

**APOYO EN OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SUPERVISIÓN DE EQUIPOS
DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA EMPRESA
COMERCIALIZADORA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.**

VÍCTOR AUGUSTO CUAICAL TARAPUES

**UNIVERSIDAD DE NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELECTRÓNICA
SAN JUAN DE PASTO
2012**

**APOYO EN OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SUPERVISIÓN DE EQUIPOS
DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA EMPRESA
COMERCIALIZADORA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.**

PROYECTO DE PASANTÍA

VÍCTOR AUGUSTO CUAICAL TARAPUES

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
Ingeniero Electrónico**

Asesor(es):

**DAVID SALCEDO CASTILLO
Ingeniero Electricista**

**ALFREDO SALAZAR CANO
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD DE NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELECTRÓNICA
SAN JUAN DE PASTO
2012**

NOTA DE RESPONSABILIDAD

“La Universidad de Nariño no se hace responsable por las opiniones o resultados obtenidos en el presente trabajo y para su publicación priman las normas sobre el derecho de autor”

Acuerdo1, Artículo 324. Octubre 11 de 1966. Emanado del Honorable Concejo Directivo de la Universidad de Nariño.

NOTA DE ACEPTACIÓN

WAGNER SUERO PÉREZ
Jurado

ANDRÉS CALVACHE GARCÍA
Jurado

DAVID SALCEDO CASTILLO
Asesor

ALFREDO SALAZAR CANO
Asesor

San Juan de Pasto, Mayo de 2012

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a Dios por regalarme la vida, a mis padres por su amor, su comprensión, su dedicación en mi formación y por la oportunidad que me brindaron para poder estudiar y alcanzar éste logro tan anhelado.

A todas las personas que estuvieron a mi lado, a mis hermanos, amigos, compañeros y docentes que brindaron y compartieron lo mejor de sí y contribuyeron en mi desarrollo.

A todas las personas que trabajan en la empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. por permitirme desarrollar la pasantía y compartir una experiencia maravillosa.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.	26
2. MARCO TEÓRICO	27
2.1 ENERGÍA	27
2.1.1 Energía eléctrica	27
2.1.2 Potencia eléctrica en corriente alterna	28
2.1.2.1 Potencia activa	30
2.1.2.2 Potencia reactiva	30
2.1.2.3 Potencia aparente	31
2.1.2.4 Triángulo de potencias	31
2.1.3 Factor de potencia	32
2.1.4 Compensación	34
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	35
2.2.1 Generalidades	35
2.2.2 Características del sistema eléctrico	36
2.2.3 Marco constitucional y legal	37
2.2.3.1 Marco constitucional	37
2.2.3.2 Marco legal	37
2.2.4 Mercado de la electricidad	38

2.2.5	Composición del mercado eléctrico colombiano	40
2.2.5.1	Órganos regulatorio, de control y de planeación	40
2.2.5.2	Órganos de operación y administración	42
2.2.5.3	Órganos consultor y asesores	43
2.2.5.4	Agentes del MEM	43
2.2.6	Estructura tarifaria	46
2.3	MEDICIÓN ELÉCTRICA	48
2.3.1	Medidores de energía eléctrica	49
2.3.2	Evolución de medidores electrónicos	52
2.3.3	Principios de funcionamiento de un medidor electrónico	53
2.3.4	Calibración	55
2.4	MEDICIÓN EN FRONTERAS COMERCIALES	55
2.4.1	Medición directa	55
2.4.2	Medición semi-directa	55
2.4.3	Medición indirecta	56
2.5	TELEMETRÍA	57
3.	METODOLOGÍA	58
3.1	SISTEMAS DE TELEMETRÍA EN MEDICIÓN DE ENERGÍA EMPLEADOS EN LA EMPRESA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.	58
3.2	CONTROLADORES DE SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE LECTURA	60
3.3	MÓDEM	61
3.4	GSM (GLOBAL SYSTEM FOR MOBIL COMMUNICATIONS)	62

3.5	GPRS (GENERAL PACKET RADIO SERVICE)	63
3.5.1	Redes externas	63
3.5.2	Redes troncales internas	64
3.6	RED TELEFÓNICA CONMUTADA (RTC)	65
3.7	SISTEMA DE TELEMEDIDA POR COMUNICACIÓN SATELITAL	65
3.7.1	Segmento espacio	66
3.7.2	Segmento tierra	66
3.7.3	Segmento suscriptor	66
3.8	COMANDOS AT	67
3.9	MEDIDOR ELGAMA EPQS	69
3.10	DISPOSITIVO MÓDEM GSM ENFORA SA-G+	73
3.10.1	Ventajas y beneficios	74
3.10.2	Aplicaciones	74
3.11	DISPOSITIVO MÓDEM GSM ELGAMA MCL 5.X	75
3.11.1	Características	75
3.11.2	Interfaces de comunicación	76
4.	RESULTADOS	77
4.1	ANÁLISIS COMUNICACIÓN POR LAZO DE CORRIENTE DE 20 mA	77
4.1.1	Comunicación serial	77
4.1.2	Lazo de corriente digital de 20 mA	79
4.1.2.1	Circuito full-duplex de 20 mA	80
4.1.2.2	Circuito simplex de 20 mA	81

4.2	APOYO EN OPERACIÓN Y SUPERVISIÓN DE EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE SISTEMAS DE TELEMETRÍA	82
4.2.1	Procedimiento de telemedida	82
4.2.1.1	Computador telemedida	82
4.2.1.2	Módulo remoto	83
4.2.1.3	Módulo central	83
4.2.2	Software de telemedida	86
4.2.2.1	Enersis lite 1.03	86
4.2.2.2	EnerSis NG	89
4.2.2.3	Enersat®	90
4.2.3	Programación de medidores	90
4.2.4	Programación de módems	91
4.2.4.1	Módems telefónicos	92
4.2.4.2	Módems GSM/GPRS	95
4.3	APOYO AL DESARROLLO DE RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN EQUIPOS DE TELEMETRÍA Y CÓMPUTO	99
4.3.1	Beneficios del mantenimiento	99
4.3.2	Propuesta de mantenimiento para equipos de ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.	100
4.3.2.1	Mantenimiento técnico a dispositivos de telemetría	100
4.3.2.2	Mantenimiento técnico a ordenadores	101
4.3.2.3	Mantenimiento técnico del medidor	101
4.3.2.4	Diagnóstico a medidores	103
4.4	DESARROLLO DE OTRAS ACTIVIDADES DE APOYO	105

4.4.1	Apoyo en armado y montaje de equipos de telemedida	105
4.4.2	Elaboración de registros e informes	107
4.4.3	Proceso de facturación de servicio	108
4.4.4	Apoyo en elaboración de plano eléctrico en nuevas instalaciones de la empresa	108
5.	CONCLUSIONES	110
6.	RECOMENDACIONES	112
	BIBLIOGRAFÍA	113
	ANEXOS	117

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Señal sinusoidal	29
Figura 2. Potencias eléctricas en corriente alterna	32
Figura 3. Compensación de energía reactiva	35
Figura 4. Estructura del sector eléctrico colombiano	39
Figura 5. Esquema del mercado eléctrico colombiano	46
Figura 6. Muestreo de tensión y corriente en medición eléctrica	49
Figura 7. Esquema estructural de un medidor electrónico	53
Figura 8. Sistema automatizado de lectura de energía	59
Figura 9. Sistemas de telemetría	60
Figura 10. Vista General Sistema Orbcomm	67
Figura 11. Medidor Elgama EPQS	70
Figura 12. Módem Enfora SA-G+ GSM1308/1318	75
Figura 13. Controlador MCL 5.0 con modem interno GSM/GPRS	76
Figura 14. Formato marca/espacio	77
Figura 15. Transmisión serial asíncrona	79
Figura 16. Conversión TTL a Lazo de corriente de 20 mA	80
Figura 17. Circuito Full-Duplex de lazo de corriente de 20 mA	81
Figura 18. Circuito simplex de lazo de corriente de 20 mA	81
Figura 19. Comparación de niveles de señal en interfaces RS-232 y lazo de corriente de 20 mA	82

Figura 20. Configuración puerto de comunicación	92
Figura 21. Menú principal de programación módem MCL 5.X	98
Figura 22. Configuración de dispositivo	98
Figura 23. Configuración GPRS	98
Figura 24. Configuración de puerto de comunicación	99

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a 31 de diciembre de 2010	37
Tabla 2. Líneas de transmisión del SIN a 31 de diciembre de 2010	37
Tabla 3. Agentes del MEM	46
Tabla 4. Características medidor Elgama EPQS	71
Tabla 5. Estructura de archivos de Enersis Lite	88
Tabla 6. Código de colores de los cables de señales	107

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Esquema institucional del sector eléctrico colombiano	118
Anexo B. Comandos AT	119
Anexo C. Especificaciones técnicas medidor Elgama EPQS	124
Anexo D. Especificaciones técnicas módem Enfora SA-G+	125
Anexo E. Especificaciones técnicas módem Elgama MCL 5.X	126
Anexo F. Normativas de modulación (Comando +MS)	127

GLOSARIO

AMR (Automated meter reading): lectura automática de medidores, sistemas utilizados en lectura y transmisión de datos de medidores de electricidad, gas, agua y calefacción.

APN (Access Point Name): nombre de un punto de acceso para GPRS.

CHAP (Challenge Handshake Authentication Protocol): protocolo de autenticación remota o inalámbrica.

COMANDOS: instrucción u orden que un usuario proporciona a un sistema informático.

CSD (Circuit Switch Data): llamada de datos sobre la red GSM, que permite una establecer una conexión directa.

DCD (Data Carrier Detect): señal de detección de portadora en comunicación serial.

DSP (Digital Signal Processing): dispositivo para procesamiento y representación de señales analógicas en tiempo real.

DTR (Data Terminal Ready): señal para preparar al módem para conectarse a una línea de comunicación y mantener la conexión.

ELGAMA: fabricante de medidores electrónicos de energía eléctrica y sistemas AMR.

ENFORA: fabricante de dispositivos de comunicación GSM/GPRS/GPS.

GPRS (General Packet Radio Service): tecnología de transmisión para telefonía móvil que entre otras cosas mejora la limitación del ancho de banda para datos que imponía la red GSM.

GSM (Group Special Mobile o Global System for Mobile Communications): especificaciones europeas (ETSI) para la transmisión digital de telefonía móvil celular.

INTERFAZ: dispositivo que permite la interacción entre dos sistemas. En comunicaciones de datos la interfaz define características eléctricas de la señal, conexión física y procedimientos para transmitir y recibir bits.

MÓDEM: dispositivo hardware modulador-demulador, que permite transformar las señales digitales en señales análogas y viceversa, para transmisión y recepción de datos.

NTC (Norma Técnica Colombiana): documento normativo de aplicación voluntaria, establecido por consenso, el cual toma en consideración las disposiciones establecidas en el Código de buena conducta para la elaboración, adopción y aplicación de normas de la Organización Mundial del Comercio (OMC) aprobado por el ICONTEC, que suministra, para uso común y repetido, reglas, directrices y características para actividades o resultados encaminados al logro del grado óptimo de orden, en un contexto dado.

OBIS (Object Identification System): sistema de identificación de un valor mostrado.

ORBCOMM: sistema satelital de comunicaciones bidireccionales y móviles para transmisión de datos.

CONTEXTO PDP (Packet Data Protocol): Información que define una conexión GPRS entre un teléfono móvil y la red.

PLC (Power Line Communication): tecnología que utiliza las líneas de energía eléctrica convencionales para transmitir señales de radio para propósitos de comunicación. La tecnología PLC aprovecha la red eléctrica para convertirla en una línea digital de alta velocidad de transmisión de datos, permitiendo, entre otras cosas, el acceso a Internet mediante Banda Ancha.

PLUG & PLAY (PnP): tecnología que permite a un sistema informático configurar automáticamente al conectar un dispositivo electrónico. Permite usar un dispositivo sin necesidad de configurarlo.

PROTOCOLO X.25: es la norma de interfaz orientada al usuario de mayor difusión en las redes de paquetes de gran cobertura. El servicio que ofrece es orientado a conexión, fiable, en el sentido de que no duplica, ni pierde ni desordena y ofrece multiplexación, esto es, a través de una única interfaz se mantienen abiertas distintas comunicaciones.

QUARDCOM: software para lectura local y parametrización de medidores Elgama EPQS.

RS-232: estándar de transmisión serial de datos para la conexión entre un DTE (data terminal equipment ó equipo terminal de datos) y un DCE (data communication equipment ó equipo de comunicación de datos). El RS-232 define especificaciones mecánicas, eléctricas, funcionales y de procedimientos tipitos de un protocolo orientado al enlace físico punto a punto.

