

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA GSM/GPRS PARA LA TELEMETRÍA DE
CLIENTES NO REGULADOS Y OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE LECTURA
MEDIANTE EL PROGRAMA PRIMEREAD**



CAROL VANESSA CUELLAR CORREA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
NEIVA
2008**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA GSM/GPRS PARA LA TELEMETRÍA DE
CLIENTES NO REGULADOS Y OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE LECTURA
MEDIANTE EL PROGRAMA PRIMEREAD**



CAROL VANESSA CUELLAR CORREA

**Trabajo de Pasantía Supervisada presentado como requisito para optar al
título de Ingeniero Electrónico**

**Director:
Ing. DIEGO FERNANDO JIMÉNEZ TERRANOVA
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
NEIVA
2008**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Febrero de 2008.

DEDICATORIA

A Dios, por el amor, la fortaleza y la sabiduría que me otorgó durante este proyecto a través de mi familia.

A mis Abuelitos Jorge Cuellar y Doris Flórez de Cuellar, mis tesoros más grandes y la luz que siempre ilumina mi vida, por que sin su sabiduría, sacrificios, oraciones y lo más importante, sin su amor, este sueño conjunto no sería posible.

A mi padre, Edgar Cuellar, por ser mi mejor ejemplo, amigo y por apoyarme siempre con su amor, comprensión y confianza.

A mi madre Rosalba Correa por creer en mí y estar siempre dispuesta a colaborarme y brindarme todo su amor.

A mis Hermanos Edgar, Camilo y Catalina; mis tías, Luz Maydé, Liliana y Aifa; mi prima Soraya; mi mejor amiga Carol Paola; mis tíos y demás familiares por acompañarme fielmente en el transcurso de mi vida sin dejarme desfallecer con sus consejos y cariño.

A todos mis profesores, compañeros y demás personas que, de una u otra forma, formaron parte de la realización de este sueño.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Diego Fernando Jiménez Terranova, Ingeniero Electricista, Director de tesis, por su apoyo y guía durante el desarrollo del proyecto.

Germán Martínez, Ingeniero Electrónico, por su ayuda e interés durante todo el proceso de esta pasantía.

Juan Gabriel Murcia Cabra, Ingeniero Electricista, Docente de la Universidad Surcolombiana y Jefe de la División Gestión Comercial de la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. por su interés, colaboración y guía en la realización del proyecto.

John Giver Palencia, Ingeniero Electricista, Profesional II de la División Control Pérdidas de la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. por colaborarme desinteresadamente, brindándome sus conocimientos y su experiencia.

Pilar Falla, Eulises Herrera, Carmen Perdomo, Alberto López, John F. Ramírez y Pedro Santos, compañeros y profesionales de la División Gestión Comercial de la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., por su constante colaboración e interés durante mi estancia en la empresa.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	20
2 MARCO TEÓRICO	22
2.1 COMPONENTES DEL SISTEMAS ELÉCTRICO	22
2.1.1 Generación	22
2.1.2 Sistema de transmisión	22
2.1.3 Sistemas de distribución.....	23
2.1.4 Comercialización	23
2.2 TELEMEDICIÓN.....	24
2.3 REDES Y COMUNICACIONES.....	24
2.3.1 Comunicación por radio.....	24
2.3.2 Comunicación móvil	25
2.3.3 Comunicación semi-móvil.....	25
2.3.4 Redes celulares.....	26
2.3.4.1 GSM	26
2.3.4.2 GPRS	26
2.3.5 Red de comunicación LATCOM / CWS S.A	27
2.3.6 Red de comunicación BISMARCK COLOMBIA S.A	27
2.4 MEDIDORES.....	28
2.5 HyperTerminal	28
2.6 MÓDEMS	28
2.6.1 Fax modem telefónico	28
2.6.2 Modem celular Enfora SA-GL.....	29
3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	30
3.1 ARQUITECTURA DE LA RED ANTERIOR	30
3.2 ARQUITECTURA DE LA CONEXIÓN PROPUESTA.....	30

3.3	DESCRIPCIÓN DEL LUGAR REMOTO.....	32
3.3.1	Especificaciones y elementos del lugar remoto.....	33
3.3.1.1	Medidores.....	33
3.3.1.2	Fax modem y modem Enfora	34
3.3.1.3	Resultado de las instalaciones	34
3.4	DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIONES.....	38
3.4.1	Especificaciones y elementos de la red de comunicaciones	38
3.4.1.1	Antenas	39
3.4.1.2	Protocolos de comunicación IP, TCP y UDP	40
3.4.1.3	Comunicación entre el modem base y el modem Remoto	42
3.4.1.4	Comunicación entre en modem Enfora y el medidor.....	42
3.5	DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL	47
3.5.1	Elementos del Centro de Control.....	48
3.5.1.1	HyperTerminal	48
3.5.1.2	Modem celular ENFORA SA-GL	51
3.5.1.3	Software propietario	53
3.5.1.4	Software PrimeRead	54
4	PRUEBAS DE COMUNICACIÓN EN LAS MICROCENTRALES DE GENERACIÓN IQUIRA I, IQUIRA II Y LA PITA	61
4.1	IQUIRA I	61
4.1.1	Arquitectura de comunicación de IQUIRA I.....	56
4.2	IQUIRA II	61
4.2.1	Arquitectura de comunicación de IQUIRA II	58
4.3	LA PITA	61
4.3.1	Arquitectura de comunicación de LA PITA	59
5	UN VISTAZO AL PrimeRead.....	61
5.1	UTILIDADES DEL PrimeRead.....	61
5.2	VENTAJAS OBTENIDAS AL UTILIZAR ESTE SOTWARE.....	62
5.3	MÓDULOS DEL PrimeRead.....	62
5.3.1	Módulo SETUP.exe	62

5.3.2	Módulo VALID.exe.....	62
5.3.3	Módulo UNPACKER.exe	62
5.3.4	Módulo CALLER.exe	62
5.3.5	Módulo BUSINESS.exe	63
5.3.6	Módulo CONFIG.exe	63
5.4	CONFIGURACIÓN DE LOS MODEM EN EL SOFTWARE PriemRead...	64
6	MANUAL DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN GSM/GPRS PARA LA TELEMETRÍA DE LOS CLIENTES NO REGULADOS DE ELECTROHUILA S.A .E.S.P	67
6.1	EXPLICACIÓN DE LOS CAPÍTULOS CONTENIDOS EN EL MANUAL ..	67
7	DESARROLLOS OBTENIDOS.....	69
7.1	SISTEMA DE MEJORAMIENTO Y MANTENIMIENTO.....	69
7.1.1	Hojas de vida de los usuarios no regulados	69
7.1.2	Proceso de telemedición diaria.....	70
7.1.3	Proceso de telemedición de modem celular Enfora	70
7.1.4	Cronograma general de visitas mensuales a sitio	70
6.1.5	Manual rápido del Alpha Plus	70
6.1.6	Manual rápido del Elster A1800.....	71
7.1.7	Manual rápido del PrimeRead	71
7.2	MANUALES INTERACTIVOS	71
8	ANÁLISIS DE RESULTADOS	73
8.1	INCONVENIENTES ENCONTRADOS	73
8.2	RECOMENDACIONES	74
8.3	ANÁLISIS DE COSTOS	74
9	CONCLUSIONES.....	76
	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	78
	ANEXOS	79

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1: Resumen de Pruebas e instalación de los módem Enfora Yagi	32
Tabla 2: Resumen de Pruebas e instalación de los módem Enfora Yagi	33
Tabla 3: Principales comandos de ejecución	52
Tabla 4: Comandos básicos.....	52
Tabla 5: Clases de Medidores encontrados y parámetros generales	55
Tabla 6: Tabla de resumen de la forma en que se visualizan y funcionan los módulos	63
Tabla 7: Costos del sistema de acuerdo con el operador celular.....	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Arquitectura del sistema de comunicación utilizando Fax módem.....	29
Figura 2: Módulo GSM/GPRS SA-GL con su respectiva SIM Card	29
Figura 3: Foto de la arquitectura del lugar remoto utilizada anteriormente	30
Figura 4: Arquitectura del sistema de Telemedición GSM/GPRS	31
Figura 5: a) Medidor Elster A1800; b) Medidor ABB Alpha	34
Figura 6: Fotos de la instalación del sistema.	36
Figura 7: a) Antena Yagi b) Antena magnética del Enfora de LATCOM c) Antena del Enfora de BISMARCK	39
Figura 8: Formato del datagrama IP	40
Figura 9: Formato del datagrama TCP	41
Figura 10: Formato del datagrama UDP	42
Figura 11: Arquitectura de la comunicación entre el módem base y remoto.....	43
Figura 12: Asignación de la memoria del medidor	44
Figura 13: Diagrama de bloques del medidor	46
Figura 14: Salidas del medidor Elster A1800	47
Figura 15: Descripción de la conexión: a) Puerto, b) Habilitación del puerto.....	49
Figura 16: a) Propiedades del Puerto, b) Pantalla principal	50
Figura 17: Ejemplo de visualización de parámetros en el HyperTerminal.....	51
Figura 18: a) CTO IQUIRA, b) CTO TERUEL, c) CTO LA PLATA.....	55
Figura 19: Arquitectura propuesta para Iquira I.....	56
Figura 20: Medidor ABB Alpha II versión 2001	57
Figura 21: Arquitectura propuesta para Iquira II.....	58
Figura 22: Arquitectura propuesta para la Pita.....	60
Figura 23: a) Vista general del módulo Config.exe, b) Opción "Edit device"	64
Figura 24: Opción de Port group del módulo de Config.exe.	65
Figura 25: Opción de Device channels end registers del módulo Config.exe	66
Figura 26: a) Página Web generada, b) Aspecto general	72

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: COSTOS DE LOS DISPOSITIVOS EMPLEADOS EN EL SISTEMA	.80
ANEXO B: HOJAS DE ESPECIFICACIONES DE LOS MEDIDORES82

GLOSARIO

Área de comercialización. Es la zona geográfica que comprende el conjunto de usuarios conectados a: (i) un mismo sistema de distribución local o (ii) al nivel 4 de tensión que está conectado al sistema de distribución local, los cuales, según sea el caso, son operados por un mismo operador de red.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Entidad encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Baudio. Unidad de medida de la velocidad de transmisión, es el número de veces de cambio en el voltaje de la señal por segundo en la línea de transmisión.

Baud Rate. La velocidad de transmisión de datos a través de la comunicación del medidor. El *baudio* indica el número de bits por segundo transmitidos. Por ejemplo, *300 baudios* significa que 300 bits son transmitidos cada segundo (abreviadamente *300 bps*). Para la mayoría de las comunicaciones de los medidores, el rango de velocidad esta entre 1,200 y 19,200 bps.

Bits por segundo (BPS). Velocidad a la que se transmiten los bits en un medio de comunicación, es el número efectivo de bits que se transmiten en una línea por segundo.

Comandos AT. Estos comandos son un lenguaje estándar en la industria usado para la comunicación con módems. Los prefijos AT (también conocidos como Attention Code) son señales de MODEM que uno o más comandos siguen. Es un conjunto de caracteres ASCII que pueden ser enviados al módem para propósitos de control. Pueden ser utilizados por cualquier computador terminal inteligente para indicar al módem que debe realizar funciones tales como “descolgar”, “colgar”, “habilitar portadora”, entre otros. Los caracteres ASCII “A”, “T” deben preceder cada comando.

Comercializador de energía eléctrica. Es la empresa de servicios públicos que desarrolla la actividad de comercialización de energía eléctrica, es decir, se encarga de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales o distribuidores.

Conexión. Ruta de comunicaciones dedicada punto a punto o conmutada.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía creada por las leyes 142 y 143 de 1994.

CT. Sigla utilizada para hacer referencia a los transformadores de corriente.

dB. Decibelio, medida utilizada para expresar la proporción que relaciona dos valores, usualmente la potencia de señales eléctricas, ópticas o acústicas, igual a 10 veces el logaritmo del cociente de los dos niveles de potencia expresados en vatios.

Dirección IP. Dirección de 32 bits del protocolo Internet asignada a un host. La dirección IP tiene un correspondiente del host y un componente de la red. Este número identifica de manera unívoca una interfaz de red conectada a Internet o a una red IP.

Dirección URL (Uniform Resource Locator). Formato de las direcciones de sitios que muestra el nombre del servidor en el que se almacenan los archivos del sitio, la ruta de acceso al directorio del archivo y su nombre.

Factor. Un multiplicador que convierte pulsos registrados a valores eléctricos. Los factores de multiplicación son valores positivos. Los usuarios deben saber cuántos medidores hay programados para seleccionar el factor correcto. Estos factores tendrán siempre una unidad de medida donde el denominador será en pulsos como kWh/pulse.

Full Duplex (FDX). Operación duplex, es la forma de operación en donde la transmisión es posible en ambas direcciones al mismo tiempo.

GPRS. Abreviación de General Packet Radio Service. Un estándar para comunicación inalámbrica (wireless) las cuales corren a velocidades de 115 kilobits por segundo, comparadas con la actual GSM (Global System for Mobile Communications) que es de 9.6 kilobits.

ID. Es la identificación del medidor que puede ser alfabética o numérica de acuerdo con el modelo del medidor y el fabricante. El largo del ID puede cambiar. Algunas medidores soportan múltiples ID, dependiendo del número del puerto al que se encuentren conectados.

Interfaz. Es un punto físico de demarcación entre dos dispositivos donde se definen las señales eléctricas, los conectores, la temporización y el protocolo. También puede ser un dispositivo o software que conecta dos entidades independientes.

M2M. (Machine to Machine o Máquina a Máquina) es un concepto genérico que indica el intercambio de información en formato de datos entre dos máquinas remotas. Los elementos fundamentales que aparecen en todos los entornos M2M son los siguientes:

- Máquinas que gestionar: Alarmas domésticas, TPV (Terminal Punto de Venta), Contadores de agua/gas/ electricidad, paneles informativos en carreteras, etc.
- Dispositivo M2M: Módulo conectado a la máquina y que provee de comunicación con el servidor. Usualmente, el dispositivo M2M también consta de capacidad de proceso donde se ejecuta la aplicación de negocio.
- Servidor: Ordenador que gestiona el envío y recepción de información de las máquinas que gestiona.
- Red de comunicación: pueden ser de dos naturalezas principalmente, a través de cable: PLC, Ethernet, RTC, RDSI, ADSL, o bien a través de redes inalámbricas: GSM/UMTS/HSDPA, Wifi, Bluetooth.

Módem. Este término proviene de las palabras modulador-demodulador. Este equipo convierte señales digitales en analógicas y viceversa. Los módem se utilizan para enviar datos digitales a través de las redes analógicas como la telefónica o en sistemas inalámbricos.

Módem String. Las cadenas de módem permiten tener ajustes modificados para requisitos particulares de los módems. Estos ajustes permiten fijar parámetros de las comunicaciones para cada medidor y tipo de comunicación específica configurando secuencias de cadenas de módem para cada medidor. Esto significa que se pueden tener tantos ajustes de la cadena de módem como medidores en el sistema. Se pueden fijar baud rate (velocidad), data bits (bits de datos), stop bits (bits de parada) y parity (paridad) del módem.

Operador de red. Es la empresa de servicios públicos encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional o un sistema de distribución local. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los sistemas de transmisión regional o sistemas de distribución local aprobados por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Protocolo. Establecen una descripción formal de los formatos que deberán presentar los mensajes para poder ser intercambiados por equipos de cómputo, además definen las reglas que ellos deben seguir para lograrlo.

PT. Sigla utilizada para hacer referencia a los transformadores de potencia.

Red de área local (LAN). Es un tipo de arreglo para comunicación de datos a alta velocidad (típicamente en rango de los Mbits/s) en donde todos los segmentos del

medio de transmisión (cable coaxial, pares trenzados, o fibra ópticas) están circunscritos a una región geográficamente reducida.

RS-232. Abreviación de Recommended Standard-232C, una interfaz estándar aprobada por Electronic Industries Alliance (EIA) para la conexión de dispositivos seriales. En 1987, la EIA lanzó una nueva versión de la estándar y cambio el nombre a EIA-232-D. Y en 1991, la EIA trabajo en equipo con Telecommunications Industry association (TIA) y publico una nueva versión estándar llamado EIA/TIA-232-E. Algunas personas, sin embargo, siguen llamándolo RS-232C o sólo RS-232. Casi todos los módems tienen EIA-232 estándar y más computadores personales tienen un puerto EIA-232 para conectar un módem u otro dispositivo.

Sistema de distribución local. Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un área de comercialización.

Sistema de transmisión regional. Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Usuario regulado. Es aquel que esté definido como tal por la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

RESUMEN

La División Gestión Comercial de la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P es la encargada del control, análisis y facturación del consumo de los grandes clientes.

Para ello utiliza un sistema de recolección remota de datos (telemetría) por medio de la línea telefónica convencional la cual constituye el método más fácil y económico, pero tiene por desventaja la no presencia en zonas rurales, por lo que también se trabajaba con un sistema celular a través de las plantas análogas de Comcel y Movistar para solucionar la comunicación en estos sitios donde no existía la presencia de la red telefónica convencional.

La necesidad de este proyecto se debe a que los operadores celulares Comcel y Movistar decidieron cambiar la tecnología de sus sistemas de comunicaciones de análoga a digital dejando sin telemedición los predios que utilizaban este sistema por lo que ELECTROHUILA centró sus esfuerzos en la búsqueda de alternativas que, sin utilizar la línea telefónica, se logre restablecer la comunicación con el centro de control ubicado en sus instalaciones.

Inicialmente se realizaron pruebas con un sistema de comunicación basado en un módem celular Enfora SA-GL 1218 en los predios que necesitaban el servicio, determinando que este sistema lograba que los usuarios que se encontraban sin acceso remoto pudieran ser telemedidos desde la central.

Una vez culminadas las pruebas se decidió realizar este proyecto con el fin de efectuar la configuración de cada uno de los dispositivos que son parte de la arquitectura del sistema, así como la inclusión de cada uno de ellos al software para recolección de datos PrimeRead utilizado por la empresa, solucionando así los problemas de desplazamiento de personal de la empresa a sitio para la toma de lecturas.

ABSTRACT

The Division of Commercial Management of the ELECTRIFICADORA OF HUILA S.A E.S.P is responsible for the monitoring, analysis and billing the consumption of the big clients.

For it, there uses a system of remote data collection (telemetry) through conventional telephone line which is the easiest and economic method, but has for disadvantage that does not attend it in rural zones for what also one was working with a cellular system across the analogous plants of Comcel and Movistar to solve the communication in these places where there isn't presence of conventional telephone network.

The need for this project is required because cellular operators like Comcel and Movistar decided to change the technology of their communications systems from analogous to digital leaving their clients without telemetry system, so ELECTROHUILA focused their work in the search for alternatives to restore the communication without using the telephonic line with the control center located at its premises.

Initially tests were done by a communication system based on an Enfora SA-GL 1218 cellular modem in the lands that they needed service determining that this system managed by users who were without remote access could be read from central.

After tests, it was decided to undertake this project in order to make the configuration of each of the devices that are part of the system architecture and the inclusion of each software for data collection PrimeRead used by the company to solve the problems of personnel displacement from company to the site for making reading.

INTRODUCCIÓN

Durante décadas las empresas de servicios públicos han visto el valor de realizar la lectura automática de los medidores, de tal forma que el proceso de facturación del consumo sea menos intrusa para el cliente y menos costosa para la empresa prestadora del servicio.

Ahora las empresas están reconociendo que la recolección de datos de medidores de manera automática es más frecuente y sin retrasos, que aumenta la eficiencia operativa y que ofrece oportunidades innovadoras para el servicio al cliente.

ELECTROHUILA S.A. - E.S.P. es una empresa dedicada a la generación¹, distribución² y comercialización de energía eléctrica, principalmente en la región sur de Colombia. En lo que a comercialización se refiere, además de cumplir con las actividades de compra y venta de energía, orienta sus esfuerzos hacia la expansión del mercado, modernización e infraestructura tecnológica y a lograr la recuperación y control de las pérdidas de energía.

La División Gestión Comercial de ELECTROHUILA S.A. – E.S.P. se encarga de la facturación y supervisión de los grandes clientes, los cuales están divididos en dos clases: los clientes regulados destacados y los clientes no regulados (en este grupo se incluye al alumbrado público).

Un cliente no regulado es el que puede negociar libremente la tarifa para el suministro de electricidad con el comercializador que desee, debido a que supera un límite de consumo establecido. A este usuario se le llama no regulado precisamente porque sus tarifas no dependen de lo dispuesto por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), sino que son fijadas mediante un proceso de negociación entre éste y el comercializador. Es importante aclarar que la CREG, por medio de resoluciones, establece los límites de consumo necesarios para acceder a la condición de no regulado. Entre lo establecido por la CREG están: tener un promedio de consumo de 55.000 kw/h al mes durante los últimos seis meses o una demanda máxima de potencia instantánea de 100 kw.

¹ ELECTROHUILA S.A.-E.S.P en la actualidad cuenta con tres microcentrales de generación de energía eléctrica que son las Íquira I, Irruirá II y La Pita.

² Suministra el servicio de energía al departamento del Huila y permite la conexión del departamento de Caquetá a través del circuito 115 KV Betania-Altamira, adicionalmente suministra energía a algunos sectores de los departamentos de Cauca y Tolima.

Los clientes no regulados tienen un manejo diferente, por lo que la lectura de su consumo se realiza de manera automática utilizando fundamentalmente el sistema de telemedición mediante la red telefónica; además, deben cumplir con un proceso de generación de reportes, de acuerdo con la resolución 006 de 2003 de la CREG, la cual establece que los agentes comercializadores deben reportar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) la demanda horaria, precisada a través de los medidores que para esta función se tienen dispuestos dentro de cada una de sus fronteras, durante las 72 horas siguientes al día de operación³.

Con el fin de cumplir esta norma, es necesario que las lecturas se hagan de manera más eficiente, pues actualmente los técnicos deben desplazarse a zonas rurales donde no existen líneas de telefonía convencional para realizar la interrogación de los medidores, perdiendo tiempo y dinero.

Por esta razón se hace necesario implementar un sistema GSM/GPRS de telemedición que permita que los usuarios que no poseen lectura remota de sus medidores puedan ser indagados en cualquier momento desde el centro de control, teniendo en cuenta que la efectividad de este sistema ha sido comprobada por pruebas realizadas a 12 predios⁴.

Durante este proceso, también fue necesario incluir estos clientes dentro del software de lectura remota de medidores PrimeRead, adquirido recientemente por ELECTROHUILA S.A E.S.P, con el fin de minimizar el tiempo de recolección de información y algunos procesos de facturación, al proporcionar la base para la creación de herramientas que permitan optimizar la gestión comercial de los usuarios no regulados por disponer de la información centralizada y en tiempo real.

³ Tomado de la resolución 006/2003 de la CREG, Artículo seis, Agentes comercializadores

⁴ Pruebas realizadas por Mónica Andrea Buendía durante la realización de su proyecto de grado.

1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

La liberación del mercado de energía eléctrica se ha desarrollado con el objetivo de regular la contratación (demanda) de acuerdo con la generación.

Para ello en el mercado se liquida la energía con un precio para cada hora, por lo que se hace obligatoria para los grandes consumidores la instalación de equipos de telemetría con registros horarios, de tal forma que el comercializador pueda ajustar de manera rápida la demanda real de sus clientes, evitando así sobrecostos por desvío de consumo.

Actualmente, ELECTROHUILA S.A. – E.SP. tiene un sistema de gestión y lectura de medidores remotos de los clientes no regulados que funciona a través de la red telefónica. Esta red es muy útil y económica, pero hay lugares en el área rural que no cuentan con ella, por lo que se debe realizar una lectura manual directamente en el predio al que se le está prestando el servicio.

Este tipo de lectura, aunque es confiable, genera pérdidas de tiempo y dinero debido a la necesidad del técnico de desplazarse desde la empresa hasta el sitio de medición, al mismo tiempo que reduce la eficiencia en la presentación de informes sobre el consumo, al no contar con la información en tiempo real.

Para solucionar esto se propuso el uso de las redes GSM/GPRS de los operadores de telefonía móvil Comcel y Movistar, las cuales poseen un alto nivel de tecnología y una excelente confiabilidad.

Como los medidores de energía eléctrica almacenan el consumo de la misma en sus memorias internas, una vez sea requerida la información, será enviada a través de la red GSM/GPRS al centro de control para su registro y almacenamiento en un computador, el cual cuenta con un software de interrogación universal especial llamado PrimeRead que permite su análisis y por medio del cual se establece la comunicación.

Como primera fase del proyecto se efectuaron las pruebas pertinentes en cada uno de los 12 predios a los que se les realiza actualmente la lectura de forma manual, utilizando módems Enfora SA-GL 1218 a través de las redes de los dos operadores y se determinó que el sistema GSM/GPRS permite solucionar estos problemas de recolección de información en sitios remotos.⁵

⁵ Fase realizada por Mónica Andrea Buendía como requisito de grado.

La segunda fase de este proyecto tuvo como objetivo la conexión de los equipos instalando un módem celular en la central de lectura que llamaremos base y un módem remoto en cada uno de los predios en los que se encuentran ubicados los contadores.

Estos módems fueron configurados de tal forma que se realice la correspondiente comunicación e instalados en 11 de los 12 clientes no regulados a los que se les realizaron las pruebas preliminares junto con los demás equipos necesarios para la correcta interconexión.

Una vez culminada la instalación de los equipos se realizaron todas las pruebas, adecuaciones y modificaciones de forma que el sistema funcionara de manera satisfactoria y lo más autónomamente posible.

También se realizó la correspondiente inclusión de estos usuarios en el sistema de lectura remota a través del software de interrogación universal PrimeRead, adquirido por ELECTROHUILA S.A – E.S.P. con el cual se logran minimizar los procesos al interrogar todas las clases de contadores con que cuentan los usuarios y al generar informes según las necesidades propias de la empresa, agilizando no sólo los procedimientos técnicos sino también los administrativos, presentando la información en tiempo real.

Luego de finalizada la instalación, configuración y puesta en marcha del proceso de telemetría GSM/GPRS para clientes no regulados se analizó de manera integral el sistema de telemedición, es decir, tanto para los usuarios a los que se les realiza la lectura a través de módems telefónicos convencionales como de los que poseen módems GSM/GPRS, dando a conocer las fallas más frecuentes y las recomendaciones para solucionarlos por medio de un documento llamado “Manual de mejoramiento y mantenimiento para la telemedición de los clientes no regulados”⁶.

Todos los procesos citados en este documento y realizados en el transcurso de esta pasantía fueron planteados con el fin general de establecer un sistema de telemetría compacto, oportuno y lo más automatizado posible, de manera que los usuarios y el personal a cargo de la generación de facturas y control del consumo puedan contar con la información actualizada y que además se reduzca el número de visitas a los sitios donde se encuentran instalados medidores por parte de los revisores, disminuyendo los gastos de la empresa por este concepto.

⁶ Este manual fue entregado a la ELECTRIFICADOTA DEL HUILA S.A. E.S.P

2 MARCO TEÓRICO

2.1 COMPONENTES DE SISTEMA ELÉCTRICO

Cuando se oprime el botón de arranque de una computadora, o de un motor, los componentes del sistema eléctrico interactúan para que el fluido eléctrico active los dispositivos que usted desea. La electricidad es el factor “mágico” que sustenta la vida moderna. Desde 1882 no ha existido desarrollo tecnológico o científico en el que ésta no participe de alguna forma.

Los sistemas eléctricos se integran en cuatro funciones básicas:

- 1) Generación de electricidad.
- 2) Transmisión de la electricidad.
- 3) Distribución a los diversos consumidores
- 4) Comercialización (medición y cobro) de la electricidad al consumidor final.

2.1.1 Generación. Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica, una unidad térmica o turbinas de combustión conectada al Sistema Interconectado Nacional.

La Electrificadora del Huila S.A.-E.S.P. nace hacia el año de 1947, en la actualidad cuenta con tres microcentrales de generación que durante años han sido soporte fundamental en la producción de energía, en el territorio surcolombiano, éstas son Iquira I, Iquira II y La Pita.

2.1.2 Sistema de transmisión. Las funciones de las líneas de transmisión son:

- a) Transportar la electricidad de los centros de generación a las subestaciones de distribución
- b) Conectar los subsistemas de generación y distribución.

Los componentes de una línea de transmisión son tres: conductores, estructuras o torres instaladas para soportar los conductores y aisladores.

Los sistemas de corriente alterna que operan mundialmente son trifásicos: tres conductores y uno llamado tierra. En cada línea de transmisión se observan tres

conductores y uno con menor aislamiento, denominado cable de guarda, en las estructuras que tienen doble circuito se observarán seis conductores y doble hilo de guarda.

2.1.3 Sistema de distribución. Una vez transmitida la electricidad en grandes voltajes y distancias, se requiere acercarlo a los consumidores.

La distribución en un sistema eléctrico cumple con dos funciones:

- a) Transportar la electricidad de las subestaciones o puntos de entrega de las líneas de transmisión a las subestaciones que a su vez la reparten a los centros de consumo.
- b) Entregar la electricidad a cada consumidor.

La Electrificadora del Huila suministra el servicio de energía al departamento del Huila y permite la conexión del departamento de Caquetá a través del circuito 115 KV Betania - Altamira, adicionalmente suministra energía a algunos sectores de los departamentos de Cauca y Tolima.

Para lograr la cobertura se cuenta con 37 subestaciones a 34.5 KV y 5 de 115KV; en cuanto a las líneas de 115 KV la empresa cuenta con 170 kilómetros de red construidas en operación. La cobertura de las redes de la empresa es del 99 por ciento en el área urbana y 85% en el área rural del departamento del Huila.⁷

2.1.4 Comercialización. Esta función consiste en:

- * Seleccionar la tarifa y el voltaje de entrega a los consumidores.
- * Medir la energía que consumen los usuarios.
- * Facturar y cobrar el servicio de suministro eléctrico.
- * Diseñar y realizar estrategias de comercialización.

El negocio de comercialización desarrollado por ELECTROHUILA S.A E.S.P, además de cumplir con las actividades de compra y venta de energía eléctrica, orienta sus esfuerzos hacia la expansión de su mercado, modernización y mejora de su infraestructura tecnológica y a lograr la recuperación y control de las pérdidas de energía.

En la actualidad el negocio de comercialización en el mercado regulado del departamento del Huila (37 municipios) atiende 226.000 clientes que demandan

⁷ Tomado del Portafolios de servicios de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P

435 Gwh/año. El mercado no regulado atiende aproximadamente a 82 clientes, con una demanda anual de 134 GWh, de los cuales el 31 por ciento se atiende fuera del departamento del Huila.

2.2 TELEMEDICIÓN

Las empresas comercializadoras de energía eléctrica necesitan supervisar el consumo de sus clientes desde la oficina central.

Para lograr esto, estas empresas recurren a la utilización de un sistema de teledicida. La teledicida (telemetría) es la aplicación de las telecomunicaciones que permite indicar o registrar automáticamente medidas a cierta distancia del instrumento de medida.

La telemetría no sólo permite a la empresa comercializadora de energía eléctrica supervisar el consumo al contar con la información en tiempo real, sino que también evita que el personal de revisión tenga que desplazarse a lugares de difícil acceso o a zonas lejanas al sitio de operación, reduciendo así los gastos que esto implicaría.

La transmisión de la información de consumo hacia el centro de control se puede hacer utilizando los siguientes sistemas y medios de comunicación:

- Sistema telefónico convencional (dos módem y el par telefónico).
- Sistema de radiofrecuencia (VHF-UHF).
- Sistema Celular (dos módem y la red GSM/GPRS)
- Sistemas satelitales
- Líneas de transmisión de energía eléctrica
- Fibra óptica

2.3 REDES Y COMUNICACIONES

La posibilidad de poder comunicarse en cualquier momento y desde cualquier lugar que se necesite o se desee, independientemente de que el usuario se encuentre en un lugar fijo o en movimiento, ha sido desde siempre uno de los principales objetivos de cualquier sistema de telecomunicaciones.

2.3.1 Comunicación por radio. La movilidad en las telecomunicaciones ha estado asociada, fundamentalmente, a la utilización de la transmisión por radio.

El desarrollo de las comunicaciones por radio fue iniciado por Marconi, Tesla y otros personajes del siglo pasado, cuyos fundamentos teóricos fueron establecidos por Maxwell y Hertz en el siglo XIX.

Las primeras comunicaciones vía radio fueron las del servicio telegráfico, por parte de Marconi en 1896. La primera transmisión de voz por este medio se debe también al inventor Italiano, en 1916.

Sus primeras aplicaciones estuvieron ligadas a las comunicaciones marítimas. El hundimiento del Titanic en 1912, supuso un gran impulso para el desarrollo de la radiotelegrafía inalámbrica. Los primeros sistemas de telefonía inalámbrica fueron instalados en Detroit en 1921 para el departamento de policía; se trataba de una red unidireccional para la distribución de información. En 1936 se instaló en Nueva York una red unidireccional también para la policía que operaba en la banda de 2 MHz. Otro sector que ha impulsado el desarrollo de los sistemas de radio ha sido el militar.

2.3.2 Comunicación móvil. El crecimiento que ha mostrado la telefonía móvil en los últimos años tiene su explicación en diversos motivos: la actualización tecnológica de las redes de los operadores, la proliferación de nuevos servicios y el abaratamiento de las comunicaciones debido a la fuerte competencia que acontece en la gran mayoría de los países.

En este contexto de expansión, las comunicaciones vía telefonía celular han ido sustituyendo a las tradicionales de voz fija.

A su vez, los fabricantes de terminales y dispositivos de comunicación celular incorporan nuevas tecnologías con funcionalidades para la transmisión de datos, lo cual posibilita a los operadores prestar nuevos servicios basados en datos móviles.

