
- Variación Máxima de tensión : $\pm 10\%$.
- Frecuencia : 60 Hz
- Esquema de Comercialización : Mediante un terminal de venta.

5. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y FABRICACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema comercial prepago para venta de energía requerido estará compuesto de las siguientes unidades:

- Unidad de Medición de Energía Activa.
- Unidad de Control del Usuario.
- Unidad de Venta y Software de Programación y Gestión.

En el caso de los medidores tipo monocuerpo la Unidad de Medición y la Unidad de Control constituirán una sola unidad integrada de Medición-Control. La Unidad Integrada de Medición-Control se ubicará en una caja metálica empotrada en la fachada exterior del predio del usuario.

Las unidades deberán ser de última generación, de fácil instalación y con características antifraude.

5.1 UNIDAD DE MEDICION DE ENERGÍA ACTIVA

Es el componente inteligente del sistema de medición encargado de controlar, conectar y desconectar el flujo de energía eléctrica, estará compuesta de un microprocesador, una módulo de medición, una unidad de interrupción y circuitos sensores de tensión, corriente.

La Unidad de Medición deberá operar en forma independiente de la conexión o desconexión de la Unidad de Control.

5.1.1. Características Técnicas Generales

Tipo de Funcionamiento : De estado sólido, con microprocesador

Número de Fases : Uno (01)
Tensión Nominal : 220 V (Fase – Neutro)
Frecuencia Nominal : 60 Hz
Corriente Nominal (In) : 10 A
Clase de Precisión Máxima : 1
Sobrecarga admisible : 400 % In (40 A)
Número de Hilos : 2
Posición de Funcionamiento : Vertical
Otras Características : Ver Tabla de Datos Técnicos Garantizados

5.1.2. Requisitos Generales de Diseño y Construcción

- Protección contra la corrosión de todas las partes metálicas externas
- Accesibilidad y simplicidad
- Conexionado por la parte frontal inferior
- Previsión para que todos los componentes puedan operar con elevada radiación ultravioleta y elevado gradiente de temperatura.
- Factor de Protección IP54

5.1.3. Requisitos Mecánicos

Los medidores se diseñarán y construirán de tal manera que no presenten ningún peligro en servicio normal y en condiciones normales de uso, para asegurar especialmente:

La protección de las personas contra las descargas eléctricas.

La protección de las personas contra los efectos de una temperatura excesiva.

La no propagación del fuego.

Desde el punto de vista mecánico, los medidores cumplirán con las prescripciones de las normas indicadas en el numeral 2. de la presente especificación.

5.1.4. Requisitos Eléctricos

Desde el punto de vista eléctrico, los medidores cumplirán con las prescripciones de las normas indicadas en el numeral 2. de la presente especificación.

5.1.5 Descripción de componentes principales

Base

Será de construcción rígida y preferentemente de una sola pieza, donde estarán alojados la fuente de alimentación, los elementos de medida y el módulo electrónico; en la parte frontal se ubicará la tapa principal y tapa borne respectivo.

El material utilizado en la fabricación será de policarbonato u otro material no metálico técnicamente garantizado mediante normas de fabricación, altamente resistente a los golpes, corrosión, radiación ultravioleta y variación brusca de temperatura. Deberá ser del tipo no combustible ni deformable por calentamiento.

La base estará provista de agujeros para sujeción de la tapa con tornillos metálicos del tipo cabeza agujereada que permita incorporar precintos de seguridad. Dichos tornillos estarán provistos de un seguro que impida su libre caída. No se aceptará tornillos de otro material.

Tapa Principal del Medidor

El diseño de la tapa debe satisfacer los requisitos de impermeabilidad para que no ingrese polvo ni humedad. El material utilizado en su fabricación deberá ser vidrio o policarbonato no degradable con el paso de los años ni con la variación brusca de temperatura y resistir a golpes, corrosión, a la radiación ultravioleta y descargas eléctricas.

Los medidores garantizarán un adecuado grado de hermeticidad a prueba de polvo y humedad, cumpliendo con el nivel de protección IP54.

De ser necesario, La tapa deberá ser fijada mediante tornillos metálicos de fijación de cabeza agujereada que permitan instalar sellos o precintos de seguridad ante actos fraudulentos. Dichos tornillos tendrán provistos de un seguro que impida su libre caída.

Todos los sellos o precintos de seguridad a ser empleados en el medidor de energía serán de material metálico y deberán ser suministrados con el medidor.

Bloque de Terminales

Será fabricado con el mismo material que la base u otro con propiedades mecánicas y eléctricas superiores. Deberá garantizar una excelente rigidez mecánica, un alto grado de aislamiento eléctrico y resistente a los efectos de los cortocircuito; asimismo, deberá garantizar una alta resistencia a la corrosión, a la radiación ultravioleta, a la variación brusca de temperatura, a la humedad, a los solventes orgánicos, etc.

Podrá ser fabricado de una sola pieza con la base del medidor. En el caso de piezas independientes, será fijado mediante dispositivos o procesos que garanticen la rigidez mecánica.

Los orificios en el material aislante que sean una prolongación de los orificios de los bornes, deben tener el tamaño suficiente para permitir la fácil introducción de los conductores incluyendo su aislante. El conductor será de cobre de 4 mm² de sección.