RS-485: ó EIA-485, estándar de comunicaciones multipunto de la EIA (Electronic Industries Alliance). Es una especificación eléctrica (de la capa física en el modelo OSI) de las conexiones half-duplex, two-wire y multipoint serial.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition): es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar variables de proceso a distancia en tiempo real, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática por medio de un software especializado. También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.)

SIG (Sistema de Información Geográfica): es una integración organizada de hardware, software y datos geográficos diseñada para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión.

REDES SMART GRID: también conocidas como redes eléctricas inteligentes. Se trata de redes que incorporan un sistema de lectura y gestión de la potencia eléctrica entregada que permiten controlar los momentos álgidos de consumo, posibilitando la optimización del sistema eléctrico existente.

SS7: el sistema de señalización por canal común # 7 es un conjunto de protocolos de señalización telefónica, empleado en la mayor parte de las redes telefónicas mundiales. Su principal propósito es el establecimiento y finalización de llamadas.

TC (Transformador de corriente): es un transformador de medida en el cual la corriente secundaria, bajo condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria.

TELEMETRÍA: tecnología que permite la medición remota de magnitudes físicas y el posterior envío de la información hacia el operador del sistema.

TP (Transformador de tensión): transformador de tensión es un transformador de medida, donde la tensión secundaria está dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria.

TTL (Transistor-Transistor Logic): ó lógica transistor a transistor, es una tecnología de construcción de circuitos electrónicos digitales. En los componentes fabricados con tecnología TTL los elementos de entrada y salida del dispositivo son transistores bipolares.

RESUMEN

El presente documento es un informe de actividades desarrolladas en el cumplimiento al proyecto de pasantía realizado en la empresa comercializadora de energía eléctrica ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P., cuyo objeto es hacer uso de las tecnologías relacionadas a las redes y sistemas de telemetría, empleadas en la medición, lectura, transmisión y registro de los datos de consumo de energía eléctrica.

Se plantea contribuir en el diseño de un dispositivo capaz de conectar una interfaz de comunicación de lazo de corriente de 20 mA (CL) con una interfaz RS232, para establecer conexión entre los medidores electrónicos y los módulos de comunicación en un sistema de telemetría.

Como actividades y funciones desempeñadas en la empresa, se relacionan: revisión bibliográfica de sistemas de telemetría e interfaces de comunicación. Operación de dispositivos de telemetría para adquisición de datos de los medidores electrónicos. Rutinas de supervisión, revisión y mantenimiento de sistemas de telemetría.

Hacen parte de las funciones en la empresa, la elaboración de registros e informes de los consumos de energía eléctrica de cada usuario, generación de facturas y reportes de consumo al mercado eléctrico mayorista.

ABSTRACT

This document is a report of activities compliance with the internship project done in the electricity trading ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. company, whose purpose is to make use of technologies related to networks and telemetry systems employed in measuring, reading, transmission and recording data of electricity consumption.

It's proposed to contribute to the design a device capable of connecting a current loop of 20 mA (CL) communication interface with an RS232 interface to connect between the meter electronics and communication modules in a telemetry system.

As activities and functions performed in the company, are related: literature review of telemetry systems and communication interfaces. Operation telemetry devices for data acquisition of electronic meters. Routine of monitoring, review and maintenance of telemetry systems.

These activities are part of the enterprise functions, making records and reports of electricity demand of each user, generating invoices and consumption reports wholesale electricity market.

INTRODUCCIÓN

El modelo del mercado eléctrico en Colombia, consiste en la competencia de las actividades de generación y comercialización, y regulación de las actividades de transmisión y distribución, que son los cuatro agentes participantes en el mercado de energía eléctrica colombiano. El modelo se complementa con un modelo híbrido de Operador de Sistema integrado en la compañía estatal de transmisión ISA y expansión centralizada para la transmisión y, recientemente, para segmentos de la distribución¹.

Gracias a las ventajas competitivas en cuanto a recursos hídricos, recursos humanos, conocimiento técnico, experiencia y posibilidades del país, el sector de energía eléctrica colombiano hace parte de las mayores industrias respecto a cobertura, ganancias y crecimiento e inversión extranjera.

Contrario a lo que muchas personas pueden pensar, el sector de energía eléctrica, bienes y servicios conexos no solamente está conformado por las empresas que prestan el servicio de suministro eléctrico. Esta industria impulsa a su alrededor una compleja cadena de valor que involucra distintas compañías en cada etapa, siendo este uno de los sectores económicos del país vital para el resto de la economía y con un alto índice de generación de empleo y formalidad laboral².

El desarrollo del presente trabajo de grado modalidad pasantía, se fundamentó principalmente en la implementación de tecnologías electrónicas en unos de los agentes participantes en el mercado eléctrico colombiano. La comercialización consiste en la actividad de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su posterior venta a usuarios finales, ya sean regulados o no regulados. Esta actividad hace necesario implementar sistemas que permitan la medición y registro de los consumos energéticos de los usuarios, para elaboración de reportes y facturación de servicio.

Los sistemas de telemetría tienen como objetivo realizar la lectura y transmisión remota hacia un ordenador central de los consumos eléctricos que registran los medidores electrónicos instalados en la acometida principal de un usuario final. Estos sistemas de medición permiten realizar una gestión más eficiente, y brinda ventajas entre las que se destacan: consumos temporizados, detección y control de fraudes y anomalías de consumo, mayor inmunidad a factores externos,

¹BARRERA REY, Fernando y GARCÍA MORALES, Alfredo. Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño: Lecciones del 2009-10. Informe Final, Acolgen. Madrid, España, 2010, 152 p.

²El sector eléctrico colombiano tiene 'chispa'. En: Revista Latinpyme No. 78 del mes de Noviembre. 2011

entre otros. Además permiten tener acceso a los consumos en cualquier momento sin necesidad de hacer un desplazamiento hasta cada medidor.

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. Estas redes deben permitir el registro de datos en tiempo real. Una red de telemetría consta de una Terminal remota, un Sistema de comunicaciones, un Centro de supervisión y control, y Software de supervisión.

La terminal remota es la unidad electrónica de adquisición de datos. Normalmente es un sistema electrónico diseñado con microprocesador o microcontrolador de bajo consumo, que dispone de los dispositivos de conversión analógico-digital o de las interfaces de bus de campo necesarios para tomar periódicamente las muestras de los sensores. Debe disponer además de interfaces de comunicación. Los sistemas de comunicaciones, son equipos electrónicos que reciben los datos de la terminal remota y los transmiten al centro de supervisión. El centro de supervisión y control es el lugar donde se recibe, centraliza y almacena la información en tiempo real, de forma periódica y automática o a solicitud del operador. Los principales elementos que lo componen son los equipos informáticos, los sistemas centrales de comunicaciones y opcionalmente, sistemas de visualización sinóptica. En cuanto al software de supervisión, podemos distinguir entre dos opciones: Software SCADA y Sistemas de Información Geográfica (SIG). Los paquetes de software SCADA, aunque generalmente están pensados para aplicaciones de control industrial, se utilizan también en redes de teledadida por su facilidad de configuración. Si además es también importante el acceso a bases de datos, en estos casos se utilizarán aplicaciones de teledadida basadas en Sistemas de Información Geográfica.³

El uso de este tipo de redes para la supervisión remota de grandes áreas permite la supervisión en tiempo real de varios puntos de medida, sin necesidad de establecer mecanismos de recogida de información diferida. Ello posibilita la toma rápida de decisiones, y en forma automática. Los actuales sistemas de comunicaciones (radio, microondas, satélite, telefonía móvil de última generación e Internet) permiten establecer redes de teledadida a distancias ilimitadas con tiempos de respuesta muy rápidos y con un coste cada vez más bajo.

En Nariño, ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. es una empresa dedicada a la actividad de comercialización de energía eléctrica en el departamento, principalmente en el sector industrial y comercial; siendo reconocida en la región por los precios competentes y por los altos índices de calidad en la prestación del servicio.

³OLIVARES RUIZ, Gonzalo y FERNÁNDEZ LORCA, Javier. Configuraciones de Redes de Teledadida. En: PERNÍA LLERA, JM et al., editores. Operatividad de la Instrumentación en Aguas Subterráneas, Suelos Contaminados y Riesgos Geológicos. Madrid, 2003, p. 155-161. INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA. Serie: HIDROGEOLOGÍA Y AGUAS SUBTERRÁNEAS – Nº 9.

PROBLEMA

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Los sistemas de teledatada de servicios públicos es un conjunto de elementos de hardware y software que en su totalidad permiten la adquisición, concentración, transmisión, almacenamiento y procesamiento de la información de consumo de un servicio público en particular para realizar el proceso de facturación y generación de los reportes estadísticos.

El sistema se divide en cuatro módulos principales: sistema de adquisición de medidas -terminal remota-, sistema de comunicaciones, centro de supervisión y control, y software de supervisión.

La terminal remota o sistema de adquisición de medidas, corresponde a los medidores electrónicos empleados para registrar el consumo de energía en una instalación eléctrica; actualmente se emplean diferentes marcas, tipos y modelos de medidores electrónicos, los cuales brindan una gran variedad de servicios, tales como: medida de energía en cuatro cuadrantes, almacenamiento de datos de medición cada 15 minutos, almacenamiento de consumos de energía diaria, mensual o total; capacidad para medir energía activa, reactiva, aparente, máxima demanda, valores promedio de demanda, perfiles de carga. También brindan la opción de tener un servicio temporizado, realizar diferentes tipos de tarificación, según el horario de demanda y registro de intento de fraudes. Disponen de una pantalla LCD alfanumérico para indicar los registros y además estos dispositivos poseen interfaces de comunicación eléctricas y/o ópticas, para conexión directa a un ordenador o con otros dispositivos y así hacer la transmisión de datos medidos hacia una central de procesamiento de información.

La mayoría de los medidores electrónicos utilizan protocolos multipunto asíncronos para comunicación con otros dispositivos, que hacen parte del sistema de comunicación; estos sistemas están compuestos de interfaces de comunicación, modem de transmisión, ya sean telefónicos, GPRS o satelitales. Por medio del sistema de comunicación se establece una conexión entre la central de supervisión y el medidor electrónico, desde donde se realiza la descarga de los datos de lectura registrados por el medidor. Una vez realizada la lectura de datos desde el centro de supervisión y con la utilización de software especializado, se realiza la sistematización de información, con la cual se elaboran los reportes al mercado eléctrico mayorista (MEM) y facturación de servicio.

FORMULACION DEL PROBLEMA

¿Cómo contribuir en el diseño de un dispositivo capaz de conectar una interfaz de lazo de corriente de 20 mA (CL) con una interfaz RS-232 para establecer conexión entre los medidores electrónicos y los módulos de comunicación en un sistema de teled medida?

OBJETIVOS

Objetivo General

Contribuir en el diseño de un dispositivo capaz de conectar una interfaz de lazo de corriente de 20 mA (CL) con una interfaz RS-232 para establecer conexión entre los medidores electrónicos y los módulos de comunicación en un sistema de teled medida.

Objetivos Específicos

Conocer la misión, visión y objetivos de la empresa comercializadora de energía eléctrica ASC INGENIERÍA S.A E.S.P en el mercado nacional; asimismo las funciones y actividades a desarrollar al interior de la empresa.

Recolectar documentación e información, de sistemas de teled medida usados por ASC INGENIERÍA S.A E.S.P en las instalaciones de energía eléctrica.

Analizar la interfaz de comunicación por lazo de corriente de 20mA y los protocolos de comunicación.

Establecer fases de diseño del dispositivo electrónico que permite comunicar las dos interfaces de comunicación.

Apoyar en acciones de operación y supervisión de equipos e instrumentos en sistemas de teled medida.

Contribuir al desarrollo de rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos usados en sistemas de teled medida en ASC INGENIERÍA S.A E.S.P.

Apoyar en la elaboración de registros e informes de los datos medidos de los consumo de energía eléctrica para cada abonado.

JUSTIFICACIÓN

El objetivo por el cual se fundamenta la realización de esta pasantía, se establece mediante la importancia de emprender una nueva etapa de formación profesional, donde se tiene la posibilidad de practicar y aplicar todos y cada uno de los conocimientos adquiridos en la universidad durante un proceso que se enfatizó en adquirir conocimientos teóricos y prácticos enfocados al desarrollo de profesionales con criterios y capacidad de decisión ante situaciones en las que un profesional debe atender a solucionar un problema en específico.

Además, los sistemas de teled medida empleados en la prestación de servicios públicos brindan grandes posibilidades de prestar servicio con mayor eficiencia y por tanto de mejor calidad; pues por medio de estos sistemas es posible realizar el seguimiento del consumo de energía eléctrica y el consumo de potencias máximas demandadas por cada usuario final a quien una entidad comercializadora le provee el servicio, realizando un máximo aprovechamiento de la energía global sin sobrepasar el valor de la potencia permitida, y un conocimiento exacto del consumo local en cada zona de la instalación. Asimismo, el sistema realiza un seguimiento especial de las energías totales (activa, reactiva, aparente), permitiendo conocer en cualquier momento el consumo diario, semanal, mensual y anual, actual o anterior, de los totales y parciales de cada una de las tarifas, además de los máximos de potencia demandados en cada caso.