2.3.3 Comunicación semimóvil. Se considera una tecnología de comunicación semimóvil aquella con la cual se puede establecer un enlace inalámbrico de comunicación con protocolo IP (punto a punto o punto multipunto) con procesos de logística y operación reducido; es decir, que los tiempos de instalación y puesta a punto son reducidos comparados con otros sistemas como el enlace mediante fibra óptica.

Por otra parte, tienen la ventaja de brindar a sus usuarios un enlace de comunicación en sitios donde las tecnologías tradicionales no están disponibles.

2.3.4 Redes celulares

2.3.4.1 GSM. Global System for Mobile communications (Sistema Global para las Comunicaciones Móviles), formalmente conocida como "Group Special Mobile" (GSM, Grupo Especial Móvil).

Se define como aquel servicio portador constituido por todos los medios de transmisión y conmutación necesarios para enlazar a voluntad dos equipos terminales móviles mediante un canal digital que se establece específicamente para la comunicación y que desaparece una vez que se ha completado la misma.

El estándar fue creado por la CEPT y posteriormente desarrollado por ETSI como un estándar para los teléfonos móviles europeos, con la intención de desarrollar una normativa que fuera adoptada mundialmente. El estándar es abierto, no propietario y evolutivo. Es el estándar predominante en Europa y es el más utilizado en el resto del mundo.

GSM tiene cuatro versiones principales: GSM-850, GSM-900, GSM-1800 y GSM-1900. GSM-900 (900 MHz) y GSM-1800 (1,8 GHz) son utilizadas en la mayor parte del mundo, salvo en Estados Unidos, Canadá y el resto de América Latina, donde se utilizan las bandas de GSM-850 y GSM-1900 (1,9 GHz), ya que en EE.UU. las bandas de 900 y 1800 MHz están ya ocupadas (por los militares).

Inicialmente, GSM utilizó la frecuencia de 900 MHz, pero después las redes de telecomunicación pública utilizaron las frecuencias de 1800 y 1900 MHz, con lo cual es habitual que los teléfonos móviles de hoy en día sean tribanda.

En GSM una conexión se puede dedicar tanto a voz como a datos. Una llamada de voz utiliza un codificador GSM específico para transmitir el sonido sobre un enlace digital de 9600 bps a la estación base; mientras en una conexión de datos, permite que el usuario utilice el móvil como un módem de 9600 bps. Las implementaciones más veloces de GSM se denominan GPRS y EDGE, también denominadas generaciones intermedias o 2.5G.

2.3.4.2 GPRS. Es considerada la generación 2.5, entre la segunda generación (GSM) y la tercera (UMTS). Proporciona altas velocidades de transferencia de datos (especialmente útil para conectar a Internet) y se utiliza en las redes GSM.

GPRS es sólo una modificación de la forma de transmitir datos en una red GSM ya que se pasa de la conmutación de circuitos (en GSM donde el circuito está permanentemente reservado mientras dure la comunicación aunque no se envíe

información en un momento dado) a la tecnología de conmutación por paquetes, en la que la información se transmite en pequeñas ráfagas de datos a través de una red basada en IP, por lo tanto, GPRS permite conectar equipos y sistemas a redes IP, como por ejemplo, Internet.

Un usuario GPRS sólo usará la red cuando envíe o reciba un paquete de información, todo el tiempo que esté inactivo podrá ser utilizado por otros. Otra ventaja de la conmutación de paquetes es que, al ocuparse los recursos sólo cuando se transmite o recibe información (el resto de tiempo las frecuencias quedan libres para ser utilizadas por otros usuarios), la tarificación por parte del operador de telefonía móvil sólo se produce por la información transitada, no por el tiempo de conexión. Esto hace posible aplicaciones en la que un dispositivo móvil se conecta a la red y permanece conectado durante un periodo prolongado de tiempo sin que ello afecte en gran medida a la cantidad facturada por el operador.

2.3.5 Red de comunicación LATCOM / CWS S.A. Para la correcta realización de este proyecto, se contó con el apoyo de la Empresa Latinoamericana de Comunicaciones (LATCOM S.A.) la cual nos proporcionó uno de los sistemas por medio de los cuales se establece la comunicación.

LATCOM ofrece servicios de valor agregado en integración de aplicaciones móviles, telecomunicaciones, redes, conectividad y seguridad, actualmente es una red de protocolo IP de nivel 2 y 3 que maneja tecnologías de comunicación alambrada e inalámbrica.

Dentro de las alambradas cuenta con fibra óptica y ADSL, y entre la inalámbrica con GPRS, CDMA 1x, CDPD, GSM, WiPLL, vía radio, enlace satelital con conexiones punto a punto y punto multipunto, ofreciendo servicios de banda ancha en las soluciones que lo requieren.

2.3.6 Red de comunicación BISMARCK COLOMBIA S.A. BISMARCK COLOMBIA S.A. es una sociedad anónima cuyo objeto es ofrecer soluciones completas que integren sistemas y comunicaciones inalámbricas de datos que permitan a sus clientes convertir su información en un recurso estratégico al servicio de sus negocios. Trabaja con las redes celulares GSM/GPRS y CDMA para ofrecer servicios de conectividad entre equipos M2M.

Esta empresa nos prestó sus servicios para la realización de todas las pruebas en campo y además fue con la que finalmente se realizó la puesta a punto de la mayoría de los usuarios que se comunican a través de este sistema.

2.4 MEDIDORES

Las empresas de distribución de energía y sus consumidores deben disponer de una exacta y confiable manera de medir y controlar tanto a los consumos como la calidad del servicio que se suministra y se recibe.

Dichos factores originaron la creación de una gran variedad de medidores de energía los cuales poseen memoria no volátil para almacenar datos referidos al comportamiento del sistema, que permiten realizar un seguimiento del mismo.

De acuerdo con su propósito se pueden agrupar de la siguiente manera, teniendo en cuenta que existen medidores que pueden pertenecer a uno o varios de estos grupos:

- Considerando el sistema de la red a través de la cual se utiliza la energía: *Medidores monofásicos y trifásicos* (para tres y cuatro conductores).
- Considerando el tipo de receptor, cuyo funcionamiento influye en la tarifa: *medidores de energía activa, reactiva ó aparente.*
- Considerando el horario de utilización y la máxima carga de corta duración: *medidores de tarifa múltiple y de demanda máxima.*

Los equipos de medición de variables eléctricas deben contar con características técnicas especiales como exactitud en la medición, multifuncionalidad, capacidad de almacenamiento, interconectividad y capacidad de procesamiento.

2.5 HyperTerminal

El HyperTerminal es un programa que se puede utilizar para conectarse con otros equipos, sitios Telnet, sistemas de boletines electrónicos (BBS), servicios en línea y equipos host, mediante un módem o un cable de módem nulo o Ethernet.

Aunque utilizar HyperTerminal como un servicio para tener acceso a información de equipos remotos es una práctica no muy habitual gracias al World Wide Web, sigue siendo útil para configurar módem o examinar la conexión con otros sitios.

2.6 MÓDEM

2.6.1 Fax módem telefónico. Es un dispositivo que permite conectar dos ordenadores remotos utilizando la línea telefónica. Es uno de los métodos más utilizados por su sencillez y bajo costo, además, la gran cobertura de la red telefónica convencional posibilita la casi inmediata conexión de los ordenadores.

La información que maneja el ordenador es digital, es decir, está compuesta por unos y ceros, pero debido a las limitaciones físicas de las líneas de transmisión no es posible enviar información digital a través del circuito telefónico por lo que es necesario adecuar la información por medio de un proceso llamado modulación-demodulación realizado por el módem, en éste se convierten las señales digitales del ordenador en analógicas que pueden transmitirse a través del canal telefónico.

Figura 1: Arquitectura del sistema de comunicación utilizando Fax módem



Referencia: <http://www.monografias.com/trabajos/todomodem/todomodem.zip>

Con un módem se pueden enviar datos a otra computadora equipada con un módem. Esto le permite bajar información desde la red mundial (World Wide Web), enviar y recibir correspondencia electrónica (E-mail) y algunos módems también pueden enviar y recibir datos, como es el caso de los utilizados en este proyecto.

2.6.2 Módem celular Enfora SA-GL. Es un módem GPRS de cuádruple banda de funcionamiento (850– 900– 1800–1900 MHz). Opera bajo plataforma Windows 98 SE, XP, 2000 Professional y ME.

Estos módems presentan la ventaja de ser altamente eficientes en cuanto al manejo de la red, aprovechando todas las características que ofrece GPRS, así como permitir flexibilidad en cuanto a las aplicaciones finales que van a manejar.

Los elementos que lo acompañan son su correspondiente antena (látigo imantada o Yagi si el nivel de señal está por debajo de los 18 dbm) que utiliza un conector de tipo minicoaxial. También vienen con la respectiva fuente de alimentación y la ranura para introducir la tarjeta SIM, esta tarjeta es adquirida a través de LATCOM o de BISMARCK los cuales realizan la activación y facturación del servicio.

Figura 2: Módulo GSM/GPRS SA-GL con su respectiva SIM Card



Referencia: GSM1218 Quad-Band SA-GL User Manual GSM1218PB001MAN

3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Las redes de telemetría se caracterizan por disponer de un alto número de puntos de medida, ubicados a grandes distancias hasta el punto de supervisión (áreas geográficamente dispersas). Los principales elementos de estas redes son:

- Terminal o lugar remoto
- Red de comunicaciones,
- Centro de supervisión y control, y software de supervisión.

3.1 ARQUITECTURA DE LA RED ANTERIOR

Los ocho predios donde se instaló el sistema GPRS inicialmente se comunicaban con el centro de control por medio de la red análoga de Comcel y Movistar (formada por teléfono, batería y módem) al mensualmente cargar tarjetas prepago, pero debido a la decisión que estos operadores tomaron de eliminar su servicio de comunicación análogo y sólo transmitir datos digitalmente, ELECTROHUILA S.A E.S.P decidió recurrir a nuevas tecnologías.

Figura 3: Foto de la arquitectura del lugar remoto utilizada anteriormente

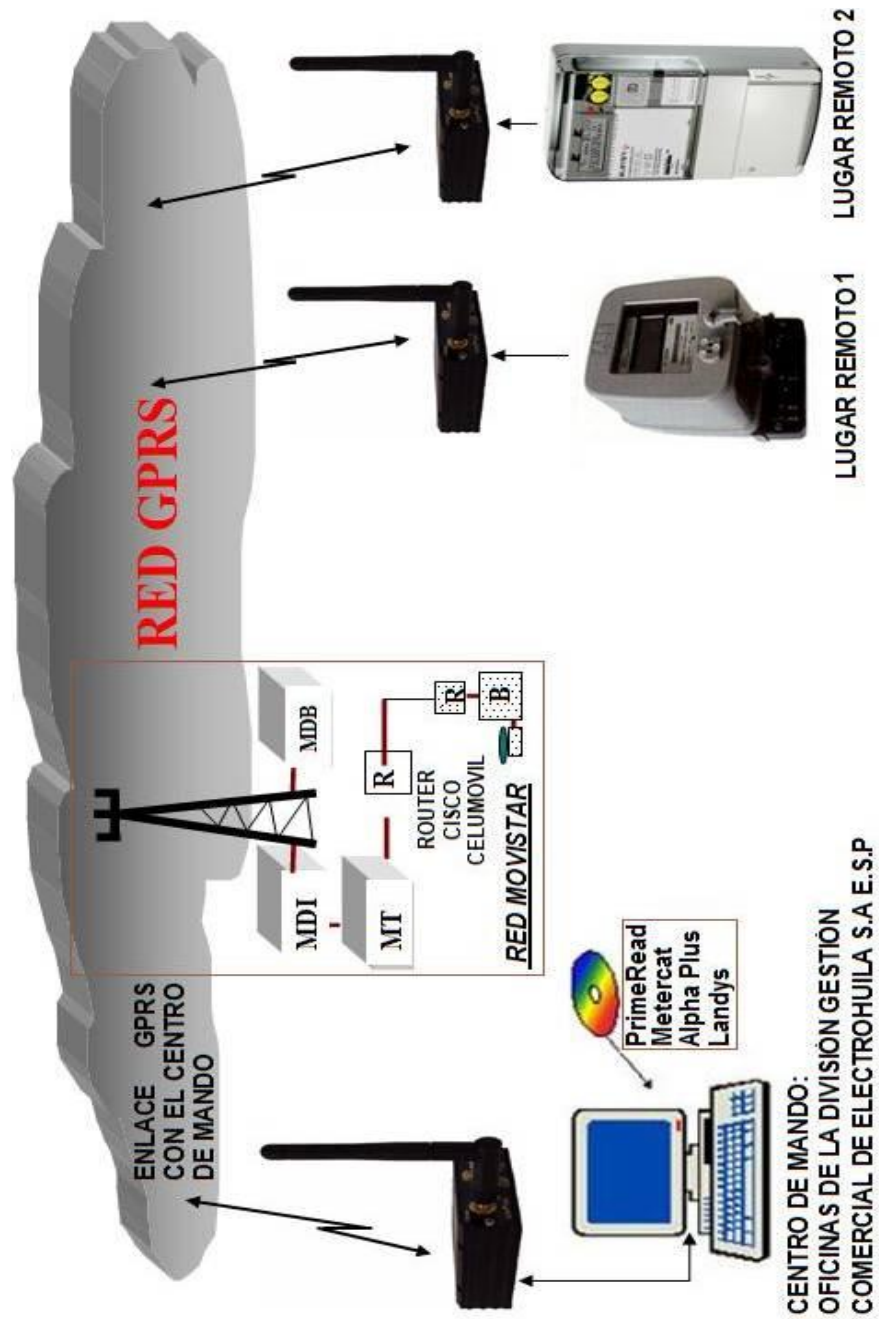


3.2 ARQUITECTURA DE LA CONEXIÓN PROPUESTA

Para la conexión de los equipos se propuso la instalación de un módem GSM/GPRS en la central de lectura y un módem GPRS en cada uno de los sitios remotos (predios de los clientes no regulados). En la siguiente figura se observa la

situación propuesta para la conexión por medio de la red GPRS de MOVISTAR entre la central y cada lugar remoto.

Figura 4: Arquitectura del sistema de Telediagnóstico GSM/GPRS



Referencia: Gráfica formada con información suministrada por BISMARCK

3.3 DESCRIPCIÓN DEL LUGAR REMOTO

El lugar remoto corresponde al sitio donde se encuentra ubicado nuestro usuario a teledir⁸. En nuestro caso, el lugar remoto son las fincas: San José, La Virginia, San José 'Carlos Tovar', El Azuceno, Las Palmas, La Ladrillera Andina, Comepez, Finca Pérez, Finca La Colorada y Ecopetrol Andalucía. Estos sitios están formados por un medidor electrónico y un módem celular Enfora, por medio de los cuales se establece la comunicación.

A continuación se dan a conocer los resultados de las pruebas realizadas en cada uno de los sitios en el momento de realizar la puesta a punto. Estas pruebas son fundamentales para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

Tabla 1: Resumen de Pruebas e instalación de los módem Enfora Yagi

CLIENTE	UBICACION	NIVEL DE SEÑAL	ANTENA UTILIZADA	PRUEBAS EN CAMPO	PRUEBAS EN EL CENTRO DE CONTROL
FINCA LA VIRGINIA	Municipio de la Jagua	17.99 dBm	Yagi de 12 dBm	Software Metercat 1.9	Metercat 1.9***
COMEPEZ	Municipio de Guacirco	17.375 dBm*	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
FINCA EL AZUCENO	Municipio de Tesalia	15.143 dBm*	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
FINCA LAS PALMAS	Municipio de Tesalia	27.6 dBm*	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
FINCA SAN JOSÉ	Municipio de Aipe	25.25 dBm*	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
LADRILLERA ANDINA	Municipio de Guacirco	26.5 dBm*	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
FINCA SAN JOSÉ "CARLOS T"	Municipio de Yaguará	24.0 dBm *	Yagi de 12 dBm	No se realizaron**	Metercat 1.9 y PrimeRead
ECOPETROL ANDALUCÍA	Municipio de Baraya	15.99 dBm	Yagi de 12 dBm	Software Metercat 1.9	Metercat 1.9***
FINCA PÉREZ	Municipio de Aipe	28.0 dBm	Antena magnética del modem Enfora	Software Metercat 1.9	Metercat 1.9 y PrimeRead
FINCA LA COLORADA	Municipio de Guacirco	15.0 dBm	Antena magnética del modem Enfora	Software Metercat 1.9	El cliente no ha instalado la antena Yagi

* Promedio de señal resultante de un seguimiento por nueve días con ayuda del soporte de BISMARCK. Este seguimiento se encuentra en la Tabla 2.

** No se realizaron ya que el computador portátil utilizado en este proceso sufrió un daño en la pantalla. Sólo se instaló el sistema y las pruebas de señal y de comunicación se realizaron en el centro de control con la ayuda del soporte de BISMARCK.

*** No se logró realizar pruebas con el software PrimeRead ya que este presentó una serie de inconvenientes de nivel de password y de tamaño de información los cuales ya se solucionaron.

⁸ La palabra teledir hace referencia a la acción de acceder remotamente al medidor

Tabla 2: Resumen de Pruebas e instalación de los módem Enfora Yagi

DIA/MES/AÑO	LA VIRGINIA	FINCA SAN JOSÉ	COMEPEZ	LADRILLERA ANDINA	LAS PALMAS	EL AZUCENO	SAN JOSÉ "CARLOS T"	ECOPETROL ANDALUCÍA
11-Sep-07	19,0*	Se instalo modem	Se instalo modem	Se instalo modem				6,0**
12-Sep-07	20,0	26,0	17,0	26,0				6,0
13-Sep-07	19,0	26,0	19,0	27,0	28,0***	13,0***	24,0***	6,0
14-Sep-07	19,0	25,0	17,0	27,0	28,0	14,0	24,0	6,0
18-Sep-07	19,0	25,0	17,0	26,0	28,0	16,0	24,0	17,0
19-Sep-07	19,0	25,0	17,0	27,0	27,0	14,0	24,0	17,0
20-Sep-07	19,0	25,0	17,0	26,0	27,0	16,0	24,0	17,0
21-Sep-07	19,0	25,0	17,0	26,0	27,0	16,0	24,0	9,0
24-Sep-07	19,0	25,0	18,0	26,0	27,0	17,0	24,0	9,0
PROMEDIO:	19,1	25,25	17,375	26,5	27,6	15,143	24,0	11,142

* Se instaló el 30 de Agosto del 2007

** Se instaló el 16 de Agosto del 2007

*** Día en que se instalaron (13 de Septiembre del 2007)

3.3.1 Especificaciones y elementos del lugar remoto. Para implementar el sistema GSM/GPRS para la telemetría de clientes no regulados ubicados en áreas donde no se cuenta con línea telefónica fija es necesario contar básicamente con el medidor, el módem celular y una antena.

3.3.1.1 Medidores. La Electrificadora del Huila cuenta actualmente con diferentes marcas de medidores electrónicos, ubicados en los diferentes predios. Estos son:

- Elster A1800
- ABB I y II
- Landis And Gyr
- Siemens MaxSys
- EMH Elgama
- Actaris SL7000
- Schumberger
- Nansen Spectrum

Para nuestro caso, se trabajó con los medidores ABB Alpha II (en la finca San José 'Carlos Tovar') y Elster A1800 (en las demás predios). A estos medidores previamente se les configura la conexión remota de tal manera que se pueda establecer la comunicación con los módem celulares. Esta configuración consiste en adecuar la velocidad de comunicación a 19200, que es la que soportan los módem y cambiarle el string de comunicación, entre otras acciones.

Figura 5: a) Medidor Elster A1800; b) Medidor ABB Alpha



Fuente: a) www.elsterelectricity.com b) <http://www.cag.net/subseccion.asp?id=6>

Las características físicas y de funcionamiento de los medidores se encuentran en el **ANEXO B**.

Cabe aclarar que según las pruebas realizadas, al trabajar con los medidores ABB Alpha II sólo es posible utilizar el sistema GSM/GPRS si posee una versión igual o superior a la 2005.

3.3.1.2 Fax módem y módem Enfora. ELECTROHUILA S.A E.S.P posee dos tipos de módem; el telefónico (módem Robotics) y el celular (módem Enfora).

FAX MODEM U.S. ROBOTICS V.92 56K*

El cual es compatible con los sistemas operativos Windows 95, 98, Me, NT, 2000 y XP. Este módem se utiliza todas las noches para realizar la comunicación con los módem telefónicos remotos ubicados en cada uno de los predios que utilizan la línea telefónica convencional. Su conexión al computador central es a través del puerto serial.

ENFORA SAGL 1218:

Es un módem externo que trabaja en modalidad Full Duplex, es decir, permite la comunicación inalámbrica en dos vías. Es útil en los lugares donde no es posible utilizar líneas telefónicas. Su conexión al computador se hace a través de un cable serial RS232 DB9.

Para poder utilizar este módem se debe contar básicamente con un nivel de señal teóricamente igual o superior a 15 db aunque en la práctica se recomienda que sea de 17 dB en adelante. La configuración del módem, de acuerdo con el tipo de medidor y de comunicación, se realiza utilizando el HyerTerminal y los comandos AT que éste soporta.

3.3.1.3 Resultado de las instalaciones

ECOPETROL ANDALUCÍA

El primer paso consistió en cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 229872, que no es compatible con el sistema de telemedición celular, por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830187.

Una vez realizado esto, se procedió a configurar el módem celular con IP 12.33.15.229 del operador COMCEL utilizando el HyperTerminal y los comandos AT que este soporta de tal manera que se asegurara la transmisión. Hecho esto, se realizó la prueba de nivel de señal la cual arrojó como resultado 15.99 dBm

Posteriormente, se instaló el módem conectando la antena Yagi de 12 db que se encuentra en el predio, la respectiva alimentación DC y el cable de transmisión serial que une el módem y el medidor.

Después, se efectuaron las pruebas de comunicación con resultado exitoso utilizando el software propietario del medidor Elster A1800 el Metercar 1.9.

Al llegar al centro de control, ubicado en las oficinas de ELECTROHUILA S.A E.S.P, se realizó una prueba de comunicación más utilizando nuevamente el software Metercat 1.9 ya que el software multi-vendor PrimeRead no funcionó por lo que se necesitó instalar posteriormente un 'parche' para solucionar el problema ('parche' proporcionado por Primestone, empresa proveedora del PrimeRead).

FINCA LA VIRGINIA

El primer paso consistió en cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 000007 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830181.

Para la implementación del sistema en este predio se efectuó el mismo procedimiento que en Ecopetrol Andalucía y el nivel de señal que se obtuvo fue de 17.99 dBm con comunicación remota exitosa.

FINCA EL AZUCENO

El primer paso que se realizó fue cambiar el medidor ABB Alpha II versión 1999 número 168242 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830182.

Una vez realizado esto, se efectuó la instalación de módem celular con IP 10.56.79.4 del operador MOVISTAR previamente configurado conectando la antena Yagi de 12 db que se encuentra en el predio, la respectiva alimentación DC y el cable de transmisión serial que une el módem y el medidor.

En el sitio no se realizó la prueba de comunicación debido a daños en el PC portátil pero al llegar al centro de control se realizaron dos pruebas de comunicación, una utilizando el software Metercat 1.9 y otra utilizando el PrimeRead.

Figura 6: Fotos de la instalación del sistema.



FINCA PALMAS

El primer paso que se realizó fue cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 207491 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830190.

Para la instalación del modem celular con IP 10.56.79.5 del operado MOVISTAR se efectuó el mismo procedimiento que en la finca El Azuceno y el nivel de señal promedio que se obtuvo fue de 27.66 dBm

COMEPEZ

Como en este predio se tiene un Elster A1800 versión 2006 número 5784752 el cual es compatible con el módem Enfora no fue necesario realizar ningún cambio.

Para la instalación del modem celular con IP 10.56.79.3 del operado MOVISTAR se efectuó el mismo procedimiento que en la finca El Azuceno y el nivel de señal promedio que se obtuvo fue de 17.375 dBm

FINCA SAN JOSÉ

El primer paso que se realizó fue cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 231408 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número.

Para la instalación modem celular con IP 10.56.79.6 del operado MOVISTAR se efectuó el mismo procedimiento que en la finca El Azuceno y el nivel de señal promedio que se obtuvo fue de 25.25 dBm

LADRILLERA ANDINA

El primer paso consistió en cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 229793 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830188.

Para la instalación del modem celular con IP 10.56.79.7 del operado MOVISTAR se efectuó el mismo procedimiento que en la finca El Azuceno y el nivel de señal promedio que se obtuvo fue de 26.5 dBm

FINCA SAN JOSÉ 'CARLOS TOVAR'

Como en este predio se tiene un medidor ABB Alpha II versión 2005 número 232573 el cual es compatible con el módem Enfora no se realizó ningún cambio.

La instalación del modem celular con IP 10.56.79.5 del operado COMCEL se realizo de la misma forma que en la finca El Azuceno y el nivel de señal promedio que se obtuvo fue de 24 dBm. Cabe aclarar que no ha sido posible la comunicación remota debido a problemas de programación los cuales se resolverán con ayuda del proveedor más adelante.

FINCA PÉREZ

Como en este predio se tiene un Elster A1800 versión 2006 número 5784614 el cual es compatible con el módem Enfora no fue necesario realizar ningún cambio.

Una vez realizado esto se procedió a configurar el módem celular utilizando el HyperTerminal y los comandos AT que éste soporta. Hecho esto, se realizó la prueba de nivel de señal la cual arrojó como resultado 18 dBm

Posteriormente, se efectuó la instalación de módem con IP 172.33.22.117 del operador COMCEL conectando la antena magnética que viene con él, la respectiva alimentación DC y el cable de transmisión serial que une el módem y el medidor. Después se efectuaron las pruebas de comunicación con resultado exitoso utilizando el software propietario del medidor Elster A1800 el Metercat 1.9.

Al llegar a las centro de control ubicado en las oficinas de ELECTROHUILA S.A E.S.P se realizaron dos pruebas de comunicación más, una utilizando nuevamente el software Metercat 1.9 y otra utilizando el software multi-vendor PrimeRead.

FINCA LA COLORADA

El primer paso consistió en cambiar el medidor ABB Alpha II versión 2002 número 231408 por el medidor Elster A1800 versión 2007 número 6830189.

Para la instalación del modem con IP 172.33.22.131 del operador COMCEL se efectuó el mismo procedimiento que en la finca Pérez teniendo en cuenta que en este predio se dejó instalada la antena que viene con el módem Enfora, por lo que es necesario que el usuario instale una antena Yagi para incrementar la señal y hacer posible la comunicación remota. El nivel de señal más alto que se obtuvo fue de 15 dBm (generalmente es 10 dBm)

ASOJUNCAL

Debido al tipo de medidor que se encuentra instalado (Siemens) se demoraron un poco más las pruebas y, al finalizar la práctica, se dejó instalado un módem remoto con IP 172.33.22.130 del operador COMCEL y uno base (IP 172.33.22.134 del operador COMCEL) configurados y listos para funcionar faltando únicamente cambiar el cable directo que este posee por uno cruzado.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIONES

3.4.1 Especificaciones y elementos de la red de comunicaciones. Las comunicaciones móviles de datos resultan de la fusión de las telecomunicaciones con la informática o telemática, como a veces se le llama, esta unión aumenta la rentabilidad y la calidad de los servicios de transporte.

Para que se pueda implementar el sistema de telemedición celular es necesario que se logre establecer la correcta comunicación entre los sistemas.

Para ello debe existir cobertura del operador elegido, esta cobertura se debe observar no sólo con la presencia de antenas repetidoras en el municipio donde se instale el sistema, sino también con el nivel de señal en el sitio exacto, ya que la existencia de una repetidora cerca no siempre es suficiente cuando el terreno donde se desea instalar el sistema no es plano.

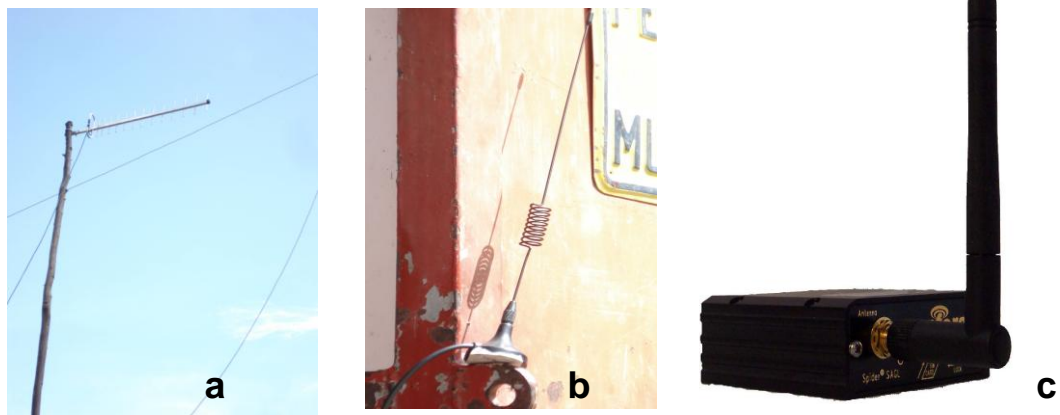
3.4.1.1 Antenas. Una antena es un dispositivo capaz de emitir o recibir ondas de radio, está constituida por un conjunto de conductores diseñados para radiar (transmitir) un campo electromagnético cuando se le aplica una fuerza electromotriz alterna.

Para el correcto funcionamiento del sistema se utilizaron dos tipos de antenas: la antena que viene con los módem Enfora y algunas antenas Yagi que se encuentran en cada uno de los predios para amplificar el nivel de señal.

ANTENAS DE LOS MÓDEM ENFORA:

De acuerdo con el operador celular con que se haya realizado la compra se cuenta con dos tipos de antenas.

Figura 7: a) Antena Yagi b) Antena magnética del Enfora de LATCOM c) Antena del Enfora de BISMARCK



La antena suministrada por LATCOM es una antena látigo imanada (figura 7b). Estas antenas (magnéticas) usan el componente de un campo electromagnético, en contraste a la antena normal (ejemplo: dipolo, Yagi, vertical) que resuena sólo en el componente eléctrico.

La antena suministrada por BISMARCK es la que se observa en la figura 7c. Esta antena cuenta con una impedancia nominal de 50 Ohms y tiene una ganancia entre 0-2 dB, posee un conector minicoaxial hembra.

ANTENAS YAGI:

Antena ideada por el japonés Hidetsugu Yagi, un ingeniero eléctrico. Se trata de una antena en la cual los elementos irradiantes y los elementos parásitos se montan sin aislamiento. Normalmente las antenas utilizadas en los lugares remotos poseen una ganancia de 12 dB (ver figura 7a).

3.4.1.2 Protocolos de comunicación IP, TCP y UDP. Para lograr que la información de consumo que se encuentra en la memoria interna del medidor del lugar remoto sea enviada al centro de control, los módem celulares utilizan el protocolo IP de la capa de red y el TCP y UDP de la capa de transporte.

PROCOLO IP ("Internet Protocol, protocolo de Internet)

Es un protocolo de la capa de red encargado de enlazar las diferentes piezas del Internet. (FDDI, RDSI, X.25, líneas dedicadas, Ethernet, líneas telefónicas, etc)

Cada máquina de la red Internet tiene una dirección IP única. Una dirección IP es un número de 32 bits que normalmente se escribe como cuatro enteros entre 0 y 255 separados por puntos (192.112.36.5), esta dirección permite el encaminamiento de la información a través de la Internet.

En la terminología de comunicaciones el protocolo IP define una red de conmutación de paquetes donde la información se fragmenta en pequeños trozos o paquetes (más o menos 1500 caracteres) que se envían independientemente por la red. Cada paquete es enviado con la dirección del ordenador destino de forma independientemente de los demás por la red hasta alcanzar su destino.

Figura 8: Formato del datagrama IP

0				10				20				30																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1
VERS				HLEN				Tipo de servicio				Longitud total																			
Identificación										Bandrs				Desplazamiento de fragmento																	
TTL				Protocolo				CRC cabecera																							
Dirección IP origen																															
Dirección IP destino																															
Opciones IP (si las hay)																Relleno															
Datos																															
...																															

Referencia: <http://www.saulo.net/pub/tcpip/a.htm>

PROTOCOLOS DE LA CAPA DE TRANSPORTE:

La capa de red transfiere datagramas entre dos ordenadores a través de la red utilizando como identificadores direcciones IP. La capa de transporte añade la

noción de *puerto* para distinguir entre los muchos destinos dentro de un mismo *host* especificando la aplicación específica que recogerá el mensaje.

a) TCP (Transmission Control Protocol, protocolo de control de transmisión)

En su tránsito por distintas redes y equipos encaminadores puede ocurrir que haya paquetes IP que se pierdan, lleguen duplicados o con errores. El protocolo TCP se encarga de subsanar estas posibles deficiencias al fragmentar la información y numerar cada uno de estos paquetes de manera que el receptor de la información pueda ordenarlos al recibirlos. Para pasar esta información a través de la red, TCP utiliza un sobre identificado con el número de secuencia de cada paquete. Los paquetes TCP se envían a su destino, independientemente unos de otros, utilizando el protocolo IP.

En la parte receptora, el TCP recoge el paquete, extrae los datos, y los pone en el orden correcto. Si algunos desaparecen, el receptor le pide al transmisor que retransmita los paquetes de nuevo. Cuando toda la información recogida está en su orden, se pasan los datos a la capa de aplicaciones.

Este protocolo es:

- Orientado a conexión. Es necesario establecer una conexión previa entre las máquinas antes de transmitir algún dato. A través de esta conexión los datos llegarán a la aplicación destino; finalmente, es necesario cerrar la conexión.
- Fiable. La información que envía el emisor llega de forma correcta al destino.