Los bornes de conexión y los tornillos de los terminales serán de bronce tratado para proteger y evitar el efecto galvánico del conexionado. Los bornes de conexión deberán estar insertados en el bloque de terminales y deberán ser accesibles desde la parte frontal del medidor.

El bloque de terminales será protegido con una tapa en configuración corta, independiente de la tapa del medidor y fabricada de policarbonato auto-extinguible muy resistentes a la radiación ultravioleta, a la variación brusca de temperatura, a la humedad, a los solventes orgánicos, etc . La tapa del bloque de terminales será fijada adecuadamente mediante tornillos de cabeza agujereada que permitan la instalación de precintos de seguridad a fin de retirar la tapa solamente rompiendo los precintos y evitar acciones fraudulentas. Los tornillos también deberán estar provistos de un seguro que impida su libre caída.

Elementos Indicadores del Medidor

Deberá estar provisto de uno o más lámparas tipo LED o señales sonoras que permitan identificar el estado del medidor sin la necesidad de tener que disponer de elementos especiales de verificación. Entre otros, deberán permitir identificar los estados siguientes:

- Estado de activación de la unidad de medición.
- Estado del detector de fraude.
- Estado del crédito.

Asimismo, la unidad de medición deberá contar con un LED emisor de impulsos de luz para ensayos metrológicos.

Relé de Desconexión y Reconexión

El medidor deberá contar con un relé bipolar que permita efectuar las siguientes funciones básicas principales:

- Corte del servicio, cuando la energía comprada por el usuario ha sido totalmente consumida.
- Corte del servicio por intento de apertura de la unidad de medición.
- Reconexión del servicio, cuando el usuario descarga en el medidor la energía de su última compra.

El medidor deberá poseer un dispositivo que permita la detección de la “energía inversa” por la inversión de los cables de la línea de suministro y de la carga, debiendo garantizar que el medidor continuará operando, midiendo y contabilizando el crédito normalmente.

Esquema de Conexión

Deberá estar grabado en la placa de características del medidor o en la parte posterior de la tapa del bloque de terminales.

Placa de Identificación o de Datos Técnicos

Estará ubicada y convenientemente fijada en el interior del medidor. La Información contenida estará expresada en idioma español, registrado en forma indeleble, fácilmente visible y legible desde el exterior. Necesariamente deberá contener toda la información que se detalla a continuación:

- Razón Social o Marca del Fabricante
- Norma de Fabricación
- País de Fabricación
- Número de Serie de Fabricación
- Tipo de Medidor
- Esquema de Conexión del Medidor
- Número de Fases
- Principio de Funcionamiento
- Número de Hilos
- Tensión Nominal
- Frecuencia Nominal
- Corriente Nominal
- Sobrecarga Admisible
- Clase del Medidor

Constante de Medición
Temperatura Nominal
Año de Fabricación

Otras Características

Otras características que no fueran detalladas anteriormente serán evaluadas con las normas indicadas en el numeral 2.

5.2 UNIDAD DE CONTROL DEL USUARIO

Es el único medio que permite al usuario interactuar con el medidor, permitiéndole ingresar la información de venta y la obtención de reportes; asimismo, a través de su interfase permitirá al usuario transferir el crédito de energía, el cual debe ser único para cada medidor y, mediante una interfase de comunicación debe permitir obtener información y reportes históricos para la empresa.

Dependiendo del requerimiento de los metrados y valor referencial, la tecnología de la interfase del usuario será mediante generación de códigos numéricos encriptados o tarjeta inteligente encriptada con chip electrónico.

Ambas tecnologías de interfase, mediante código generado o tarjeta inteligente, deberán ser diseñadas bajo algún protocolo o norma de comunicación o transferencia que permita la compatibilidad y operatividad de la transferencia de energía independiente del proveedor o fabricante, lo cual será debidamente certificado en la presentación de las propuestas.

En el caso de tecnología de interfase mediante códigos numéricos encriptados, la transferencia se efectuará mediante un teclado digital frontal, a través del cual, y mediante códigos alfanuméricos encriptados de 20 dígitos STS generados por el sistema que administra el sistema prepago.

En el caso de tecnología de interfase mediante tarjeta inteligente encriptada con chip electrónico, se suministrará una tarjeta por cada unidad de medición. Asimismo, deberá suministrarse 1,0 % de tarjetas de repuesto. El costo de las mismas estará incluido en la propuesta económica.

En ambas tecnologías de interfase, se ingresará al medidor diversa información, tal como:

- Configuraciones del medidor.
- Ajuste de potencia máxima autorizada al usuario.
La energía en kWh adquirida por el usuario en los lugares de venta.

El código correspondiente deberá entregarse debidamente impreso en el comprobante de pago que se entregará al usuario.

La tarjeta inteligente y el código entregado a un usuario, deberá estar debidamente relacionado con un código de suministro asignado al usuario, así como relacionado con el número de serie de un medidor, y no podrán ser

utilizados en otro medidor. Ante la pérdida de la tarjeta u código generado, se debe tener la posibilidad de identificar y gestionar el recupero de la energía comprada y no usada.

Las funciones del usuario deberán ser fácilmente identificables, para lo cual la unidad de control estará equipada con una pantalla de cristal liquido (LCD), cuya información numérica deberá ser presentada en un mínimo de cinco números enteros y un decimal.