De la misma manera como se ha definido la importancia de los sistemas de teled medida, cabe resaltar que éste es un campo de la aplicación de la ingeniería muy importante, pues además de establecer una gran relación con las áreas de comunicaciones e instrumentación electrónica, se obtiene un conocimiento vasto en sectores de servicios públicos, ya que estos, gracias a su cobertura, ganancias, crecimiento e inversión extranjera, representan un amplio sector en las industrias del país, influyente en el crecimiento económico del mismo.

Por otra parte, ASC INGENIERÍA S.A E.S.P, al ser la primera empresa privada comercializadora de energía eléctrica de Nariño, tiene una visión de consolidarse como una empresa comercializadora y generadora de energía eléctrica, lo que permite al departamento aprovechar una enorme riqueza natural y contribuir con fuentes de trabajo para un amplio sector industrial en la zona. Esto no solo conlleva a un crecimiento económico privado sino que fortalece la economía del departamento.

ANTECEDENTES

La implementación de sistemas de telemedida, proporcionan mayor eficiencia en el control de suministros de servicio público, actualmente hay un sinnúmero de empresas dedicadas a la fabricación de sistemas de medición electrónica. En Estados Unidos varias empresas como Cellnet, Itron, desarrollan sistemas de medición de servicios públicos con gran éxito. Cellnet e Itron proponen soluciones inalámbricas desde el medidor, lo que permite manejar sistemas monofamiliares y multifamiliares de forma adecuada. La implantación de uno de estos sistemas requiere de un transmisor-receptor de radiofrecuencia (RF) en cada medidor. Estos sistemas se especifican según su compatibilidad con los diferentes tipos o modelos de medidores instalados.

En Colombia, en universidades como la universidad Javeriana y universidad de los Andes, se han desarrollado estudios de sistemas de transmisión de datos para contadores de energía eléctrica usando diferentes medios de transmisión; también se han desarrollado trabajos de grado donde se plantea una propuesta teórica de diseño de un contador digital. Además se debe destacar, que en el mercado existe un gran número de proveedores de instrumentos de medición electrónica y de transmisión de datos, usados en sistemas de telemedida.

ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. es una empresa nariñense que desde hace 9 años está trabajando en la comercialización de energía eléctrica, enfocando su servicio a los sectores comerciales e industriales en el departamento de Nariño. La actividad de la entidad comercializadora consiste en la compra de energía eléctrica al mercado mayorista y su posterior venta a los usuarios finales ya sean regulados o no regulados. ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. ha implementado los sistemas de telemedida, haciendo uso de tecnologías de comunicación por modem telefónico, GPRS y satelital, para realizar seguimiento de consumo de energía y el control de las potencias máximas demandas en una instalación de energía eléctrica lo que le permite realizar las lecturas de los medidores electrónicos desde un ordenador central.

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.⁴

¿QUIÉNES SOMOS?

Después de cuatro años de Investigación y Aprendizaje del comportamiento del Mercado de Energía Mayorista en Colombia y tras haber cumplido con todos los requisitos de índole legal y económico exigidos, el 23 de Marzo de 2003, ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. es aceptada como la primera empresa Privada Comercializadora de Energía Eléctrica de Nariño con personal y capital netamente de esta región.

MISIÓN

Proveer el servicio de Energía Eléctrica al Departamento de Nariño principalmente en el sector industrial y comercial con precios muy competentes y atención personalizada a nuestros clientes.

VISIÓN

ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. estará consolidada en Colombia para el año 2015, como una empresa Comercializadora y Generadora de energía Eléctrica, reconocida por nuestros clientes siempre por los precios competentes y los altos índices de calidad en la prestación de nuestros servicios.

OBJETIVO

Desarrollar las funciones de Agente comercializador de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta que la comercialización consiste en la actividad de Compra de Energía Eléctrica en el mercado mayorista y su posterior venta a los usuarios finales, regulados o no regulados en todo el Territorio Colombiano.

SERVICIOS

Nuestros servicios poseen un gran Soporte TÉCNICO - PROFESIONAL, que garantizan las siguientes prestaciones:

- Comercialización de Energía Eléctrica.
- Proyectos de inversión dentro del Mercado Eléctrico.
- Diseño, planeación, Construcción y Consultoría en proyectos de optimización de Redes Eléctricas.

⁴ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P., disponible en: www.ascingenieriasaesp.com

2. MARCO TEÓRICO

2.1 ENERGÍA

La energía es la capacidad de un sistema físico para realizar un trabajo. Según su naturaleza, la física la clasifica en energía potencial o cinética. Además se conocen diferentes formas de energía, que en esencia son energía cinética o energía potencial o el resultado de la combinación de estas dos, entre las cuales se destacan energía mecánica, térmica, química, atómica y eléctrica, entre otras.

Todas las formas de energía se pueden transformar en otras formas, mediante procesos adecuados. Durante el proceso de transformación se puede obtener ganancia o pérdida de una forma de energía, pero la suma total de energía permanece constante, pues a través del tiempo se ha establecido que la energía no se crea ni destruye, solo sufre procesos de transformación. Este concepto es conocido como principio de conservación de la energía y constituye uno de los principios básicos de la mecánica clásica.

2.1.1 Energía eléctrica. Los fundamentos físicos de la electricidad se explican a partir del modelo atómico. La materia está compuesta por un conjunto de partículas elementales: electrones, protones y neutrones. Los electrones de las capas más alejadas del núcleo, sobre todo de los átomos metálicos, tienen cierta facilidad para desprenderse. Cuando un átomo pierde electrones queda cargado positivamente, mientras que por el contrario, si captura electrones, queda cargado negativamente. Este es el principio por el que algunos cuerpos adquieren carga negativa o carga positiva. Un cuerpo con carga negativa tiende a ceder electrones y un cuerpo con carga positiva tiende a capturarlos. Por lo tanto cuando interactúan dos cuerpos con cargas eléctricas distintas, mediante un material conductor de la electricidad, fluye una corriente eléctrica que no es otra cosa que la circulación de electrones.

Para que se produzca una corriente eléctrica es necesario que exista una diferencia de potencial o tensión eléctrica entre dos puntos. Existen muchos métodos de obtener dicha diferencia:

Transformación Química. Al sumergir dos metales diferentes, o un metal y carbón, en una solución apropiada, se origina una diferencia de potencial entre los dos metales. Las pilas se basan en este principio.

Inducción. Si se desplaza un conductor eléctrico en el interior de un campo magnético, aparece una diferencia de potencial en los extremos del mismo. Los generadores industriales de electricidad se basan en esta propiedad electromagnética.

Calentamiento. Cuando se calienta una soldadura de dos metales distintos, aparece una tensión eléctrica. Suele tener aplicaciones para medición de temperaturas.

Acción de la luz. Al incidir fotones de luz sobre ciertos materiales, aparece un flujo de corriente de cierta importancia. Las celdas fotovoltaicas aprovechan esta forma de energía.

Fricción. Al frotar dos objetos entre sí puede producirse una diferencia de potencial entre ellos.

Presión. Algunos materiales tienen la propiedad de que, al serles aplicadas fuerzas de compresión o de tracción, aparecen tensiones eléctricas en sus superficies. Este fenómeno piezoeléctrico es característico de algunos cristales, principalmente cuarzo.

El procedimiento más conveniente para transformar una energía mecánica en energía eléctrica es el basado en el principio de inducción. La energía cinética del agua que cae por la tubería de una central, el movimiento de las aspas de un aerogenerador o la presión que ejerce el vapor de una central térmica, son fácilmente transformables en energía eléctrica.

El funcionamiento global de una central eléctrica es básicamente el mismo, sea ésta térmica, nuclear o hidroeléctrica. Consiste en transformar la energía cinética del vapor o del agua en energía mecánica de rotación. De ello se encarga la turbina, que al estar solidariamente unida al generador de electricidad, permite transformar movimiento en electricidad.

La energía eléctrica tiene como cualidades la docilidad en su control, la fácil y limpia transformación de energía en trabajo, y el rápido y eficaz transporte.

2.1.2 Potencia eléctrica en corriente alterna. La energía eléctrica es suministrada a los usuarios en una tensión de corriente alterna, ya que es más fácil reducir o elevar el voltaje con transformadores. La forma de onda de una corriente alterna corresponde a una señal sinusoidal. Este tipo de señal responde a la representación gráfica de una de las siguientes ecuaciones:

$$v(t) = A \sin(\omega t + \varphi)$$

$$v(t) = A \cos(\omega t + \varphi)$$

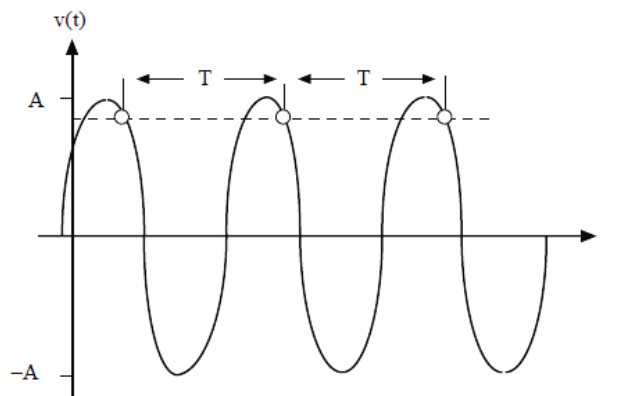
Donde A se denomina amplitud o valor pico de la sinusoide, ω pulsación o frecuencia de angular y φ ángulo de fase. El ángulo de fase se mide en grados o en radianes, y la pulsación en grados por segundo o radianes por segundo. La

sinusoide es una función periódica, lo que significa que un valor determinado se repite de forma cíclica cada T segundos, para cualquier valor entero de n:

$$v(t + nT) = v(t)$$

La constante T se denomina periodo de la función, y por tanto de la sinusoide, y se mide en segundos. Al valor inverso del periodo se conoce como frecuencia, f, y representa el número de periodos o ciclos que se dan en un segundo y se expresa en unidades de Hertz. La siguiente imagen corresponde a la representación grafica de una sinusoide.

Figura 1. Señal sinusoidal



La pulsación de la sinusoide, es la misma frecuencia pero expresada de forma angular, como muestra la expresión:

$$\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}$$

Se suele definir para las señales un valor medio y un valor eficaz en un cierto intervalo de tiempo. En las señales periódicas este intervalo de tiempo se toma de valor un periodo de la señal. El valor medio es el área encerrada entre la función y el eje de las abscisas durante el intervalo T, dividida por T. matemáticamente se expresa por:

$$V_m = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) \cdot dt$$

El valor medio para una sinusoide es nulo.

El valor eficaz de una señal (denominado en inglés RMS: Root Mean Square) es un valor de tensión o corriente que está relacionado con la potencia que transporta la señal y viene dado por:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) \cdot dt}$$

Para una señal sinusoidal, el valor eficaz es:

$$V_{ef} = \frac{A}{\sqrt{2}}$$

En el caso de un circuito de corriente continua, la potencia se calcula con la expresión:

$$P = V \cdot I$$

Y se mide en Watts. Sin embargo al tratarse de circuitos de corriente alterna, la potencia eléctrica consumida es igual al producto de los valores instantáneos de la tensión por la intensidad de corriente, de esta forma se calcula un valor instantáneo de potencia.

En el consumo de electricidad por parte de un usuario, está implicada la potencia efectiva o activa, que se mide en Watts (W), la potencia reactiva, que se mide Volts-ampers reactivos (VAr) y la suma vectorial de las dos, denominada potencia aparente.

La potencia reactiva está asociada a cargas de tipo inductivo (motores) y a cargas capacitivas. Mientras que la potencia activa es la que verdaderamente se convierte en trabajo. La potencia reactiva por tratarse de elementos inductivos y capacitivos no se transforma en trabajo sino que es requerida por algunas cargas para el transporte de la activa.

2.1.2.1 Potencia activa. Es la potencia suministrada a una carga y es la potencia que se disipa en la carga, es decir la potencia real que efectúa un trabajo de conversión de energía, se denota como P y se mide en Watts (W).

2.1.2.2 Potencia reactiva. Además de utilizar potencia activa para producir un trabajo, los motores, transformadores y demás equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético necesario para su funcionamiento. La potencia reactiva no produce por sí misma un trabajo y está desfasada 90° de la potencia activa; se representa como Q y se mide en Volts-ampers reactivos (VAr).

2.1.2.3 Potencia aparente. Se define como el producto de los valores eficaces de tensión y corriente, es también la resultante de la suma de los vectores gráficos de la potencia activa y la potencia reactiva. Se representa como S y se mide en Volt-ampers (VA).