Figura 9: Formato del datagrama TCP

0										10										20										30									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Puerto TCP origen																				Puerto TCP destino																			
Número de secuencia																																							
Número de acuse de recibo																																							
HLEN					Reservado					Bits código					Ventana																								
Suma de verificación																				Puntero de urgencia																			
Opciones (si las hay)																									Relleno														
Datos																																							
...																																							

Referencia: <http://www.saulo.net/pub/tcpip/b.htm>

b) UDP (User Datagram Protocol, protocolo de datagrama de usuario)

Establecer una conexión TCP requiere gran cantidad de información en las cabeceras de los paquetes y en consecuencia retrasos en la transmisión; si se necesita enviar un paquete y no se quiere una precaución en el reparto del mismo se puede usar otro protocolo más simple, este es el caso del protocolo (UDP).

UDP es más simple que el TCP porque no se preocupa de mensajes que se pierdan, mantener el orden en los paquetes que se envían, etc. UDP se usa para programas que sólo envían mensajes cortos, y pueden reenviar el mensaje si una respuesta no se produce en período corto de tiempo.

UDP utiliza el protocolo IP para transportar sus mensajes. No añade ninguna mejora en su calidad de la transferencia pero incorpora puertos origen y destino en su formato de mensaje.

Este protocolo es:

- No orientado a conexión. No se establece una conexión previa entre equipos.
- No fiable. Los mensajes UDP pueden perderse, duplicarse o llegar desordenados a su destino.

Figura 10: Formato del datagrama UDP

0										10										20										30									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Puerto UDP origen																				Puerto UDP destino																			
Longitud mensaje UDP																				Suma verificación UDP																			
Datos																																							
...																																							

Referencia: <http://www.saulo.net/pub/tcpip/b.htm>

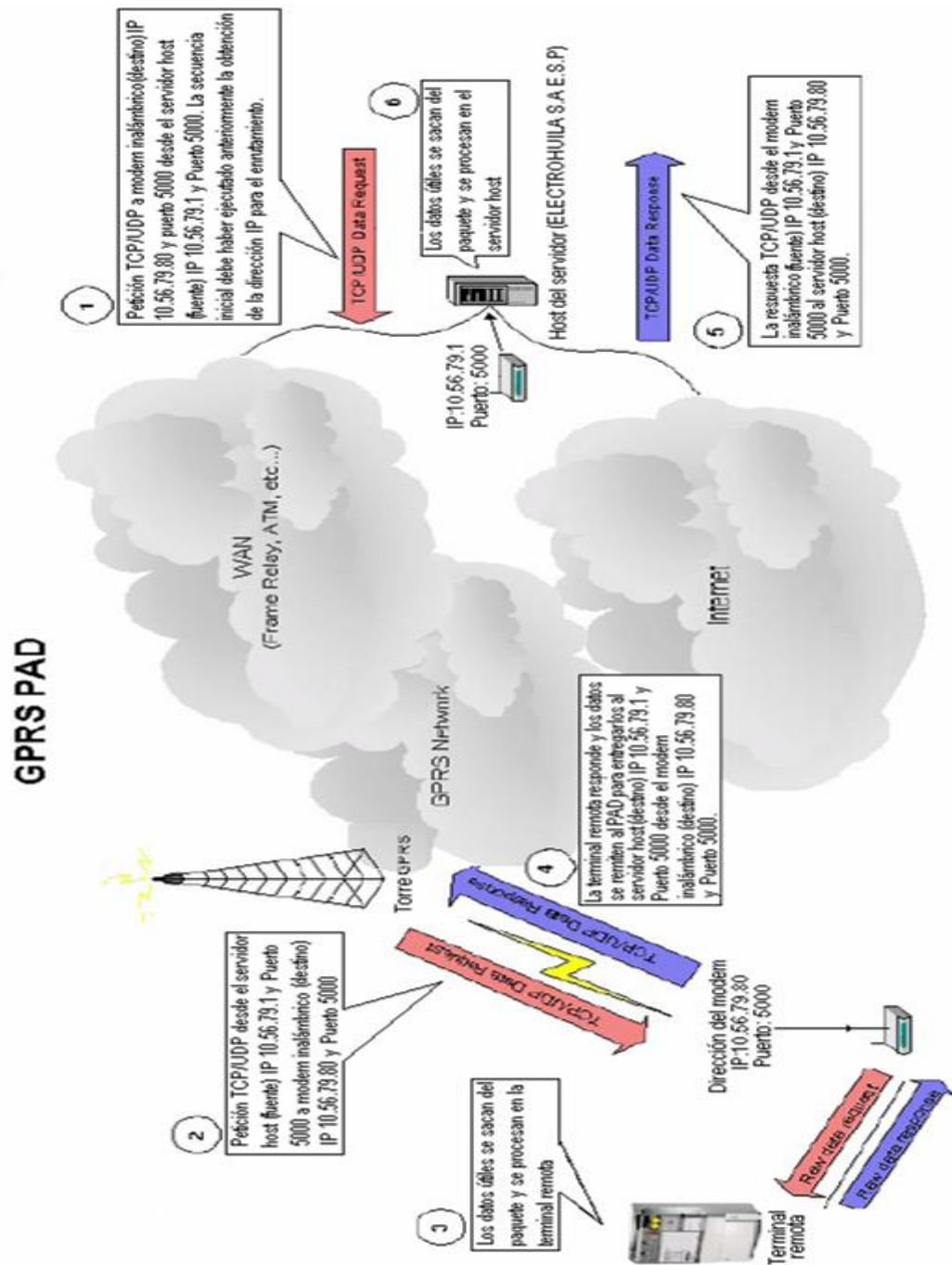
3.4.1.3 Comunicación entre el módem base y el módem remoto. Muchos dispositivos seriales básicos existentes y aplicaciones de soporte de legado pueden sacar provecho de la capacidad de una red de paquetes de datos como la GPRS.

El ensamblador/desensamblador de paquetes PAD (Packet Assembler/Disassembler) interno de los módem celulares Enfora y la interfaz de comandos asociada proveen una arquitectura que puede ser configurada para conexión a un dispositivo lejano. Una vez configurado y conectado, el PAD acepta datos pasados sobre las líneas seriales y empaqueta los datos para entregarlos a la red. Un PAD es necesario en el host de destino para realizar el proceso inverso. El PAD aceptará datos IP sobre la red, desempaquetará los datos y pasará a conectar el dispositivo en el orden inverso. Los protocolos de transporte TCP/UDP son soportados por el PAD (Ver figura 11).

3.4.1.4 Comunicación entre en módem Enfora y el medidor. Una vez analizada los pasos que realizan los módem celulares para comunicarse entre sí, es necesario entender el proceso que, a su vez, se realiza entre el módem celular

y el medidor electrónico al cual se encuentra conectado. Para realizar este análisis se tomará como referencia la arquitectura del medidor Elster A1800.

Figura 11: Arquitectura de la comunicación entre el módem base y remoto.



Referencia: Elaborada con información del manual GSM0000AN011 - PAD Configuration and UseD

ELEMENTOS PRINCIPALES DEL MEDIDOR ELSTER A1800

Microcontrolador. El Microcontrolador realiza diferentes funciones, por ejemplo:

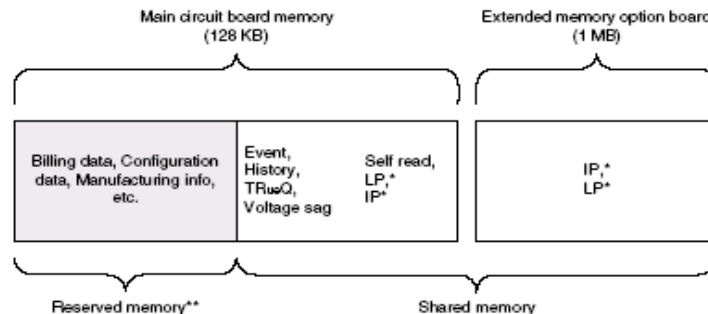
- Se comunica con el DSP y el EEPROM
- Proporciona comunicación serial a través del puerto óptico.
- Proporciona comunicación serial a través de los pórticos remotos.
- Envía pulsos de salida a través del puerto óptico
- Controla la pantalla (LCD)
- Controla cualquier tarjeta electrónica opcional.

EEPROM. El medidor A1800 utiliza una memoria únicamente legible, de borrado programable electrónicamente (EEPROM) para el almacenamiento no volátil de datos de fabricación, configuración y valores de medición de energía.

La EEPROM proporciona almacenamiento de:

- Datos de configuración y facturación
- Todos los datos TOU
- Archivos y Perfiles de Carga
- Constantes
- Uso de la energía
- Demanda máxima y acumulada

Figura 12: Asignación de la memoria del medidor



Referencia: Manual suministrado por Coltavira S.A

Para nuestro análisis, es necesario conocer el concepto de paquetes de datos y perfil de cargas ya que estos son los datos requeridos para la facturación.

Perfiles de carga. Esta opción se utiliza solo para medidores con capacidad de perfiles de carga (designado con el sufijo -L). Los perfiles de carga tienen su propia duración de intervalo, que es configurado independientemente del intervalo de demanda y que debe cumplir las siguientes reglas:

- La duración debe estar entre 1 y 60 minutos (Generalmente 15 minutos).
- El tiempo debe ser divisible dentro de una hora.

Archivos y paquetes de datos. El medidor A1800 registra los siguientes archivos y paquetes de datos en la memoria compartida, de localización dinámica:

- Archivo de Eventos
- Registro histórico

- Auto lecturas
- Archivos de TrueQ
- Perfiles de Carga y de instrumentación
- Archivo de caídas (sags) de voltaje

Todos los grupos de archivos y datos están compartidos en la memoria del medidor. Utilizando el software Metercat 1.9 se puede configurar el espacio a compartir con los diferentes grupos de archivos y datos.

ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La tarjeta principal de circuitos del medidor ALPHA A1800 contiene toda la electrónica que suministra los registros de medición e interfaces de comunicación. La tarjeta de circuitos contiene los siguientes elementos:

- Máquina del medidor, Microcontrolador, EEPROM y fuente de poder.
- Divisores resistivos para los voltajes de las 3 fases.
- Resistencias de carga para los 3 sensores de corriente.
- Cristal oscilador de alta frecuencia y cristal de bajo consumo a 32 kHz (hora).
- Componentes del puerto óptico.
- Interface de la pantalla de cristal líquido (LCD).
- Interfaces de comunicación RS-485; salidas de pulsos y RS-232 que es la utilizada en el sistema de telemetría celular GSM/GPRS.

Interfaz RS232. Designa una norma para el intercambio serie de datos binarios entre un DTE (Equipo terminal de datos) y un DCE (Equipo de Comunicación de datos). Consiste en un conector tipo DB-25 (de 25 pines) o de 9 pines (DB-9) y está diseñada para distancias cortas (15 metros o menos) y velocidades de comunicación bajas.

La interfaz puede trabajar en comunicación asíncrona o síncrona y tipos de canal simplex, half duplex o full duplex. En un canal simplex los datos siempre viajarán en una dirección. En un canal half duplex, los datos pueden viajar en una u otra dirección, pero sólo durante un determinado periodo de tiempo; luego la línea debe ser conmutada antes que los datos puedan viajar en la otra dirección. En un canal full duplex, los datos pueden viajar en ambos sentidos simultáneamente.

SALIDAS DEL MEDIDOR

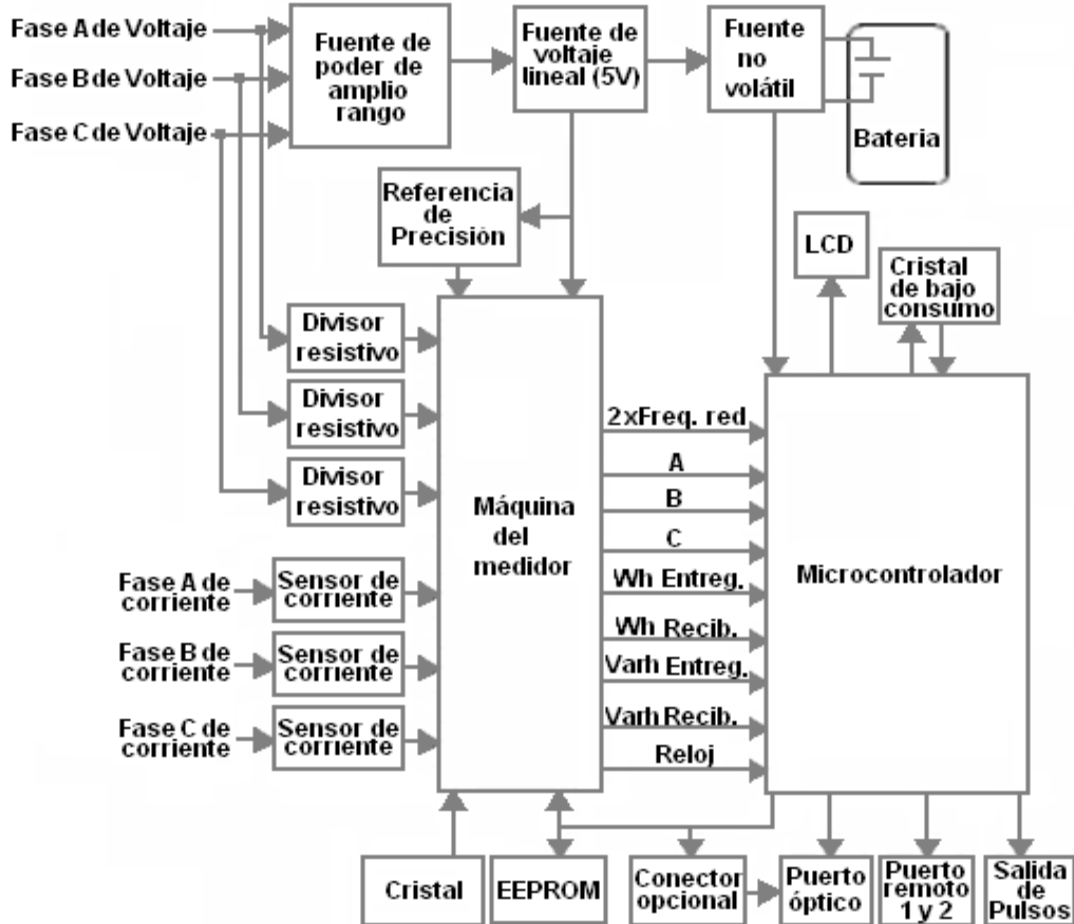
El medidor A1800 soporta hasta 6 relés en su tarjeta principal (4 en la tarjeta principal de circuitos y 2 sobre una tarjeta opcional), dependiendo de las opciones de comunicación a ser utilizadas. Estas salidas son los periféricos que permiten la realización de la telemetría utilizando la interfaz RS232, RS485 y el puerto óptico.

Las velocidades utilizadas para la comunicación por medio de los periféricos son:

- Puerto óptico: 1200 bps a 28.800 bps y protocolos ANSI C12.18 y C12.19

- Puerto serial: 1200 bps a 19.200 bps y protocolos ANSI C12.21 y C12.19

Figura 13: Diagrama de bloques del medidor



Referencia: Basado en el manual del medidor suministrado por Coltavira S.A

Cuando un módem externo recibe la señal para iniciar la indagación del medidor, lo que hace es comprobar la compatibilidad de la comunicación:

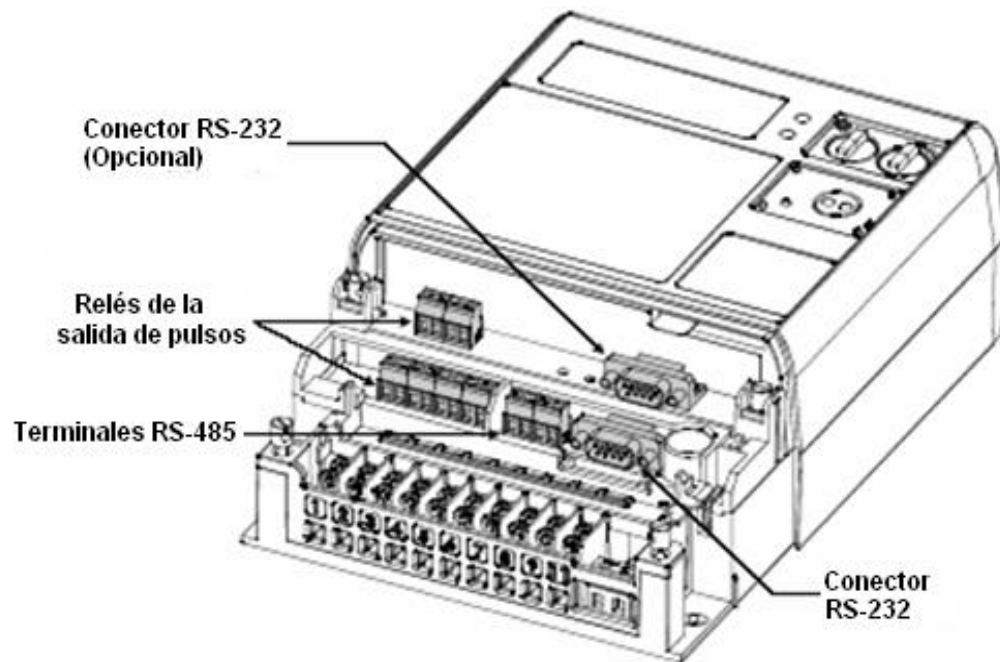
- El medidor recibe una cadena de comandos inicializando la comunicación.
- El módem revisa si el medidor está disponible para iniciar la transferencia de datos y si poseen la misma velocidad de comunicación.
- Se revisa si el módem y el medidor tiene los mismos bits de datos, de parada, de paridad y de control de flujo.
- El módem pregunta al medidor si está disponible para intercambiar información y le solicita abrir el puerto de comunicación.

Si al realizar estas “preguntas” el módem y el medidor poseen los parámetros de comunicación compatibles, se enlazan. En este momento el microprocesador

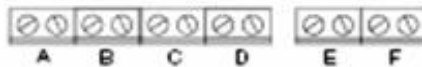
queda a la espera que la aplicación utilizada para la extracción de los datos requeridos le indique que desea.

Cuando se da una orden mediante la aplicación, el microprocesador busca en la memoria del medidor los espacios específicos donde se encuentran guardados los datos que estamos solicitando. Esta comunicación conjunta es la que hace posible la telemetría, de allí la importancia de su compatibilidad.

Figura 14: Salidas del medidor Elster A1800



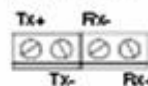
Valores por defecto de los relés de la salida de pulsos.



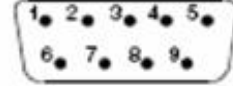
A = Wh del
B = varh del
C = Wh rec
D = varh rec

E = EOI
F = LC

Conector RS-485



Conector RS-232



1 = NC 6 = DSR
2 = Rx 7 = RTS
3 = Tx 8 = NC
4 = DTR 9 = NC
5 = GND

Referencia: Manual suministrado por Coltavira S.A.

3.5 DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

Una vez realizada la respectiva configuración e instalación de los módem y demás elementos de la arquitectura del lugar remoto, se procede a adecuar las aplicaciones del centro de control para permitir el correcto análisis de los datos.

El centro de control es donde se realiza la centralización de las comunicaciones con objeto de recibir y recopilar los datos de consumo registrados por los equipos instalados en el lugar remoto, realizando posteriormente las operaciones de tratamiento y gestión de datos que permitan la facturación de estos consumos.

Las operaciones básicas a realizar en el centro de control serán:

- Recepción de datos del consumo de la energía eléctrica de cada cliente en un lapso de tiempo fijo, de acuerdo con la programación del medidor; utilizando para ello los software necesarios.
- Recopilación de los datos de consumos mediante la comunicación con el concentrador de información del sistema de telemetría celular (Enfora SA-GL) y telefónico (Fax módem U.S. Robotics V.92 56K*).

Para completar la infraestructura de apoyo para la operación del mercado no regulado, una vez que se cuenta con los medidores adecuados para censado y envío de los valores de las variables eléctricas relevantes para el mercado y con la red de telecomunicaciones adecuada para el transporte de la información entre los participantes, se requiere de sistemas informáticos en el centro de control.

Estos sistemas informáticos deben tener capacidad para recibir, concentrar, clasificar, almacenar ordenadamente y procesar en tiempo real los datos adquiridos mediante la telemedición, también deben permitir el acceso a los datos medidos para propósitos de control de la red eléctrica y regulación, entre otros.

3.5.1 Elementos del Centro de Control

3.5.1.1 HyperTerminal. El proceso de comunicación utilizando la red celular exige que sea configurado el módem Enfora. Esta configuración es posible utilizando la herramienta del HyperTerminal junto con los parámetros AT.

A continuación se describirán los pasos necesarios para abrir el HyperTerminal configurando parámetros como tipo de conexión, puerto, velocidad de comunicación, entre otros, que permitirán la correcta comunicación entre los módem Enfora que posee ELECTROHUILA S.A E.S.P. Se debe tener en cuenta que esta configuración es única, pues debe coincidir con los parámetros del dispositivo que envía los datos al puerto serie.

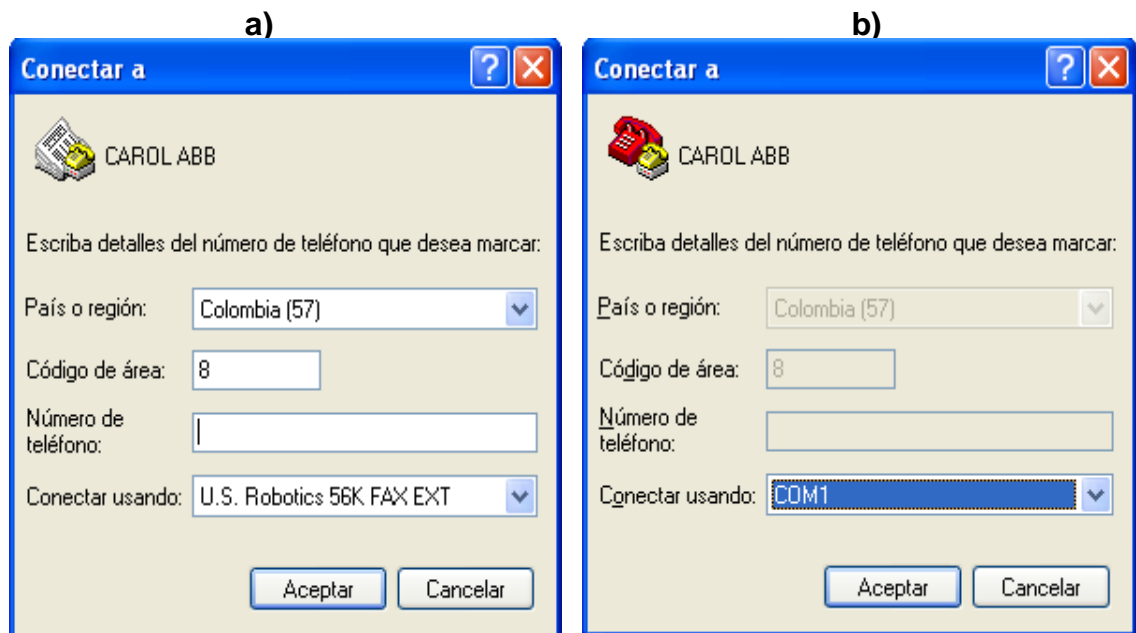
CONFIGURACIÓN DEL HyperTerminal

Lo primero que debemos hacer es abrir el HyperTerminal, para ello, utilizamos la ruta: Inicio/Programas/Accesorios/Comunicaciones/HyperTerminal y se visualiza:

Figura 15: Descripción de la conexión: a) Puerto, b) Habilitación del puerto



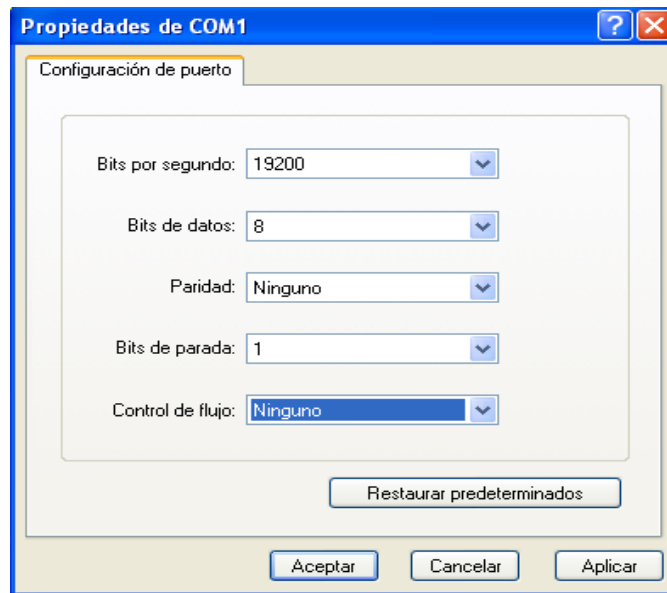
Se escribe un nombre para la conexión y se escoge un icono para identificarla. Una vez realizado esto, se da ACEPTAR y aparece la siguiente pantalla donde se cambia la opción “Conectar usando” al puerto deseado (Eje.COM1):



Se pulsa en ACEPTAR y aparece la pantalla de configuración de propiedades del COM1, en ella se establece la velocidad de comunicación: 19200 bps, Bits de Datos: 8, Paridad: Ninguna, Bits de Parada: 1 y Control de Flujo: Ninguno.

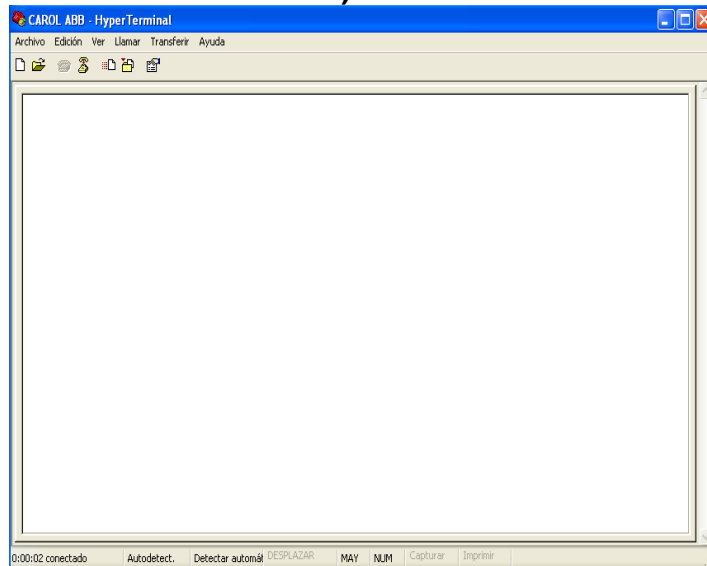
Figura 16: a) Propiedades del Puerto, b) Pantalla principal

a)



Se da ACEPTAR y aparece la pantalla principal del HyperTerminal.

b)



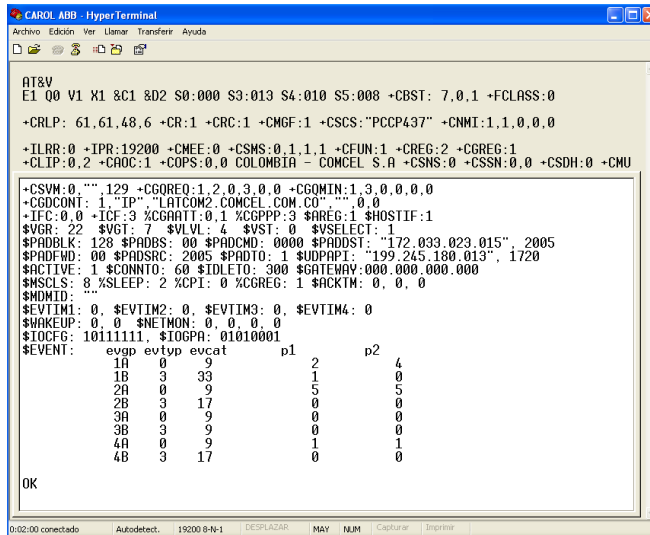
Ahora si procedemos a utilizar los diferentes comandos **AT** para lograr visualizar la información contenida en nuestro módem celular Enfora.

3.5.1.2 Módem celular ENFORA SA-GL. El módem Enfora SA-GL es el módem con el que se realiza la telemedición por medio del sistema celular.

Se debe tener un módem en el centro de comunicación llamado base, el cual se configura junto con los remotos utilizando los comandos **AT**.

El primer parámetro que se utiliza es el **AT&V** que nos permite visualizar la información contenida en el módem conectado por el puerto serial al computador.

Figura 17: Ejemplo de visualización de parámetros en el HyperTerminal



COMANDOS AT BÁSICOS:

A continuación se dará una breve explicación acerca de los principales comandos utilizados por los módem Enfora y de los diferentes formatos que se deben tener en cuenta. Cabe aclarar que debido a que mucha de esta información es de uso exclusivo de ELECTROHUILA, en este documento sólo se dará una explicación general e informativa.

La siguiente es la forma en la cual todos los comandos se deben escribir de acuerdo con la función que deseamos realizar:

- Formato de pregunta:
Se escribe en la pantalla ATx=?, donde x simboliza el comando.
Como respuesta, se visualiza: ATx: (parámetro 1: número 1 – 15)
- Formato de lectura:
Se escribe en la pantalla ATx?, donde x simboliza el comando.
Como respuesta nos dará el valor actual del parámetro: <valor>
- Formato de ejecución:

Se utiliza cuando trabajamos con comandos que no retornan ningún dato. Se escribe en la pantalla ATx, donde x simboliza el comando.

Como respuesta visualizará: ok, error o <valor>

Tabla 3: Principales comandos de ejecución

COMANDO	FUNCIÓN
E1	Es un “eco” que deja observar la información y los comandos que estamos escribiendo.
&F	Reestablece la configuración a parámetros preestablecidos desde la fábrica. Este comando es útil y sólo debe aplicarse en el caso tal que el módem no responda de ninguna manera.
\$RESET	Realiza un reset al módem y lo devuelve a la configuración previamente guardada. Este es muy útil cuando el módem se haya bloqueado por problemas en el enlace o de la red.
&V	Al escribirlo, nos retorna en la pantalla los parámetros actuales existentes en el módem.
&W	Guarda la Configuración presente del módem. Si no se ha guardado y el módem se resetea o se apaga se perderán los cambios realizados y se carga la configuración previamente guardada.
X1	Permite observar la conexión y la dirección IP que tenemos.
+CSQ	Permite observar el Nivel de Señal que se tiene.

- Formato de escritura:
Se escribe en la pantalla ATx=<valor>, donde x simboliza el comando y <valor> el valor del parámetro.
Como respuesta, se visualiza: ok o error

Principales parámetros para la configuración de los módem Enfora:

Tabla 4: Comandos básicos

PARÁMETRO	FUNCIÓN
+CR y +CRC	Parámetros de control de la salida de resultados y de los códigos de salida.
+CGDCONT	Proporciona el APN, el cual es punto por medio del cual tenemos acceso a la red.
+CREG y +CGREG	Se utilizan para registrar el módem a la red GPRS.
+CGQREQ y +CGQMIN	Son los parámetros de calidad de servicio, uno indica el máximo valor posible y otro el mínimo. Estos valores son el resultado de pruebas realizadas por COMCEL.
+HOSTIF:	Permite elegir el protocolo de conexión con el que se desea realizar la comunicación. Estos son: TCP, UDP,

	PPP.
+IFC	Indica si se controla o no el flujo de datos durante la transmisión.
+IPR	Permite establecer la velocidad del puerto serie para poder realizar la comunicación.
\$AREG	Se utiliza para establecer si el módem se autoregistra o no; es decir, si esta esperando a que lo llamen. Este parámetro determina si el módem es central o remoto.
\$IDLETO	Establece el tiempo (en seg.) durante el cual permanecerá el enlace entre los módem sin transferencia de datos antes de que se de por finalizada la comunicación
\$PADBLK	Proporciona el tamaño del Paquete de Datos que se está transmitiendo en el enlace. Por defecto viene configurado a 512 que es el valor máximo.
\$PADTO	Indica el tamaño reservado dentro del buffer para cuando lleguen o se transmitan datos. Si se coloca en 1 no espera para enviar la información, de una vez la transmite.
\$PADSRC	Permite indicar el puerto o Socker por medio del cual se establecerá el enlace. Este valor debe ser el mismo para el módem remoto y central.

Nota: Todos los comandos ingresados por medio del HyperTerminal los antecede el prefijo **AT**.

3.5.1.3 Software propietario. Es cualquier programa informático no libre (que necesita que se adquiera una licencia para su funcionamiento) en el que los usuarios tienen limitadas las posibilidades de usarlo, modificarlo o redistribuirlo (con o sin modificaciones), o que su código fuente no está disponible o el acceso a éste se encuentra restringido.

Dentro del contexto de este documento, los software propietarios son aquellas aplicaciones que se utilizan exclusivamente para configurar, recolectar información y generar informes de la interrogación realizada al medidor para el cual ha sido diseñada. Por ejemplo, el software Metercat 1.9 sólo se puede utilizar para interrogar el medidor Elster A1800, si se intenta leer otra clase de medidor con este software no será posible, ya que los estándares de comunicación no son los mismos.

Los software propietarios con que cuenta la empresa y gracias a los cuales se realizaba anteriormente la lectura de los diferentes medidores de los clientes no regulados son:

Landys: Utilizado para interrogar los medidores Landys and Gyr
MaxCom: Utilizado para interrogar los medidores Siemens
Sangamo Utilizado para interrogar los medidores Schlumberger
Metercat: Utilizado para interrogar los medidores Elster A 1800
SL 7000: Utilizado para interrogar los medidores Actaris
Energis Lite: Utilizado para interrogar los medidores EMH – Elgama
Opticom2K: Utilizado para interrogar los medidores Aldana
Alpha Plus: Utilizado para interrogar los medidores ABB

Estos software se utilizan actualmente para realizar pruebas de comunicación o para interrogar los medidores cuando se está presentando algún problema del cual queremos conocer un poco más de información o errores mostrados en el display.