La pantalla LCD deberá mostrar mediante una secuencia repetitiva, cambiando los valores registrados, ya sea en forma manual o en forma automática, la energía remanente pendiente de consumir, la energía acumulada desde su instalación, entre otros. Alternativamente el medidor podrá contar con señales luminosas y audibles que alerten al usuario de la necesidad de efectuar compras adicionales de energía para evitar quedarse sin servicio.

El sistema deberá permitir la extracción de información almacenada en el medidor por un medio de fácil uso, tarjeta inteligente o computador. El medidor deberá almacenar información de hasta por lo menos 01 año de operación.

Además se deberá contar con un medio que no permita la pérdida de información almacenada en el medidor, ante un caso fortuito de daño total.

5.3 UNIDAD DE VENTA Y SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN Y GESTIÓN

La unidad de venta y software de programación y gestión será configurada de acuerdo al esquema de comercialización recomendado para proyectos de electrificación rural, el cual considera una unidad básica de venta prepago implementada en una estación de trabajo equipada con una computadora personal compatible, una impresora tipo laser, la tarjeta generadora de códigos y/o la lectora grabadora de tarjetas y el correspondiente software de programación y gestión de venta prepago.

Cada punto de venta es independiente y permitirá atender a un promedio de 300 usuarios por punto de venta, debido al elevado grado de dispersión. Los puntos de venta estarán en conexión offline con la Oficina Central de la empresa comercializadora de energía eléctrica.

Las características de la computadora personal e impresora laser se indican en la tabla de datos técnicos.

El software de programación y gestión del sistema comercial de pago anticipado deberá ser flexible y con un alto nivel de seguridad, para trabajar en ambiente Windows, versión 2000 o superior, de preferencia en español y provisto de módulos básicos y todos los componentes físicos que permitan las siguientes opciones básicas:

- Configuración del Sistema Prepago de venta de energía, adecuando su operación a la normatividad y el régimen tarifario vigente en cada proyecto

de electrificación.

- Niveles de seguridad escalonados, facultando el acceso a todas las opciones disponibles al administrador del sistema prepago, quién deberá tener la posibilidad de administrar y distribuir los diversos niveles de seguridad, según las tareas que ejecuten los usuarios que participen en la administración de este sistema.

Programación y Configuración de los medidores prepago, asignándole un número de suministro y una biunívoca tarjeta inteligente con chip incorporado o código generados.

Ingreso y mantenimiento de datos de clientes. Posibilidad de diseñar la base de datos de clientes, la misma que debe tener como mínimo la siguiente información: Código de suministro, nombre/razón social, dirección, N° medidor, tarifa adoptada, potencia contratada, nivel de tensión, tipo de conexión, alimentador MT, subestación de distribución, circuito y fase que lo alimenta.

Ingreso o registro de información adicional del cliente como Número de RUC, teléfono, Código CIUU, etc.

Registro de venta de energía. Posibilidad de diseñar la base de datos de ventas, la misma que debe tener como mínimo la siguiente información: Código de suministro, fecha de compra, código asignado a la venta, cantidad de energía comprada en kWh, montos de cada uno de los cargos facturados (Cargo fijo., Energía Activa, Reposición & Mantenimiento, Alumbrado público, IGV), monto total facturado y pagado. Posibilidad de registrar además las compensaciones de energía y los descuentos o aportes FOSE, que le correspondan al cliente.

Dependiendo de la tecnología utilizada, tarjeta inteligente encriptada con chip electrónico, o en la codificación generada encriptada, la energía vendida al cliente, según el monto pagado.

Opción de actualizar la potencia demandada, según los cambios solicitados por el usuario, que deben quedar autorizados, por el cambio que se haga en la configuración del medidor, a través de la descarga de la tarjeta magnética o del código.

Generación de reportes de venta, en pantalla e impresos, según diseños y requerimientos del usuario, diarios, semanales, mensuales, anuales.

Generación de reportes de cantidades de carga de códigos generados, en pantalla e impresos, según diseños y requerimientos del usuario, diarios, semanales, mensuales, anuales, a fin de validar con la cantidad de ventas.

Posibilidad de ingreso de compras de energía para generar reportes de balances, mensuales, trimestrales, anuales.

Generación en pantalla e impresión de comprobantes de pago, adaptados a formatos preimpresos, según los requerimientos de la normatividad vigente,

Generación de archivos exportables tipo texto u hoja de cálculo comercial, previa selección de la información por parte del usuario.

Posibilidad de mantenimiento de las bases de datos (clientes, ventas, facturación) y generación de los archivos de respaldo correspondientes.

Para la administración y el control de las actividades que se realicen en el Sistema Prepago el software deberá contar adicionalmente con las siguientes opciones o herramientas:

- Registrar a un cliente por primera vez en el sistema y en el equipo de medición prepago.
- Reconocimiento del código encriptado generado (venta de energía), con la posibilidad de hacer las correcciones del caso, a través del Supervisor o persona autorizada.
 - Posibilidad de leer en pantalla información del usuario, previo a la venta de energía, a fin de conocer promedios de compra (en volúmenes de energía o en soles), periodicidad de las compras, etc.
Verificación y validación de las tarjetas magnéticas o de los códigos encriptados.
Extracción y reporte del record de ventas de un determinado cliente (cuenta corriente)
 - Posibilidad de manipular otros códigos para fines complementarios a la venta de energía de energía.

El software deberá entregarse por duplicado, en versión original, grabado en discos compactos.