2.1.2.4 Triángulo de potencias. Siendo las formas de onda de tensión y corriente sinusoidales:

$$v(t) = V \cos(\omega t + \varphi_v)$$

$$i(t) = I \cos(\omega t + \varphi_i)$$

La potencia instantánea estaría conformada de una parte constante y una parte variable en función del tiempo:

$$P(t) = \frac{V \cdot I}{2} \cos(\varphi_v - \varphi_i) + \frac{V \cdot I}{2} \cos(2\omega t + \varphi_v + \varphi_i)$$

Calculando el valor promedio de la potencia eléctrica,

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{V \cdot I}{2} \cos(\varphi_v - \varphi_i) + \frac{V \cdot I}{2} \cos(2\omega t + \varphi_v + \varphi_i) \cdot dt$$

$$P = \frac{1}{T} \left[\frac{V \cdot I}{2} \cos(\varphi_v - \varphi_i) \int_0^T dt + \frac{V \cdot I}{2} \int_0^T \cos(2\omega t + \varphi_v + \varphi_i) \cdot dt \right]$$

$$P = \frac{V \cdot I}{2} \cos(\varphi_v - \varphi_i)$$

Cambiando los valores pico con el valor eficaz de cada componente, y haciendo φ la diferencia de ángulos de fase de tensión y corriente:

$$P = V_{ef} \cdot I_{ef} \cos \varphi$$

Esta fórmula corresponde a la potencia efectiva o activa. Como sabemos que la potencia reactiva está desfasada 90° con respecto a la potencia activa:

$$Q = V_{ef} \cdot I_{ef} \sen \varphi$$

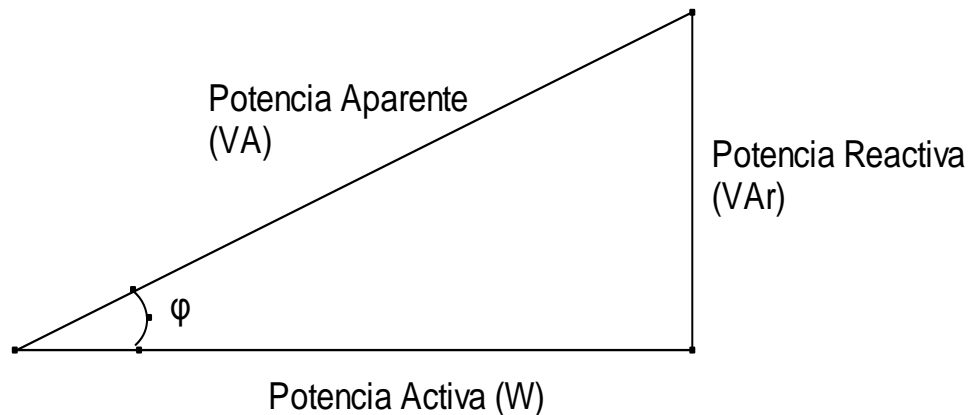
Por definición la potencia aparente es el producto de los valores eficaces de tensión y corriente, de esta forma se obtiene:

$$S = V_{ef} \cdot I_{ef}$$

La potencia aparente es también la resultante de la suma de los vectores de la potencia activa y la potencia reactiva:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Figura 2. Potencias eléctricas en corriente alterna



Si se ubica el triángulo de potencias en un plano cartesiano, se observaría que la potencia activa está sobre el eje de las abscisas y corresponde a la parte real, mientras que la potencia reactiva se ubicaría en el eje de las ordenadas y corresponde a la parte imaginaria. Debido a que todo sistema eléctrico realiza un consumo de energía la potencia activa siempre será positiva, mientras que la potencia reactiva puede ser positiva o negativa; si la potencia reactiva es positiva, se habla de que hay presencia de potencia reactiva inductiva, y si por el contrario la potencia reactiva es negativa, la potencia reactiva es capacitiva.

De esta forma el vector de la potencia aparente es normal encontrarlo ubicado en el primer o cuarto cuadrante del plano cartesiano. Si por el contrario el vector se ubica en otro cuadrante, significa que el sistema eléctrico antes que consumir energía, está generando energía hacia la red eléctrica, lo cual es erróneo.

2.1.3 Factor de potencia. Las empresas proveedoras del servicio de electricidad suelen centrar su atención en el Factor de Potencia demandado por sus clientes, pues esta es una de las razones por las que en ocasiones es necesario sobredimensionar la capacidad en potencia eléctrica de transformadores de distribución y los calibres de cables usados para el transporte de energía eléctrica. Este sobredimensionamiento ocasiona a las empresas proveedoras del servicio, un mayor esfuerzo y costo para el transporte de electricidad; así mismo un incremento de tarifas para el usuario y en ocasiones implica multas a los usuarios que exceden ciertos valores. Con todo esto muchas han sido las alternativas planteadas para mejorar el factor de potencia de una

instalación sin que esto implique para el usuario reducir su nivel de consumo o tener que prescindir de ciertos aparatos conectados a su red eléctrica⁵.

El Factor de Potencia es una cantidad adimensional, representada como el factor que convierte la potencia aparente en potencia activa. Se define como la relación entre la potencia activa usada en un sistema y la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación. En términos generales representa el desfaseamiento o no de la corriente con relación a la tensión y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. La siguiente es la fórmula para calcular el factor de potencia:

$$FP = \left(\frac{P}{S} \right) = \cos \varphi$$

Siendo φ el ángulo de diferencia de fase entre la señal de tensión y corriente. El factor de potencia puede tomar valores comprendidos entre 0 y 1. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, conviene que la energía reactiva (Q) sea baja (aproximada a cero) y por tanto el ángulo φ tendera a cero. El coseno de un ángulo cercano a cero es aproximadamente 1, con lo que el factor de potencia para una baja energía reactiva tiende a 1 que representa la condición ideal, esto significa que toda la potencia aparente se convierte en potencia activa, y por consiguiente en trabajo efectivo.

Todos los equipos electromecánicos que están constituidos por devanados o bobinas, tales como motores, balastos, transformadores, etc., necesitan de potencia reactiva para generar campos magnéticos necesarios para su operación. Las cargas inductivas son cargas no lineales que contaminan la red eléctrica, en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación a la tensión, lo que provoca un bajo factor de potencia.

En el suministro de energía eléctrica se utiliza el factor de potencia para expresar un desfase que sería negativo cuando la carga es inductiva o positivo cuando la carga es capacitiva.

El desfase entre las señales de tensión y corriente, producido por la potencia reactiva se anula con el uso de condensadores de potencia, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficaz, y por lo tanto, requiera menos corriente lo que técnicamente se denomina compensación.

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1, afectan a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión, además, tiene las siguientes consecuencias en la medida que el factor de potencia disminuye⁶:

⁵ENERGEX. Ventajas de la Corrección del Factor de Potencia [en línea].
<<http://www.energex.com.co/pdf/factorpotencia.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

Incremento de pérdidas por efecto Joule.

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R , donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de los generadores, y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule, se manifestaran en:

- Calentamiento de cables
- Calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución, y
- Disparo de los dispositivos de protección.

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortocircuitos.

Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de transmisión.

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos se diseñan para un cierto valor de corriente.

Aumento de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión, resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas. Esta caída de voltaje afecta:

- Los embobinados de los transformadores de distribución
- Los cables de alimentación, y
- Los sistemas de protección y control.

Incremento en facturación eléctrica.

Debido a que un factor de potencia bajo implica pérdidas de energía en la red eléctrica, el generador y transportador de energía eléctrica se ve en la necesidad de penalizar al usuario, haciendo que el usuario pague más por el servicio.

2.1.4 Compensación. Las cargas inductivas toman potencia reactiva de la red eléctrica para la formación de su campo magnético, esto implica para las plantas generadoras de energía eléctrica una carga especial, que aumenta cuanto más grande es y cuanto mayor es el desfase. Esta es la causa por la cual se pide a los consumidores o usuarios mantener un factor de potencia cercano a 1⁷.

⁶UDLAP. Corrección del Factor de Potencia [en línea].

<http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lep/mendez_s_j/capitulo1.pdf> [Citado Febrero de 2012]

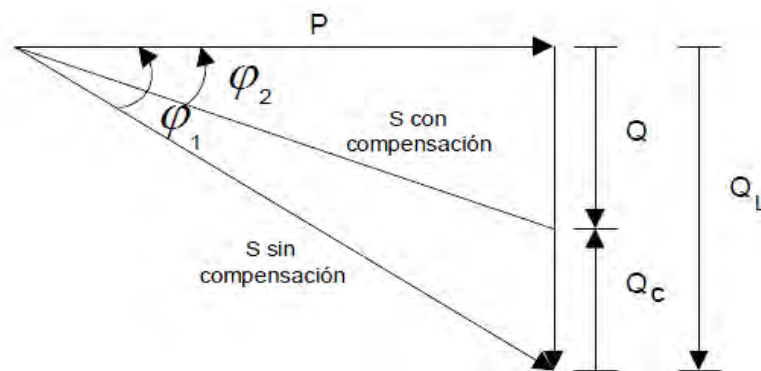
⁷UPME & COLCIENCIAS. Corrección del Factor de Potencia y Control de la Demanda [en línea].

<<http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/factor.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

La demanda de potencia reactiva se puede reducir sencillamente instalando condensadores de potencia en paralelo a los consumidores de potencia inductiva Q_L . Dependiendo de la potencia reactiva capacitiva Q_C de los condensadores se anula total o parcialmente la potencia reactiva inductiva tomada de la red. A este proceso se denomina compensación.

Con la compensación se reducen la potencia reactiva y la intensidad de corriente, quedando la potencia real constante, es decir se mejora el factor de potencia, tal como se muestra en la figura.

Figura 3. Compensación de energía reactiva



Después de la compensación la red eléctrica suministra únicamente potencia activa. La corriente en los conductores se reduce, por lo que se reducen las pérdidas. Así se ahorran los costos por consumo de potencia reactiva, penalizada por el sistema eléctrico colombiano.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

2.2.1 Generalidades. La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de energía hidroeléctrica. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Más tarde el sistema eléctrico colombiano se interconectó, y fue así como nació ISA -Interconexión Eléctrica S.A, permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad

energética de todo el sistema. ISA se encargaba de la coordinación del suministro de electricidad, siguiendo procesos de optimización, en donde se minimizaban los costos del sistema, del planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión y, si era necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cual generó un deterioro en el desempeño de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables. Este régimen de propiedad y gestión estatales no era financieramente sostenible, contribuyó a un aumento en el endeudamiento del Estado, estableció un esquema de prestación del servicio en el que la cobertura y calidad eran reducidas, no pudo asegurar el abastecimiento durante el fenómeno de El Niño de 1991–1992.

Todos estos problemas condujeron a que a principios de los años noventa se viera la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada en toda la cadena de energía eléctrica. Esta reestructuración se realizó con las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG.⁸

2.2.2 Características del sistema eléctrico. Colombia se caracteriza por ser uno de los principales productores de energías limpias en América Latina. Es el tercer país en producción de energía obtenida directamente a partir de fuentes hidráulicas.

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional -SIN- a 31 de diciembre de 2010 fue 13289.5 MW. La capacidad efectiva de plantas hidráulicas, fue de 8525 MW, mientras que la capacidad efectiva de plantas térmicas fue de 4089 MW y 675.5 MW para plantas menores y cogeneradores. Las siguientes tablas muestran una breve descripción del sistema eléctrico colombiano⁹.

⁸ISA. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano [en línea].

<<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymouse?NavigationTarget=navurl://35991fe1464caa70388bb860618d86ab>> [Citado Febrero de 2012]

⁹Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. El Mercado Eléctrico Colombiano [en línea].

<http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado_electrico_colombiano.pdf> [Citado Febrero de 2012].

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a 31 de diciembre de 2010

Capacidad Instalada [MW]	
Plantas Hidráulicas	8525
Plantas térmicas	4089
Plantas Menores	620.6
Cogeneradores	54.9
Total	13289.5

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. ESP

Tabla 2. Líneas de transmisión del SIN a 31 de diciembre de 2010

Líneas	Longitud km
Transmisión 500 kV	2646.3
Transmisión 220 – 230 kV	11654.6
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 110 – 115 kV	10074.3
Total	24390.7

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. ESP

2.2.3 Marco constitucional y legal.

2.2.3.1 Marco constitucional. La constitución política de Colombia establece como deber del Estado el logro de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos. Para ello crea el marco de la libre competencia en dichas actividades, admite la concurrencia de los particulares en éste sector de la economía y acentúa el papel regulador del Estado.

2.2.3.2 Marco legal. Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia¹⁰.

- *Ley 143 de 1994 -Ley Eléctrica.* Establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

¹⁰ISA. Marco Constitucional y Legal [en línea].