Los software propietarios utilizados en el sistema de telemedición vía celular son el Metercat 1.9 y el Alpha Plus (medidores Elster A1800 y ABB Alpha II).

3.5.1.4 Software PrimeRead. Es un sistema multiprotocolo diseñado y desarrollado para interrogación remota masiva de medidores electrónicos de energía eléctrica de diferentes marcas y modelos. Todo esto es posible gracias a la compatibilidad que el PrimeRead tiene con los protocolos de comunicación de los distintos fabricantes de medidores electrónicos y a que soporta diferentes tipos de medios de comunicación.

El PrimeRead es el software que se está manejando para realizar la telemetría de los clientes no regulados nuestros y de otro comercializador.

Este software permite minimizar el tiempo de toma de información ya que, una vez programada la hora de lectura y la cantidad de medidores que se van a leer, tan sólo es necesario dar clic en uno de los iconos del módulo *caller.exe* de la aplicación y a la hora programada la aplicación automáticamente iniciará el proceso de toma de lectura.

Por este motivo, ELECTROHUILA S.A E.S.P decidió adquirirlo, minimizando así procesos y actualizándose tecnológicamente.

4 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN EL LAS MICROCENTRALES DE GENERACIÓN IQUIRA I, IQUIRA II Y LA PITA

4.1 IQUIRA I

La microcentral de generación de energía eléctrica cuenta con tres medidores ABB Alpha II versión 2001 clase 0.5 con los cuales no funcionan los módem Enfora por lo que sería necesario instalar medidores Elster A1800.

Además de los medidores mencionados anteriormente, en la microcentral se encuentran instalados tres medidores más. Estos son:

Figura 18: a) CTO IQUIRA, b) CTO TERUEL, c) CTO LA PLATA

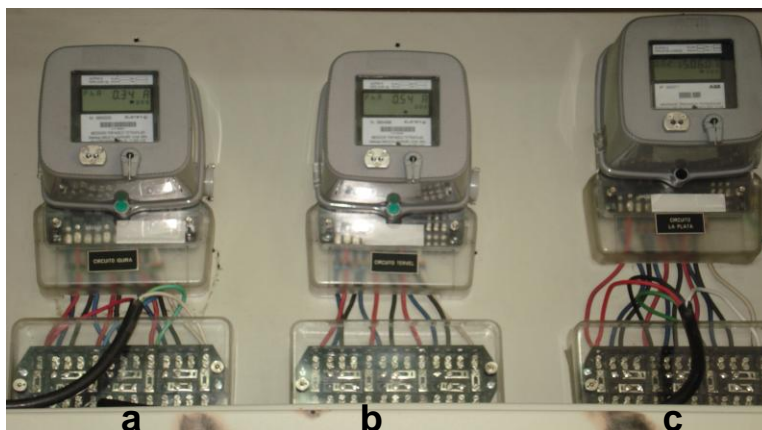


Tabla 5: Clases de Medidores encontrados y parámetros generales

CIRCUITO	MEDIDOR	VERSION	TARJERA DE COMUNICACIÓN
IQUIRA	ABB Alpha II	2005	SIN
TERUEL	ABB Alpha II	2005	SIN
LA PLATA	ABB Alpha II	2004	CON

No se realizaron pruebas de comunicación con el Enfora de Movistar debido a que el modem no logra enlazarse con la red de este operador.

Las pruebas de nivel de señal arrojaron los siguientes resultados:

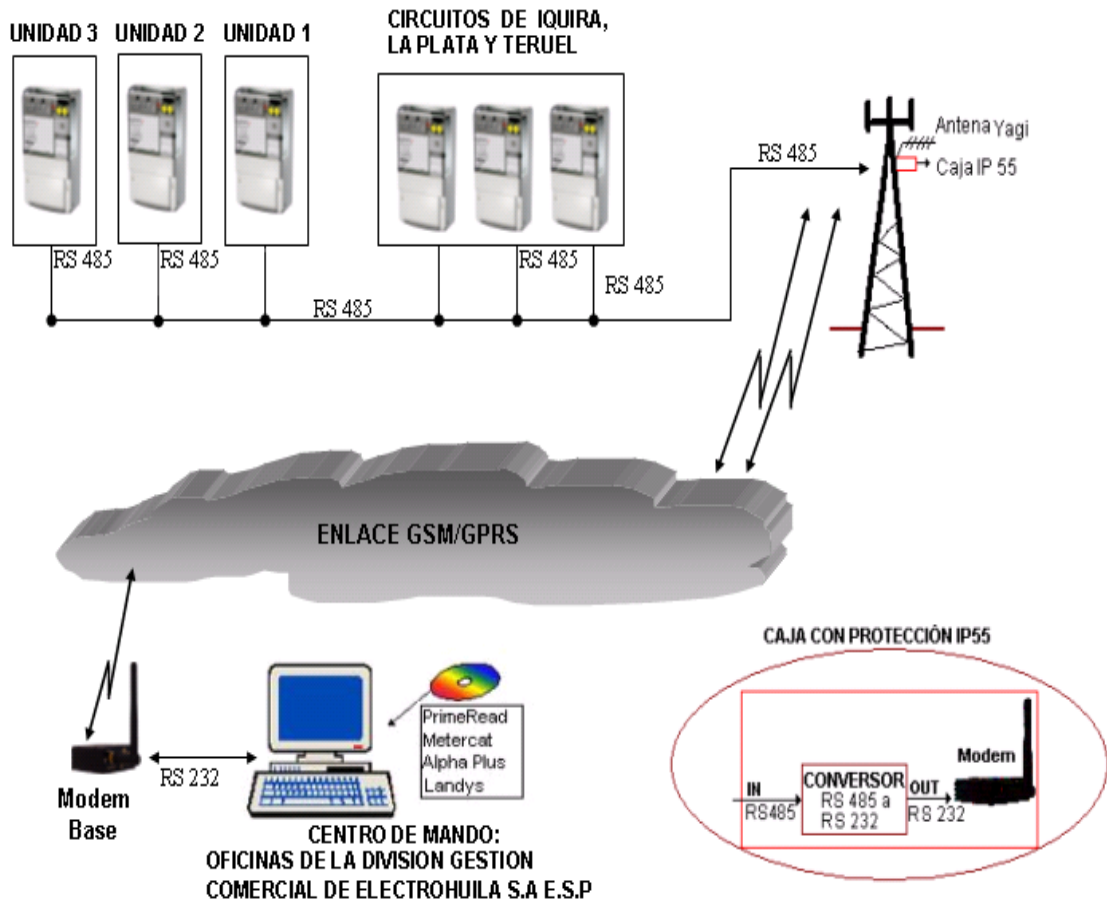
- a) Utilizando las antenas del módem se obtuvo un nivel de señal de 17dbm ubicándola en la ventana.
- b) Utilizando la Antena Magnética propiedad de ELECTROHUILA se obtuvo un nivel de señal de 19dbm ubicándola sobre una de las ventanas.

Con esto se logra determinar que aunque la señal en el sitio mejoro (con respecto a la visita anterior donde el nivel de señal máximo fue de 12 dBm), es necesario ubicar una antena yagi grillada para mejorar la señal.

Las pruebas de comunicación en este lugar no se realizaron debido a la inestabilidad de la señal lo cual hacia que la transmisión se interrumpiera durante el proceso.

4.1.1 Arquitectura de comunicación de IQIRA I

Figura 19: Arquitectura propuesta para Iquira I



Referencia: Información suministrada por Coltavira S.A.

Aprovechando la torre de comunicaciones que existe para los radios, se instalaría en una antena yagi grillada y junto con una caja con protección IP55, en ella se pondrían el módem de comunicación celular Enfora y un conversor de medio RS 485 a RS 232 ya que la red de medidores será con el protocolo RS 485 y el módem celular recibe RS 232.

Dentro de la microcentral se tendría que instalar seis medidores Elster A1800, uno en cada una de las 3 unidades de generación; uno en el circuito La Plata; otro en el circuito Iquira y otro en el circuito Termal.

El Conversor RS485 a RS232 es necesario ya que la red que se implementará para conectar los seis medidores en Iquira I es una RS485. La ventaja de una red RS485 es que permite redes con distancias cercanas a 1000 metros.

Como no es recomendable tener una distancia larga entre la antena de comunicación y el módem celular debido a la atenuación que el cable que las une genera, es necesario colocar el módem cerca a la antena en la torre de radio por lo que la caja IP55 lo protegerá de los factores climatológicos.

4.2 IQIRA II

La microcentral de generación de energía eléctrica cuenta con un medidor ABB Alpha II versión 2001 clase 0.5 con el cual no funcionan los módem Enfora por lo que sería necesario instalar un medidor Elster A1800.

Utilizando las antenas que vienen con los módem celulares, se obtuvo un nivel de señal de 12 dBm y utilizando la antena magnética de ELECTROHUILA aumento a 15 dBm. A pesar de esto, no se lograron realizar las pruebas de comunicación ya que la transmisión se cortaba debido a la inestabilidad de la señal.

Figura 20: Medidor ABB Alpha II versión 2001

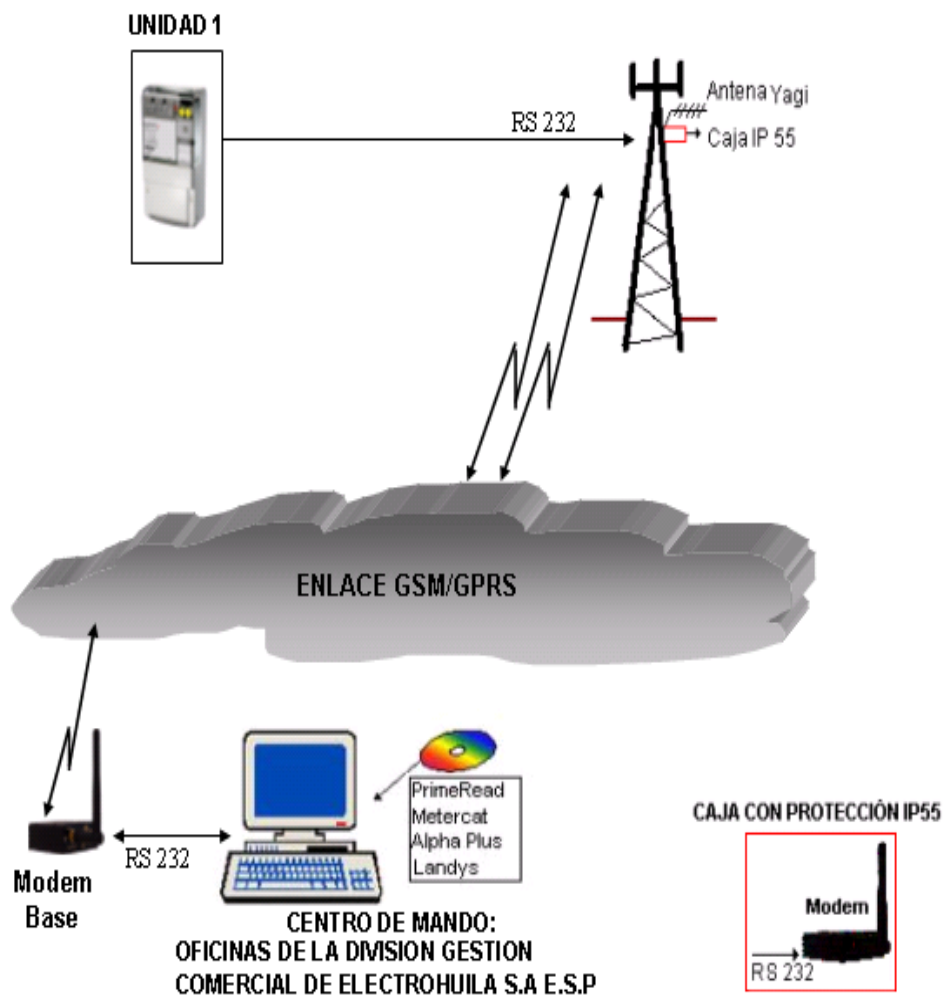


Aunque hay señal, es necesario efectuar la instalación de una antena yagi grillada en la torre de radio de tal manera que se logre aumentar el nivel de señal.

4.2.1 Arquitectura de comunicación de IQUIRA II. Se instalaría en una antena yagi grillada en la torre de comunicaciones de radio que se encuentra en la microcentral y junto con una caja con protección IP55, en ella se pondrían el módem de comunicación celular Enfora.

Dentro de la microcentral se tendría que instalar dos medidores Elster A1800, uno en cada una de las unidades de generación.

Figura 21: Arquitectura propuesta para Iquira II



Referencia: Información suministrada por Coltavira S.A.

Como no es recomendable tener una distancia larga entre la antena de comunicación y el módem celular debido a la atenuación que el cable que las une genera, es necesario colocar el módem cerca a la antena en la torre de radio por lo que la caja IP55 lo protegerá de los factores climatológicos.

4.3 LA PITA

Esta planta de generación está ubicada en el municipio de Garzón y cuenta con dos medidores ABB Alpha II versión 2001 clase 0.5 los cuales no son compatibles con el sistema de telemetría celular por lo que es necesario cambiarlos preferiblemente por un Elster A1800.

Al efectuar las pruebas de nivel de señal se obtuvieron los siguientes resultados:

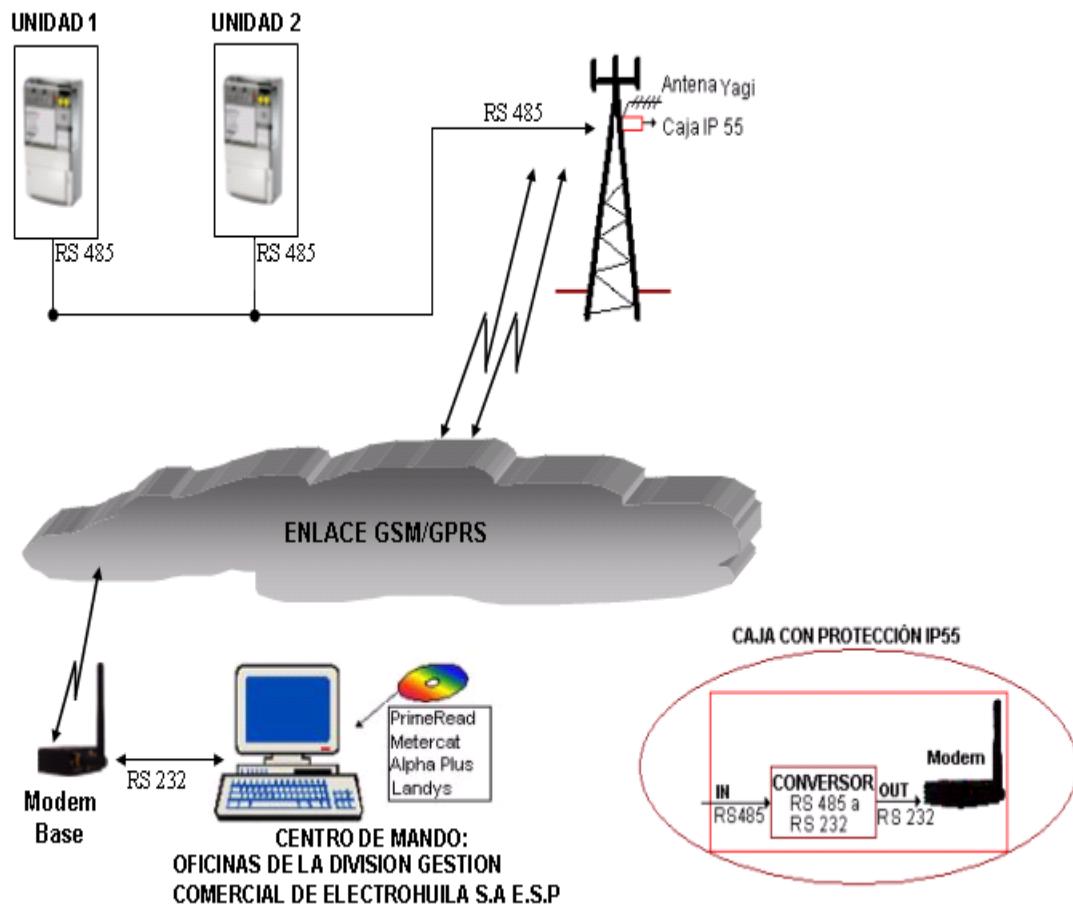
- a) Con el operador MOVISTAR:
 - Con la antena que viene con los módem Enfora: 11 dBm
 - Con la antena magnética de ELECTROHUILA: 13 dBm
 -
- b) Con el operador COMCEL:
 - Con la antena que viene con los módem Enfora: 13 dBm
 - Con la antena magnética de ELECTROHUILA: 14 dBm

De acuerdo con estos resultados, es necesario colocar una antena yagi grillada de tal forma que se logre aumentar el nivel de señal en el sitio mejorando así la comunicación. En cuanto a las pruebas de comunicación, no se efectuaron debido a que el medidor no es compatible con el sistema y la señal es muy inestable.

4.3.1 Arquitectura de comunicación de LA PITA. Aprovechando la torre de comunicaciones que existe para los radios, se instalaría en una antena yagi grillada y junto con una caja con protección IP55, en ella se pondrían el módem de comunicación celular Enfora y un conversor de medio RS 485 a RS 232 puesto que la red de medidores se realiza en protocolo RS 485 y el módem celular recibe RS 232.

Dentro de la microcentral se tendría que instalar dos medidores Elster A1800, uno en cada una de las unidades de generación.

Figura 22: Arquitectura propuesta para la Pita



Referencia: Información suministrada por Coltavira S.A.

NOTA: El conversor y la caja de protección IP55 son necesarios por las mismas razones que se explicaron anteriormente en la arquitectura de la microcentral Iquira I.

5 UN VISTAZO AL PrimeRead

Es una aplicación que permite la recolección de información de parámetros eléctricos. El programa se instala en un servidor desde el cual posibilita (con un sólo programa) la interrogación y procesamiento de información diaria de múltiples marcas y modelos de medidores, teniendo en cuenta las necesidades de las compañías eléctricas, los distribuidores y comercializadores de energía, ofreciéndoles también contar con información precisa, confiable y en tiempo real.

El sistema es robusto y a la vez amigable, para reducir al máximo la curva de aprendizaje de los usuarios, ya que fue diseñado y desarrollado para atender requerimientos de recolección diaria de la medición. Todo esto es realizado gracias a la compatibilidad que el PrimeRead tiene con los protocolos de comunicación de los distintos fabricantes de medidores electrónicos.

5.1 UTILIDADES DEL PrimeRead

Entre las principales características técnicas del PrimeRead podemos citar⁹:

- Es un sistema multiprotocolo, soporta la sincronización de hora de los medidores desde la aplicación, ésta es programable. Permite también la lectura de medidores en sitio, mediante el uso de computadores portátiles.
- Soporta diferentes tipos de medios de comunicación.
- Permite la programación de reportes para generación en forma automática. Estos reportes utilizan la información de la base de datos de perfil de carga, registros o eventos como base de su contenido.
- Tiene análisis de información en forma gráfica.
- Soporta bases de datos SQL Server 2000 y Oracle 10G, las cuales, ambas, trabajan con el sistema operativo de Windows. Estas bases de datos almacena los datos en pulsos, valores de energía y demanda, por lo que los reportes se pueden generar con cualquiera de estos.
- Es un sistema desarrollado completamente en herramienta de 32 bits. La arquitectura del sistema es multinivel y cliente - servidor. El sistema opera

⁹ Tomado de la pagina Web: www.emtechtron.com

sobre base de datos relacional. El sistema es multitarea, por lo cual los procesos son completamente independientes unos de otros. De esta forma, todas las llamadas suceden en forma independiente y simultánea.

- Escalable para crecimiento futuro.

5.2 VENTAJAS OBTENIDAS AL UTILIZAR ESTE SOFTWARE

La ventaja fundamental de esta aplicación radica en el hecho que brinda la posibilidad de indagar y procesar información diaria de múltiples marcas y modelos de medidores con una sola interfaz y una sola programación.

Esto ofrece a los diferentes comercializadores y distribuidores de energía contar con información precisa, confiable y en tiempo real. Además de disminuir los tiempos necesarios para el procesamiento de información.

5.3 MÓDULOS DEL *PrimeRead*

La aplicación cuenta con un conjunto de módulos que la componen y que se encuentran ubicados en el directorio BIN.

5.3.1 Módulo SETUP.exe. Es el módulo encargado de activar el sistema una vez terminada la instalación de la aplicación.

5.3.2 Módulo VALID.exe. Ejecuta las validaciones sobre lecturas en forma manual y automática, permite la edición y el borrado de lecturas.

5.3.3 Módulo UNPACKER.exe. Es el módulo utilizado para desempaquetar o interpretar los datos binarios descargados en el directorio DOWNLOAD por el módulo CALLER, una vez realizada la respectiva llamada al medidor, y enviarlos a la base de datos, en nuestro caso la base de datos está diseñada en Oracle.





5.3.4 Módulo CALLER.exe. Está encargado de todo lo referente al lanzamiento de llamadas a los diferentes medidores; estas llamadas pueden ser manuales,




utilizadas para probar los medidores, verificar comunicación y configuración de canales, o programadas, las cuales se usan para interrogar una lista o un medidor de forma automática, de acuerdo con las necesidades de la empresa.

5.3.5 Módulo BUSINESS.exe. Es el módulo utilizado para hacer el análisis de los datos generados a partir de las lecturas realizadas, permitiendo visualizar los datos de los clientes y generando así reportes y gráficos cuando se desee.

5.3.6 Módulo CONFIG.exe. Su propósito es permitir al usuario introducir en el sistema los datos básicos para la correcta comunicación entre cada uno de los medidores y el centro de control, permitiendo así la recolección de datos. Esta información contiene: puertos de comunicación, registros del medidor, canales del medidor, parámetros de información, etc.

Tabla 6: Tabla de resumen de la forma en que se visualizan y funcionan los módulos

MÓDULO	ICONO	DESCRIPCIÓN
Setup.exe	 Setup	Se utiliza para activar el sistema.
Config.exe	 Config	Controla la parametrización de los clientes, grupos de puertos, medidores, asignación de canales y registros por medidor, criterios de validación por canal y medidor, medios de comunicación, opciones de sincronización de hora y DST por medidor, grupos de medidores, etc.
Caller.exe	 Caller	Permite crear programaciones de llamadas a medidores o grupos de medidores para recolección de datos, seleccionar el tipo de información que será descargada de los medidores, definición de reintentos y frecuencia de reprogramación, sincronización de hora, bitácora de llamadas, llamadas manuales, etc.
Download.exe	 Unpacker	Revisa periódicamente el directorio DOWNLOAD donde se encuentran los archivos binarios con las lecturas descargadas y desempaqueta los archivos para ser leídos por el módulo BAM
		Ofrece múltiples funcionalidades para el análisis de lecturas: Cubos de Decisión, visualización de

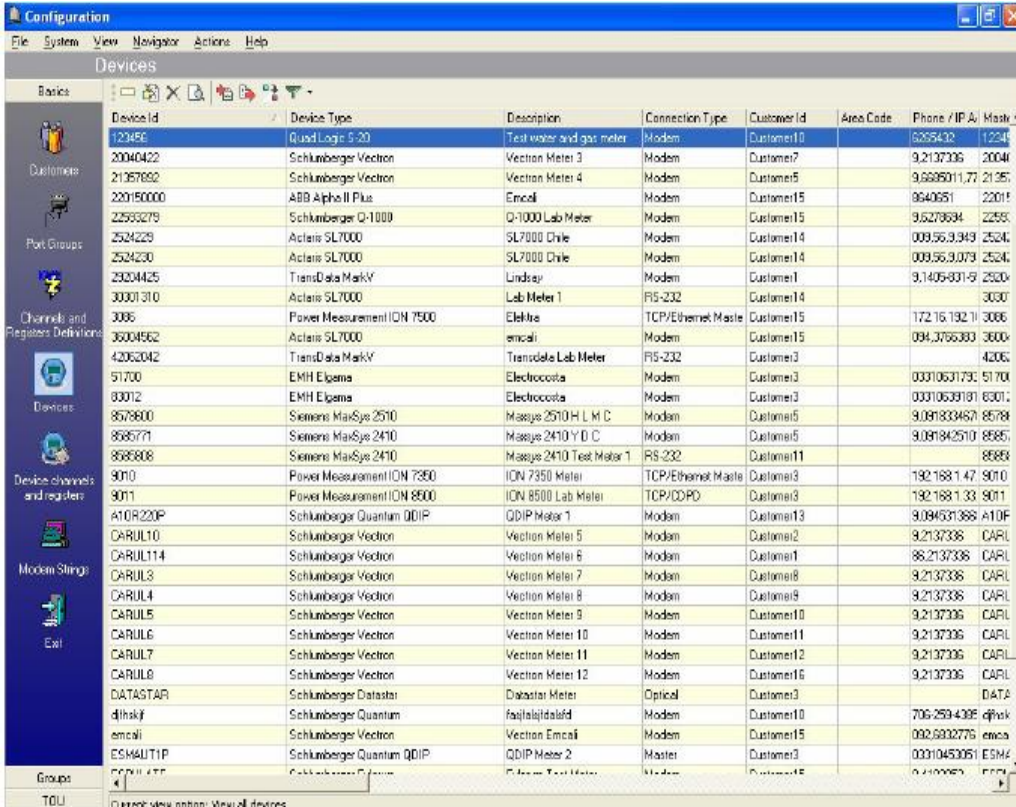
Business.exe		datos en modo grilla, gráficas, creación de filtros para análisis de lecturas de perfil de carga, registros y calidad de energía, reportes manuales o automáticos los cuales pueden exportarse hacia formatos como: Excel, Word, PDF, HTML, ASCII.
Valid.exe		Ejecuta las validaciones sobre las lecturas. Se pueden ejecutar en forma manual o automática. También permite la edición y borrado de lecturas.
Importer.exe		Este módulo se utiliza para importar cualquier tipo de archivo diferente a los formatos recomendados por el modulo Caller de PrimeRead

5.4 CONFIGURACIÓN DE LOS MODEM EN EL SOFTWARE PriemRead

Una vez realizada la correspondiente configuración de los módem es necesario incluirlos en el software PrimeRead, utilizando el módulo Config.exe

Figura 23: a) Vista general del módulo Config.exe, b) Opción “Edit device”

a)



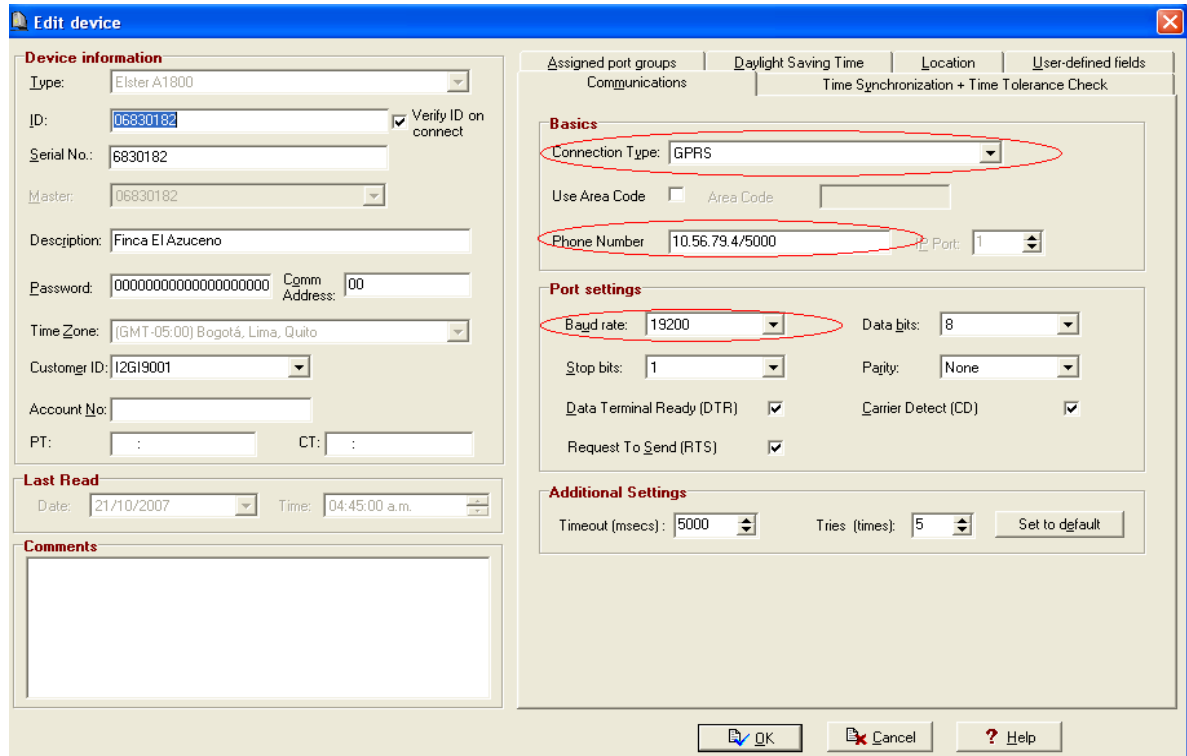
Device Id	Device Type	Description	Connection Type	Customer Id	Area Code	Phone / IP Ad	Mask
12949C	Quad Logic 5-20	Test water and gas meter	Modem	Customer10	625432	1224	
20040422	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 3	Modem	Customer7	9.2137336	2004	
21357892	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 4	Modem	Customer5	9.6696011.77	2135	
220150000	ABB Alpha II Plus	Emcal	Modem	Customer15	8640651	2201	
22553279	Schlumberger Q-1000	Q-1000 Lab Meter	Modem	Customer15	9.6273634	2255	
2524229	Aclaris SL7000	SL7000 Chle	Modem	Customer14	009.56.9.349	2524	
2524230	Aclaris SL7000	SL7000 Chle	Modem	Customer14	009.56.9.079	2524	
29204425	TransData MarkV	Lindsay	Modem	Customer1	9.1405-831-9	2920	
30301310	Aclaris SL7000	Lab Meter 1	RS-232	Customer14		3030	
3086	Power Measurement ION 7500	Elektra	TCP/Ethernet Master	Customer15	172.16.192.71	3086	
36004562	Aclaris SL7000	emcal	Modem	Customer15	094.3766393	3600	
42062042	TransData MarkV	Transdata Lab Meter	RS-232	Customer3		4206	
51700	EMH Elgema	Electrocosta	Modem	Customer3	03310631793	5170	
83012	EMH Elgema	Electrocosta	Modem	Customer3	03310639191	8301	
8578600	Siemens MaxSys 2510	Masys 2510 H L M C	Modem	Customer5	9.081833467	8578	
8585771	Siemens MaxSys 2410	Masys 2410 Y D C	Modem	Customer5	9.081842510	8585	
8586808	Siemens MaxSys 2410	Masys 2410 Test Meter 1	RS-232	Customer11		8588	
9010	Power Measurement ION 7350	ION 7350 Meter	TCP/Ethernet Master	Customer3	192.168.1.47	9010	
9011	Power Measurement ION 8500	ION 8500 Lab Meter	TCP/CDPD	Customer3	192.168.1.33	9011	
A10R220P	Schlumberger Quantum QDIP	QDIP Meter 1	Modem	Customer13	9.084631368	A10P	
CARUL10	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 5	Modem	Customer2	9.2137336	CARL	
CARUL14	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 6	Modem	Customer1	88.2137336	CARL	
CARUL3	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 7	Modem	Customer8	9.2137336	CARL	
CARUL4	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 8	Modem	Customer9	9.2137336	CARL	
CARUL5	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 9	Modem	Customer10	9.2137336	CARL	
CARUL6	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 10	Modem	Customer11	9.2137336	CARL	
CARUL7	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 11	Modem	Customer12	9.2137336	CARL	
CARUL8	Schlumberger Vectron	Vectron Meter 12	Modem	Customer16	9.2137336	CARL	
DATASTAR	Schlumberger Datastar	Datastar Meter	Optical	Customer3		DATA	
dihakj	Schlumberger Quantum	faajjalajalaf	Modem	Customer10	706-269-4306	qfusk	
emcal	Schlumberger Vectron	Vectron Emcal	Modem	Customer15	002.6932776	emca	
ESMAUTIP	Schlumberger Quantum QDIP	QDIP Meter 2	Master	Customer3	03310453061	ESMA	
ESMAUTIP	Schlumberger Quantum	ESMAUTIP Meter	Modem	Customer15	0.440000	ESMA	

Allí se elige la opción *Devices*, se da doble click sobre el usuario y se cambian los siguientes parámetros:

En la pestaña *Communications* se debe especificar:

- Connection Type: GPRS
- Phone Number: Se escribe la dirección IP, seguida del signo / y del puerto.
- Baud Rate: Se escribe 3000

b)



En la pestaña de *Assigned port group* se configura, por medio de la opción *Port group*, teniendo en cuenta la estación de donde se lanzarán las llamadas, el número de puerto por el cual se accede al módem y el tipo de marcación.

Figura 24: Opción de Port group del módulo de Config.exe.