6. ENSAYOS, PRUEBAS Y CAPACITACION

6.1 Del Modelo a ser Comercializado

El medidor a ser comercializado deberá tener el correspondiente Certificado de Aprobación de Modelo en el que se muestre el cumplimiento de las Pruebas Tipo según las normas pertinentes del numeral 2. Este Certificado de Aprobación de Modelo deberá ser presentado junto a la propuesta de los postores.

Asimismo, para el caso de los medidores con recarga mediante tarjeta inteligente, deberá presentarse un Certificado de Compatibilidad el cual deberá acreditar que los medidores a ser suministrados son diseñados bajo algún protocolo o norma de comunicación o transferencia que permita la compatibilidad y operatividad de la transferencia de energía independiente del proveedor o fabricante.

Los Certificados deberán ser emitidos por una entidad certificadora del país de origen, independiente del proveedor y del fabricante.

El costo de lo solicitado deberá estar incluido en el precio cotizado por el postor.

6.2 De la Aferición Inicial del Equipo

Es la ejecución de un número determinado de operaciones al 100 % de los medidores a ser suministrados, con la finalidad de determinar su correcto funcionamiento para el uso al cual está destinado. La aferición deberá efectuarse antes de la instalación del equipo. Con el fin de garantizar la correspondencia con los patrones del Perú, la aferición deberá ser realizada por empresas cuyos equipos deben ser TRAZABLES a los patrones nacionales del país en que se realicen, la que estará debidamente documentada.

Los ensayos a ser considerados en la aferición serán todos los indicados en la Norma IEC 61358.

Con cada equipo deberá presentarse un certificado técnico en el que se identificará la serie del medidor de energía, los resultados de cada prueba, la conformidad de la aferición y las características de los equipos empleados. Cada medidor aferido contendrá todos los precintos de seguridad instalados, los que serán retirados solamente para la inspección de aceptación del lote de medidores, para su posterior instalación del fabricante. Cada medidor contendrá como repuesto dos precintos de seguridad.

El costo de efectuar tales pruebas estará incluido en el precio cotizado por el postor.

6.3 Inspección de Aceptación de Medidores de Energía

Deberán efectuarse todas las pruebas indicadas en la Norma IEC 61358 y el costo de efectuar estas pruebas estará incluido en el precio cotizado por el postor. También deberá incluirse los costos de la inspección por parte de la Supervisión, tales como alojamiento, viáticos y desplazamiento del inspector.

6.4 Capacitación

Deberá considerarse un programa de capacitación en cada punto de venta, orientado a los usuarios y al personal encargado de la instalación, operación y gestión de los sistemas de medición prepago. Tendrá una duración no menor a tres (03) horas efectivas de capacitación por cada unidad de venta y software de programación y gestión, la cual deberá incluir como mínimo los siguientes puntos:

- Montaje e instalación de los equipos prepago.
- Operación y verificación de funcionamiento de la unidad de control y de medición.
- Manejo del software de venta y control comercial
- Configuración y actualización de la base de datos.

El costo de la capacitación estará incluido en el precio cotizado por el postor.

7. EMBALAJE

Los equipos serán cuidadosamente embalados en cajas de madera, provistas de paletas (pallets) de madera y aseguradas mediante correas de bandas no metálicas resistentes a fin de permitir su desplazamiento con un montacargas estándar. Las caras internas de las cajas de embalaje deberán ser cubierta con papel impermeable para servicio pesado a fin de garantizar un almacenamiento prolongado a intemperie y en ambiente salino.

Cada caja deberá ser identificada (en idioma Español o Inglés) con la siguiente información:

- Nombre del Propietario

- Nombre del Fabricante
- Tipo y características principales del medidor de energía
- Cantidad de medidores de energía
- Masa neta en kg
- Masa total en kg

Las marcas serán resistentes a la intemperie y a las condiciones de almacenaje.

8. ALMACENAJE Y RECEPCIÓN DE SUMINISTROS

El Postor deberá considerar que los suministros serán almacenados sobre un terreno compactado, bajo techo y en ambiente medianamente salino y húmedo.

Previamente a la salida de las instalaciones del fabricante, el Proveedor deberá remitir los planos de embalaje y almacenaje de los suministros para revisión y aprobación del Propietario; los planos deberán precisar las dimensiones del embalaje, la superficie mínima requerida para almacenaje, el máximo número de paletas a ser apiladas una sobre otra y, de ser el caso, las cantidad y características principales de los contenedores en los que serán transportados y la lista de empaque. Adicionalmente deberá remitir todos los certificados y reportes de prueba solicitados.

La recepción de los suministros se efectuará con la participación de un representante del Proveedor, quién dispondrá del personal y los equipos necesarios para la descarga, inspección física y verificación de la cantidad de elementos a ser recepcionados. El costo de estas actividades estará incluido en el precio cotizado por el Postor.

9. INSPECCIÓN Y PRUEBAS EN FABRICA

La inspección y pruebas en fábrica deberán ser efectuadas en presencia de un representante del Propietario o una Entidad debidamente acreditada que será propuesta por el Proveedor para la aprobación del Propietario. Los costos que demanden la inspección y pruebas deberán incluirse en el precio cotizado por el Postor.

10. INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA

Información Técnica para todos los Postores

Las ofertas técnicas de los postores deberán contener la siguiente documentación técnica:

- Certificado de Aprobación del Modelo Propuesto emitido por una entidad certificadora independiente del fabricante y del proveedor.
- Certificado de Compatibilidad para el caso de los medidores con recarga mediante tarjetas inteligentes.
- Tabla de Datos Técnicos Garantizados debidamente llenada, firmada y sellada. Catálogos del fabricante precisando los códigos de los suministros, sus

dimensiones, masa, etc.

Información Técnica adicional para el Postor Ganador

Complementariamente, el postor ganador deberá presentar la siguiente documentación técnica:

- Reportes de Pruebas Tipo Certificados por una entidad independiente.
- Planos de diseño para aprobación del propietario.
- Planos de embalaje para aprobación del propietario.
- Recomendaciones y experiencias para el transporte, montaje, mantenimiento y el buen funcionamiento de los suministros.

El costo de la documentación técnica solicitada estará incluido en el precio cotizado para los suministros y su ausencia será causal de descalificación.

11. GARANTIA DEL FABRICANTE

La garantía técnica por defectos de fabricación tendrá una vigencia mínima de tres (03) años, a partir de la fecha de recepción en almacén de los medidores de energía.

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
MEDIDOR PREPAGO DE ENERGÍA ACTIVA MONOFÁSICO
MONOCUERPO

1.0 UNIDAD DE MEDICIÓN

CARACTERÍSTICAS	UND	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0 NOMBRE DEL FABRICANTE			
2.0 NOMBRE DEL PROVEEDOR			
3.0 MARCA DEL EQUIPO			
4.0 MODELO DEL EQUIPO			
5.0 PAIS DE PROCEDENCIA			
6.0 TENSION y CONFIGURACIÓN DE LA RED ELECTRICA		Según Numeral 4. de la Especificación	
7.0 TECNOLOGÍA DE FABRICACIÓN		Electrónica Estática	
8.0 TIPO DE CONEXIÓN		Directa	
9.0 NÚMERO DE HILOS		02	
10.0 MECANISMO DE INTRODUCCIÓN DEL CREDITO (*)			
- Generación de Códigos Numéricos Encriptados		SI o NO	
- Tarjeta Inteligente Encriptada con Chip Electrónico		SI o NO	
(*) ESPECIFICAR SOLO UNO DE ELLOS			
11.0 TENSIÓN NOMINAL DEL EQUIPO (Un)	V	220	
12.0 FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	
13.0 RANGO DE TENSION DE OPERACIÓN		85% a 115% de Un	
14.0 CORRIENTE NOMINAL (In)	A	10	
15.0 CORRIENTE MAXIMA SIN VARIAR LA CLASE (Imax).	A	40	
16.0 CLASE DE PRECISION		Clase I	
17.0 CLASE DE PROTECCIÓN ELECTRICA		Clase II	
18.0 CONSUMO			
18.1 DEL CIRCUITO DE CORRIENTE A In	VA		
18.2 DEL CIRCUITO DE VOLTAJE A Un	VA		
19.0 SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL			
19.1 DURANTE 1 MINUTO	KVrms	4	
19.2 DURANTE 4 HORAS	V	460	
20.0 SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1,2/50 us	kV	6	
21.0 SOSTENIMIENTO DC DURANTE 1 MINUTO	Vdc	600	
22.0 ERROR MÁXIMO DE MEDICION		Según Norma	
23.0 ARRANQUE Y MARCHA EN VACIO		Según Norma	
24.0 CONDICIONES DE CALENTAMIENTO		Según Norma	

25.0 CONSTANTE DEL MEDIDOR(MINIMA)	Impulsos /kWh	800	
26.0 REGISTRADOR SIEMPREPOSITIVO, INDEPENDIENTE DE LA POLARIDAD DE CONEXIÓN DE LA RED		SI	
27.0 DISPOSITIVO DE DESCONEXIÓN		Contactador Bipolar de 50 A	
28.0 CLASIFICACION DEL NIVEL DE HERMETICIDAD		IP54	
29.0 DEL CUERPO DEL MEDIDOR - Material de Fabricación - Norma del material de fabricación			
30.0 DE LA TAPA DEL MEDIDOR - Material de Fabricación - Norma del material de fabricación - Accesorio de Fijación - Material del precinto de seguridad instalado en fábrica		metal anticorrosivo	
31.0 BLOQUE DE TERMINALES - Material de Fabricación del Bloque de Terminales - Norma del material de fabricación - Tipo de la Tapa del Bloque - Material de la Tapa del Bloque - Material de los bornes y Tornillos - Sección del conductor de acometida - Material del precinto de seguridad a instalar en campo	mm2	Corta Bronce o Similar 4,0 metal anticorrosivo	
32.0 INTERFASE CON EL USUARIO TIPO LED o SONORA - De indicación de la tasa de consumo - De indicación de estado - De indicación de operación de la unidad - Adicionales		SI SI SI	
33.0 INTERFASES EXTERNAS - Portal de interrogación - Portal de toma y recupero de información - Portales adicionales		SI SI SI	
34.0 MASA DE LA UNIDAD	g		
35.0 DIMENSIONES	mm		
36.0 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR - Incluye Certificado de Aprobación de Modelo - Incluye Certificado de Compatibilidad - Catálogos - Manuales - Reportes de Prueba		SI SI SI SI SI	
37.0 CAPACITACION		SI	
38.0 GARANTIA		03 Años	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
MEDIDOR PREPAGO DE ENERGÍA ACTIVA MONOFÁSICO
MONOCUERPO