<<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymouse?NavigationTarget=navurl://1001b4829bd5d5d49a6a5cbec9bd5da6>> [Citado Febrero de 2012]

- *Ley 142 de 1994 -Ley de Servicios Públicos*. Aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible. Tiene como funciones, viabilizar el enfoque constitucional, crear ambiente de mercado y competencia y delimitar la intervención del Estado.

2.2.4 Mercado de la electricidad. El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado¹¹.

Con el fin de que el sector funcione de la mejor forma posible, se estableció un esquema que involucra a las entidades que producen energía, las que transportan, las que venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes¹².

¹¹ISA. Mercado de la Electricidad [en línea].

<<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymouse?NavigationTarget=navurl://99e4b980fbbfd08e25166414bc9f3b85>> [Citado Febrero de 2012]

¹²Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-. Estructura del Sector [en línea].

<http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-59&p_options=>> [Citado Febrero de 2012]

Figura 4. Estructura del sector eléctrico colombiano



Fuente: CREG

- **Política.** El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.
- **Regulación.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación del servicio público en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad de servicio.
- **Mercado.** Está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes participantes.

La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por uso de las redes del Sistema de Transmisión Nacional -LAC-.

El proceso de prestación del servicio de energía eléctrica está conformado básicamente por cuatro etapas: Generación, Transmisión, Distribución y comercialización.

- **Generación.** Es la actividad consistente en la producción de energía eléctrica. Se efectúa con máquinas que aprovechan la fuerza del agua, el aire, la luz del sol o el poder energético de combustibles, transformándolas en energía eléctrica. Este proceso de transformación de energía se realiza en plantas

hidráulicas, eólicas o térmicas, de acuerdo al recurso que se utilice para la generación.

- *Transmisión.* Es el transporte de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo, a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y que permiten llevar grandes cantidades de energía en largas distancias por todo el país. Generalmente se denomina Sistema de Transmisión Nacional -STN.
- *Distribución.* Es el transporte de energía eléctrica desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional la entrega, hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final. Se hace, al igual que en el STN, a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV.
- *Comercialización.* Es la actividad consistente en la compra de grandes cantidades de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, o a otras empresas del sector. Implica actividades relacionadas con la lectura de los medidores, la facturación del servicio, expedición de facturas, recaudo y en general las relacionadas con la atención a los usuarios. El comercializador es el encargado de recaudar los dineros relacionados con las componentes de otras actividades.

2.2.5 Composición del mercado eléctrico colombiano. El sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de comercialización, distribución, generación y transmisión de energía. Se describe los órganos regulatorio, de control y planeación y la organización del mercado, identificando sus órganos de operación y administración, así como los órganos de consulta y asesores.

2.2.5.1 Órganos regulatorio, de control y de planeación. En el Anexo A, se muestra el esquema institucional para el sector eléctrico colombiano, correspondiente a las entidades que conforman los órganos regulatorio, de control y de planeación¹³.

MME (Ministerio de Minas y Energía). Tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas.
- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio.

¹³ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA -UPME-. Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá, Julio 2004. 98 p.

- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público.
- Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector.
- Impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente.
- Y desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo de servicio. La CREG está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

Está organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, e integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años, y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios). Creada por el artículo 370 de la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación -DPN-, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Regida por la ley 143 de 1994 y por el decreto 255 de 2004, está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad,

confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y actualizar el Plan Energético nacional, todo en concordancia el proyecto del Plan Nacional de desarrollo.

2.2.5.2 Órganos de operación y administración. En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema interconectado Nacional -SIN-, y de la administración del Mercado de Energía Mayorista -MEM-, a saber:

CND (Centro Nacional de Despacho). Es la dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

CRD's (Centros Regionales de Despacho). Son centros de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales). Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales -SIC-.

LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas del STN). Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se cause a los agentes del mercado mayorista.

2.2.5.3 Órganos consultor y asesores. También forman parte de la estructura del Mercado Eléctrico Colombiano, los siguientes órganos consultor y de asesoría:

CNO (Consejo Nacional de Operación). Organismo creado por la ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CAC (Comité Asesor de Comercialización). Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 y modificado por las Resoluciones CREG-030 de 2001 y CREG-123 de 2003, para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista del mercado.

CAPT (Comité Asesor de Planeamiento de la transmisión). Creado mediante Resolución CREG-051 de 1998, modificado por la Resolución 085 de 2002, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.

2.2.5.4 Agentes del MEM. Los agentes activos que participan en el MEM son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

Generadores. Son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:

- Los generadores que poseen plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20MW. Están obligados a ofertar para el Despacho Central.
- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central.
- Los autogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN.

- Los cogeneradores, aquellas persona naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración, entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG.

Transmisores. Son los agentes que desarrollan la actividad de transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional -STN-, los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso.

Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, para lo cual existe un procedimiento para solicitar conexiones al STN, que se origina mediante una solicitud que debe hacerse al transportador propietario del punto de conexión. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA- es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75 % de los activos de la red.

Distribuidores. Son los agentes que desarrollan la actividad de transporte de la energía en los sistemas de distribución correspondientes con:

- Sistema de Transmisión Regional -STR-. 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. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.
- Sistema de Distribución Local -SDL-. 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 uno o varios Mercados de Comercialización.

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias.

Comercializadores. Son aquellos agentes que básicamente prestan su servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado, en el mercado no regulado, o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación entre ambos mercados.

Usuarios no regulados o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW-Mes o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordadas entre las partes.

Usuarios regulados, son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a registrar las transacciones de la energía en el MEM.

A continuación se presenta un cuadro que esquematiza la estructura del mercado y los agentes participantes del Mercado Eléctrico Mayorista a Enero de 2012¹⁴.

¹⁴XM. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano [en línea].
<<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>> [Citado Febrero de 2012]

Figura 5. Esquema del mercado eléctrico colombiano



Fuente: ISA

Tabla 3. Agentes del MEM

Agente	Registrado
Generadores	43
Transportadores	7
Distribuidores	21
Comercializadores	66

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. ESP

2.2.6 Estructura tarifaria. La identificación del costo del servicio y el precio que se cobra a los distintos usuarios, se denomina estructura tarifaria.

La CREG, a través de la Resolución CREG 119 de 2007, estableció una fórmula para determinar el costo de cada unidad de consumo, en este caso cada kilovatio por hora. Dicha fórmula considera la suma de los costos de cada proceso y de los fenómenos que ocurren para llevar ese kilovatio hasta el usuario final:

El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Otros costos relacionados con la operación administración del sistema interconectado nacional¹⁵.

$$CU = CUF + CUv \text{ con } CUv = G + T + D + Cv + PR + R$$

Donde:

CUf

Es el costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización. A la fecha, éste costo es igual a cero hasta que se expida la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo periodo tarifario.

CUv

Es la componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

G

Costo de Producción. Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.

T

Costo de Transporte (STN). Con este valor se le paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.

D

Costo de Distribución (STR y SDL). Valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.

Cv

Es el costo variable del proceso de comercializar de cada kilovatio. Incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.

PR

Pérdidas Reconocidas. Es el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía. Se suman tres factores: el costo de producir estas pérdidas, el costo de

¹⁵ Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-. Estructura Tarifaria [en línea].

<http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options=> [Citado Febrero de 2012]

transmitirlas a nivel nacional y el costo de los planes de reducción de pérdidas (CPROG).

R

Costo de Restricciones. Este costo es el producido para mantener la continuidad en el servicio ante una falla en las redes de transporte, pues en este evento es necesario prender equipos generadores con costos más altos que los que presentan los equipos con que normalmente se atiende el servicio.

2.3 MEDICIÓN ELÉCTRICA

Las mediciones de energía eléctrica que se efectúan mediante medidores o contadores, lo cuales se utilizan para calcular el valor de energía que se intercambia entre un usuario final y las compañías de suministro. La función de un medidor de energía o contador es sumar e indicar este trabajo eléctrico que corresponde al consumo de energía eléctrica en forma continua. En consecuencia, la medición de la energía eléctrica consumida por un usuario es la medición de la potencia con la simultánea integración en el tiempo por medio de un dispositivo integrador.

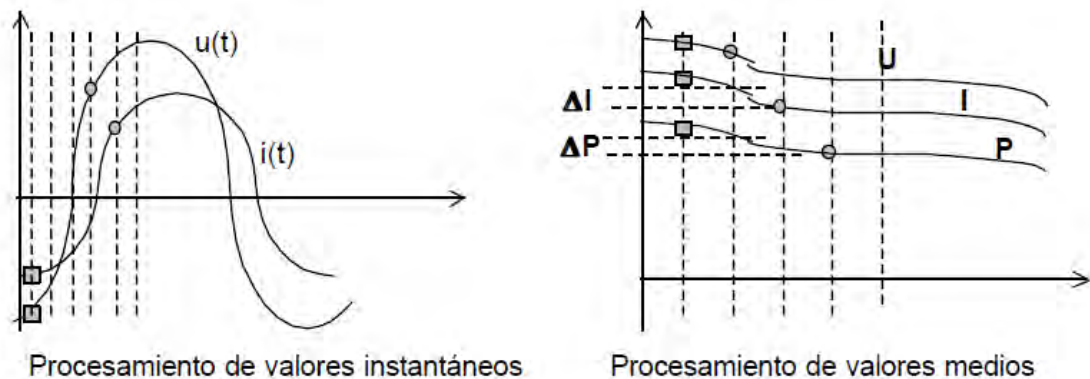
Históricamente, la medición de la energía eléctrica consumida por un determinado usuario fue y sigue siendo en muchos casos el medidor electromecánico o instrumento electrodinámico. No obstante, en la actualidad está siendo reemplazado por dispositivos electrónicos que ofrecen mayor seguridad, eficiencia y flexibilidad para la medición de diferentes parámetros, y no solamente de energía. Incluso estos equipos poseen memoria no volátil para almacenar datos referidos al comportamiento del sistema y permiten realizar su seguimiento.

Como se describió en una sección anterior, la potencia eléctrica consumida se calcula multiplicando los valores instantáneos de tensión y corriente, de esto se puede afirmar que la medición de la potencia se compone de tres pasos:

- Medición de valores instantáneos de tensión y corriente,
- Multiplicación de tensión y corriente para cada instante de tiempo, y
- Promediación, a lo largo de un determinado tiempo, de los valores instantáneos obtenidos en el anterior paso. Este tiempo tiene un valor mínimo y depende de la estructura de la señal.

Es claro saber que la tensión y corriente no solo deben ser multiplicados entre sí, sino que hay que hacerlo para exactamente el mismo instante de tiempo t , es decir una medición simultánea de tensión y corriente. La razón por la que la medición debe ser simultánea es para evitar introducir falsos desfases. Este problema influye tanto más cuanto mayor es la frecuencia de la señal y cuanto mayor es el desfase real entre tensión y corriente.

Figura 6. Muestreo de tensión y corriente en medición eléctrica



En las graficas mostradas, se muestra el muestreo de las señales de tensión $u(t)$ y corriente $i(t)$, desfasadas entre sí. Tanto para la tensión como para la corriente, la medición debe ser simultánea, como indican los cuadros. De esta misma forma, en la segunda figura se puede apreciar que la potencia activa medida corresponde al mismo instante de tiempo que la tensión y corriente. Los mismos criterios se deben usar para obtener valores de potencia aparente, reactiva y factor de potencia, a fin de no falsear los resultados. Los posibles errores de medida se indican con círculos en las figuras, generando variaciones indeseables ΔI y ΔP .

Para la medición directa de potencia activa, reactiva y aparente, se utilizan varios tipos de conversores, tanto electromecánicos como electrónicos. Existen distintos procedimientos utilizando técnicas analógicas y digitales para lograr la conversión de las señales de tensión y corriente en una señal proporcional a la potencia instantánea, por ejemplo utilizando multiplicadores tipo Hall, multiplicadores de división de tiempo, métodos de correlación o métodos digitales de procesamiento de señales.

2.3.1 Medidores de energía eléctrica. Los medidores de energía eléctrica son instrumentos usados para la medición del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, clase de energía a medir, clase de precisión y conexión a la red eléctrica¹⁶. Es posible distinguir diferentes tipos de medidores:

- **De acuerdo a su construcción**

Medidores de inducción. Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco,

¹⁶CODENSA. Medidores de Energía Eléctrica [en línea].
<http://www.codensa.com.co/documentos/6_26_2007_12_25_17_PM_GENERALIDADES%207.4.pdf>
[Citado Febrero de 2012]

haciéndolo mover. El principio de funcionamiento es similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos.

Medidores estáticos. Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora.

- **De acuerdo a la energía que miden**

Se clasifican en medidores de energía activa, reactiva o aparente.

- **De acuerdo a la exactitud**

Según la norma NTC 2288 y 2148, los medidores se dividen en 3 clases: 0.5, 1 y 2

Medidores clase 0,5. Se utilizan para medir la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras empresas electrificadoras o grandes consumidores alimentados a 115kV.