Communication group id	Communication group type	Domain	Workstation	Com	Port Type	Line Typ	Dial O	Virtual IF	Virtual P
Wireless port group MOVISTAR	WIRELESS	EMONROY	EMONROY	4	GSM/GPRS	PULSE			
Wireless port group	WIRELESS	EMONROY	EMONROY	5	GSM/GPRS	PULSE			
Telephone port group comcel	TELEPHONE	EMONROY	EMONROY	6	TEL	TONE			
Telephone port group	TELEPHONE	EMONROY	EMONROY	1	TEL	TONE			
Telephone port group	TELEPHONE	PFALLA	PFALLA	1	TEL	TONE			
Telephone port group	TELEPHONE	LECTURA	LECTURA	1	TEL	TONE			
Direct port group	DIRECT	EMONROY	MBUENDIA	7	DIRECT				

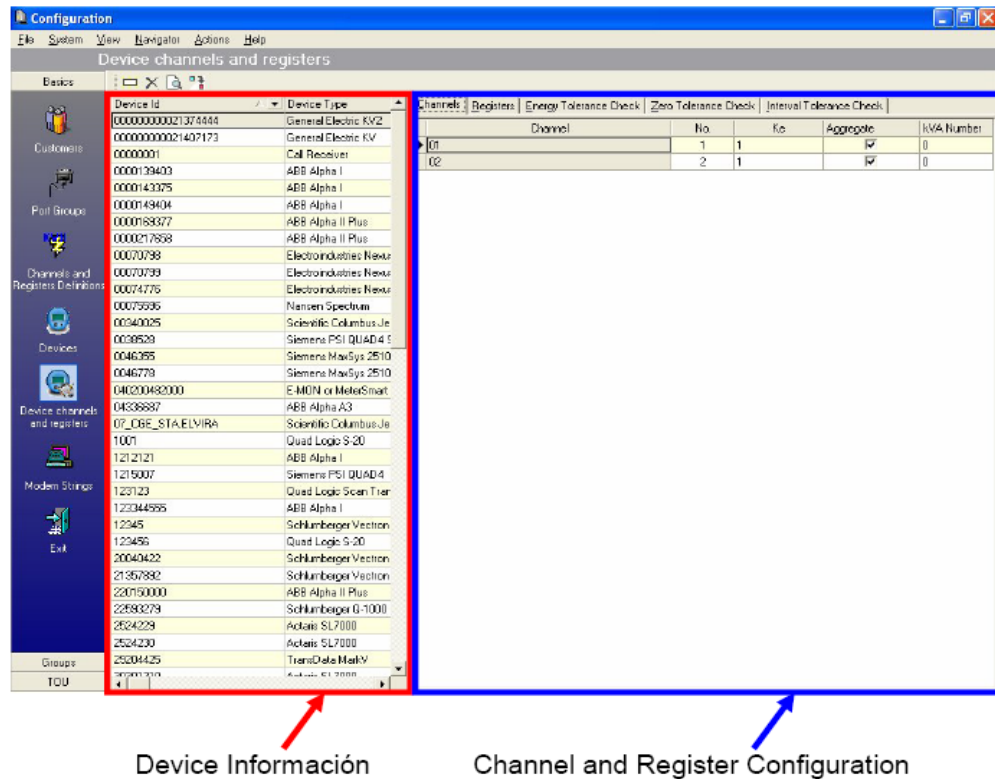
Enfora Comcel Enfora Movistar

También se debe realizar la correspondiente configuración de los canales del usuario, teniendo en cuenta el factor. El factor es un multiplicador que convierte pulsos registrados en valores eléctricos.

Los factores de multiplicación son valores positivos. Estos factores tendrán siempre una unidad de medida, donde el denominador será en pulsos como kWh/pulse.

Esta configuración se realiza en la opción *Device channels end registers* del módulo Config.exe.

Figura 25: Opción de Device channels end registers del módulo Config.exe



Referencia: Módulo Config V 7.5. pdf dado por Primestone

6 MANUAL DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN GSM/GPRS PARA LA TELEMETRÍA DE LOS CLIENTES NO REGULADOS DE ELECTROHUILA S.A .E.S.P

Como el propósito principal de este proyecto es que la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P cuente con un sistema de telemetría óptimo, fue necesario realizar un documento en el cual se especificara la manera en la cual se configura, exactamente, el sistema; de tal forma que si en cualquier momento se presenta algún problema se logre resolverlo rápidamente. En él también se encuentran contenidas las especificaciones de comunicación del sistema, junto con el significado de los parámetros necesarios para establecer el correcto funcionamiento del mismo.

6.1 EXPLICACIÓN DE LOS CAPÍTULOS CONTENIDOS EN EL MANUAL

CAPÍTULO 1: REDES Y COMUNICACIONES DIGITALES

En este capítulo está plasmada toda la teoría necesaria para la comprensión de la comunicación que se establece con el sistema de telemetría celular. Esta teoría también constituye la base necesaria para emplear correctamente los parámetros de configuración de los módem.

También se encuentra contenida la información referente a las empresas que prestaron sus servicios, no sólo brindándonos los equipos necesarios para el sistema sino también prestando un excelente apoyo de soporte y de documentación para la correcta configuración.

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En este capítulo se encuentra toda la información de la arquitectura del sistema de telemetría celular, también se describe cada una de las partes del sistema divididas así:

- ARQUITECTURA DE LA CONEXIÓN PROPUESTA: Se visualiza la estructura general del sistema de manera que se pueda tener una concepción de los diferentes dispositivos y elementos que la conforman.
- DESCRIPCIÓN DEL LUGAR REMOTO: Contienen los diferentes elementos que forman parte del lugar remoto, sus características y funcionalidades.

- DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIONES: Aquí se describe la forma como se realiza la comunicación, las herramientas y los protocolos utilizados para la misma.
- DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL: Se dan a conocer los elementos que conforman el centro de control, junto con las aplicaciones de software necesarias para la recolección y tratamiento de la información sobre el consumo.

CAPÍTULO 3: PROGRAMACIÓN DEL MÓDEM ENFORA BASE DE ACUERDO CON EL CLIENTE QUE SE VA A LEER

En esta parte del documento se explica, de manera concreta, la forma como debe ser realizada la configuración de los módem de acuerdo con el APN que se va a utilizar.

Esto se realizó con el objetivo de que la empresa cuente con un documento que contenga, paso a paso, las instrucciones de configuración de los módem de acuerdo con necesidades específicas. También se incluyeron los pasos necesarios para realizar el *reset* de un módem y reestablecer la velocidad correcta.

CAPÍTULO 4: COMANDOS AT

Esta sección contiene la explicación de cada uno de los comandos necesarios para la correcta configuración del sistema. También se encuentran especificados los valores que deben tener cada uno de ellos así como la manera como deben ser ingresados al módem.

Para poder ingresar la información a los módem es necesario utilizar una herramienta llamada HyperTerminal, para poder utilizarla correctamente, dentro de este capítulo también se explicarán los pasos y los valores necesarios para establecer el enlace.

CAPÍTULO 5: PROBLEMAS USUALES EN EL MANEJO DEL PrimeRead

Durante el proceso de puesta a punto del sistema se presentaron algunos errores en la configuración del PrimeRead, este capítulo contiene la información suficiente para corregir estos inconvenientes, así como los pasos necesarios para realizar la configuración de medidores NANSEN, los cuales tienen un tratamiento especial.

7 DESARROLLOS OBTENIDOS

7.1 SISTEMA DE MEJORAMIENTO Y MANTENIMIENTO

Como el objetivo primordial de todo el proceso de telemedición es la recolección automática de información, se decidió realizar un documento que contenga la información de los clientes, este documento se llama MANUAL DE MEJORAMIENTO Y MANTENIMIENTO PARA LA TELEMEDICIÓN DE LOS CLIENTES NO REGULADOS y está formado por los siguientes capítulos:

7.1.1 Hojas de vida de los usuarios no regulados. Para analizar el comportamiento del sistema de telemedición de los clientes no regulados fue necesario elaborar dos archivos en los que se registran los daños presentados en cada uno de los clientes y la solución dada. Estos archivos son:

- **HOJA DE VIDA NO REGULADOS:** Es un libro de hoja electrónica en Excel en el cual se encuentran consignados todos los usuarios no regulados para los cuales ELECTROHUILA es el comercializador.
- **HOJA DE VIDA OTROS COMERCIALIZADORES:** Es un libro de hoja electrónica de Excel en el cual se encuentran consignados todos los usuarios no regulados de otros comercializadores para los cuales ELECTROHUILA es el operador de red.

Estos libros están organizados de manera que cada hoja contiene la información de un cliente. Esta información es: nombre del cliente, ID del medidor, contador, tipo, versión, teléfono del medidor, contacto, teléfono del contacto, código SIC, factor de multiplicación. Además, contiene la fecha en la que se presentó el daño, el tipo de daño, la solución y las observaciones que se consideren necesarias para la correcta solución del inconveniente. Las causas de la no lectura de los usuarios están determinadas por códigos que representan los errores más usuales.

Estas 'Hojas de Vida' deben ser diligenciadas a diario para contar con información actualizada y que permita servir de alternativa para la solución de inconvenientes similares, presentados en los demás usuarios. Estos archivos están ubicados en la ruta: K:\Div.Comercial\HOJAS DE VIDA USUARIOS NO REGULADOS.

7.1.2 Proceso de telemedición diaria. Todas las mañanas se debe realizar la revisión del archivo *Novedades CR09* del mes y año en curso, enviado por los despachadores de la subestación El Bote vía correo electrónico. Esta revisión debe ser efectuada por el profesional de la División Gestión Comercial encargado de la telemedición, quien después debe realizar lecturas manuales a los clientes que se reporten como no leídos. Esto se hace para intentar leer remotamente el medidor evitando al máximo la visita del revisor al sitio y para, a través de la llamada, analizar el posible daño.

Dentro de este capítulo se especifica el proceso que se debe seguir para dar solución a los problemas de telemedición tanto en los lugares remotos del departamento como en los que se encuentran fuera del mismo.

7.1.3 Proceso de telemedición de módem celular Enfora. Una vez realizada la revisión del archivo *Novedades CR09*, enviado por los despachadores de El Bote, es necesario observar cuántos días llevan de no lectura los usuarios que poseen módem celular Enfora, estos usuarios son: Ecopetrol Andalucía, Comepez, La Virginia, finca San José, Ladrillera Andina, finca el Azuceno, finca Palmas y finca Pérez, finca La Colorada y finca San José 'Carlos Tovar'.

En este capítulo se encuentran los pasos que se deben seguir para solucionar los problemas de bloque que se presentan en los módem celulares. Cabe aclarar que los pasos para configurar los módem de acuerdo con el operador y el APN se encuentran contenidos en el MANUAL DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN GSM.

7.1.4 Cronograma general de visitas mensuales a sitio. En este capítulo se encuentra una estructura del cronograma que se recomienda seguir para la visita a predios de los clientes que maneja ELECTROHUILA S.A E.S.P, es decir, de los clientes destacados, los no regulados y los de alumbrado público. De esta forma se asegura el cumplimiento de los cronogramas de facturación manejados por la empresa y de los compromisos que ésta tenga con sus clientes.

7.1.5 Manual rápido del Alpha Plus. Este manual explica de forma corta el manejo del software Alpha Plus, indicando paso a paso los procedimientos necesarios para crear un usuario, configurarlo, indagarlo y generar los reportes de consumo de cada cliente.

7.1.6 Manual rápido del Elster A1800. Este manual explica de forma corta el manejo del software Metercat 1.9, el cual es el utilizado para indagar los medidores Elster A1800. En este manual se encuentran los pasos necesarios para crear un usuario, configurarlo, indagarlo y generar los reportes de consumo de cada cliente que utilice este tipo de medidor.

7.1.7 Manual rápido del PrimeRead. Se explica de forma corta el manejo del software PrimeRead y cada uno de los módulos que lo conforman, de manera que se entienda cómo utilizar las funciones específicas de cada uno de ellos. En él también se indican, paso a paso, los procedimientos necesarios para crear un usuario, configurarlo, indagarlo y generar los reportes de consumo de cada cliente.

7.2 MANUALES INTERACTIVOS

Debido a la necesidad inmediata que se vivió en el inicio del proyecto, se consideró necesario el tener un medio interactivo por medio del cual se logre de una manera ágil, cómoda y sobre todo sin tener ningún conocimiento previo de la aplicación, desarrollar las tareas puntuales propias del sistema de telemetría. Para esto se crearon manuales de las tareas puntuales realizadas por cada uno de los módulos del software. Estos son:

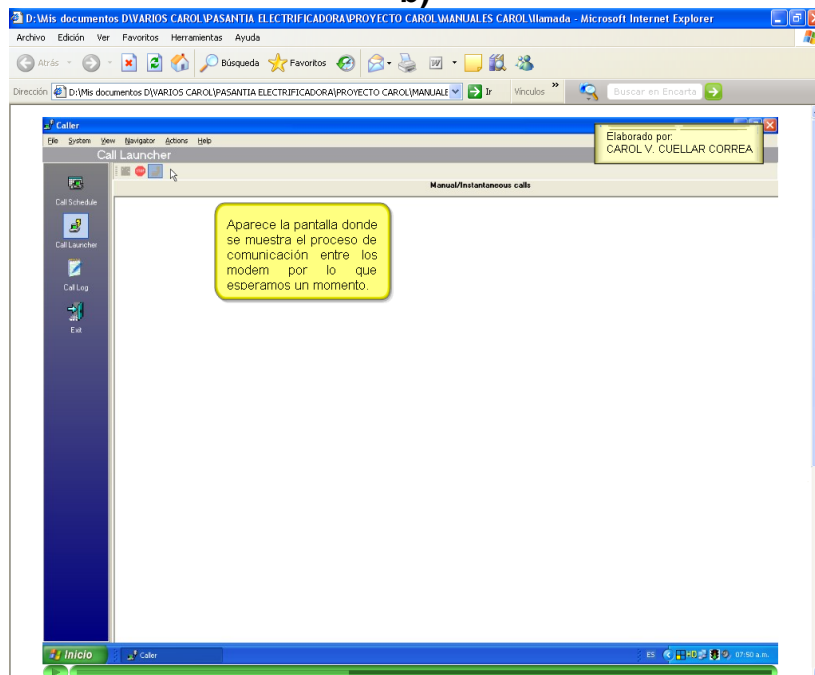
- ✓ **MANUAL DE LLAMADA INSTANTÁNEA:** En este manual se explica la forma como se debe realizar la lectura manual de los usuarios no leídos que reporta la subestación El Bote como pendientes todas las mañanas.
- ✓ **MANUAL DEL MÓDULO UNPACKER:** Se indica la necesidad de tener abierto este módulo para desempaquetar la información leída, sin esto no se puede procesar la información ni se actualizan las lecturas realizadas.
- ✓ **MANUAL DE GENERACIÓN DE INFORMES:** Contiene la forma como se deben generar los informes mensuales requeridos por el profesional encargado de la facturación no regulada de la División Gestión Comercial.
- ✓ **MANUAL DEL MÓDULO CONFIG:** Este manual explica la forma como se debe realizar la configuración de un nuevo usuario indicando los valores que deben colocarse en cada opción del módulo de acuerdo con el medidor instalado.
- ✓ **MANUAL DE HYPERTERMINAL:** Este manual nos permite iniciar el proceso de configuración de los MODEM Enfora al indicarnos los pasos para acceder a él desde el HyperTerminal determinando las velocidades y los parámetros indicados para la correcta comunicación.

Figura 26: a) Página Web generada, b) Aspecto general

a)



b)



Estos módulos fueron creados de acuerdo con la experiencia adquirida durante la relación del proyecto y las necesidades específicas encontradas dentro del mismo.

8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

8.1 INCONVENIENTES ENCONTRADOS

- ✓ El principal inconveniente durante el proyecto se presentó en el proceso de adquisición de los módem Enfora, debido a la gran cantidad de procesos internos en el Área de Compras, que se deben seguir y a las exigencias en lo que a documentación se refiere por parte del operador celular Comcel, el cual, inicialmente, fue el operador elegido para la puesta a punto del sistema.
- ✓ En lo que a las aplicaciones se refiere, se presentaron algunos problemas con la configuración de medidores marca NANSEN, puesto que la empresa sólo tiene dos clientes con este tipo de medidores.
- ✓ Durante el proceso de configuración e instalación de uno de los clientes para los cuales Electrohuila S.A E.S.P es operador de red, Gas Natural Chicalá, se presentaron algunos inconvenientes que retrasaron su lectura automática.

El problema se debió a que nunca se habían realizado pruebas del módem celular con el Medidor Actaris 7000, por lo que no se conocía el tratamiento tanto en configuración del módem celular como en configuración del mismo dentro del software. Este inconveniente se solucionó realizando pruebas de comunicación variando algunos comandos AT y variando la configuración del cliente dentro del PrimeRead.

- ✓ En cuanto a la comunicación con los dos módem celulares instalados se han presentado una serie de inconvenientes ya que la señal en el campo Andalucía, ubicado en Baraya, es muy variable por lo que no se logra leer el medidor recurrentemente.

En cuanto a los módem instalados en los siete predios restantes, se está presentando un bloqueo que está impidiendo la interrogación de los medidores diariamente y de manera automática, pues para desbloquear el módem es necesario que en el sitio se le realice un *reset* físico o que el soporte realice un *reset* lógico. Este problema se está analizando conjunto con el soporte de BISMARCK, empresa con la cual se adquirieron los módem.

8.2 RECOMENDACIONES

Para evitar los bloqueos que se están presentando en el sistema de comunicación utilizando módem celular, se recomienda adquirir un módulo antibloqueo programable para equipos de transmisión de datos vía red celular (GSM/GPRS).

Dentro de los dispositivos que se ofrecen en el mercado, se recomienda utilizar el Módulo Antibloqueo Temporizado Programable (MAT).

Este dispositivo electrónico fue diseñado por For-U-Tech Ltda. para evitar los frecuentes bloqueos de terminales celulares de transmisión de datos, ya sea por mantenimiento de la red por parte del operador celular, cambios en los niveles de señal y ajustes de potencia de los radios de celdas celulares, el des-registro de la terminal con respecto a la infraestructura de la red celular por el nivel de protocolo manejado o el de validación de móvil ante el switch.

Instalando este módulo en la arquitectura de la red se evita perder la crítica comunicación para el intercambio de datos y obtención de la información a niveles de aplicación.

Además de la utilización de un módulo de desbloqueo, se le recomienda a la empresa contar con módem celulares en stock para que cuando algún cliente este presentando demasiados problemas de comunicación con el sistema telefónico se pueda recurrir a esta opción, evitándose el largo proceso de compra.

8.3 ANÁLISIS DE COSTOS

Para la instalación del sistema se debe contar con todos los elementos que forman su arquitectura (medidor y módem celular).

Los costos de este sistema varían de acuerdo con el operador de red que se elija para suministrar el servicio de la red GSM/GPRS.

De acuerdo con la información suministrada por Coltavira S.A, LATCOM S.A y BISMARCK se tienen los siguientes precios para el sistema de comunicación GSM/GPRS:

Tabla 7: Costos del sistema de acuerdo con el operador celular.

EQUIPOS	Valor unitario (no incluye IVA)	
	COMCEL	MOVISTAR
Módem GPRS plan de datos 5M	\$ 361.350,00	\$ 461.189,25
Mensualidad plan de datos 5 M	\$ 25.000,00	\$ 27.000,00
Sim Card	0	\$10.000,00
Costo Instalación medidor	\$ 95.990,00	
Contador Elster A1800	\$ 1' 450.000,00	
TOTAL	\$ 1'932.340,00	\$ 2'044.179,28

Referencia: datos suministrados por LATCOM, BISMARCK y Coltavira S.A.

En los precios del módem de MOVISTAR se debe tener en cuenta que su valor en dólares es de 228. En la tabla anterior se trabajó con la TRM del 23 de octubre de 2007.

NOTA: Los detalles de los precios dados por cada proveedor se encuentran en el **ANEXO A.**

Los precios dados anteriormente corresponden a todos los dispositivos que se necesitan para implementar el sistema GSM/GPRS.

El costo de estos equipos, aunque se considere elevado comparado con el sistema convencional (a través de la línea telefónica), no lo es ya que cuando el sistema de telemetría falla por cualquier motivo, debe pagar a la empresa la visita que el revisor le hace por este concepto ya que el tener un correcto sistema de telemetría es una de las condiciones para ser cliente no regulado y es, por tanto, responsabilidad del cliente.

Como los precios por este concepto se encuentran alrededor de los \$80.000, el cliente en siete meses estaría pagando el sistema, incluidas las mensualidades que deberá cancelar por utilizar la red.

9 CONCLUSIONES

- Debido a los cambios que se han dado en la estructura de la industria eléctrica en cuanto al mercado no regulado, los intereses de los consumidores y de los accionistas se convierten en un factor clave en la competencia de éste. Por lo tanto, la medición de cualquier dispositivo, sin importar la marca o la distancia a la que se encuentre, constituye la base para el negocio entre los participantes del mercado no regulado.
- Los avances en la electrónica y las comunicaciones han permitido la fabricación y desarrollo de sistemas que aprovechan la actual plataforma con fines de lectura, diagnóstico y facturación de servicios de públicos como el de energía, de forma remota y eficiente.
- Los sistemas de medición remota (AMR) permiten una facturación más transparente y libre de los errores que son consecuencia de la operación humana, así mismo, permite a las compañías proveedoras de servicios dejar de hacer inversiones adicionales en personal para la toma de medidas.
- El servicio al cliente se mejora con el uso de sistemas de lectura remota de medidores, al brindar una eficiente administración de datos con menos dudas sobre las facturas de los servicios.
- La naturaleza de operación en tiempo real de un mercado de energía y la necesidad de que los participantes de éste se encuentren informados veraz y oportunamente para tomar sus decisiones de compra-venta o sus acciones de control y regulación, requiere que las mediciones de variables eléctricas se hagan con exactitud, en forma confiable y que se transmitan en los marcos de tiempo establecidos por los entes encargados.

Es por esto que las empresas comercializadoras de energía, con el tiempo, han fortalecido su estructura con todos aquellos avances tecnológicos, tanto en medidores eléctricos como en las herramientas necesarias para su análisis, de tal manera que se logre minimizar los escalones de gestión de información y los tiempos que cada uno de ellos requiere.

- Una vez se cuente con los medidores adecuados para el registro y envío de los valores de las variables eléctricas relevantes para el mercado, se requiere de una red de telecomunicaciones adecuada para el transporte de la información entre los participantes en el mercado y de sistemas informáticos en el centro de control. Estos sistemas informáticos deben tener capacidad para recibir,

concentrar, clasificar, almacenar ordenadamente y procesar en tiempo real los datos que utiliza el mercado.

Esta es la razón principal de la existencia de este proyecto puesto que se desea tener una infraestructura de comunicaciones que sea el principal apoyo para el proceso de telemedición.

- Con este proyecto se puede observar la importancia de la implementación en la industria de dispositivos electrónicos, los cuales permiten optimizar tareas a la vez que reducen el tiempo de espera de información crucial, al permitir contar con ella en tiempo real. Por esto es conveniente seguir buscando alternativas tecnológicas que sigan permitiendo ampliar el negocio del mercado no regulado al incluir clientes que, debido a las condiciones del lugar donde desarrollan su actividad económica, no pueden contar con un sistema de medición convencional.
- Aunque el sistema soluciona el problema puntal para el cual fue adquirido, al permitir la recolección remota del consumo del cliente al cual fue instalado. Es conveniente buscar otras soluciones que permitan evitar los bloqueos que se presentan debido al mantenimiento de la red por parte del operador celular, cambios en los niveles de señal y ajustes de potencia de los radios de celdas celulares, el des-registro de la terminal con respecto a la infraestructura de la red celular por el nivel de protocolo manejado o el de validación de móvil ante el switch.

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

- ❖ Manual Enabler-IIG AT Command Set GSM0107PB001MAN, suministrado por Latcom S.A.
- ❖ Manual del medidor Elster A1800, suministrado por Coltavira S.A.
- ❖ Información enviada por las empresas comercializadoras de energía ENERTOLIMA y EPSA.
- ❖ Manual PrimeRead ENERGY, dado por el proveedor Primestone
- ❖ Páginas de Internet:
 - www.bismark.net.co
 - www.latcom.com.co
 - www.primestone.com
 - http://www.radioptica.com/Radio/telefonía_movil.asp
 - <http://www.pc-news.com/>
 - www.enfora.com/index.cgi?CONTENT_ID=58&User:LANGUAGE=en
 - www.enfora.com/media/Enabler-IIGATCommandSetGSM0107PB001MAN.pdf
 - www.nds.com.sg/enfora/GSM1208PB001MAN.pdf

ANEXOS

ANEXOS A. COSTOS DE LOS DISPOSITIVO EMPLEADOS EN EL SISTEMA

A continuación se dan a conocer los precios de cada uno de los dispositivos empleados en la arquitectura del sistema de comunicación GSM/GPRS, de acuerdo con la empresa que suministra el servicio. Cabe aclarar que estos valores están sujetos a cantidades específicas de dispositivos y a las vigencias de las ofertas presentadas por cada una de las empresas.

COTIZACIÓN LATCOM-COMCEL

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR Sin IVA	VALOR IVA	VALOR Uni incluido IVA
1	Equipos ENFORA SAGL incluyendo Sim	\$ 361.350	\$ 57.816	\$ 419.166
	PLAN DATOS 5M COMCEL	\$ 25.000	\$ 5.000	\$ 30.000

COTIZACIÓN BISMARCK-MOVISTAR

Equipo	Megabytes en el mes	Cant.	Pr. de Venta Unitario US\$	Vr. IVA US\$	Vr. con IVA US\$
GSM1218	Módem Spider SA-GL de Enfora con antena y fuente	1 a 10	228	36.48	264.48

Plan	Megabyte en el mes	Costo Mensual Col.\$	IVA	Total con IVA	Costo Kb. adicional Col.\$	IVA	KB Adicional con IVA
DATOS 5	5	27,000.00	4,320.00	31,320.00	14	2.24	16.24
DATOS 10	10	47,000.00	7,520.00	54,520.00	9	1.44	10.44

Para cada módem GPRS se debe adquirir una Sim Card que tiene un precio de \$10.000,00 más el IVA correspondiente, para un total de \$11.600.

COTIZACIÓN Coltavira S.A.

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR Sin IVA	VALOR IVA	VALOR Uni incluido IVA
1	Medidor electrónico Elster A1800 1(10) A, Multirango de tensión 57-480 (Fase-Neutro)	\$ 1.450.000	\$ 232.000	\$1.682.000

COTIZACIÓN For-U-Tech Ltda.

Si adicionalmente se desea incluir a la arquitectura del sistema el Módulo Antibloqueo Temporizado Programable (MAT) éste tendrá un costo de:

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR SIN IVA	VALOR IVA 16%	VALOR Uni incluido IVA
1	Módulo de Desbloqueo (MAT)	1 a 10	\$ 70.000	\$ 11.200	\$81.200

ANEXOS B. HOJAS DE ESPECIFICACIONES DE LOS MEDIDORES

MEDIDORES ELECTRÓNICOS ALPHA I

El medidor polifásico Alpha es un medidor totalmente electrónico y programable, que colecta, procesa, almacena y entrega datos de demanda y energía. Además puede conectarse en un gran rango de voltaje. Tiene muy alta precisión, su error típico es $\pm 0.2\%$ a lo largo de curva de carga.

Permite efectuar medición de energía activa, reactiva, demanda máxima, en múltiple tarifa, medición de energía bidireccional, posibilidad de grabación de cuatro canales y capacidad de comunicación remota.

Se basa en un sistema modular, que permite añadir plaquetas con funciones adicionales. Posee múltiples niveles de password y un registro de datos esenciales que almacenan la información de seguridad y garantizan la confiabilidad de la información. Posee puerto óptico para comunicación local.

CARACTERÍSTICA TÉCNICAS GENERALES

Tensión nominal: 63.5/120/240/380/40/480 voltios.

Corriente nominal: 2/6 A, 15/120 A.

Frecuencia: 60 Hz.

Clase: 0.5S, 0.2S y 1.0 (IEC 60687, 61036, 61268).

Tipo de medición: Dos y tres elementos.

Dimensiones: Alto: 225 mm.

Ancho: 166 mm.

Profundidad: 163 mm.

Peso: 1.90 Kg.

Imagen de un medidor Alpha I



Referencia: <http://www.cag.net/subseccion.asp?id=236>

MEDIDORES ELECTRÓNICOS ALPHA II

Mantiene la misma característica de los medidores Alpha I, adicional a éstas son:

- Permite chequear la conexión en sitio, si el servicio eléctrico es aceptable o no, ya que lo compara con servicios válidos que tiene almacenados en memoria.
- Puede programarse para que, por display, se expongan magnitudes de instrumentación como tensión por fase, corriente por fase, ángulos de fase de tensiones y corrientes, referidos a la fase R o A, o a la tensión de la misma fase, factor de potencia, por fase, potencia activa, reactiva, aparente, por fase, distorsión armónica total de la tensión y de la corriente por fase, frecuencia del sistema, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, etc.
- El Alpha II puede ser solicitado con la opción *Calidad de servicio*, quiere decir que monitorea baja tensión, alta tensión, distorsión armónica, cortes de tensión y bajo factor de potencia.

Imagen de un medidor electrónico Alpha II



Referencia: <http://www.cag.net/subseccion.asp?id=238>

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

Tensión nominal: 63.5/120/240/380/440/480/ voltios.

Corriente nominal: 2/6 A. 15/120 A.

Frecuencia: 60 Hz.

Clase: 0.5S, 0.2S y 1.0

Tipo de medición: Dos y tres elementos.

Dimensiones: Alto: 225 mm.

Ancho: 166mm.

Profundidad: 163 mm.

MEDIDOR ELSTER A1800

Elster Electricity ha desarrollado el medidor A1800, basado en la extensa tecnología y estándares de medición global conocidos.

Construido sobre la fortaleza patentada del medidor Alpha, el medidor A1800 es un contador de energía muy preciso, resistente y habilitado para sistemas de medición, dirigido a las aplicaciones de medición avanzadas en comercio, industria y para subestaciones.

Imagen de un medidor Elster A1800



Referencia: Hoja de características dado por la empresa Coltavira S.A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

Precisión en energía activa: 0.2%, 0.5%, 1.0%

Memoria no volátil

Precisión en energía reactiva: 2.0% (IEC62053-23)

Caja de policarbonato con protección anti UV e IP 54.

Amplio rango de voltajes de operación, de 46 V a 528 V

Amplio rango de corriente de medición, de 1mA a 10A.

Rango de temperatura de operación, de -40°C a +85°C (interior del medidor)

Rango de temperatura de operación, de -40°C a +60°C (exterior del medidor)

Energía y demanda para kWh, kVARh y Kva.

Medición en cuatro cuadrantes para energía entregada-recibida.

Puerto óptico: 1200 bps a 28.800 bps

Puerto serial: 1200 bps a 19.200 bps

Medidor Electrónico y Analizador de Servicio Alpha II



ABB Network Partner



Name: A II_1.jpg
Dimensions: 841 x 1102 pixels

EL ALPHA II no es sólo un MEDIDOR DE ENERGIA... Es también un ANALIZADOR DE SERVICIO.

Dispone de las funciones de muchos instrumentos:

- * Voltímetro
- * Amperímetro
- * Wattímetro
- * Monitor de calidad de servicio
- * Medidor de potencia reactiva
- * Medidor de potencia aparente
- * Secuencímetro
- * Medidor de distorsión
- * Tester de conexionado
- * Medidor de ángulos de fase

Alpha II con PowerPlus

Los ingenieros de ABB incorporaron en el medidor Alpha una serie de elementos de hardware, firmware y software, denominados "PowerPlus".

PowerPlus implica mayor memoria ROM y RAM en el microcontrolador y en el procesador de señal del medidor, líneas adicionales de salida en este último integrado, una mayor memoria EEPROM, etc. Sin embargo, el diseño original no ha sido cambiado, lo que permite garantizar para el Alpha II la excelente precisión y performance del Alpha.

En efecto, se han mantenido los sensores de corriente y el sensado de tensión, como así también la misma tecnología en el módulo electrónico.

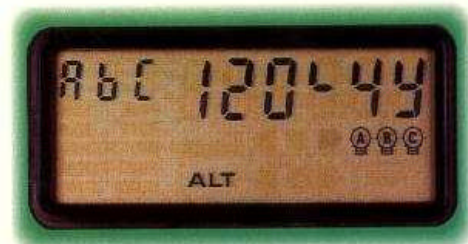
Chequeo de servicio

Chequeo de tensión de servicio

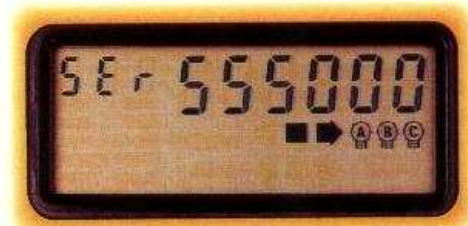
Al conectarse un Alpha II a la red, el medidor verifica si el servicio eléctrico es aceptable o no, ya que lo mide y lo compara con servicios válidos que tiene almacenados en memoria.

Es decir, verifica el tipo de servicio (por ejemplo, 4 hilos estrella), las magnitudes de las tensiones (por ejemplo, 220 V +/- 10 %) y los ángulos de fase (por ejemplo, 120° +/- 15°).

Si la verificación da como resultado un servicio válido, el medidor lo expondrá en el display detallando las características del servicio. Si, por el contrario, no identifica lo medido, expondrá en el display el código de error SEr 555000, que significa servicio no reconocido.



Servicio válido. Secuencia ABC, 220 V 4 hilos estrella.



Servicio no válido. Tensiones o ángulos desconocidos.

Chequeo de corrientes

El Alpha II puede también ser programado para realizar el control de las corrientes de fase.

En el display se expondrá una señal de advertencia cuando la corriente, en cualquier fase, sea menor que la especificada en el programa del medidor para esa fase, o cuando sea negativa, o si el factor de potencia en cualquier fase es menor que el especificado.