2.0 UNIDAD DE CONTROL DEL USUARIO

CARACTERISTICAS	UND	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0 NOMBRE DEL FABRICANTE			
2.0 NOMBRE DEL PROVEEDOR			
3.0 MARCA DEL EQUIPO			
4.0 MODELO DEL EQUIPO			
5.0 PAIS DE PROCEDENCIA			
6.0 TIPO DE MONTAJE		Un solo Módulo con Medidor	
7.0 CLASIFICACION DEL NIVEL DE HERMETICIDAD		IP54	
8.0 IDIOMA DE PRESENTACION		Español	
9.0 SISTEMA DE TRANSFERENCIA			
10.1 MEDIANTE TARJETA INTELIGENTE		SI o NO (Según Metrado)	
10.2 MEDIANTE GENERACIÓN DE CODIGOS		NO o SI (Según Metrado)	
- Dispositivo de transferencia		Teclado Digital	
- Número de dígitos por Código		20 dígitos STS	
10.0 ELEMENTO DE VISUALIZACION		Pantalla de Cristal Líquido	
- Tipo		5 enteros + 1 decimal	
- Número mínimo de dígitos numéricos			
- Número mínimo de iconos de información			
- Tiempo Mínimo de Almacenamiento		1 año	
- Dimensiones	cm		
11.0 INTERFASE CON EL USUARIO TIPO LED o SEÑAL SONORA			
- Señal Audible por bajo crédito		SI	
- Señal Audible por aceptación o rechazo de transferencia		SI	
- Señales Audibles Adicionales			
12.0 DEL CUERPO DE LA UNIDAD DE CONTROL			
- Material de Fabricación			
- Norma del material de fabricación			
13.0 GARANTÍA		03 Años	
14.0 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR			
- Incluye Certificado de Aprobación de Modelo		SI	
- Incluye Certificado de Compatibilidad		SI	
- Catálogos		SI	
- Manuales		SI	
- Reportes de Prueba		SI	

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
MEDIDOR PREPAGO DE ENERGÍA ACTIVA MONOFÁSICO
MONOCUERPO**

3.0 UNIDAD DE VENTA Y SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN y GESTIÓN

CARACTERISTICAS	UND	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
<u>3.1 COMPUTADORA (CADA 300 MEDIDORES O FRACCION)</u>			
1.0 NOMBRE DEL FABRICANTE			
2.0 NOMBRE DEL PROVEEDOR			
3.0 MARCA DEL EQUIPO			
4.0 MODELO DEL EQUIPO			
5.0 PAIS DE PROCEDENCIA			
6.0 TENSIÓN NOMINAL DEL EQUIPO (Un)	V	220	
7.0 FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	
8.0 RANGO DE TENSION DE OPERACIÓN		85% a 115% de Un	
9.0 PROCESADOR		Intel Pentium IV, 3,2 Ghz. Bus 800	
10.0 MEMORIA RAM		512 MB – Expandible DDR (mínimo)	
11.0 DISCO DURO		80 GB	
12.0 TARJETA DE VIDEO		Integrada	
13.0 TARJETA DE RED		Integrada	
14.0 UNIDAD CD-ROM		Lector/Grabador	
15.0 DISKETERA		1,44 MB – Floppy Disk Drive	
16.0 PUERTOS DE SALIDA		01 paralelo, 01 Serial, 02 USB (mínimo)	
17.0 PARLANTES		Exteriores	
18.0 MONITOR		17" SVGA Color (mínimo)	
19.0 TECLADO		Español	
20.0 MOUSE		Óptico	
21.0 EQUIPO COMPLEMENTARIO			
- 01 UPS 1000 VA, 60 Hz, 220 V		SI	
- 01 Memoria USB de 1 GB		SI	
- 01 Supresor de picos		SI	
22.0 SISTEMA OPERATIVO Y LICENCIA		Window 2000 o superior	
23.0 GARANTÍA		02 años	
24.0 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR			
- Certificaciones		SI	
- Manuales y Catálogos		SI	
- CD Drivers		SI	

3.2 IMPRESORA LÁSER (CADA 300 MEDIDORES O FRACCION)

1.0 NOMBRE DEL FABRICANTE		
2.0 NOMBRE DEL PROVEEDOR		
3.0 MARCA DEL EQUIPO		
4.0 MODELO DEL EQUIPO		
5.0 PAIS DE PROCEDENCIA		
6.0 TENSIÓN NOMINAL DEL EQUIPO (Un)	V	220
7.0 FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60
8.0 RANGO DE TENSION DE OPERACIÓN		85% a 115% de Un
9.0 RESOLUCION		1200 dpi
10.0 VELOCIDAD DE IMPRESIÓN		14 ppm
11.0 MEMORIA		16 MB
12.0 PROCESADOR		133 MHz
13.0 INTERFASE		Paralelo y USB 2.0
14.0 TAMAÑO DE PAPEL		A4
15.0 GARANTÍA		02 Años
16.0 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR		
- Certificaciones		SI
- Catálogos y Manuales		SI