Medidores clase 1. Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores, para clientes mayores de 55 kW. Cuando el cliente es no regulado la tarifa es horaria, por tanto el medidor electrónico debe tener un puerto de comunicación o modem para enviar la información a través de la línea telefónica o red celular.

Medidores clase 2. Es la clasificación básica e incluye los medidores monofásicos y trifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW.

El índice de clase es el número que expresa el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre 0.1 veces la corriente básica y la corriente máxima o entre 0.05 veces la corriente nominal y la corriente máxima, con un factor de potencia igual a 1.

Los medidores electrónicos de energía activa, deben cumplir con la norma NTC 2147 "Medidores Estáticos de Energía Activa. Especificaciones Metrológicas para clase 0.2S y 0.5S" y NTC 4052 "Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y 2".

- **De acuerdo con la conexión en la red**

Considerando el sistema de la red a través de la cual se utiliza la energía: medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

A pesar del constante desarrollo que han tenido los medidores electromecánicos en las últimas décadas, los medidores electrónicos o de estado sólido están

abarcando el mercado porque no sólo realizan la misma función que los anteriores, sino que no disponen de partes móviles o electromecánicas, evitando de esta forma el error por desgastes y deformaciones de las mismas. Las principales características y ventajas de los medidores electrónicos es que puede realizar mediciones de¹⁷:

- Energía activa, reactiva y aparente
- Demanda máxima de potencia
- Doble y multi-tarifa
- Tensión de línea
- Corriente que está circulando
- Factor de potencia
- Y otras características de la red, que determinan un parámetro global denominado Calidad de energía.

Actualmente hay una gran variedad de este tipo de medidores, cada uno con características diferentes, que permiten cubrir prácticamente todas las necesidades de medición eléctrica para su comercialización.

Medidores electromecánicos.

Es un dispositivo que mide la energía total consumida en un circuito eléctrico. Es parecido al vatímetro análogo, pero se diferencia de éste en que la bobina móvil se reemplaza por un rotor. El rotor, controlado por un regulador magnético, gira a una velocidad proporcional a la cantidad de potencia consumida. El eje del rotor está conectado con engranajes a un conjunto de indicadores que registran el consumo total en vatios por hora.

Medidor electrónico.

Durante los últimos años, las empresas de servicios públicos han venido incrementando su familiaridad con la electrónica y sus ventajas para la medición de energía eléctrica.

Pero también los consumidores se pueden beneficiar indirectamente de los medidores electrónicos de energía en cuatro formas significativas:

- El servicio al cliente se mejora con el uso de sistemas de lectura remota de medidores (AMR) y con una eficiente administración de datos. Además de tener menores dudas sobre las facturas de los servicios públicos, los consumidores se benefician de un sistema más eficiente de distribución de energía. Los apagones se pueden detectar, identificar y corregir más

¹⁷SAMAYOA PAREDES, Yasser E. Telemedida a través de Red Satelital de Doble Salto. Guatemala, 2005, 160p. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería.

rápidamente para los clientes cuyos medidores están comunicados a través de una red.

- Se mantiene la limpieza en la distribución al monitorear la calidad energética que algunos clientes aportan al sistema.
- Se logra un aumento en la precisión de la medición a pesar de las cargas no lineales. La tendencia es que los consumidores en un futuro se pueden beneficiar en la forma de compra de energía eléctrica, controlando el consumo de este servicio según la demanda. Con el uso de medidores controlados con tarjetas inteligentes (*smart cards*), reducen los costos operacionales del servicio, lectura de medidores, procesamiento de datos y cortes del servicio.
- Los medidores electrónicos de energía han superado en funcionamiento a los medidores electromecánicos en términos de funcionalidad y utilidad, pero los costos y confiabilidad han sido cuestionados en diferentes partes del mundo. El sector de los servicios públicos ha estado fascinado con las historias de lectura automática de medidores (AMR), prepago con tarjetas inteligentes (*smart card*) y facturación con multitarifa.

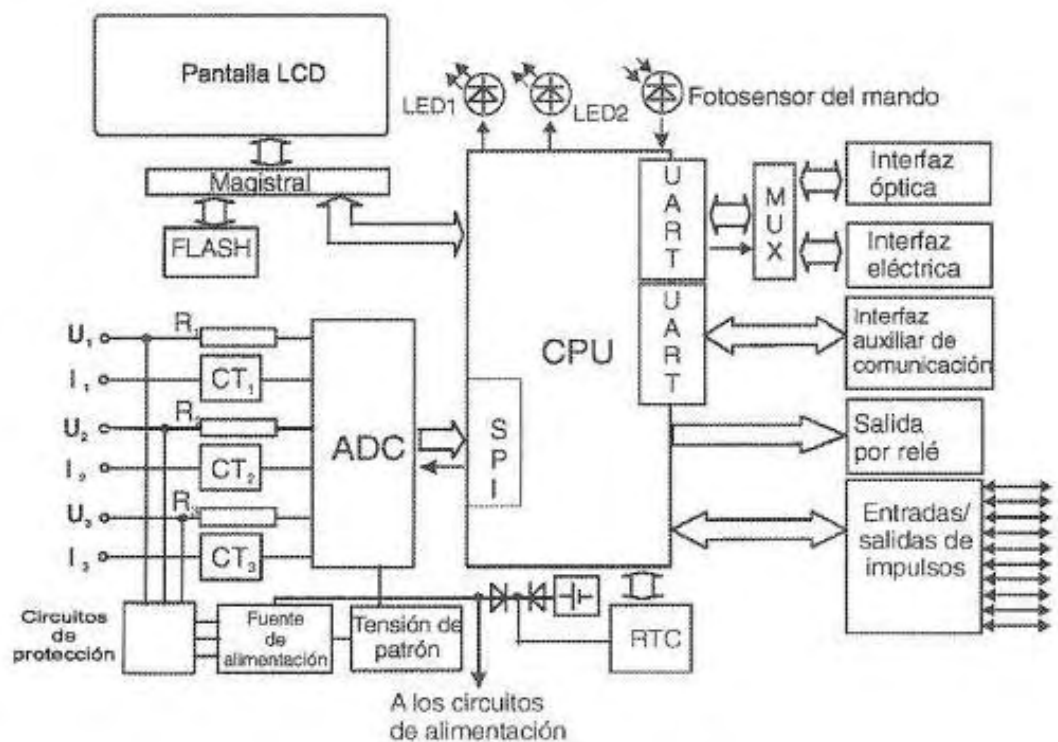
2.3.2 Evolución de medidores electrónicos. Los primeros intentos en el diseño de medidores electrónicos de energía calcularon la potencia mediante la multiplicación de tensión y corriente en el dominio analógico, pero la linealidad con respecto a la temperatura y el tiempo produjeron resultados no superiores a los medidores electromecánicos.

La tecnología de los medidores electrónicos que marcaron las diferencias entre medidores se basaron en DSP's (Digital Signal Processing o Procesamiento Digital de Señal). De esta manera, los conceptos de estabilidad, linealidad y precisión ofrecidos por los sistemas de detección-corrección automática en los cálculos digitales del campo de las comunicaciones llegaron a las puertas de la metrología de la electricidad.

Estos medidores basados en DSP, digitalizan las señales de corriente y tensión por medio de ADC's (analog-to-digital converters o conversores análogo-digital) antes de hacer los cálculos. El procesamiento digital de las señales permite el cálculo estable y exacto por encima de las variaciones de tiempo y medio ambiente. Este procesamiento digital se puede manejar de dos formas diferentes: DSP's programables y DSP's de función fija. Las soluciones con DSP's programables ofrecen la ventaja de reconfiguración post diseño. Obviamente, la facilidad de la reconfiguración es una consideración importante para cualquier medidor electrónico, pero un DSP programable no es el método más económico de conseguir un medidor que ofrezca la flexibilidad de la reconfiguración.

2.3.3 Principios de funcionamiento de un medidor electrónico. Los medidores electrónicos que se basan en el procesamiento digital de señales, disponen de un conjunto de módulos que le permiten realizar un cálculo exacto y estable de las variables medidas. A continuación se describirán los principales módulos funcionales de un medidor electrónico.

Figura 7. Esquema estructural de un medidor electrónico



Módulo de medición.

El módulo de medición incorporado al medidor convierte la tensión y la corriente de la red en señales análogas proporcionales a dichos valores. La tensión se convierte en señales proporcionales por un divisor resistivo de tensión y la corriente se convierte por un transformador preciso de corriente. El desplazamiento de fase que se produce en el circuito de conversión de corriente se compensa por software. La medición de tensión y corriente de cada fase se realiza en módulos independientes para cada fase.

Conversor ADC.

Las señales análogas de tensión y corriente proceden de los módulos de medición al convertidor de señales ADC (Analog to Digital Converter) de 6 canales (integrador Sigma-Delta). Las señales análogas aquí se convierten en códigos digitales de 16 bits 72 veces durante un periodo de red.

Procesador principal.

Es la lógica para el procesamiento de señales digitales. En el procesador principal las señales se multiplican por las constantes de calibración programadas en el contador. De los valores obtenidos el procesador calcula los cuadrados de corriente y tensión por fase, así como el valor de tensión desplazada en 90 grados (necesario para el cálculo de energía reactiva). Con estos resultados, se calculan los valores de energía y potencia activa, reactiva y aparente. Adicionalmente, se utilizan filtros digitales para eliminar cualquier valor DC del canal de corriente y tensión, eliminando las inexactitudes que voltajes desplazados pueden introducir a los cálculos de potencia real. Estos valores obtenidos son almacenados en los registros de respectivas tarifas de potencia y energía de la EEPROM de acuerdo con el programa tarifario vigente.

El procesador principal del medidor también controla los módulos de memoria, la pantalla LCD, el funcionamiento de las interfaces de comunicación, salidas del medidor, modulo de tarifas y reloj interno.

Módulo de memoria no volátil.

Para almacenamiento de datos, el medidor tiene un módulo de memoria no volátil. Esta memoria es de tipo FLASH que no requiere energía para el almacenamiento. Los datos se graban en la memoria cada vez que se termina el periodo de integración, el día, el mes, o en casos de eventos y estados especiales.

Pantalla LCD.

La pantalla LCD permite desplegar los datos almacenados en la memoria del medidor y las constantes programadas. En la pantalla LCD se pueden desplegar: estado de batería, modo de comunicación activo, secuencia de fases, información sobre las mediciones de potencia y energía, tarifas activas, y otras opciones habilitadas.

Reloj interno.

El medidor tiene un reloj interno de tiempo real que mide años, meses, días de la semana, horas, minutos y segundos. Los datos del reloj se utilizan para mando de las tarifas de energía y demanda máxima, control de los periodos de integración y registro de eventos con etiqueta de fecha y hora. El reloj interno del medidor está estabilizado por el resonador de cuarzo. El error del reloj debido a la variación de temperatura se compensa por medio del software interno cuando el medidor se alimenta de la red eléctrica.

Interfaces de comunicación.

Para el intercambio de información con equipos externos (computador, terminal portátil de lectura o controladores de lectura automatizada) los medidores electrónicos tienen interfaces de comunicación óptica y eléctrica de tipo estándar. Estas interfaces, permiten programar el medidor así como la transmisión de datos acumulados en la memoria del medidor.

2.3.4 Calibración. En muchos casos, la calidad de los productos depende de mediciones confiables que son suministradas por equipos de medición, los cuales deben ser precisos. Para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos y tener la certeza de que las mediciones efectuadas son exactas, estos instrumentos deben ser calibrados, es decir, comparados contra patrones nacionales o internacionales reconocidos, en una cadena ininterrumpida¹⁸.

Para garantizar la uniformidad y la precisión de las medidas, los medidores electrónicos y los instrumentos asociados a la medición de energía eléctrica como transformadores de corriente (TC's), transformadores de tensión (TP's), se calibran conforme a los patrones de medida aceptados para una determinada unidad eléctrica y siguiendo unas normas establecidas por la Norma Técnica Colombiana-NTC-.

La calibración del medidor se realiza durante el proceso de fabricación y después de una reparación si es necesaria. Durante la calibración se compensan los desplazamientos de la fase de corriente y la señal de cero, se eligen los coeficientes de la transmisión de corriente y tensión. Así se consigue la precisión requerida del medidor. Los coeficientes de calibración se programan a través de un computador mediante la interfaz óptica y se graban en la memoria EEPROM. Esto puede realizarse solamente abriendo la tapa precintada del medidor. Para la calibración del medidor hay que tener el software especial de programación y los patrones de potencia y de corrientes alternas. Por eso la calibración de los medidores se realiza solamente por el fabricante o sus representantes autorizados.