Instrumentación

El Alpha II puede programarse para que en el display del mismo se expongan las siguientes magnitudes de instrumentación:

- * Tensión por fase.
- * Corriente por fase.
- * Angulos de fase de tensiones y corrientes, referidos a la fase A (o R).
- * Angulos de fase de corrientes, referidos a la tensión de fase A.

- * Angulos de fase de corrientes, referidos a la tensión de la misma fase.
- * Factor de potencia, por fase.
- * Potencia activa, reactiva y aparente, por fase.
- * Distorsión armónica total de la tensión y de la corriente, por fase.
- * Distorsión de segunda armónica, de la tensión y de la corriente, por fase.
- * Frecuencia del sistema.
- * Potencia activa, reactiva y aparente del sistema.
- * Factor de potencia y ángulo del factor de potencia del sistema.



Tensión de fase A.



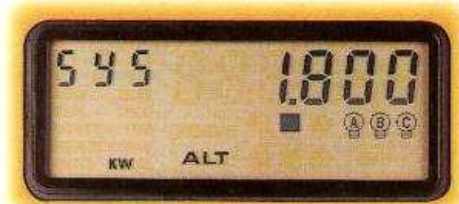
Corriente de fase B



Factor de potencia de fase C



Angulo de fase de Vb respecto de Va.



Potencia activa del sistema



Distorsión armónica total de la corriente de fase A

Monitoreo de calidad de servicio (Opcional)

El Alpha II puede ser solicitado con la opción "calidad de servicio". En general, se entiende por calidad de servicio a todo lo asociado con: baja tensión, alta tensión, caída de tensión instantánea, distorsión armónica, cortes de tensión, etcétera.

El medidor Alpha II permite monitorear la calidad de servicio de la red, como así también las condiciones de carga. Para eso, dispone de 10 monitores asociados a 10 diferentes tipos de eventos:

Se considera un evento, por ejemplo, a la caída de tensión con respecto a un porcentaje de la tensión nominal, durante un tiempo determinado.

Al monitor asociado al evento mencionado se lo denomina "baja tensión", y tanto el porcentaje como el tiempo son valores programables.

Otros monitores son: alta tensión, chequeo de tensión de servicio, distorsión armónica total de corriente, distorsión armónica total de tensión, factor de potencia, caída de tensión instantánea, etc.

Todos los monitores disponen de un contador que registra la cantidad de veces que ha ocurrido el evento, y de un timer que registra el tiempo total acumulado del mismo.

En el caso del monitor de caída de tensión instantánea, el evento consiste en una caída de tensión con respecto a un porcentaje de la tensión nominal, durante un tiempo especificado entre 31 y 10.000 milisegundos.

Si el medidor posee la opción de perfil de carga activa, es posible registrar en memoria circular (hasta 255 registros) la fecha y la hora en que comienzan y terminan diferentes tipos de eventos.

Estos eventos son los mismos asociados a los monitores de calidad de servicio más algunos adicionales, tales como: cortes de tensión, resets de demanda y cambios de hora.

La caída de tensión instantánea no posee registro de fecha y hora.

Perfil de carga (Opcional)

El Alpha II puede ser solicitado con la opción de perfil de carga. Esta opción puede también agregarse, con posterioridad, a un medidor que no la posea.

La memoria disponible en el Alpha II permite el registro de hasta cuatro canales sin necesidad de incluir una plaqueta adicional.

En el caso de optar por un canal, con intervalos de 15 minutos es posible grabar hasta 63 días. Todos los datos de perfil de carga son grabados en memoria permanente EEPROM.

Revisión en la medición de magnitudes de facturación

El Alpha II básico, tipo AIR+, puede medir dos conjuntos TOU (multitarifa) de energía y demanda. En general, se toma un conjunto para energía y demanda activa y el otro para energía y demanda reactiva.

Todos los valores TOU (en hasta cuatro tramos horarios) son grabados en memoria permanente EEPROM.

Una característica adicional es el registro de los valores de coincidencia, cuando se produce la máxima demanda reactiva.

Próximas funcionalidades

- * Plaqueta adicional con más memoria y con múltiples canales de grabación de magnitudes eléctricas.
- * Medición bidireccional.
- * Mayor flexibilidad en la comunicación.

Comunicaciones

El Alpha II puede solicitarse con la opción de módem, lo que permite comunicarse con el medidor en forma remota, a los efectos de extraer datos e incluso de reprogramarlo.

El medidor puede llamar a una base para enviar periódicamente datos de facturación o cuando una alarma ha sido activada.

Las alarmas son seleccionables por programación, y entre ellas se puede mencionar: falta de potencial, reset de demanda, próximo solapamiento de la memoria de perfil de carga, activación de un monitor de calidad de servicio; etc.

Obviamente, todos los datos de calidad de servicio pueden leerse en forma remota.

Relés (Opcional)

Al igual que en el Alpha, el Alpha II puede requerirse con 2 ó 6 relés, para ser utilizado como: iniciadores de pulso de energía activa y reactiva, control de carga, etc.

También los relés pueden ser programados para energizarse cuando se activa un monitor de calidad de servicio.

Software APLUS

Reemplaza al EMFPLUS, disponiendo de nuevas funciones. Este software permite leer y programar los medidores Alpha, Alpha II y los registradores EMF.

Software PowerPlus

Diagramas fasoriales

El software PowerPlus permite obtener una interpretación gráfica excelente de la información obtenida por los Alpha II.

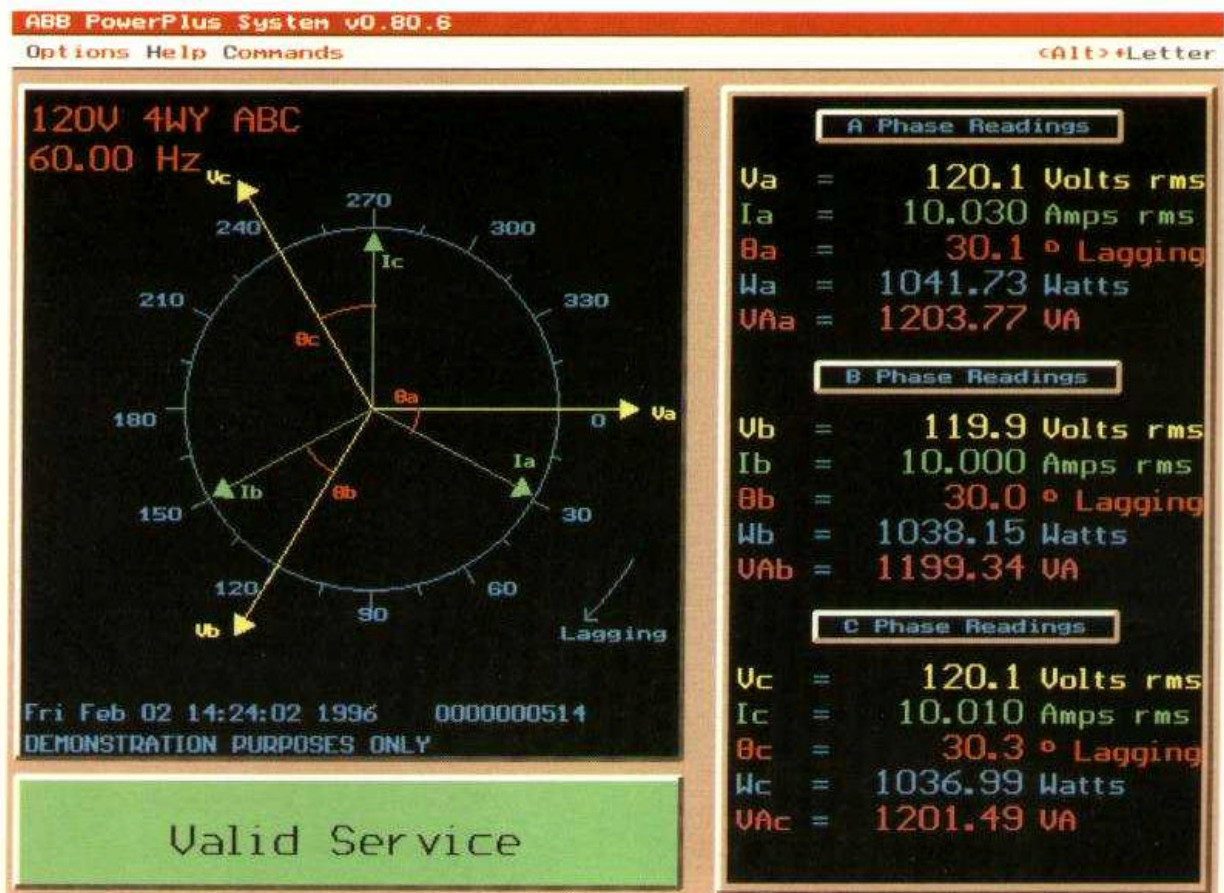
La pantalla de diagramas vectoriales grafica a los vectores corrientes y tensiones, proveyendo además la información del tipo de servicio, frecuencia, tensión, corriente, ángulo de fase, potencia activa y aparente, para cada una de las fases.

Cuando el servicio es aceptado, en la parte inferior de la pantalla se expone un rótulo

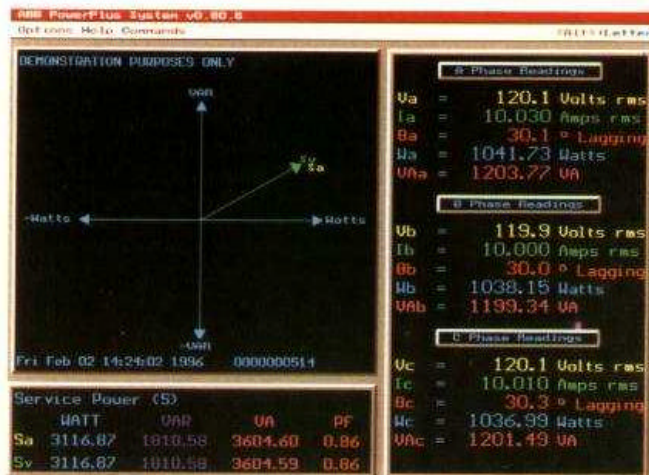
verde "Servicio válido". Si, por el contrario, el servicio presenta anomalías, se expone un rótulo rojo en donde se describe el problema.

La comunicación con el medidor puede ser directa, a través de un cabezal óptico, o remota, por medio de un módem telefónico.

Estos gráficos son instantáneas del estado del sistema y pueden ser almacenados en archivos para su posterior estudio.



Name: A II_5.jpg
Dimensions: 841 x 1102 pixels



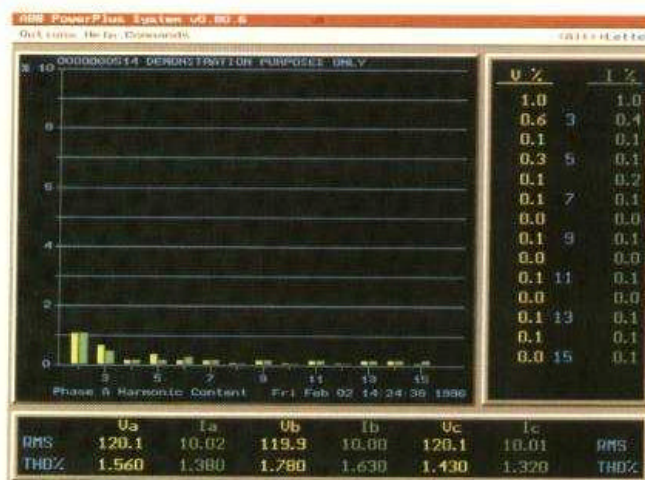
Relaciones entre potencias

Esta pantalla permite visualizar las potencias aparentes, vectorial y aritmética del sistema. También provee los valores numéricos de las potencias mencionadas y los de las correspondientes potencias activas y reactivas.

Contenido armónico

La pantalla de contenido armónico muestra un gráfico de barras donde se pueden observar los valores de distorsión armónica de tensiones y corrientes, desde la segunda armónica hasta la número quince.

Al mismo tiempo se exponen los valores numéricos de esas armónicas y de la distorsión armónica total de la tensión y de la corriente de cada una de las fases.



Potencia armónica

La pantalla de potencia armónica ofrece un medio para determinar si la distorsión armónica proviene de la fuente o de la carga.

Pantalla para niveles de umbral de los monitores de calidad de servicio

Para facilitar a las empresas distribuidoras la lectura y la configuración de los umbrales de servicio y de los monitores de calidad de servicio, al igual que en el software APLUS, el PowerPlus presenta una pantalla con la que fácilmente pueden extraerse los niveles y modificarse de ser necesario.

Especificaciones funcionales

Elementos de PowerPlus

Al medidor Alpha original:

- * Se le incrementó la capacidad de procesamiento al microcontrolador y al procesador digital de señales.
- * Se agregó más memoria EEPROM, más RAM y más ROM.
- * Se incorporó una llave magnética para activar el modo ALT, en paralelo con el pulsador de ALT.

Chequeo de tensión de servicio

Ocurre en las siguientes ocasiones:

- * Cuando se programa esta operación en una secuencia de display.
- * Como monitor de calidad de servicio.

El chequeo de tensión de servicio genera un código de error cuando:

- * Las tensiones de fase no son las que corresponden.
- * Los ángulos de fase no son los que corresponden

Chequeo de corriente de servicio

Ocurre en las siguientes ocasiones:

- * Cuando se programa esta operación en una secuencia de display.
- * Como monitor de calidad de servicio.

El chequeo de corriente de servicio genera un código de error cuando:

- * Habiendo corriente en por lo menos una fase, falta corriente en cualquier otra.
- * La corriente en cualquier fase es menor que el límite programado para esa fase.
- * La corriente en cualquier fase es mayor que el límite especificado.
- * La corriente es inversa en cualquier fase.
- * El factor de potencia en cualquier fase, en adelanto o atraso, es menor que el límite especificado para esa fase.

Instrumentación

La exposición en display es la siguiente:

* Frecuencia del sistema	SYS xx.xx HZ
* kw del sistema	SYS xxx.xxx
* kVAR del sistema	SYS xxx.xxx
* kVA del sistema	SYS xxx.xxx
* Factor de potencia del sistema	SYS xxx.xPF
* Tensión por fase	Phx xxx.xU
* Corriente por fase	Phx xxx.xA
* Angulo de la tensión, relativo a Va, por fase	Phx xxx.x°U
* Angulo de la corriente, relativo a Va, por fase	Phx xxx.x°A
* Angulo de la corriente, relativo a su tensión, por fase	Phx xxx.x°
* kW por fase (1)	Phx xxx.xxx
* kVAR por fase (1)	Phx xxx.xxx
* kVA por fase (1)	Phx xxx.xxx
* Factor de potencia por fase	Phx xxx.xPF
* THD de tensión, por fase	Thx xxx.xdU
* THD de corriente, por fase	Thx xxx.x dA
* Distorsión de 2a. armónica de tensión, por fase	2Hx xxx.xU
* Distorsión de 2a. armónica de corriente, por fase	

(1) Las magnitudes kW, kVA y kVAR son reconocidas por sus identificadores en el display.

Las magnitudes de instrumentación pueden ser vistas en el display, en el modo normal o el alternativo.

Precisión: 0,5 % para las magnitudes de instrumentación: tensión, corriente, kW, kVA y kVAR.



Monitoreo de calidad de servicio

- * Monitor 0: Caída de tensión instantánea.
- * Monitor 1: Chequeo de tensión de servicio.
- * Monitor 2: Baja tensión.
- * Monitor 3: Alta tensión.
- * Monitor 4: Factor de potencia y potencia inversa.
- * Monitor 5: Baja corriente.
- * Monitor 6: Factor de potencia.
- * Monitor 7: Corriente en segunda armónica.
- * Monitor 8: Distorsión armónica total (THD) de corriente.
- * Monitor 9: Distorsión armónica total (THD) de tensión.

Revisión en la medición de magnitudes de facturación

El Alpha II tipo AIR+, por ejemplo, posee dos conjuntos de datos TOU. Uno es usado en general para kWh y kW y el otro para kVARh y kVAR.

Cada conjunto TOU provee hasta 4 tarifas horarias que pueden ser definidas en saltos de 5 minutos y que pueden ocurrir varias veces el mismo día.

Cada tarifa o tramo horario almacena:

- * Energía.
- * Demanda máxima.
- * Demanda acumulada.
- * Demanda de coincidencia para máx. KW y para máx. kVAR.
- * Medición de reactiva en los 4 cuadrantes.

Software APLUS

El APLUS reemplaza al programa EMFPLUS. Entre las innovaciones que posee este programa respecto del anterior, se pueden citar las siguientes:

- * Es posible establecer comunicación remota con varios medidores, utilizando sólo una línea telefónica y un dispositivo concentrador denominado "módem sharing".
- * Permite acceder a los umbrales definidos para los monitores de calidad de servicio y para el chequeo de la tensión de servicio. Estos límites pueden ser modificados e insertados en el medidor.

ABB se reserva el derecho de introducir modificaciones en sus productos sin previo aviso, respondiendo a su permanente desarrollo tecnológico.



ABB Medidores S.A.
 J.I. Rucci 1051
 (1822) Valentin Alsina
 Pcia. de Buenos Aires - Argentina
 Tel.: (54-1) 229-5500/5600
 Telefax: (54-1) 229-5656



A08972E

Name: A II_8.jpg
 Dimensions: 841 x 1102 pixels

Medidor ALPHA® A1800



Elster Electricity ha desarrollado el medidor A1800, basado en la extensa tecnología y estándares de medición global conocidos. Construido sobre la fortaleza patentada del medidor ALPHA, el medidor ALPHA A1800 es un contador de energía muy preciso, resistente y habilitado para sistemas de medición, dirigido a las aplicaciones de medición avanzadas en comercio, industria y para subestaciones.

Características Técnicas

- IEC 62053 de precisión Clase 0.2 %, 0.5 %, y 1.0 %
- Caja de policarbonato con protección anti UV e IP 54
- Amplio rango de voltaje de operación, de 46 V a 528 V
- Amplio rango de corriente de medición, de 1 mA a 10 A (medición indirecta a través de CT's)
- Amplio rango de temperatura de operación, -40 °C a +85 °C (en el interior del medidor)
- Energía y demanda para kWh, kVARh y kVAh
- Medición en cuatro cuadrantes para energía entregada-recibida
- Hasta 4 tarifas por día para 4 tipos de día
- Hasta 12 estaciones
- Memoria no-volátil
- Batería de fácil reemplazo, ubicada bajo la cubierta de terminales
- Preciso reloj interno con respaldo de tiempo proporcionado por el supercapacitor y la batería de larga vida
- Pantalla de cristal líquido LCD con caracteres de 16 segmentos y luz de contraste opcional
- Software basado en Windows con soporte de lenguaje

Características y Funciones Avanzadas

- Umbrales (thresholds) programables para monitoreo de calidad de energía
- Memoria extendida opcional de 1 MB
- Compensación de pérdidas en líneas y transformador
- Hasta 8 canales de registro para datos de perfil de carga de energías y demandas
- Hasta 32 canales de registro para datos de perfiles de instrumentación
- Soporta fuente de energía externa

Medidor Habilitado para Sistemas de Medición

- Un puerto de comunicación con 2 interfaces en la tarjeta principal de circuitos
- 4 relés de salida de pulsos en la tarjeta principal de circuitos
- Disponible con puertos RS-232, RS-485 y opciones de comunicación futuras, desarrolladas por ELSTER y terceros
- 2 relés adicionales en una tarjeta opcional
- Segundo puerto de comunicación opcional, independiente
- Puerto Optico disponible para estándares ANSI ó IEC
- Soporta los protocolos abiertos ANSI C12.18, C12.19, y C12.21

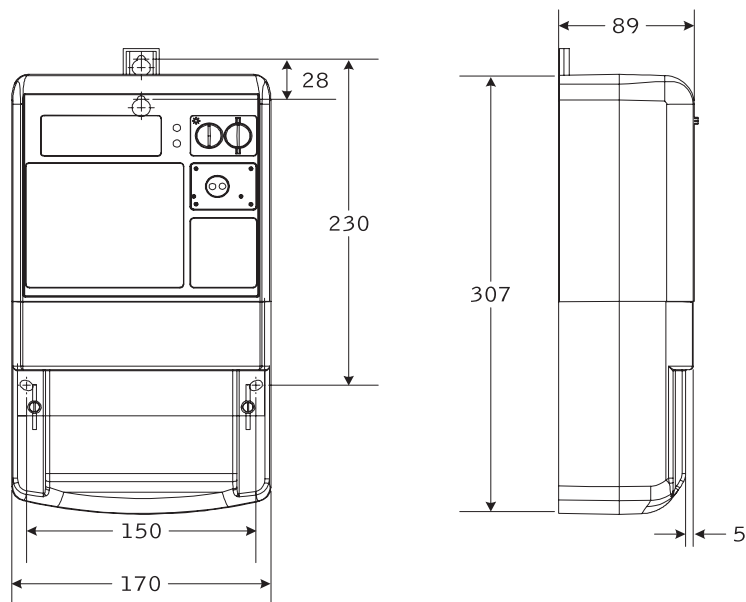
Protección de la Facturación

- Detección de apertura de la cubierta de terminales y la tapa principal
- Diagnósticos del servicio en el sitio
- Herramientas de instalación e instrumentación del sistema que proporcionan valores instantáneos de voltaje, amperaje, factor de potencia, ángulos de fase y más.
- Archivo histórico que registra todos los cambios en la programación y datos del medidor
- Esquema de claves de acceso de nivel múltiple
- Registro de eventos de corte de energía por fase
- Cálculo de la demanda acumulativa
- Registro y alerta en eventos de energía inversa
- Característica opcional "unidireccional" que calcula el valor de energía absoluta por fase
- Característica de protección de escritura que inhabilita la re-programación en campo

¹ Contact Elster Electricity for feature availability

Especificaciones Técnicas

Precisión	Energía Activa	Energía Reactiva
	0.2 % (IEC 62053-22)	2.0 % (IEC62053-23)
	0.5 % (IEC62053-22)	La precisión actual es mejor al 0.5 %
	1.0 % (IEC62053-21)	
Corriente máxima	Continúa a 10 A Temporal (0.5 segundos) al 2000 % de la corriente máxima del medidor	
Rango de Corriente	0 A a 10 A	
Corriente de Arranque	Conexión Indirecta (por CT's)	Conexión Directa
	1 mA	<40 mA ($I_i=5 A$)
Voltaje máximo	Continuo hasta 528 VAC	
Rango de Voltaje	Rango Nominal	Rango de Operación
	58 V a 415 V	46 V a 528 V
Frecuencia	Nominal: 50 Hz ó 60 Hz $\pm 5 \%$	
Rango de Temperatura	-40 °C a +85 °C en el interior de la cubierta del medidor -40 °C a +60 °C en el exterior	
Rango de Humedad	0 % to 100 % noncondensing	
Burden de la Fuente de Poder	Menor a 3 W	
Voltaje Transiente	Prueba Desarrollada	Resultados
	Oscilatorio (IEC 61000-4-12)	2.5 kV, 60 seg
	Transiente rápido (IEC 61000-4-4)	4 kV
	Prueba de Voltaje de Impulso (IEC 60060-1)	12 kV @ 1.2/50 μs , $\geq 450 \Omega$ (8 kV con las tarjetas opcionales)
	Prueba de Voltaje AC (Aislamiento)	4kV, 50 Hz por 1 minuto
Deslizamiento 0.000 A (sin corriente)	No más de 1 pulso por cantidad, conforme a los requerimientos de la norma IEC 62053	
Precisión del Reloj Interno	Mejora que 0.5 segundos/día (mientras esté energizado)	
Comunicaciones		
Puerto Optico	1200 bps a 28,800 bps	Los componentes físicos cumplen las normas IEC 62056-21 ó ANSI C12.18
Protocolos del Puerto Optico	ANSI C12.18 y C12.19	
Puertos seriales	1200 bps a 19,200 bps	
Protocolos del Puerto Serial	ANSI C12.21 y C12.19	



Las dimensiones (en mm.) son para referencia unicamente. No las utilice para construcción

Ciclo de vida del medidor:

Una vez cumpla su vida útil, recibe las partes plásticas y metálicas del medidor. La tarjeta electrónica entréguela a empresas que recuperen los materiales allí contenidos.

© 2005 by Elster Electricity, LLC. Todos los derechos reservados. La información aquí contenida está sujeta a cambios sin previo aviso. Las especificaciones del producto pueden cambiar. Contacte a su representante de ELSTER para obtener más información del producto. Produced in the United States. Abril 2005.



Coltavira S.A.
Filial Del Grupo ELSTER
Calle 12 A No. 44-59
Bogotá, Colombia
Tel: +57 1 369 44 80
Fax: +57 1 369 44 81
www.elster.com



ELGAMA - ELEKTRONIKA LTD.

THREE - PHASE ELECTRONIC ELECTRICITY METERS

Quadro SERIES

MULTIFUNCTIONAL METERS
FOR INDUSTRY AND
SUBSTATIONS



SMART METERS

EPQM type

- Active & reactive electrical energy measurement
- Maximum Demand registration
- Load Profile registration
- Load quadrant indication
- Flexible programming of up to 4 tariffs
- Internal real-time clock and calendar with battery backup
- 2 holidays lists (for fixed and moveable holidays)
- Possibility to collect data from external device via electric pulse input
- External backup power supply connection possibility for data reading during power outages
- Data storage in non-volatile memory
- AMR (Automated Meter Reading) compatible
- 16 characters x 2 line alphanumeric Liquid Crystal Display
- Anti-tamper features

Measurement & registration

- Energy
 - Active, Wh (delivered and received) +A, -A
 - Reactive, VARh (positive and negative) +R, -R
- Maximum Demand with date & time
- Load profile for each measured quantity
- Instantaneous values
 - RMS Voltage per phase
 - RMS Current per phase
 - Network frequency
 - Power factor $\cos \varphi$ per phase
 - Active, reactive and apparent power (per phase and aggregate)

Tariff module

- Tariffs switching by internal real-time clock
- 4 tariffs for Energy [T1 ... T4]
- 4 tariffs for Maximum Demand
- 5 tariff seasons

Data Storage

- Energy
 - Total [T1 ... T4, TΣ]
 - Daily [T1 ... T4, TΣ] (store data for last 36 days)
 - Month [T1 ... T4, TΣ] (store data for last 15 months)
- Max Demand
 - Daily [T1 ... T4] (store data for last 36 days)
 - Month [T1 ... T4] (store data for last 15 months)
- Load profile – up to 140 days with integration period 60 min
 - Programmable integration period – 15, 30 or 60 min

Data storage when not connected - min 10 years

Events registration

- Power outages Up to 9999 (14 events with date & time)
- Phase sequence change Up to 9999 (5 events with date & time)
- Internal malfunctions Up to 9999 events
- Magnetic field influence Total #, duration; date & time of last event
- Meter programming Last 10 programming date & time
- Reverse current flow indication on LCD

Communications

- Optical communication interface (IEC 1107) for local data reading and meter programming
- Electrical communication interface (20 mA current loop) for remote commercial data reading
- 1 ... 5 electric pulse outputs S0
- One extra interface is available:
 - Electrical communication interface for remote instantaneous data reading
 - RS 485

Display

- 16 character x 2 line alphanumeric Liquid Crystal Display
- Cyclic data indication
- Menu control by light signals
- Displayed values are automatically multiplied by transformation factor
- Wide viewing angle
- Wide operating temperature range

Options

- 3-wire 2-element or 4-wire 3-element
- 1 extra communication interface or 1 telemetry electric pulse input
- 1 programmable relay output or auxiliary terminals for power supply backup

Specifications

Ratings

• System	Three-Phase 3-wire or 4-wire
• Accuracy class	0.5S/1 or 1/2
• Reference voltage, U_n	
4-wire networks	3x57,7/100; 3x63,5/110; 3x69,2/120; 3x120/208; 3x127/220; 3x220/380; 3x230/400; multi range;
3-wire networks	3x100; 3x110; 3x120; 3x220; 3x230; 3x230;
• Reference (maximum) current, I_n	1(1,2); 5(6); 5(10);
• Current threshold	0,1% I_n
• Reference Frequency, Hz	50 or 60
• Power consumption per phase:	
in voltage circuit	< 1W; < 1.5 VA
in current circuit	< 0,3 VA
• Temperature ranges:	
meter operating	-20°C to +55°C
meter storage	-40°C to +70°C
• Meter constant (LED)	5000, 10000 or 40000 imp/kWh

Internal real-time clock with battery backup

- Time-keeping accuracy < 0,5 s/24h
- Clock operating with battery only > 16 years

Case & Dimensions

• Case	Polycarbonate
• Insulation	Protective class II
• Dimensions, mm ³	328 x 178 x 60
• Weight, Kg	< 1,5

Approvals

- Standards IEC 687, IEC 1036, IEC 1268
- Type testing KEMA Registered Quality B.V., The Netherlands

Software

ELGAMA-ELEKTRONIKA Software can be provided on request enabling to program meters and read meters data

Main features

- Enables local and remote reading and programming of the meter
- Easy to use
- Retrieves instantaneous meter values
- OS Windows compatible
- Load profile display
- Enables remote diagnostics
- Stores data into PARADOX 5.0 or DBASE IV databases
- Communications via modem, optical port, current loop, RS 485

EN ISO 9001 : 2000

Manufacturer:
ELGAMA-ELEKTRONIKA Ltd.
2 Visoriø str., LT-2057 Vilnius, Lithuania
Tel. +370 5 2375 000, fax: +370 5 2375 020
E-mail: info@elgama.lt
http://www.elgama.lt



Enfora SA-GL™

GSM/GPRS

Quad Band Modem



Presenting the Enfora SA-GL, the most economical and compact wireless IP (GPRS/GSM) stand-alone modem available today.

The SA-GL can connect to virtually any device with a serial port. The SA-GL comes with modem management software supporting Windows 98SE, 2000 Professional and XP

The SA-GL makes portability and/or extreme environmental conditions less of a concern with its ruggedized housing.

Call your Enfora representative today or visit our website below.



SA-GL Characteristics

Host Interface: RS232- DSUB 9
L x W x H: 2.5 x 2.5 x 0.94 in
Housing: Seamless Aluminum Extrusion
Antenna: SMA Connector
Voice Jack: 2.5mm headset Jack
Radio Frequency: 850/900/1800/1900
Sensitivity: -106 dB (Typical)
Transmit Power: Class 4
(2W @850/900 MHz)
Class 1
(1W @1800/1900 MHz)

Status Indicators

Power ON/Registration

GPRS Packet Data

Mode: Class B, Multislot 10
Protocol: GPRS Rel 97 and 99, SMG 31
Coding Schemes: CS1-CS4
Packet Channel: PBCCH/PCCCH

GSM Functionality

Voice: FR, EFR, HR & AMR
CS Data: Asynchronous, Transparent and Non-Transparent up to 14.4 KB
GSM SMS: Text, PDU, MO/MT Cell broadcast

Application Interface

Host Protocols: AT Commands, UDP/API
Internal Protocols: PPP, UDP/API, UDP/PAD CMUX, TCP/PAD
API Control/Status: AT or UDP
Friend's IP Feature
Auto-Registration software upon power-up

SIM Access

SIM Access: External – 3V with Locking Mechanism

Environment

Operating: -20°C to 60°C
Storage: -40°C to 85°C
Humidity: Up to 95% non-condensing

Power

DC Voltage: 5V – 9V DC (2 Pin Molex Conn)

GSM Operating Power (Typical)

SA-GL@9V	Band	Mode	Avg Current (mA)	Peak Current (A)@(dBm)
GSM 850	1TX/1RX	1RX	230mA	1.42 @ 32
		Idle	160mA	
	Sleep	Idle	50mA	
		Sleep	15mA	
EGSM 900	1TX/1RX	1RX	220mA	1.70 @ 33
		Idle	160mA	
	Sleep	Idle	44mA	
		Sleep	15mA	
DCS 1800	1TX/1RX	1TX/1RX	210mA	1.45 @ 30
		1RX	160mA	
	Sleep	Idle	40mA	
		Sleep	15mA	
PCS 1900	1TX/1RX	1TX/1RX	215mA	1.50 @ 31
		1RX	156mA	
	Sleep	Idle	40mA	
		Sleep	15mA	

Certifications

FCC: Part 15, 22 & 24
GCF: Version 3.11
PTCRB: Version 2.9.1
Industry Canada and CE Mark

Part Number

GSM1218 850/900/1800/1900

(Specifications subject to change without notice)

www.enfora.com



PORTAFOLIO SE SERVICIOS ElgSis Ltda.

PRESENTACION

Elgama Sistemas de Colombia Ltda (**ElgSis Ltda**), con NIT 830.508.419-5, es una compañía Colombo-Lituana filial del grupo Elgama, radicada en Colombia con el objetivo de dar Soporte Técnico ágil y oportuno a nuestros productos y brindar valor agregado a nuestros Clientes mediante Asesoría y Soporte en forma Directa y/o a través de nuestros Distribuidores. Nuestra tarea principal es dar soluciones de telemedida, Distribución y SOPORTE TÉCNICO de los Medidores Electrónicos Marca ELGAMA ELEKTRONIKA y los equipos de telecomunicación asociados, Marca ELGAMA SISTEMOS.

SERVICIOS

En nuestro portafolio de servicios se encuentran actividades que están enfocadas a dar a nuestros clientes la mayor atención a sus problemas de telemetría para que puedan medir y controlar en tiempo real, alámbrica e inalámbrica su operación desde cualquier lugar y sin necesidad de desplazar personal y teniendo el apoyo permanente y logística necesaria para su propósito.