3.3 SOFTWARE DE VENTA, PROGRAMACIÓN Y GESTIÓN (CADA 300 MEDIDORES O FRACCION)

1.0 NOMBRE DEL FABRICANTE		
2.0 NOMBRE DEL PROVEEDOR		
3.0 PAIS DE PROCEDENCIA		
4.0 VERSIÓN O DENOMINACIÓN		
5.0 SISTEMA OPERATIVO		Window 2000 o superior
6.0 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN		
7.0 IDIOMA		Español
8.0 FUNCIONES		Las requeridas en la Especificación Técnica
9.0 TARJETA GENERADORA DE CÓDIGOS		SI o NO (Según Sistema de Transferencia Requerido)
10.0 TARJETAS DE RECARGA, Y DISPOSITIVOS RECOLECTORES Y PROCESO DE DATOS		SI o NO (Según Sistema de Transferencia Requerido)
17.0 GARANTÍA		02 Años
18.0 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR		
- Certificaciones		SI
- Catálogos y Manuales		SI

ANEXO C
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) - PART 4-5: TESTING AND
MEASUREMENT TECHNIQUES - SURGE IMMUNITY TEST

INTERNATIONAL STANDARD

IEC 61000-4-5

Second edition
2005-11

BASIC EMC PUBLICATION

Electromagnetic compatibility (EMC) –

**Part 4-5:
Testing and measurement techniques –
Surge immunity test**

*This **English-language** version is derived from the original **bilingual** publication by leaving out all French-language pages. Missing page numbers correspond to the French-language pages.*



Reference number
IEC 61000-4-5:2005(E)

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	11
1 Scope and object.....	13
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	15
4 General	21
4.1 Power system switching transients	21
4.2 Lightning transients	21
4.3 Simulation of the transients	21
5 Test levels.....	23
6 Test instrumentation.....	23
6.1 1,2/50 μ s combination wave generator	23
6.2 10/700 μ s combination wave generator	31
6.3 Coupling/decoupling networks	37
7 Test setup	63
7.1 Test equipment	63
7.2 Test setup for tests applied to EUT power ports	63
7.3 Test setup for tests applied to unshielded unsymmetrical interconnection lines	63
7.4 Test setup for tests applied to unshielded symmetrical interconnections communication lines	65
7.5 Test setup for tests applied to high speed communications lines	65
7.6 Test setup for tests applied to shielded lines	65
7.7 Test setup to apply potential differences	71
7.8 EUT mode of operation	71
8 Test procedure	73
8.1 Laboratory reference conditions	73
8.2 Application of the surge in the laboratory.....	73
9 Evaluation of test results	75
10 Test report.....	77
Annex A (informative) Selection of generators and test levels.....	79
Annex B (informative) Explanatory notes	83
Annex C (informative) Considerations for achieving immunity for equipment connected to low voltage power systems	91
Bibliography.....	95
Figure 1 – Simplified circuit diagram of the combination wave generator (1,2/50 μ s – 8/20 μ s)	25
Figure 2 – Waveform of open-circuit voltage (1,2/50 μ s) at the output of the generator with no CDN connected (waveform definition according to IEC 60060-1).....	29

Figure 3 – Waveform of short-circuit current (8/20 μ s) at the output of the generator with no CDN connected (waveform definition according to IEC 60060-1)	29
Figure 4 – Simplified circuit diagram of the combination wave generator (10/700 μ s – 5/320 μ s) according to ITU K series standards	31
Figure 5 – Waveform of open-circuit voltage (10/700 μ s) (waveform definition according to IEC 60060-1)	33
Figure 6 – Waveform of the 5/320 μ s short-circuit current waveform (definition according to IEC 60060-1)	35
Figure 7 – Example of test setup for capacitive coupling on a.c./d.c. lines; line-to-line coupling (according to 7.2)	37
Figure 8 – Example of test setup for capacitive coupling on a.c./d.c. lines; line-to-ground coupling (according to 7.2)	39
Figure 9 – Example of test setup for capacitive coupling on a.c. lines (3 phases); line L3 to line L1 coupling (according to 7.2)	41
Figure 10 – Example of test setup for capacitive coupling on a.c. lines (3 phases); line L3 to ground coupling (according to 7.2)	43
Figure 11 – Example of test set up for unshielded unsymmetrical interconnection lines; line-to-line and line-to-ground coupling (according to 7.3), coupling via capacitors	45
Figure 12 – Example of test setup for unshielded unsymmetrical interconnection lines; line-to-line and line-to-ground coupling (according to 7.3), coupling via arrestors	47
Figure 13 – Example of test setup for unshielded unsymmetrical interconnection lines; line-to-line and line-to-ground coupling (according to 7.3), coupling via a clamping circuit	49
Figure 14 – Example of test setup for unshielded symmetrical interconnection lines (communication lines); lines-to-ground coupling (according to 7.4), coupling via arrestors	51
Figure 15 – Example of a coupling/decoupling network for symmetrical high speed communication lines using the 1,2/50 μ s surge	53
Figure 16 – Example of test setup for tests applied to shielded lines (according to 7.6) and to apply potential differences (according to 7.7)	67
Figure 17 – Example of test setup for tests applied to shielded lines grounded only at one end (according to 7.6) and to apply potential differences (according to 7.7)	69
Figure 18 – Coupling method and test setup for tests applied to shielded lines and to apply potential differences, especially in configurations with multiple shielded cable wiring	71
Table 1 – Test levels	23
Table 2 – Definitions of the waveform parameters 1,2/50 μ s – 8/20 μ s	27
Table 3 – Relationship between peak open-circuit voltage and peak short-circuit current	27
Table 4 – Definitions of the waveform parameters 10/700 μ s – 5/320 μ s	35
Table 5 – Relationship between peak open-circuit voltage and peak short-circuit current	35
Table 6 – Voltage waveform specification at the EUT port of the coupling/decoupling network	57
Table 7 – Current waveform specification at the EUT port of the coupling/decoupling network	57
Table A.1 – Selection of the test levels (depending on the installation conditions)	81

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 4-5 : Testing and measurement techniques –
Surge immunity test

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61000-4-5 has been prepared by subcommittee 77B: High frequency phenomena, of IEC technical Committee 77: Electromagnetic compatibility.