2.4 MEDICIÓN EN FRONTERAS COMERCIALES

De acuerdo con la capacidad instalada existen tres tipos de medición de energía eléctrica: Directa, Semi-directa e Indirecta¹⁹.

2.4.1 Medición Directa. Es aquella en la cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida, en este caso la corriente de la carga pasa totalmente a través de sus bobinas de corriente.

2.4.2 Medición Semi-directa. Es aquella en la cual las señales de corriente se toman a través de transformadores de corriente y las señales de tensión se toman directamente de las líneas de alimentación a la carga. Para obtener la energía

¹⁸ICONTEC. Metrología [en línea]. <<http://www.icontec.org.co/index.php?section=93>> [Citado Febrero de 2012]

¹⁹ELECTRICARIBE. Norma Técnica de Acometidas y Medidas [en línea]. <<http://www.electricaribe.com/Portals/1/NormativaRedes/Norma%20T%C3%A9cnica%20Acometidas%20y%20Medidas.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

consumida por una instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el aparato de medida por la relación de transformación de los TC's utilizados.

2.4.3 Medición Indirecta. Es aquella cuyo medidor de energía no está conectado directamente a los conductores de la acometida sino a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente y de tensión, cuya cantidad depende si la medición se hace con dos elementos o tres elementos dependiendo del tipo de conexión que tenga el transformador en el lado primario (Delta ó Y). Para obtener la energía consumida por instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el aparato de medida por el resultado de multiplicar las relaciones de transformación de los TC's y los TP's utilizados. Por este motivo la corriente que pasa a través del medidor es proporcional a la corriente real de carga.

De acuerdo con la reglamentación vigente, los equipos destinados a la medición de la energía eléctrica en las fronteras comerciales y en los clientes no regulados, deberán cumplir con precisiones mínimas (o con unos errores máximos) de acuerdo con la instalación a la cual están conectados.

La resolución CREG 025 de 1995 establece que, para fronteras comerciales ubicadas a niveles de tensión inferiores a 110 kV y con transferencias horarias de energía menores a 20 MWh la exactitud de los equipos de medida (Transformadores de tensión y de corriente) deberá ser de clase 0.5 y el medidor deberá ser de clase 0.5s. En los demás casos, es decir, fronteras comerciales ubicadas a niveles de tensión iguales o superiores a 110 kV o con transferencias horarias de energía iguales o mayores a 20 MWh la exactitud de los equipos de medida (Transformadores de tensión y de corriente) deberá ser de clase 0.2 y el medidor deberá ser de clase 0.2s²⁰.

Para los clientes regulados propios, la resolución CREG 070 de 1998 establece que, para clientes con transferencia anual de energía superior a 2.000 MWh, los transformadores de tensión y de corriente deberán ser mínimo de clase 0.5, el medidor de activa deberá ser mínimo de clase 1.0 y el medidor de reactiva deberá ser mínimo de clase 3.0. Para clientes con transferencia anual de energía mayor o igual a 300 MWh. y menor a 2.000 MWh, los transformadores de tensión y de corriente deberán ser mínimo de clase 1.0, el medidor de activa deberá ser mínimo de clase 1.0 y el medidor de reactiva deberá ser mínimo de clase 3.0. Y para clientes con transferencia anual de energía menor a 300 MWh, el medidor de activa deberá ser mínimo de clase 2.0.

²⁰ ELECTRICARIBE. Norma Técnica de Acometidas y Medidas [en línea].

<<http://www.electricaribe.com/Portals/1/NormativaRedes/Norma%20T%C3%A9cnica%20Acometidas%20y%20Medidas.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

2.5 TELEMETRÍA

La telemetría es una tecnología que permite la medición remota de magnitudes físicas y el posterior envío de la información hacia el operador del sistema. Fue desarrollada en 1915, a mediados de la primera guerra mundial, por el alemán Khris Osterhein y el italiano Franchesco Di Buonanno para medir a qué distancia se encontraban objetos de artillería.

La telemetría consiste básicamente en acceder a la información de dispositivos de los cuales se desea obtener datos en forma remota, sin importar la distancia entre el dispositivo y el operador de sistema.

Un sistema de telemetría normalmente consiste de un transductor como dispositivo de entrada, un medio de transmisión que puede ser por cable telefónico, inalámbrico por la red celular o satelital; dispositivos de procesamiento de señales, y dispositivos de almacenamiento o visualización de datos.

El equipo utilizado en un sistema de telemetría debe ser capaz de medir una magnitud física, generar una señal que pueda modificarse para transportar los datos medidos, y transmitir esa señal codificada por un canal de transmisión. El equipo receptor debe ser capaz de decodificar la señal y de mostrarla en algún formato adecuado para su análisis y almacenamiento.

La telemetría tiene campos de aplicación bastante extensos, como recopilación de datos, supervisión de plantas, seguimiento de vuelos y navegación no tripulados, centros de vigilancia, observación de fenómenos espaciales y teledetección, biomedicina, oceanografía, etc. En el desarrollo de este trabajo se limitará al estudio de los sistemas de telemetría usados en medición de energía eléctrica.

3. METODOLOGÍA

A continuación se describen las actividades desarrolladas en cada una de las etapas de desarrollo del proyecto. Inicialmente se realiza un estudio y revisión bibliográfica de los sistemas de telemetría empleados en la medición de energía eléctrica en la empresa comercializadora.

3.1 SISTEMAS DE TELEMETRÍA EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEADOS EN LA EMPRESA ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.

Los sistemas de telemetría de servicios públicos son un conjunto de elementos hardware y software que en su totalidad permiten la adquisición, concentración, transmisión, almacenamiento y procesamiento de información de consumo de un servicio público en particular para realizar el proceso de facturación y generación de los reportes estadísticos²¹. Una red de telemetría consta de cuatro módulos, una terminal remota, un sistema de comunicaciones, un centro de supervisión y control y una plataforma software de supervisión.

La terminal remota es una unidad electrónica de adquisición de datos. Esta unidad, dispone de dispositivos de conversión analógico-digital o de interfaces de bus de campo necesarios para tomar periódicamente las muestras de los sensores, también posee dispositivos de memoria no volátil para almacenamiento de datos. En medición y registro de energía eléctrica, la terminal remota son los medidores electrónicos, que independientes de la clase o del fabricante, generalmente poseen tres tipos de comunicación: una interfaz óptica, la cual se usa para programación de medidor y transferencia de datos en campo; y dos tipos de interfaces eléctricas, ya puede ser lazo de corriente de 20 mA (CL) y/o puerto de comunicación RS232 o RS485, estas interfaces se usan en la comunicación con sistemas de telemetría.

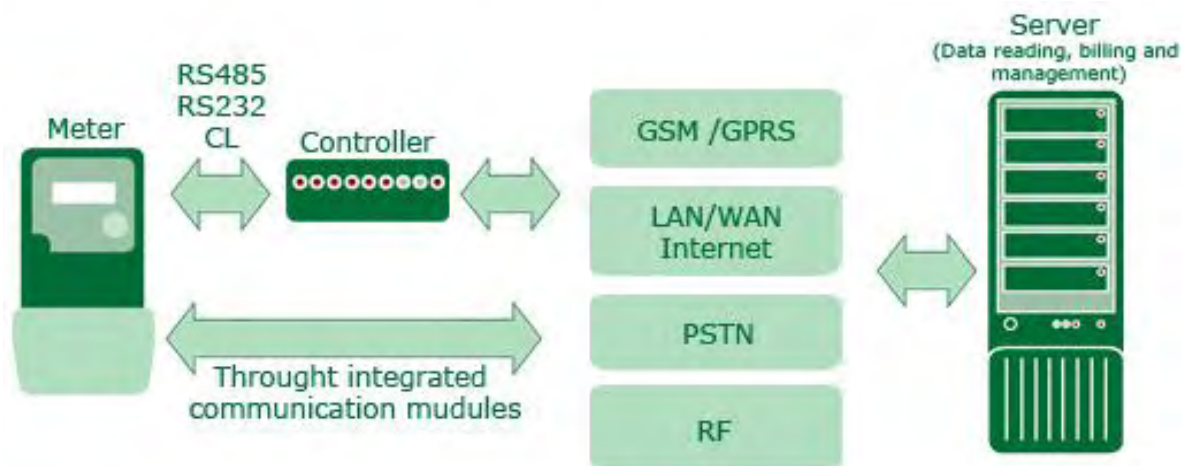
Los sistemas de comunicación, son dispositivos que reciben los datos de la terminal remota (medidor) y los transmiten al centro de supervisión. Estos dispositivos son los que permiten establecer una conexión remota en los sistemas de telemetría y se conocen como modem. Según el tipo de conexión que permitan establecer, los modem pueden clasificarse como los que usan la red telefónica fija (modem telefónico), la red celular de un operador móvil (modem GSM/GPRS), o los que utilizan una red satelital (modem satelital). La mayoría de los módem usados en telemetría tienen un puerto de comunicación RS232 para objeto de programación y transferencia de datos. Adicional a este puerto, algunos modem, también disponen de otra interfaz eléctrica que generalmente es lazo de corriente de 20 mA, identificado por las siglas CL (Current Loop).

²¹LOPÉZ OVALLE, Gilbert. et al. Sistema de Telemedición de Servicios Públicos en Santafé de Bogotá. Santafé de Bogotá, 2000. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Pontificia Universidad Javeriana.

El centro de supervisión y control es el lugar donde se recibe, concentra y almacena la información en tiempo real, de forma periódica y automática. Los principales elementos que lo componen son los equipos informáticos, los sistemas centrales de comunicación y opcionalmente sistemas de visualización. Los equipos informáticos deben estar equipados con software especializado para supervisión de cada terminal remota, que puede ser general o único según la marca de medidor.

El siguiente esquema muestra la estructura básica de un sistema de telemetría usado en lecturas de energía eléctrica, haciendo uso de diferentes tipos de tecnologías.

Figura 8. Sistema automatizado de lectura de energía



Fuente: ELGAMA-ELEKTRONIKA

En la empresa comercializadora de energía ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. se usan diversas tecnologías de telemetría, como medidores electrónicos clase 0.5s; módem de comunicación Telefónico, GSM/GPRS y comunicación satelital, y además software especializado para adquisición de datos. En la figura, se puede observar un ejemplo de los equipos empleados en los sistemas de telemetría.

Figura 9. Sistemas de telemetría



Fuente: ELGAMA-ELEKTRONIKA

Los medidores electrónicos más empleados en los sistemas de telemetría que instala la empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. son los construidos por la marca ELGAMA-ELEKTRONIKA, una empresa lituana dedicada a la fabricación de medidores de energía con distribución en Colombia y con un gran soporte técnico. También se usan, en menor cantidad, medidores de otras marcas como ELSTER e ITRON. Cada marca específica de medidor y según el tipo de comunicación que tenga, dispone de un programa nativo y especializado para poder hacer la adquisición de datos.

Los sistemas de registro de energía de ELGAMA-ELEKTRONIKA que usa la empresa comercializadora, está constituido por medidores electrónicos multitarifas de energía activa y reactiva LZQM, EPQM Y EPQS, modem controladores, un ordenador con software estándar y especial. Actualmente se emplea el modelo EPQS, por ser un medidor trifásico electrónico clase de precisión 0.2s o 0.5s para conexión indirecta (TC o TC/TP); además realiza una medición completa en cuatro cuadrantes, medición de energía activa, reactiva y aparente; registros de demanda máxima; medición de valores instantáneos; multirango de tensión (3x57.7...230/100...400V); multitarifa, hasta 8 tarifas; registro de perfiles de carga; almacenamiento de datos en memoria no volátil; opciones de monitoreo de calidad de energía; amplias opciones antifraude; registro de eventos. El medidor también puede ser integrado fácilmente en los sistemas automatizados de lectura de energía a través de hasta dos interfaces eléctricas.

3.2 CONTROLADORES DE SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE LECTURA

Hay dos tipos de sistemas automatizados de lectura de datos: el primero es con el uso de controladores externos y el segundo con los módulos internos integrados en el medidor. Usando equipos externos el medidor transmite los datos a los controladores a través de las interfaces RS485, RS232 o lazo de corriente. Los medidores ELGAMA, tienen la posibilidad de transmitir los datos simultáneamente

a través de dos interfaces de comunicación independientes realizando al mismo tiempo medición técnica y comercial. Los controladores pueden transmitir a los sistemas de gestión de datos de los clientes usando tecnologías GSM/GPRS, PSTN, LAN/WAN/Internet y radio²².

Los medidores que tienen módulos internos de comunicación transmiten los datos directamente al sistema central de gestión de datos, usando las mismas tecnologías.

3.3 MÓDEM

Un módem es un dispositivo hardware modulador-demulador, que permite transformar las señales digitales en señales análogas y viceversa, para transmitir las por un medio de una línea telefónica o una red GSM; de esta forma se puede enviar información de un punto a otro.