- Soporte Técnico, Mantenimiento y Reparación de los equipos Elgama Elektronika y Elgama Sistemas que comercializamos.
- Soluciones de aplicación de instrumentos de medida y telemedida de los mismos.
- Desarrollo y ejecución de proyectos de telemedida de diferentes variables físicas.
- Apoyo a proyectos de investigación relacionados con la telemedida.
- Hacer efectivas las garantías para los productos comercializados por nosotros.
- Acompañamiento en la puesta en marcha de soluciones de AMR para la Lectura Remota de Medidores de Energía, entre otros.

PRODUCTOS

MODEM CONTROLLER MCL2.X, 3X



El controlador MCL2.X ha sido diseñado para la comunicación con los puntos de distribución de energía eléctrica y para toma y transmisión de datos de medidores a través de la red PSTN o GSM (CDS y GPRS) a computadores remotos. Simultáneamente se pueden realizar lectura y transmisión de los datos instantáneos y registrados en la memoria del medidor a varios computadores del sistema.

PROTEC



PROTEC es una confiable, rápida y auto recuperable protección del equipo de comunicación contra las sobre tensiones o rayos indirectos.

PROTEC funciona en tres niveles.

Cuando la tensión en la línea de dos hilos sobrepasa los 38V se pone en funcionamiento el primer nivel de protección. Dicho nivel asegura una rápida desconexión de la línea, es decir, cuando a través del modulo de protección pasa la corriente de alrededor de 1ms/120A, los circuitos de entrada del mismo se desconectan de los circuitos de salida.

Mientras que en la línea de tensión se esta aumentando hasta 38 V (cuando la línea se

conectan otras señales eléctricas incompatibles), se pone el segundo nivel de protección, dicho nivel se utiliza para limitar la corriente en la salida del modulo de protección hasta 150mA lo que protege los circuitos de entrada del equipo contra el daño.

El tercer nivel de protección se pone en funcionamiento cuando el primer nivel desconecta la entrada de PROTEC del circuito de entrada y la tensión sube hasta 400...500V, entonces se pone en marcha el descargador de gas el cual forma una derivación de la línea de comunicación para disminuir la tensión en la misma. El descargador deriva los impulsos de duración de un rayo cuya corriente alcanza valores desde 5 hasta 20 kA.

AC_DC/DC 2.0



Es una fuente de alimentación de tensión estabilizada para la alimentación de los equipos estándar de 12V que puede ser utilizada como fuente de alimentación de reserva para los medidores tipo LZQM, EPQM, EPQS. La alimentación de reserva necesita para que sea posible leer los datos a través de las interfaces ópticas o de lazo de corriente y/o revisarlos en la pantalla en caso de ausencia de tensión en la red.

MDC 1.01 CONTROLADOR DE TOMA Y TRANSMISIÓN DE DATOS DE MEDIDORES



El controlador MDC 1.01 ha sido diseñado para la comunicación con los puntos de distribución de energía eléctrica y para toma y almacenamiento de datos de los equipos de medición – medidores estáticos de energía eléctrica - instalados en los mismos así como para la transmisión de los datos a través de la red PSTN, GSM, GPRS, LAN o WAN al computador central. Simultáneamente se puede realizar lectura, almacenamiento y transmisión de los datos instantáneos y registrados en la memoria del medidor al pc local y remoto.

REEKS IV SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA



El sistema de compensación de energía reactiva se utiliza para la conexión automática de las baterías de compensación en la red eléctrica de CA cuando la carga de la misma es reactiva. El sistema puede ser utilizado con éxito en las empresas industriales, agrícolas y de transporte en las cuales se utilizan equipos que generan potencia reactiva

MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO Elgama Elektronika



EPQM (LZQM)

Medidor electrónico de 2 o 3 elementos energía activa y reactiva, con perfil de carga, reloj incorporado, 5(6,25) A., Multirango 3x57.7....230/100....400V clases de precisión 0.5S.

EMS

Medidor electrónico de 2 o 3 elementos energía activa y reactiva, con perfil de carga, reloj incorporado, 5 (10) A. (Para conexión a través de Transformadores) ó 10 (100) A. (Para conexión Directa), Multirango 3x57.7....230/100....400V clases de precisión 1,0.

TERMÓMETRO ITSCL EQUIPO UNIVERSAL PARA USO INDUSTRIAL Y RESIDENCIAL



Límites de medida: desde -55°C hasta $+125^{\circ}\text{C}$ ó desde -10°C hasta $+85^{\circ}\text{C}$. Error de medida: $\pm 1^{\circ}\text{C}$ Ó $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$

Interfaz de comunicación: RS485 ó lazo de corriente, o Ethernet 0/100(TCP/IP)

Software: monitoreo, almacenamiento de datos en la base de datos, análisis gráfico, reportes

PATRÓN DE VERIFICACIÓN PORTÁTIL PTD -3G



PTD-3G es un equipo portátil de verificación de contadores de energía eléctrica de clase de precisión 0,5s, El equipo se utiliza para:

- verificación in situ de contadores estáticos y de inducción de energía eléctrica;
- análisis de armónicos de red, monitoreo de calidad de energía (de acuerdo con **EN 50160**);

medida de los siguientes valores instantáneos

- corriente;
- tensión (por fase y lineal);
- potencia activa, reactiva y aparente;
- factor de potencia;
- frecuencia;
- Diagramas vectoriales

CABEZAL ÓPTICO



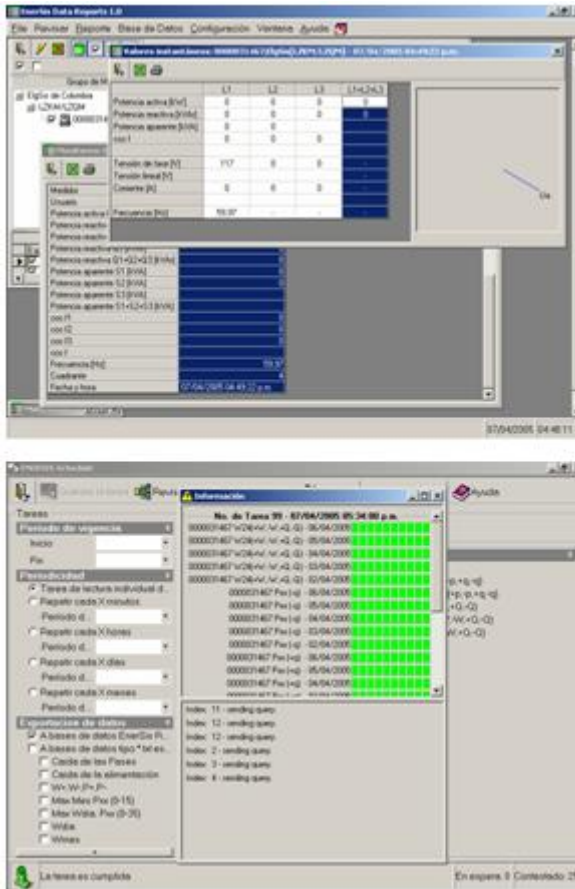
El cabezal óptico OKK 5.x se utiliza para la transmisión de datos a y desde la aplicación de conexión, que tiene el acoplamiento estándar según Itu-t V.28, conocido generalmente como USB1.1, puesto en ejecución. El acoplamiento óptico de la conexión de OKK 5.x se construye según requisitos estándares de la IEC EN 61107. Se recomienda para utilizarlo para la lectura, ajuste, programación de lecturas de los varios numeradores en la energía.

MODEM CONTROLLER PCMCL 4.X (RINGER)



Modem Controlador para sistemas de comunicación mediante línea telefónica (PSTN) con medidores de energía eléctrica EMS, LZKM, LZQM, EPQM y EPQS, para lectura remota y parametrización en ambientes multipunto o punto a punto.

SOFTWARE EnerSis NG

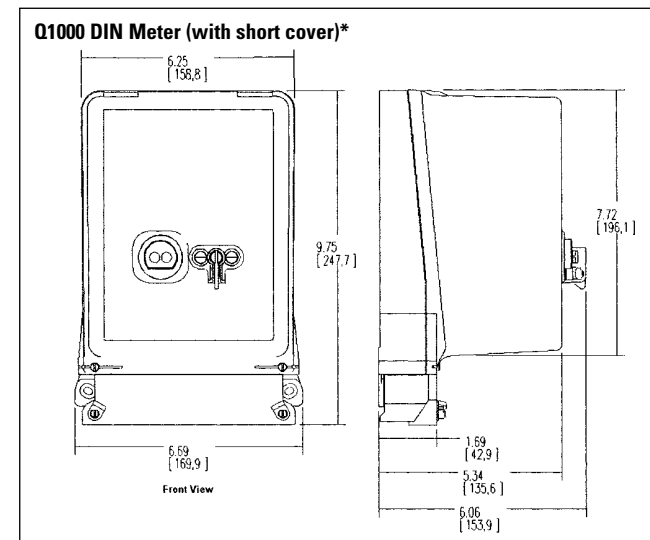
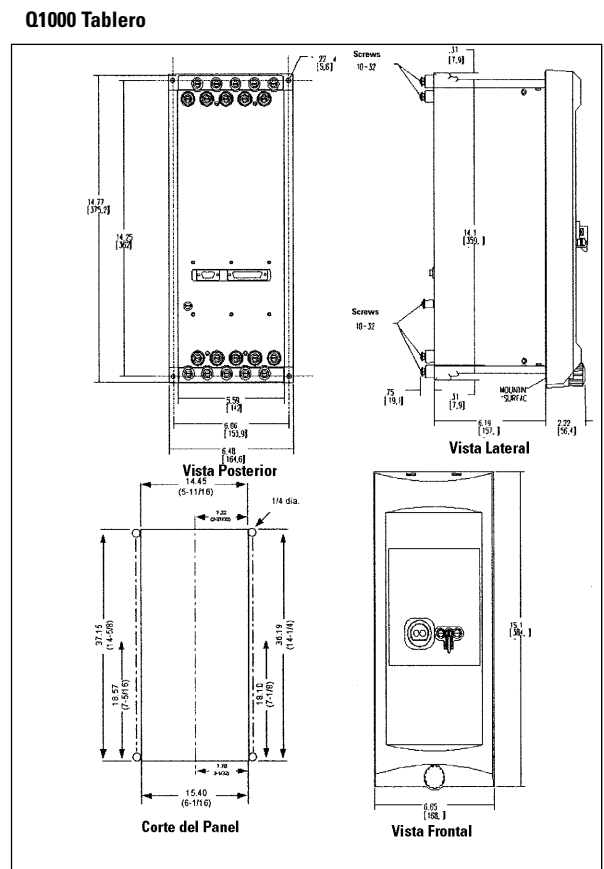
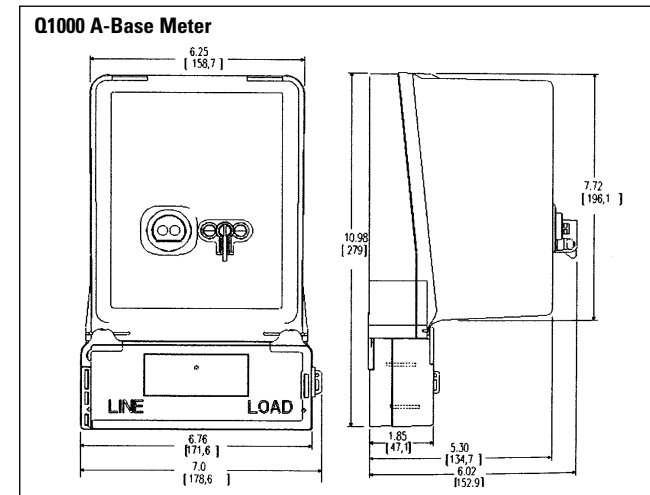
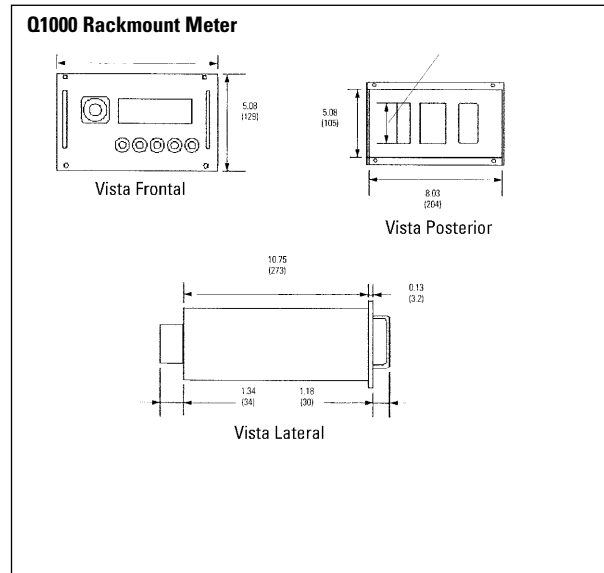
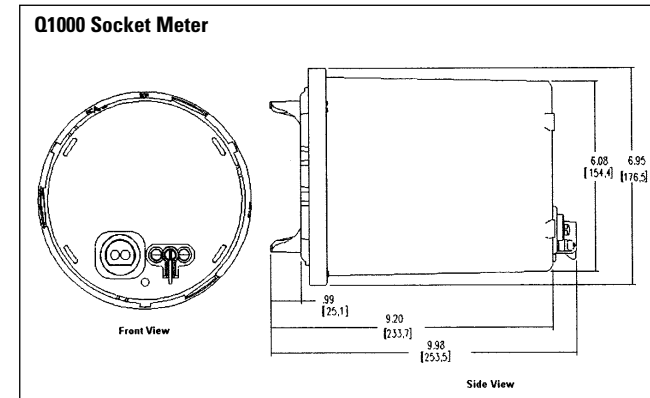


El software permite:

Seleccionar o configurar un grupo de medidores para obtener indicadores totales. Ver, almacenar en el disco duro del Computador en forma de archivos de una base de datos e imprimir los valores de la energía activa y reactiva total, del mes (actual y de los 15 meses anteriores), del día (actual y de los 5 días anteriores) consumida y entregada. Ver los datos del día (actual y de los 35 días anteriores) de las cargas promedios de los periodos de integración, desplegar en forma de gráficos e imprimirlos. Ver y cada segundo los valores momentáneos de las demandas, las corrientes y las tensiones en cada una de las fases, el factor de potencia - $\cos \phi$ y la frecuencia de la red en el medidor seleccionado; Ver y analizar los datos calculados y grabados en el disco duro del Computador. Ver y Almacenar las interrupciones de alimentación y por fases.

Dimensiones

Todas las dimensiones se encuentran expresadas en centímetros (pulgadas)



QUANTUM™ Q1000 Medidor Electrónico Multifunciones

Maximiza tu inteligencia multimedición



El medidor Q1000 se encuentra disponible en 5 formas: Socket, DIN, base A, Tablero y Rackmount

Exactitud Excepcional

QUANTUM Q1000 le provee información para entregar energía predecible y confiable. Este medidor revolucionario cumple requerimientos mundiales de exactitud, confiabilidad y conectividad. La tecnología de la información y los estándares están todos basados en nuestra experiencia con la ingeniería probada en el medidor QUANTUM.

QUANTUM Q1000 de Schlumberger es un medidor electrónico multifunciones de estado sólido, para transformadores de medición, polifásico de exactitud inigualada, diseñado para ser usado en donde existen grandes flujos de energía tales como Plantas Generadoras, Puntos de Interconexión en Transmisión, Subestaciones de Transmisión, Distribución y grandes usuarios comerciales e industriales. El medidor Q1000 tiene la facultad de medir y mostrar la potencia real y reactiva por fase en los cuatro cuadrantes además de miles de otros valores.

Tecnología de transformador activo combinada con un convertidor analógico-digital de 14 bits reduce los errores de medición cercanos a niveles de referencia estándar. Cada medidor Q1000 cumple o excede los estándares de exactitud IEC 60687 (Clase 0.2S) y ANSI C12.20: 1997 para medidores clase 0.2.

El medidor Q1000 ha sido probado y aprobado por muchos laboratorios internacionalmente reconocidos en conjunto con compañías operadoras locales. Entre estos están: en los Estados Unidos: California ISO, New England ISO, Texas ISO-ERCOT y Demand Side Solutions, Inc. en Canadá:

Measurement Canada, Notario IMO y Subnet Solutions; en Países Bajos: KEMA Registered Quality B.V. Calibration Laboratory y NMI Netherlands Meetinstitute; en México: Comisión Federal de Electricidad y LAPEM; en Argentina: INTI; en España: Red Eléctrica de España; en Francia, Electricote de France.

El medidor Q1000 está disponible en configuraciones Socket, Rackmount, Tablero, DIN y base A. cada configuración está disponible en forma cinco [3 fases, 3 hilos delta, (2 elementos)] y forma nueve [3 fases, 4 hilos estrella (3 elementos)].

Comunicaciones Flexibles

QUANTUM Q1000 trabaja en la misma forma que usted lo hace, ofreciendo capacidades de entrada y salida flexibles y una amplia gama de opciones de software. El QUANTUM Q1000 es igualmente versátil en múltiples comunicaciones de alta velocidad, desde frame relay y fibra óptica a radio, marcado telefónico y micro ondas usando protocolos DNP 3.0, IEC 60870-5-102, IEC 60870-5-102 plus, mini DLMS y MODBUS.

Protocolos

El medidor Q1000 posee protocolos poderosos y flexibles, permitiéndole conectarse a una variedad de sistemas. Esta flexibilidad permite una coordinación fácil con sistemas existentes.

Soporte Técnico

Schlumberger respalda el QUANTUM Q1000 con el soporte confiable que usted espera del proveedor líder a compañías operadoras de electricidad. Nuestros ingenieros trabajan con usted para implementar el QUANTUM Q1000 en el campo y ajusta su software para proveer la información inteligente y en tiempo real que usted necesita.

Schlumberger Electricity, Inc.
313-B North Highway 11
West Union, SC 29696, USA
Tel: (864) 638-8300
Fax: (864) 638-4950

Schlumberger Electricity, Inc.
Guillermo González Camarena 1600-2E
Santa Fé, México, D.F. 01210
Mexico
Tel. (+52 55) 5292 6240
Fax: (+52 55) 5292 6239

© Schlumberger Electricity Inc. All rights reserved.

www.goslb.com
GTD-Q1K-0253.10-03

Beneficios Clave

- Exactitud clase 0.1%

• Un puerto óptico de comunicaciones, dos puertos de comunicación RS-232 y un puerto I/O pueden ser usados simultáneamente.

- Hasta diez perfiles de carga con 24 canales cada uno habilitando una variedad de elecciones de longitud de intervalo para cantidades de energía.
- Tarifa Horaria (TOU)
 - Horario (activo) actual
 - Horario (pendiente) latente
 - Siete tipos de día
 - Siete tarifas más el total
 - Varios patrones diarios
 - Varios puntos de inicio de períodos horarios
 - Hasta 16 eventos TOU de estado digital disparados
 - Hasta 12 estaciones independientes por año
 - Sin límite de años (limitado por la memoria)
 - Muchos días festivos
 - Soporta tarifas simultáneas TOU activas (traslapadas)
 - Soporta sobre posiciones temporales del Horario TOU actual
- Protocolos avanzados DNP 3.0, MODBUS RTU
- Re configuración
 - Comunicación
 - Tiempo de Horario de Verano (DST)
 - Armónicos
 - Configuración de Entradas
 - Operación del LEDs
 - Códigos de Seguridad
 - Calidad de Voltaje
 - Tarifa Horaria Actual
 - Tarifa Horaria Latente
- Compensación de Pérdidas del Sistema (SLC)
- Actualización de tiempo del medidor ± una hora independientemente de otras funciones del medidor
- Sincronización de tiempo mediante GPS
- Detección y grabación de sags, swells, des balances e interrupciones de voltaje
- Detección y medición de la 2ª a la 32ª armónica con grabación y muestra en pantalla de la 2ª a la 20ª armónica
- Cable divisor que separa los cables I/O (2); dos puertos de comunicación RS-232 (cada uno con conectores DB-25); cables del puerto de comunicación RS-485 (5 hilos).
- Ocho cantidades totalizadas (adición, sustracción y Raiz Cuadrada de suma de cuadrados)

- Memoria del usuario flexible

Medidor Q1000

El medidor Q1000 es capaz de calcular, grabar y mostrar en pantalla los siguientes registros:

Energia

- Wh: netos, entregados, recibidos, por fase y Trifásicos

- VARh: netos, entregados, recibidos, 4 cuadrantes, por fase y Trifásicos

- VAh: vectoriales y aritméticos, 4 cuadrantes, entregados, recibidos, por fase y Trifásicos

- FPh: por fase y Trifásico

- HZh

- Qh: netos, entregados y recibidos

- Ih e I²h: por fase, neutral y promedio

- Vh y V²h: por fase y promedio

- Ih: por fase, % THD, versiones ANSI y IEC

- Vh: por fase, % THD, versiones ANSI y IEC

- Los valores de energía son programables para datos por fase y trifásicos

Demanda

Máxima y mínima, presente, previa, proyectada, acumulada, continua acumulada y valores seleccionados de demanda coincidente.

Tipos de Registro de Demanda

- Intervalos de demanda en bloque y rolada con longitudes programables de intervalo y sub- intervalo.
- Cálculos de demanda térmica
- Los intervalos de demanda están sincronizados con el reloj interno
- Los valores de demanda son programables para datos por fase y trifásicos

Instantáneos

- Netos, entregados, recibidos, por fase y Trifásicos

Rangos de Entrada de Voltaje

Tabla de Voltaje Nominales		
Forma 5 {3 Fases, 3 Hilos Delta (2 Elementos) Voltaje de Linea		
Socket	58-69V*	100-120V
DIN/DIN Flushmount/A-base/Switchboard/Rackmount	58-69V*	100-120V
Forma 9 [3 phase, 4 wire wye (3 element)] Phase to Neutral Voltage		
Socket	58-69 V*	100-120V
DIN/DIN Flushmount/A-base/Switchboard/Rackmount	58-69V	100-120V
		220-240V*

- Picos instantaneos y minimos

Auto lectura

- Hasta 32 grupos de datos con auto lectura, cada grupo hasta con 60 registros

Características Estándar

- Exactitud Clase 0.1%
- 7 Tarifas Horarias
- Memoria del usuario flexible
- Comunicaciones Quad-Port (protocolos QDIP, mini-DLMS incluidos)
- 1 Perfil de Carga (24 canales)
- Capacidad para 32 Entradas/Salidas (soporta un módulo de cada tipo – se compran por separado)
- Compensación de Pérdidas del Sistema
- 1 Cable de Comunicaciones Divisor
- Opciones adicionales incluyen: Fuente auxiliar AC/DC, Forma de medidor, Tipo del puerto óptico, tipo de LED, Frecuencia de operación y Clase de corriente.

Carácterísticas Opcionales

- Entradas y salidas de estado digital
- Entradas y salidas de pulso digital KY/KYZ
- Salidas analógicas de voltaje y corriente
- Soporte para protocolos avanzados, que incluyen protocolos DNP 3.0, IEC 60870-5-102, IEC 60870-5-102 plus y MODBUS (RTU).
- Tarjeta opcional para módem interno de 33,600 bps
- Fuente de poder auxiliar AC/DC auto rango
- Tarjeta opcional de 4 cables RS-485/RS-232

Red I/O

Red I/O

- Los módulos I/O son módulos separados y completos. Cada módulo se conecta con el medidor a través de un par de cables trenzados que utilizan el protocolo Echelon’s LonWorks.
- Los medidores Q1000 conecte y use (Plug/Play) pueden ser configurados para usar las siguientes funciones a través del uso de los módulos I/O:
 - 8 salidas de pulsos
 - 8 entradas de pulsos

Datos de Exactitud		
El Medidor Q1000 es un dispositivo de +/- 0.1% de exactitud que cumple con los requerimientos de IEC 60687 (1992-06) para Medidores 0.2S y ANSI C12.20: 1997 para M Medidores Clase .2 MEeters		
Cantidad Medida	Angula de Fase	Error de Lectura
Volts (0.75Vn-1.15Vn)	Todos los Angulos de Fase	+/- 0.2%
Amps (0.1A-0.25A)	Todos los Angulos de Fase	+/- 0.4%
Amps (0.25A-5A)	Todos los Angulos de Fase	+/- 0.2%
Watts (0.05A-0.25A)	0°, 180°	+/- 0.2%
Watts (0.25A-20A)	0°, 180°	+/- 0.1%
Watts (0.1A-0.5A)	-60°, +60°, -120°, +120°	+/- 0.3%
Watts (0.5A-20A)	-60°, +60°, -120°, +120°	+/- 0.2%
Vars (0.05A-0.25A)	-90°, +90°	+/- 0.2%
Vars (0.25A-20A)	-90°, +90°	+/- 0.1%
Vars (0.1A-0.5A)	-30°, +30°, 150°, +150°	+/- 0.3%
Vars (0.5A-20A)	-30°, +30°, 150°, +150°	+/- 0.3%
Q(0.05A-0.25A)	-60° +120°	+/- 0.4%
Q(0.25A-20A)	-60° +120°	+/- 0.3%
Q(0.1A-0.5A)	-30°, +30°, 150°, +150°	+/- 0.6%
Q(0.5A-20A)	-30°, +30°, 150°, +150°	+/- 0.4%
VA Arith. (0.05A-0.25A)	Todos los Angulos de Fase	+/- 0.3%
VA Arith. (0.25A-20A)	Todos los Angulos de Fase	+/- 0.4%
VA Vec. (0.1A-0.5A)	-60°, +60°, -120°, +120° <p>-30°, +30°, -150°, +150°</p>	+/- 0.3%
VA Vec. (0.5A-20A)	-60°, +60°, -120°, +120° <p>-30°, +30°, -150°, +150°</p>	+/- 0.3%

- 16 salidas de estado digital
- 16 entradas de estado digital
- 8 salidas analógicas
- 8 entradas analógicas

- Las cantidades, pesos de los pulsos, eventos, demanda y Offsets son programadas por el usuario.
- Un sistema estándar soporta una red I/O de 500 pies. Consulte para distancias superiores.

Modem Interno

- Módem de 33,600 bps
- Capacidad de sensar la velocidad de comunicación
- Puede ser configurado como unidad de contestación automática o de marcado automático
- Detección de línea descolgada el módem libera la línea telefónica si la extensión del teléfono esta en uso
- Soporta hasta 32 medidores en una línea telefónica

Protocolos Avanzados

- DNP 3.0, Nivel 2+
 - IEC 60870-5-102+
- IEC 60870-5-102
 - MODBUS® RTU

Software

Tarjeta de interfaz para PC

- Compatible with ITRON® MV-90
- PC-PRO+® 98
- Protocol Editor™
- Creación de archivo de datos MIF para medidor con la versión 5.0 o mayor del PC-PRO+ 98
- EnergyAudit 4.0
- Compatible con DC Systems RTscada para aplicaciones en tiempo real

Disponibilidad de Producto

Tarjeta de interfaz para PC

- Q1000 Socket: Forma 5, Forma 9
- Q1000 DIN: Forma 5, Forma 9
- Q1000 Tablero: Forma 5, Forma 9
- Q1000 Rackmount: Forma 5, Forma 9
- Q1000 Base A: Forma 5, Forma 9
- Q1000 DIN Flushmount: Forma 5, Forma 9

Rangos Auxiliares de Corriente

1 Fase de CA ó 2 cables para 100-240V CD

Especificaciones

- Rango de Corriente: 0 a clase de amperes
- Corriente de Prueba: Clase 0.5 amperes
- Corriente de Arranque: Medidores 1 A < 1 mA Medidores 10 A < 5 mA Medidores 20 A < 5 mA
- Rango de Voltaje: -20% a +25% de voltaje nominal
- Rango de Frecuencia: 57 – 63 Hz (60 Hz) 47 – 53 Hz (50 Hz)
- Rango de Temperatura: -40 °C a +85 °C
- Rango de Humedad: 0 a 95%, sin condensación

Condiciones de Referencia para Datos de Exactitud

- Voltaje: voltaje nominal ± 3%
- Corriente: In a clase de amperes
- Temperatura: +23 °C ± 3 °C
- Frecuencia: Según la utilizada (50 ó 60 Hz)
- Forma de onda: Factor de distorsión menor al 3%

Códigos Internacionales Generales

Cumple con:

- ANSI C12.1: 1995
- ANSI C12.20: 1998
- ANSI/UL 50:1992
- ASTM B117:1994
- ASTM D999:1991
- IEC 60687 (1992-06)
- IEC 60068-2-6 (1995-03)
- IEC 60068-2-27 (1987-06)
- IEC 61268

El Q1000 cumple la norma ANSI C12.1 con excepción de la Sección 4.7.2.8 “Meter Losses” y la Sección 4.7.2.13 “Radio Frequency Conducted and Radiated Emission”

Disturbios, impulso e interferencia RF

Cumple con:

- ANSI C37.90.1: 1989
- ANSI C62.41: 1991
- FCC Parte 15
- FCC Parte 68
- IEC 61000-4-2 (1995-01)
- IEC 61000-4-4 (1995-01•

Pruebas de Exactitud

En cumplimiento con el estándar IEC 60687para medidores clase 0.2S, así como también el ANSI C12.16 para medidores clase 0.2

Type AB Meters for AMR Systems



Electromechanical Meters

Elster Electricity's Type AB electromechanical meters are the most cost-effective meters for measuring kWh energy usage. The AB electromechanical meter is available as a single phase (AB1) or polyphase (ABS) meter and can be supplied with either a clock-dial or cyclometer type register. Elster Electricity has designed electromechanical meters to integrate different communication technologies into the product line. These communication modules are mounted under the meter's cover and support automated meter reading (AMR) systems. The modules can be supplied on either single phase or polyphase meters. Existing installed meters can also be retrofitted with the communication modules.

The AB1, AB1R (with AMR module) single phase meters, and the ABS polyphase meters meet or exceed the ANSI standards for electricity metering. The Underwriters Laboratory (UL) audited the manufacturing facility and recognized Elster Electricity's world-class quality procedures and implementation by conveying the ISO 9001 Registered Firm Status certification making Elster Electricity the first meter manufacturer to hold this certification.

Commercial Performance

Key features of the AB1 single phase meter are its accuracy, long-life, and consistent service performance.

The fully automated, robotic final calibration system provides the greatest consistency in setting very tight accuracy levels for all AB1 meters. This consistency means that each meter arrives at the electric utility ready for installation. If requested, a computerized calibration data file can be provided by request with each shipment, listing each meter and its specific factory settings. This data file can be easily transferred into the utility's meter database or meter record system.

Elster Electricity's electromechanical meters are designed to operate in the harshest environments. Type AB meters are painted, corrosion-protected and have an epoxy-encapsulated voltage coil. The Type AB meters continue to meet utility expectations by consistently exceeding their 30-year expected life span.

Design Strengths

Elster Electricity's exceptional attention to detail in engineering and manufacturing results in outstanding performance in the field. Performance-enhancing design features include the following:

- highly reliable, epoxy-encapsulated voltage coil
- Magnethrust bearing system for accurate registration and tamper resistance
- corrosion protection for long life
- fixed register mesh requiring no adjustment during register installation
- filter seal system protects against contaminants while minimizing condensation

Automated Meter Reading

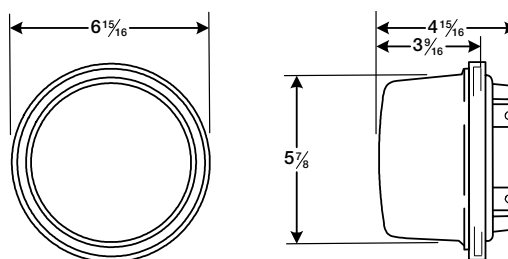
The AB1 meter can be purchased with a communication module that facilitates automated meter reading. The AB1R meter supports many AMR system vendors. Information is available to new vendors to assist them in adding their module to the AB1 meter.

AMR modules compatible with the AB1R meter are indicated in the table on the next page.

Technology to Empower Utilities

Medium	AMR module
Radio frequency (900 MHz)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Itron* ▪ Schlumberger CellNet
Distribution power line carrier	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hunt Turtle ▪ DCSI
Telephone	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Itron (DCI) ▪ American Innovations

*Uses a switch containing mercury. Dispose of according to local, state, and federal laws.



Dimensions in inches; provided for reference only. Not to be used for construction.

Type AB Specifications

Type AB meters meet or exceed ANSI C12.1-1995 and ANSI C12.10-1998.