It forms Part 4-5 of IEC 61000. It has the status of a basic EMC publication in accordance with IEC Guide 107, *Electromagnetic compatibility – Guide to the drafting of electromagnetic compatibility publications*.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1995 and its amendment 1 (2000), and constitutes a technical revision. Particularly, the clauses dedicated to coupling/decoupling networks and to test setups are more detailed.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
77B/467/FDIS	77B/486/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or amended.

INTRODUCTION

IEC 61000 is published in separate parts according to the following structure:

Part 1: General

General considerations (introduction, fundamental principles)

Definitions, terminology

Part 2: Environment

Description of the environment

Classification of the environment

Compatibility levels

Part 3: Limits

Emission limits

Immunity limits (in so far as they do not fall under the responsibility of the product committees)

Part 4: Testing and measurement techniques

Measurement techniques

Testing techniques

Part 5: Installation and mitigation guidelines

Installation guidelines

Mitigation methods and devices

Part 6: Generic standards

Part 9: Miscellaneous

Each part is further subdivided into several parts, published either as international standards or as technical specifications or technical reports, some of which have already been published as sections. Others will be published with the part number followed by a dash and a second number identifying the subdivision (example: 61000-6-1).

This part is an International Standard which gives immunity requirements and test procedures related to surge voltages and surge currents.

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 4-5 : Testing and measurement techniques – Surge immunity test

1 Scope and object

This part of IEC 61000 relates to the immunity requirements, test methods, and range of recommended test levels for equipment to unidirectional surges caused by overvoltages from switching and lightning transients. Several test levels are defined which relate to different environment and installation conditions. These requirements are developed for and are applicable to electrical and electronic equipment.

The object of this standard is to establish a common reference for evaluating the immunity of electrical and electronic equipment when subjected to surges. The test method documented in this part of IEC 61000 describes a consistent method to assess the immunity of an equipment or system against a defined phenomenon.

NOTE As described in IEC Guide 107, this is a basic EMC publication for use by product committees of the IEC. As also stated in Guide 107, the IEC product committees are responsible for determining whether this immunity test standard should be applied or not, and if applied, they are responsible for determining the appropriate test levels and performance criteria. TC 77 and its sub-committees are prepared to co-operate with product committees in the evaluation of the value of particular immunity tests for their products.

This standard defines:

- a range of test levels;
- test equipment;
- test setups;
- test procedures.

The task of the described laboratory test is to find the reaction of the EUT under specified operational conditions, to surge voltages caused by switching and lightning effects at certain threat levels.

It is not intended to test the capability of the EUT's insulation to withstand high-voltage stress. Direct injections of lightning currents, i.e. direct lightning strikes, are not considered in this standard.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050(161), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 60060-1, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 60469-1, *Pulse techniques and apparatus – Part 1: Pulse terms and definitions*

BIBLIOGRAFÍA

1. INDECI, "Programa de prevención y medidas de mitigación ante desastres de la ciudad de Cajamarca", Proyecto INDECI – PNUD PER/02/051 Ciudades Sostenibles, 2005.
2. Equipo OSEL-Cajamarca, "Ficha de Seguimiento de la Información Económica Regional", Observatorio Socio Económico Laboral Cajamarca, diciembre 2006 , en: http://www.mintra.gob.pe/archivos/file/estadisticas/peel/estadisticas/ficha_seguimiento_01_Osel_Cajamarca.pdf, vista el 27 de julio del 2010.
3. Perú, "Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural", en: El Peruano, jueves 1 de junio de 2006.
4. MINEM-DGER, "Plan Nacional De Electrificación Rural - Periodo 2008 – 2017", Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electrificación Rural, 2008.
5. MINEM-DGER, "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas", en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/ds009-93.pdf>, vista el 15 de junio del 2010.
6. "Llegó el sistema de luz prepago", en: desde adentro, año 2006, número 37
7. "Cashpower GEM CM Medidor Administrador de Energía", Landis+Gyr , 2008
8. STS Services, "Introduction to the STS", en: <http://www.sts.org.za/quick-overview-of-the-sts-spec/>, vista el 23 de julio del 2010.
9. José Eslava, "Electrificación Rural en el Perú", en: desde adentro, año 2006, número 39
10. Tatiana Lozada, "La Electrificación Rural en el Perú", en: desde adentro, año 2008, número 58
11. "Electrificación Rural: US\$ 1108 millones al año 2017", en: desde adentro, año 2009, número 68
12. "Licitan Obras de Electrificación Rural", en: desde adentro, año 2009, número 70
13. "Electrificación Rural como Herramienta de Desarrollo Inclusivo", en: desde adentro, año 2009, número 72
14. "Inversiones en Electricidad se Cuadruplicaron en Seis Años" , en: desde adentro, año 2009, número 74