Meter	Description	Voltages	Forms
AB1	A single phase meter available as a self-contained, socket-type or transformer-type meters with 4, 5, or 6 terminals.	120 or 240	1S, 2S, 3S, 4S
ABS-2	A 2-stator meter for 3-phase, 3-wire or network service. It is a transformer-rated, socket-type meter with 8 terminals.	120, 240, or 480	5S
ABS-3	A 3-stator meter for 3-phase, 4-wire wye service. It is available as a self-contained (7 terminals) or transformer-rated (13 terminals) socket-type meter.	120, 240, or 480	9S, 16S
ABS-5	A 2-stator meter for 3-phase, 3-wire or network service. It is self-contained, socket-type meter with 5 terminals; the 5th terminal is moveable.	120, 240, or 480	12S
ABS-5U	Similar to the ABS-5 but designed for urban network applications. The meter is used where 120/208 V network is the electrical service and lightning protection for the service is provided at the service entrance.	120	12S, 25S
ABS-7	A 2-stator meter for 3-phase, 4-wire delta service. It is available as a self-contained (7 terminals) or transformer-rated (13 terminals), socket-type meter.	240 or 480	8S, 15S
ABS-8	A 2-stator (2½ element) meter for 3-phase, 4-wire wye service. It is available as a self-contained (7 terminals) or transformer-rated (13 terminals), socket-type meter.	120 or 240	6S, 14S

Meter type	Number in carton	Domestic		Export			
		Net weight lb [kg]	Shipping weight lb [kg]	Net weight lb [kg]	Legal weight lb [kg]	Gross weight lb [kg]	Shipping dimensions of box (inches)
AB1	4	15.5 [7]	18.25 [8.3]	15.5 [7]	18.25 [8.3]	18.25 [8.3]	15.75 × 15.75 × 7.38
ABS-2	1	7 [3.2]	9 [4.1]	7 [3.2]	8 [3.6]	9 [4.1]	9.5 × 11 × 9.5
	4	27.75 [12.6]	31.5 [14.3]	27.75 [12.6]	30.25 [13.7]	31.5 [14.3]	16.5 × 16.5 × 10.63
ABS-3	1	8 [3.6]	10 [4.5]	8 [3.6]	9 [3.6]	10 [4.5]	9.5 × 11 × 9.5
	4	32 [14.4]	35.5 [15.98]	32 [14.4]	34.5 [15.53]	35.5 [15.98]	16.5 × 16.5 × 10.63
ABS-5	1	7 [3.2]	9 [4.1]	7 [3.2]	8 [3.6]	9 [4.1]	9.5 × 11 × 9.5
	4	27.75 [12.6]	31.5 [14.3]	27.75 [12.6]	30.25 [13.7]	31.5 [14.3]	16.5 × 16.5 × 10.63
ABS-7	1	7 [3.2]	9 [4.1]	7 [3.2]	8 [3.6]	9 [4.1]	9.5 × 11 × 9.5
	4	27.75 [12.6]	31.5 [14.3]	27.75 [12.6]	30.25 [13.7]	31.5 [14.3]	16.5 × 16.5 × 10.63
ABS-8	1	7 [3.2]	9 [4.1]	7 [3.2]	8 [3.6]	9 [4.1]	9.5 × 11 × 9.5
	4	27.75 [12.6]	31.5 [14.3]	27.75 [12.6]	30.25 [13.7]	31.5 [14.3]	16.5 × 16.5 × 10.63



Elster Electricity, LLC

Raleigh, North Carolina, USA
+ 1 800 338 5251 (US Toll Free)
+1 905 634 4895 (Canada)
support@us.elster.com
www.elsterelectricity.com

© 2005 by Elster Electricity, LLC. All rights reserved. Information herein is subject to change without notice. Product specifications cited are those in effect at the time of publication. Contact your Elster Electricity representative for the most current product information. Printed in the United States. Rev. A. August 2005.



COMULSA

COMERCIALIZADORA MULTINACIONAL S.A.

Landis + Gyr

ZMD 310

Medidor Electrónico de
Energía Activa y Reactiva
Multitarifa
Conexión Directa
20 (120) A



comulsa@comulsa.cl
www.comulsa.cl
Tel: (56 2) 554 3208
Fax: (56 2) 554 3209
Alvarez de Toledo 864
Santiago - Chile

1. DATOS TÉCNICOS

Datos Generales		(Un = Voltaje Nominal, In = Corriente Nominal)	
Rango de Voltaje	0.8 ... 1.15 x Un	Un = 220/380 V	
Circuito de Corriente, - Rango de medida, - Corriente de partida - Capacidad de carga medida térmica corto circuito 10 ms	Corriente Nominal 15 mA...120 A ≤ 100 mA por fase (0.05% In) 100 A 120 A 5000 A	In = 20 A	
Frecuencia Nominal	50 Hz +/-5%		
Clase de Precisión	clase 1	De acuerdo a IEC 61036	
Salida Test (LED) - largo de pulso	R = 500 imp/kWh Aprox. 2 ms		
Pantalla - Vida útil - Tamaño de figuras	LCD con símbolos adicionales > 15 años Números de código = 6 mm, valores principales = 8 mm		
Respaldo - Batería - Supercap	10 años típicamente 20 días		
Calendario Reloj/Hora - Precisión cuarzo	± 5 ppm (de acuerdo a estándar IEC)		
Clase de Protección	IP 52 a IEC 60529		
Salidas de Relé de Estado Sólido - Voltaje - Corriente - Constante	Según estándar 61393 12-240 VAC/DC máx. 100 mA 50 Hz K1 = 10 Wh/imp (+A) K2 = 10 varh/imp (+R)		
Entradas de Control - Voltaje	< 2 mA para 230 V 58 a 240 VAC		
Rango de Temperatura	Rango operativo específico	-25°C a +70°C	
	Transporte y bodega	-40°C a +60°C	
Aislación	50 Hz / 1 min	4 kV	
Compatibilidad Electromagnética - Descarga Electrostática - Campos Electromagnéticos de alta frecuencia - Transientes rápidos - Interferencia de radio	IEC 61000-4-2, descargas de contacto, 8 kV IEC 61000-4-3, 27 MHz hasta 500 MHz, al menos 10 V/m 100 kHz hasta 2 GHz, típico 30 V/m IEC 61000-4-4, 2 kV para circuitos de corriente y voltaje 1 kV para circuitos auxiliares > 40 V IEC/CISPR 22, Equipamiento Clase B		
Resistencia al Impulso de Voltaje - Impulso de voltaje 1.2/50µs - Impulso de voltaje 1.2/50µs	Conexiones de potencia, 8 kV Conexiones de control, 6 kV		
Peso	Aprox. 1.5 kg		

2. REGISTRO DE MEDIDORES ELECTRONICOS LANDIS & GYR
ZMD310CT44.0007 20 (120)A 3x220/380V

Sigla: Desplegado/leído en:
 NOR modo normal (alternante cada 8 segundos)
 INT modo de interrogación (pulsación botón interrog.)

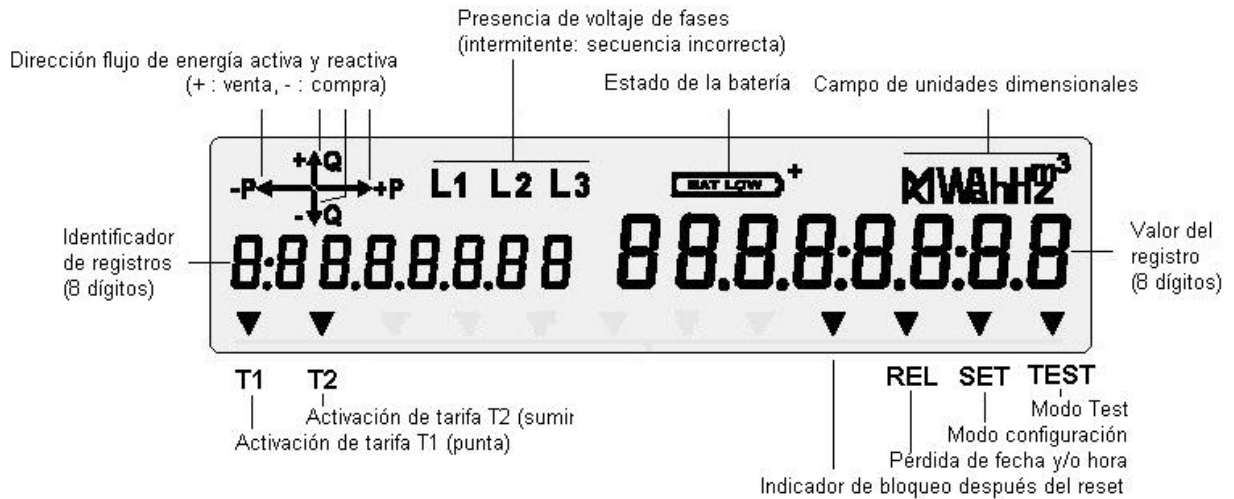
Registro	Despliegue / registro	Dimensión	NOR	INT
888	Control del despliegue / segmentos			•
F	Mensajes de error (OO: no hay error)			•
1	Contador de reposiciones (reset)			•
1.xx	Fecha y hora de la última reposición (xx = 12 valores prev.)	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
2.1	Demanda máxima acumulada en la tarifa I	kW		•
2.2	Demanda máxima acumulada en la tarifa II	kW		•
4	Min. transcurridos del actual período de integración y demanda actual	kW	•	•
6.1	Demanda máxima leída en el presente período de facturación, tarifa I	kW	•	•
6.1	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD	•	•
6.1.xx	Valores previos de demanda máxima, tarifa I (xx = 12 valores prev.)	kW		•
6.1.xx	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
6.2	Demanda máxima leída en el presente período de facturación, tarifa II	kW	•	•
6.2	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD	•	•
6.2.xx	Valores previos de demanda máxima, tarifa I (xx = 12 valores prev.)	kW		•
6.2.xx	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
8	Energía activa del presente período de facturación	kWh	•	•
8.xx	Estados previos de energía activa (xx = 12 valores prev.)	kWh		•
9	Energía reactiva del presente período de facturación	kvarh	•	•
9.xx	Estados previos de energía reactiva (xx = 12 valores prev.)	kvarh		•
11	Hora actual del contador	hh:mm:ss	•	•
12	Fecha actual del contador	AA-MM-DD	•	•
14	Horas de respaldo batería			•

Tarifas de demandas:

Tarifa I SIC: Medición de 18:00 a 23:00 hrs. del 1 de Mayo al 30 de Septiembre
 SING: Medición de 18:00 a 23:00 hrs. en periodo de invierno
 Medición de 19:00 a 24:00 hrs. en periodo de verano
 SUR: Medición de 17:00 a 22:00 hrs. del 1 de Mayo al 30 de Septiembre
 Tarifa II: Medición de permanencia las 24 horas, los 365 días del año.

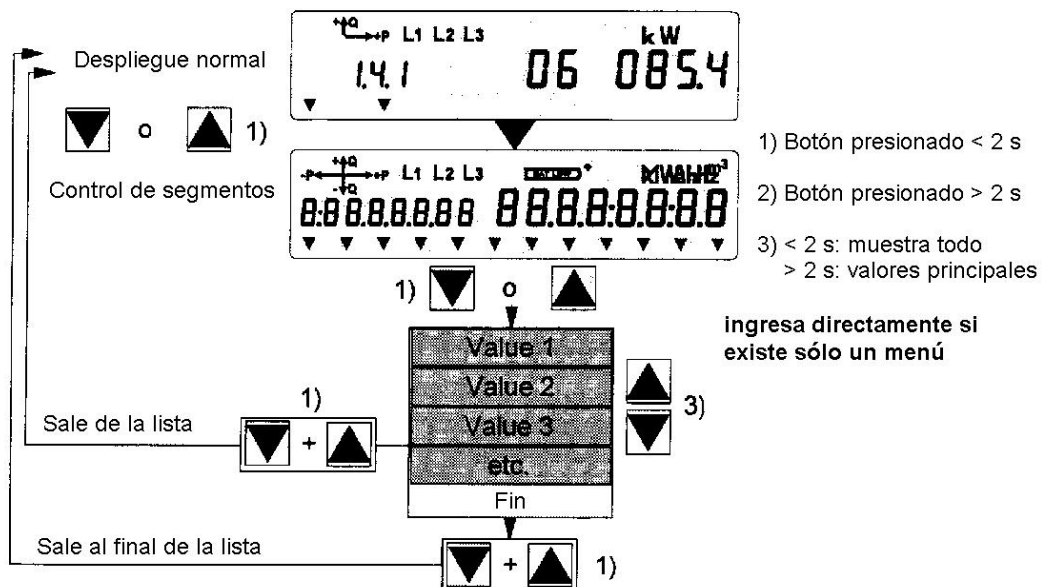
3. EXPLICACIÓN DE LOS DESPLIEGUES

3.1. Pantalla



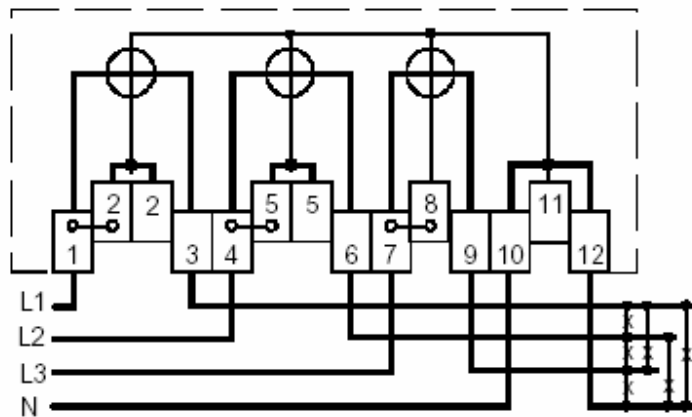
3.2. Modo Interrogación

Para ingresar al modo interrogación y leer los registros programados en el medidor (detallados en el apartado 2 de este catálogo) se debe seguir la secuencia mostrada en la siguiente figura:

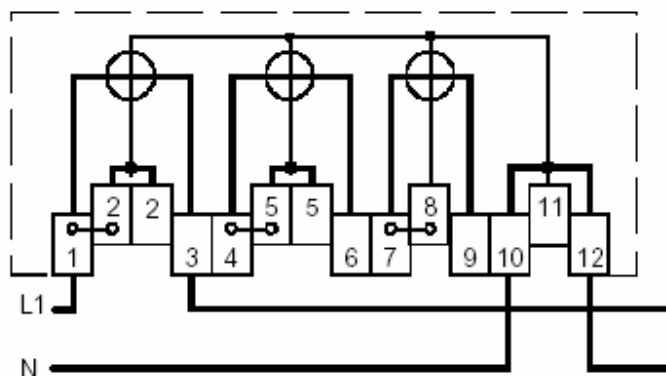


4. DIAGRAMA DE CONEXIONES

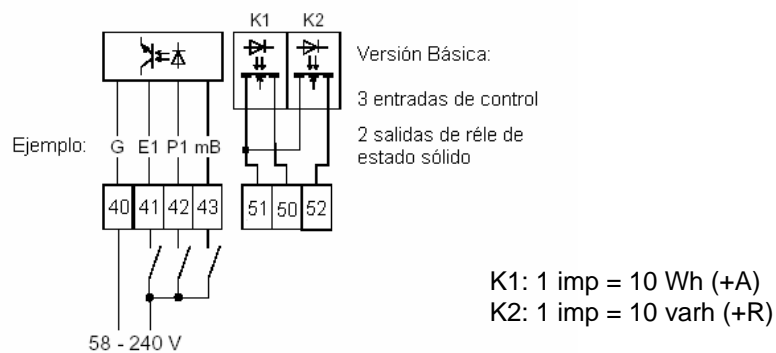
4.1. Esquema de conexión trifásica directa



4.2. Esquema de conexión monofásica directa

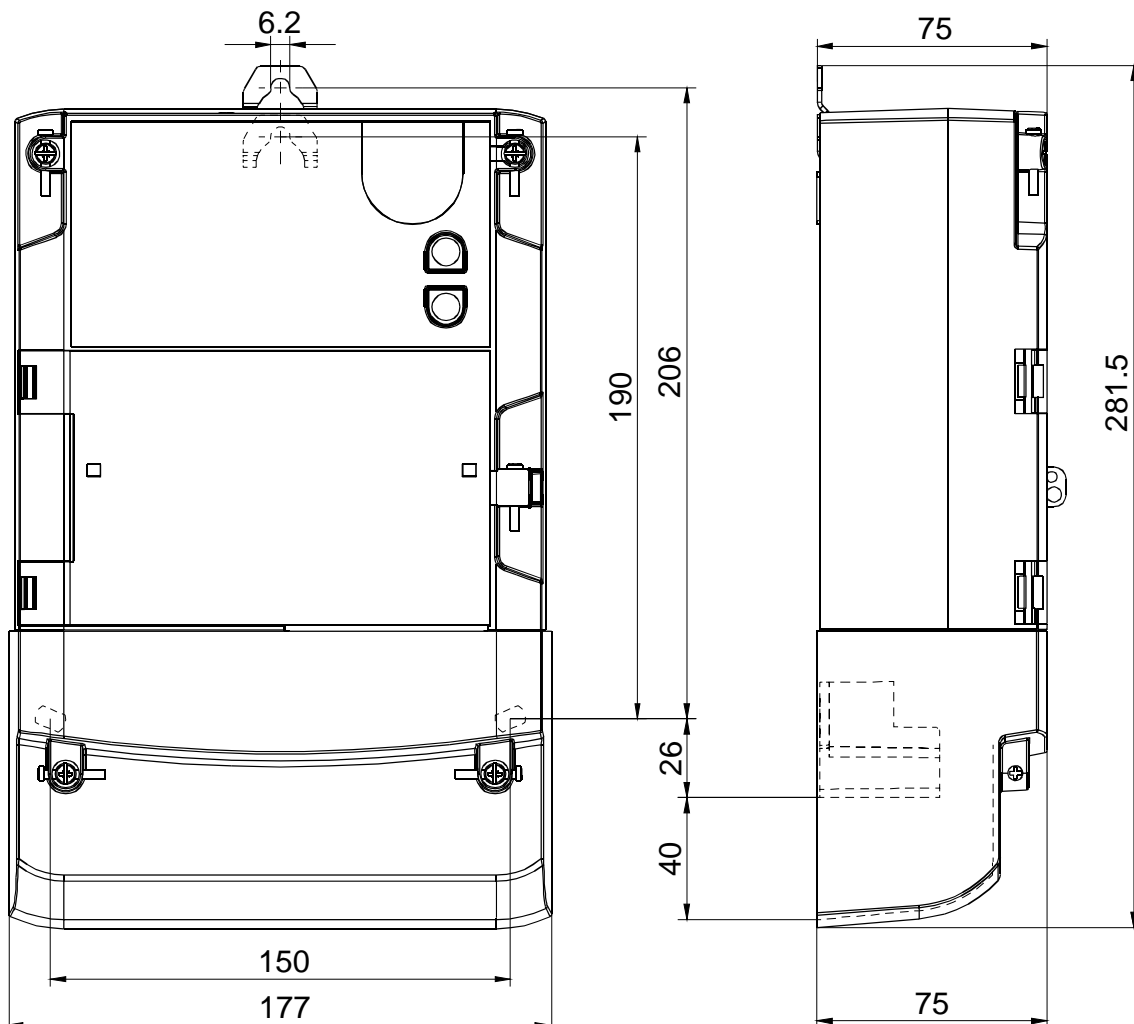


4.3. Contactos de entrada/salida de control



4.4. Conexiones de fases:	Terminales.....	tipo tornillo
	Diámetro.....	8.5 mm
	Sección conductor.....	25 a 35 mm ²
	Dimensiones del tornillo.....	M6 x 14
	Torque de apriete.....	hasta 3 Nm

5. DIMENSIONES (en mm)



Landis + Gyr

ZMD 405

Medidor Electrónico de
Energía Activa y Reactiva
Multitarifa
Conexión Indirecta
(con transformadores)



comulsa@comulsa.cl
www.comulsa.cl
Tel: (56 2) 554 3208
Fax: (56 2) 554 3209
Alvarez de Toledo 864
Santiago - Chile

1. DATOS TÉCNICOS

Datos Generales	(Un = Voltaje Nominal, In = Corriente Nominal)	
Rango de Voltaje	0.8 ... 1.15 x Un	Un = 58/100...240/415 V
Circuito de Corriente	Corriente Nominal	In = 5 A
- Rango de medida	3.5 mA...10 A	
- Corriente de partida	≤ 5 mA por fase (0.1% In)	
- Capacidad de carga	medida	5 A
	térmica	6 A
	corto circuito 500 ms	200 A
Frecuencia Nominal	50 Hz +/-5%	
Clase de Precisión	clase 0.5	De acuerdo a IEC 61036
Salida Test (LED)	R = 10000 imp/kWh	
- largo de pulso	Aprox. 2 ms	
Pantalla	LCD con símbolos adicionales	
- vida útil	> 15 años	
- Tamaño de figuras	Números de código = 6 mm, valores principales = 8 mm	
Respaldo		
- Batería	10 años	
- Super condensador	típicamente 20 días	
Calendario Reloj/Hora		
- Precisión cuarzo	± 5 ppm (de acuerdo a estándar IEC)	
Clase de Protección	IP 52 a IEC 60529	
Salidas de Relé de Estado Sólido	Según estándar 61393	
- Voltaje	12-240 VAC/DC	
- Corriente	máx. 100 mA	
- Constante	K1 = 1 Wh/imp (+A)	K2 = 1 varh/imp (+R)
Entradas de Control	< 2 mA para 230 V	
- Voltaje	58 a 240 VAC	
Rango de Temperatura	Rango operativo específico	-25°C a +70°C
	Transporte y bodega	-40°C a +60°C
Aislación	50 Hz / 1 min	4 kV
Compatibilidad Electromagnética		
- Descarga Electrostática	IEC 61000-4-2, descargas de contacto, 8 kV	
- Campos Electromagnéticos de alta frecuencia	IEC 61000-4-3, 27 MHz hasta 500 MHz, al menos 10 V/m	
- Transientes rápidos	100 kHz hasta 1 GHz, típico 30 V/m	
- Interferencia de radio	IEC 61000-4-4, 2 kV para circuitos de corriente y voltaje	
	1 kV para circuitos auxiliares > 40 V	
	IEC/CISPR 22, Equipamiento Clase B	
Resistencia al Impulso de Voltaje		
- Impulso de voltaje 1.2/50µs	Conexiones de potencia,	8 kV
- Impulso de voltaje 1.2/50µs	Conexiones de control,	6 kV
Peso	Aprox. 1.5 kg	

2. REGISTRO DE MEDIDORES ELECTRONICOS LANDIS & GYR
ZMD405CT44.0007 -/5A 3x58/100 ... 240/415V

Sigla: Desplegado/leído en:
 NOR modo normal (alternante cada 8 segundos)
 INT modo de interrogación (pulsación botón interrog.)

Registro	Despliegue / registro	Dimensión	NOR	INT
888	Control del despliegue / segmentos			•
F	Mensajes de error (OO: no hay error)			•
1	Contador de reposiciones (reset)			•
1.xx	Fecha y hora de la última reposición (xx = 6 valores prev.)	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
2.1	Demanda máxima acumulada en la tarifa I	kW		•
2.2	Demanda máxima acumulada en la tarifa II	kW		•
4	Min. transcurridos del actual período de integración y demanda actual	kW	•	•
6.1	Demanda máxima leída en el presente período de facturación, tarifa I	kW	•	•
6.1	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD	•	•
6.1.xx	Valores previos de demanda máxima, tarifa I (xx = 6 valores prev.)	kW		•
6.1.xx	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
6.2	Demanda máxima leída en el presente período de facturación, tarifa II	kW	•	•
6.2	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD	•	•
6.2.xx	Valores previos de demanda máxima, tarifa I (xx = 6 valores prev.)	kW		•
6.2.xx	Fecha y hora de ocurrencia	hh:mm:ss AA-MM-DD		•
8	Energía activa del presente período de facturación	kWh	•	•
8.xx	Estados previos de energía activa (xx=6)	kWh		•
9	Energía reactiva del presente período de facturación	kvarh	•	•
9.xx	Estados previos de energía reactiva (xx=6)	kvarh		•
11	Hora actual del contador	hh:mm:ss	•	•
12	Fecha actual del contador	AA-MM-DD	•	•
14	Horas de respaldo batería			•

Tarifas de demandas:

Tarifa I SIC: Medición de 18:00 a 23:00 hrs. del 1 de Mayo al 30 de Septiembre

SING: Medición de 18:00 a 23:00 hrs. en periodo de invierno

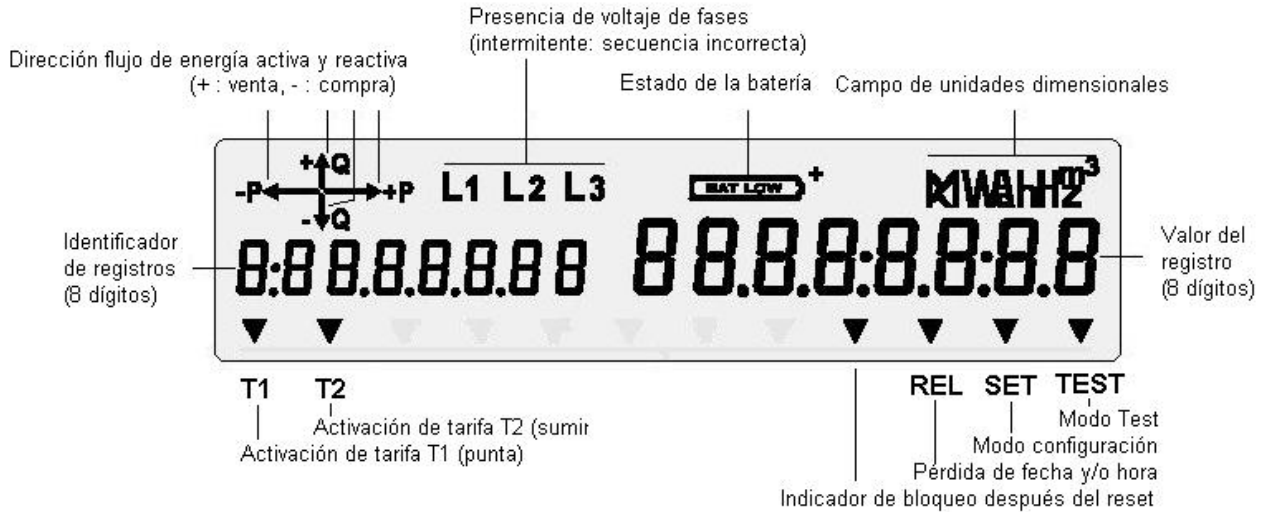
Medición de 19:00 a 24:00 hrs. en periodo de verano

SUR: Medición de 17:00 a 22:00 hrs. del 1 de Mayo al 30 de Septiembre

Tarifa II: Medición de permanencia las 24 horas, los 365 días del año.

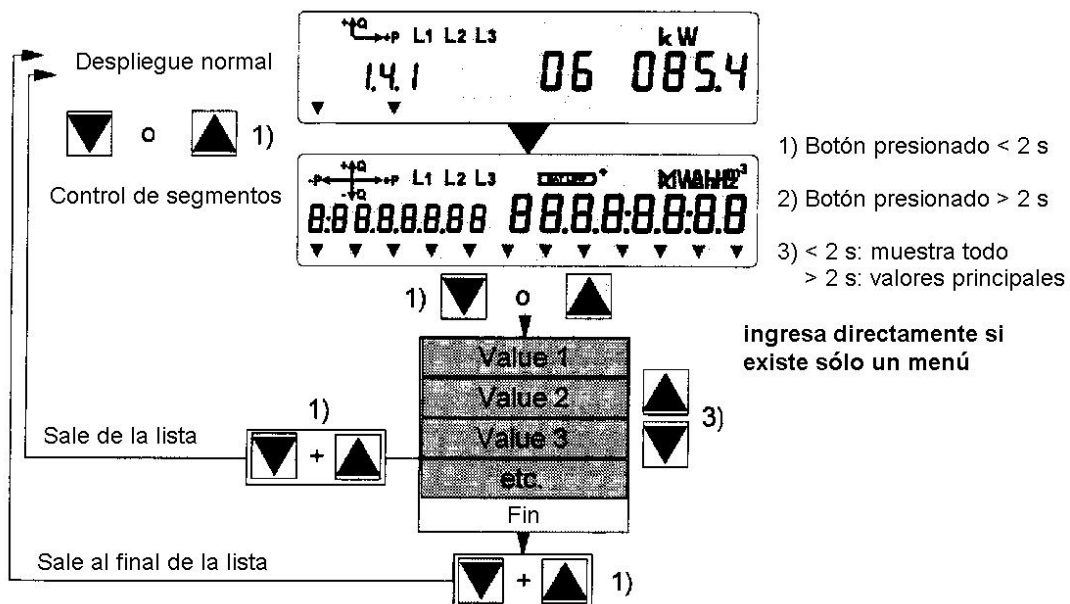
3. EXPLICACIÓN DE LOS DESPLIEGUES

3.1. Pantalla



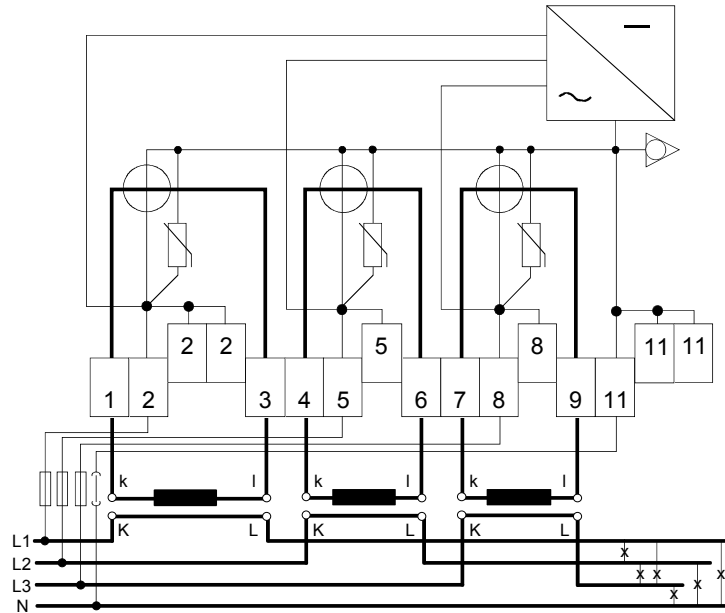
3.2. Modo Interrogación

Para ingresar al modo interrogación y leer los registros programados en el medidor (detallados en el apartado 2 de este catálogo) se debe seguir la secuencia mostrada en la siguiente figura:

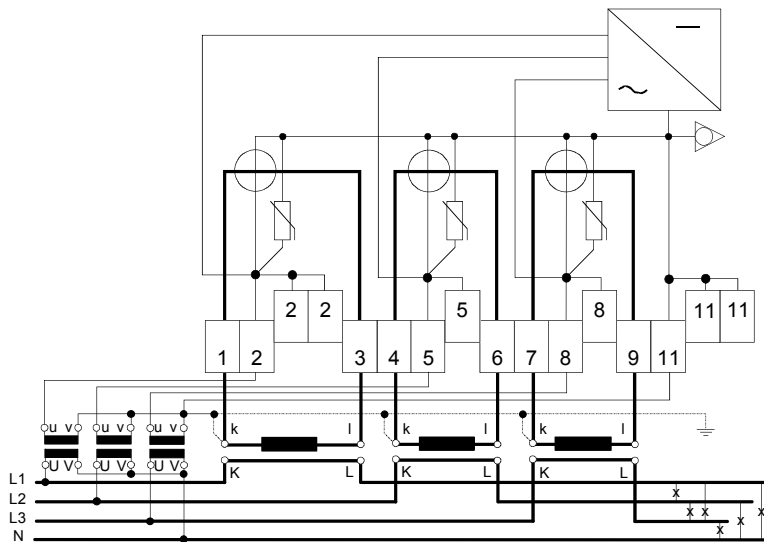


4. DIAGRAMA DE CONEXIONES

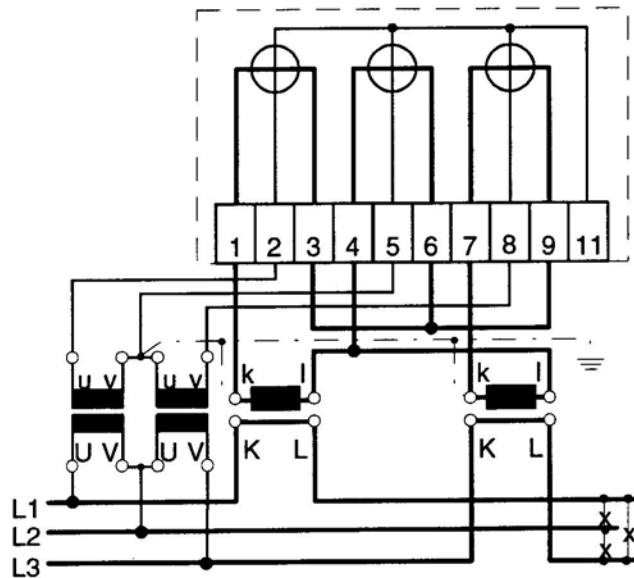
4.1. Esquema de conexión indirecta con transformadores de corriente



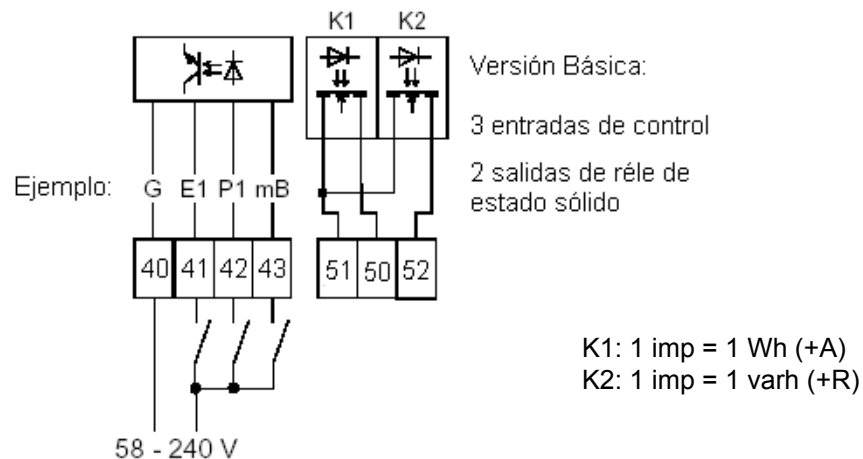
4.2. Esquema de conexión indirecta a compacto de 3 elementos (3 transformadores de corriente y 3 transformadores de voltaje)



4.3. Esquema de conexión indirecta a compacto de 2 elementos (2 transformadores de corriente y 2 transformadores de voltaje)



4.4. Contactos de entrada/salida de control



4.5. Conexiones de fases:

Terminales.....	tipo tornillo
Diámetro.....	5.2 mm
Sección conductor.....	4 a 6 mm ²
Dimensiones del tornillo.....	M4 x 8
Torque de apriete.....	hasta 1.7 Nm

5. DIMENSIONES (en mm)