Últimamente se utilizan módem GSM/GPRS para sistemas de telemetría, por la versatilidad de la red, y acceso en cualquier lugar donde exista señal del operador. Además, la adquisición de datos se puede hacer a cualquier hora del día y las veces que sean necesarias, ya que una comunicación por GPRS, utiliza planes de datos, lo que permite que el consumo de este servicio no esté ligado al tiempo de conexión, como lo es en una red telefónica fija, sino a la cantidad de datos transmitidos.

Sin embargo, como sabemos que la tecnología GSM es relativamente nueva y cuando no era posible establecer sistemas de comunicación por GPRS, la transferencia de datos se realizaba a través de las redes telefónicas. De igual forma, también se puede transmitir datos por medio de internet, usando un protocolo TCP/IP.

Para transmisión de datos por la red GSM, la empresa comercializadora usa módems ENFORA y ELGAMA MCL. La transmisión de datos por líneas telefónicas utiliza módems HAYES ACCURA, ACORP y ELGAMA PCMCL.

Los módem utilizan una comunicación serial para enviar y recibir información, por su facilidad de conectividad con ordenadores y la disponibilidad de interfaces con otros protocolos de comunicación.

²²ELGAMA-ELEKTRONIKA. Sistemas Automatizados de Lectura de Energía [en línea]. <http://www.elgama.eu/sp/productos_soluciones/sistemas_de_lectura_autom_tica_d> [Citado Febrero de 2012]

3.4 GSM (GLOBAL SYSTEM FOR MOBIL COMMUNICATIONS)

Los primeros trabajos con GSM los inicio en 1982 un grupo dentro del Instituto Europeo de Normas de Comunicaciones (ETSI, European Telecommunications Standards Institute).Originalmente, éste organismo se llamaba Groupe Sociale Mobile, lo que dio pie al acrónimo GSM. El objetivo de este proyecto era poner fin a la incompatibilidad de sistemas en el área de las comunicaciones móviles y crear una estructura de sistemas de comunicaciones a nivel europeo²³.

La red GSM se define como aquel servicio portador constituido por medios de transmisión y conmutación necesarios que permiten enlazar dos equipos terminales móviles mediante un canal digital, que se establece específicamente para la comunicación y luego desaparece una vez que la misma termine.

El Sistema Global para las comunicaciones móviles (GSM) es un sistema estándar de comunicación inalámbrica. Por medio de esta red es posible el intercambio de información, principalmente de equipos móviles. Con ello se puede enviar o recibir tanto Voz, Datos y mensajería SMS. Los módems GSM/GPRS tienen la capacidad de utilizar la red GSM para establecer comunicaciones de voz, datos y servicio de mensajes cortos (SMS). Con respecto a las comunicaciones de datos, se puede hacer de dos maneras, una como comunicación punto a punto por medio de CSD (Circuit Switch Data) o utilizando GPRS (General Packet Radio Service).

La llamada CSD, permite la conexión directa entre dos módulos (módems), es decir permite emular la funcionalidad de un módem estándar pero sobre la red GSM, donde todo lo que se escriba en uno, se envía al otro y viceversa. La desventaja es que se necesita tiempo para conectarse y los datos se envían mientras se esté conectado. El cargo por servicio se realiza por tiempo de conexión.

En una llamada GPRS, la conexión se realiza por internet, y el cargo por servicio es por tráfico realizado, por lo que se puede estar todo el tiempo conectado, ahorrando tiempo de conexión, ya que se conecta una sola vez y permanece así, y no como en una llamada CSD, donde la conexión debe realizarse cada vez que se envían datos. La comunicación por GPRS, permite la conexión a una dirección IP o a un DNS, por lo que es posible que estos equipos intercambien datos con cualquier página web, servidor o con otro dispositivo GPRS en forma inalámbrica utilizando la red GSM de telefonía celular.

²³RAPPAPORT, Theodore S. Wireless Communications: Principles & Practice. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1996. Citado por: CHICAIZA VALDEZ, Jair E. et al. Diseño e Implementación del Prototipo de una Estación Meteorológica Automática Portátil capaz de Transmitir los Datos Mediante Tecnología GSM. San Juan de Pasto, 2011, p.64. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Universidad de Nariño, Facultad de Ingeniería.

3.5 GPRS (GENERAL PACKET RADIO SERVICE)

GPRS es un sistema de segunda generación basado en la capa física de GSM para la transmisión de datos que utiliza la conmutación de paquetes. Así GPRS permite la transferencia de paquetes de datos entre la MS (Mobile Station) y las redes de paquetes externas de forma eficiente, por lo cual soporta el protocolo IP y el protocolo X.25, dando acceso a otros servidores externos²⁴.

En el sistema GPRS hay un mejor aprovechamiento de los recursos de radio, ya que solo se utilizan cuando se necesitan, y es posible la tarificación por volumen de información.

La conmutación por paquetes de datos permite fundamentalmente la compartición de los recursos radio. 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 usuarios para enviar y recibir información. Esto permite a los operadores dotar de más de un canal de comunicación sin temor a saturar la red, de forma que mientras que en GSM se destina un canal de recepción de datos del terminal a la red y otro canal de transmisión de datos desde la red al terminal, en GPRS es posible tener terminales que gestionen cuatro canales simultáneos de recepción y dos de transmisión.

Además, GPRS introduce tres nuevos nodos funcionales respecto a GSM que son el SGSN (Serving GPRS Support Node), el GGSN (Gateway GPRS Support Node) y el PCU (Packet Control Unit). El primero, es el responsable de la entrega de paquetes al terminal móvil en su área de servicio, y el segundo actúa como interfaz lógica hacia las redes de paquetes de datos externas. En cambio, el PCU es el encargado de gestionar la interfaz aire de la red.

GPRS utiliza dos tipos de redes: internas y externas. A continuación se describe cada una de ellas.

3.5.1 Redes Externas. La red GPRS puede ser considerada como una subred IP, debido a que los terminales móviles son accesibles al asignarles una dirección IP. Para lo cual se utiliza el APN (Access Point Name) con la información de la suscripción del usuario y del propio nodo, se consulta el servidor de nombres de dominio (DNS) y se obtiene las direcciones IP del GGSN permitiendo la conexión con el usuario de la red externa.

APN (Access Point Name). Es el nombre de un punto de acceso para un dominio GPRS y posibilita el enrutamiento de paquetes desde la MS hasta la red de datos

²⁴CHICAIZA VALDEZ, Jair E. et al. Diseño e Implementación del Prototipo de una Estación Meteorológica Automática Portátil capaz de Transmitir los Datos Mediante Tecnología GSM. San Juan de Pasto, 2011, 157p. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Universidad de Nariño, Facultad de Ingeniería.

externa. Es enviado por el terminal móvil para activar el contexto PDP o puede ser elegido por el SGSN. Un punto de acceso es:

- Una dirección IP a la cual un terminal móvil se puede conectar
- Un punto de configuración que es usado para esa conexión
- Una opción particular que se configura en un terminal móvil

Los APN pueden ser variados; son usados en redes tanto públicas como privadas. Una vez que el dispositivo se ha conectado, usa el servidor DNS para hacer el proceso llamado Resolución de APN, que finalmente da la IP real del APN. El APN está formado por: el indicador de red, seguido del identificador de operador.

Identificador de Red APN: es obligatorio y garantiza la unicidad de los APN's. Además incorpora su nombre de dominio en internet, utilizando una o varias etiquetas. Por ejemplo: ipfijas.comcel.com.co

El acceso a las redes externas puede ser:

- Transparente: el terminal obtiene una dirección IP perteneciente al rango de direcciones del operador GPRS. Esta dirección se asigna en el momento de activar el contexto PDP de manera dinámica.
- No Transparente: el terminal obtiene una dirección IP perteneciente al espacio de direccionamiento de la intranet o del ISP. Esta opción requiere la comunicación entre el GGSN y el servidor de direcciones (DHCP) perteneciente a esa intranet o al ISP correspondiente.

La empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. ha seleccionado como operador de red que brinda el servicio de comunicación GPRS, por cobertura a COMCEL, el cual suministra de tarjetas SIM configuradas con una dirección IP fija y un nombre de punto de acceso. El APN de la red GPRS de Comcel es: ipfijas.comcel.com.co e ipfijas1.comcel.com.co. Cada tarjeta SIM, maneja un plan de datos, necesarios para poder realizar transferencia de datos. El consumo mensual de un plan de datos, usado en un sistema de telemetría, es inferior a 2 Mb.

El APN es un parámetro importante a ser tenido en cuenta al momento de programar los módems, pues éste permite identificar la red GPRS por la cual se establece la comunicación cuando se realiza una indagación desde un modem servidor a un modem cliente para transferencia de datos.

3.5.2 Redes Troncales Internas. Las redes internas del sistema GPRS son: la red de soporte de señalización GSM (SS7) y la red Backbone.

Los nodos de soporte GPRS están interconectados mediante redes de transporte IP. Hay dos tipos de red de transporte en un sistema GPRS:

- Red de transporte Intra-PLMN (Intra-Public Land Mobile Network) o Red Troncal GPRS. Es una red IP privada que permite la comunicación entre los nodos SGSNs y GGSNs de un operador. Dependiendo de la ubicación de los GGSNs la conexión puede ser tipo LAN o remota.
- Red de transporte Inter-PLMN (Inter-Public Land Mobile Network) o Red Troncal Intermedia. Permite la intercomunicación de los SGSNs de un operador con los GGSNs de otros operadores.

La conexión GPRS, es posible utilizarla de dos maneras. Una como conexión a Internet a través del módulo GSM usado como módem. La otra forma es utilizando una configuración cliente/servidor. Esto es, que el módulo se puede conectar a un servidor para enviarle información o el módulo comportarse como un servidor para recibir información.

3.6 RED TELEFÓNICA CONMUTADA (RTC)

La Red Telefónica Conmutada (RTC), también llamada Red Telefónica Básica (RTB). Es un conjunto ordenado de medios de transmisión y conmutación por la que circula habitualmente las vibraciones de la voz, las cuales son traducidas en impulsos eléctricos que se transmiten a través de dos hilos de cobre. A este tipo de comunicación se denomina analógica. La señal del ordenador, que es digital, se convierte en analógica a través de un módem y se transmite por la línea telefónica. El objetivo fundamental de la red telefónica conmutada es conseguir la conexión entre todos los usuarios de la red, a nivel geográfico local, nacional e internacional.

Una comunicación establecida por una red telefónica, puede alcanzar una velocidad de conexión de hasta 56 kbps. Utiliza unos protocolos de transmisión que son utilizados para coordinar el proceso de envío y recepción de datos y también influyen decisivamente en las velocidades que se pueden alcanzar. De manera similar, la estandarización de protocolos y métodos de conexión permiten la comunicación entre módems de diversas marcas y modelos.

3.7 SISTEMA DE TELEMEDIDA POR COMUNICACIÓN SATELITAL²⁵

ORBCOMM es un sistema satelital comercial de comunicaciones bidireccionales y móviles basado en microsátélites de órbita baja para la transmisión de mensajes y datos por paquetes entre dos puntos cualesquiera del planeta. El elemento central

²⁵ SISTEMA ORBCOMM [en línea]. <http://www.marimsys.com/paginas/sistema_orbcomm.htm> [Citado Febrero de 2012]

del sistema, lo constituye una constelación que en la actualidad consta de 36 satélites con cobertura mundial.

El sistema ORBCOMM consta de un Centro de Control de Red (NCC: Network Control Center) que administra el sistema mundial en su totalidad, más tres segmentos operacionales:

3.7.1 Segmento espacio. Consta de 36 satélites MICROSTAR de órbita baja, lanzados en 6 planos orbitales, a una distancia aproximada de 775 kilómetros de la Tierra. Estos satélites son cilíndricos, con antena telescópica de 6 metros y paneles solares desplegados

3.7.2 Segmento tierra. Consta de un Centro de Control de Red (GCC) y de al menos una Estación Terrena (GES). La función principal de esta infraestructura terrestre es proporcionar el procesamiento de los mensajes, la gestión de los comunicadores de usuario en un área de servicio definida, y la conexión con una red de datos. El propósito de las Estaciones Terrenas (GES) es facilitar un enlace radioeléctrico de comunicación entre el Centro de Control de Red (GCC) y la constelación de satélites. Cada GES consta de dos antenas independientes y equipos de radiofrecuencia y control asociados, para así proveer al sistema de una redundancia completa.

3.7.3 Segmento suscriptor. El Comunicador Satelital (SC) es un módem VHF inalámbrico que transmite mensajes hacia un usuario del sistema ORBCOMM con entrega a una dirección, y recibe mensajes desde el sistema para un usuario específico.

Las comunicaciones de Radio Frecuencias (RF), en el Sistema ORBCOMM, operan en el sector de VHF (Very High Frequency), en el rango del espectro de frecuencias que están entre los 137 y 150 MHz.

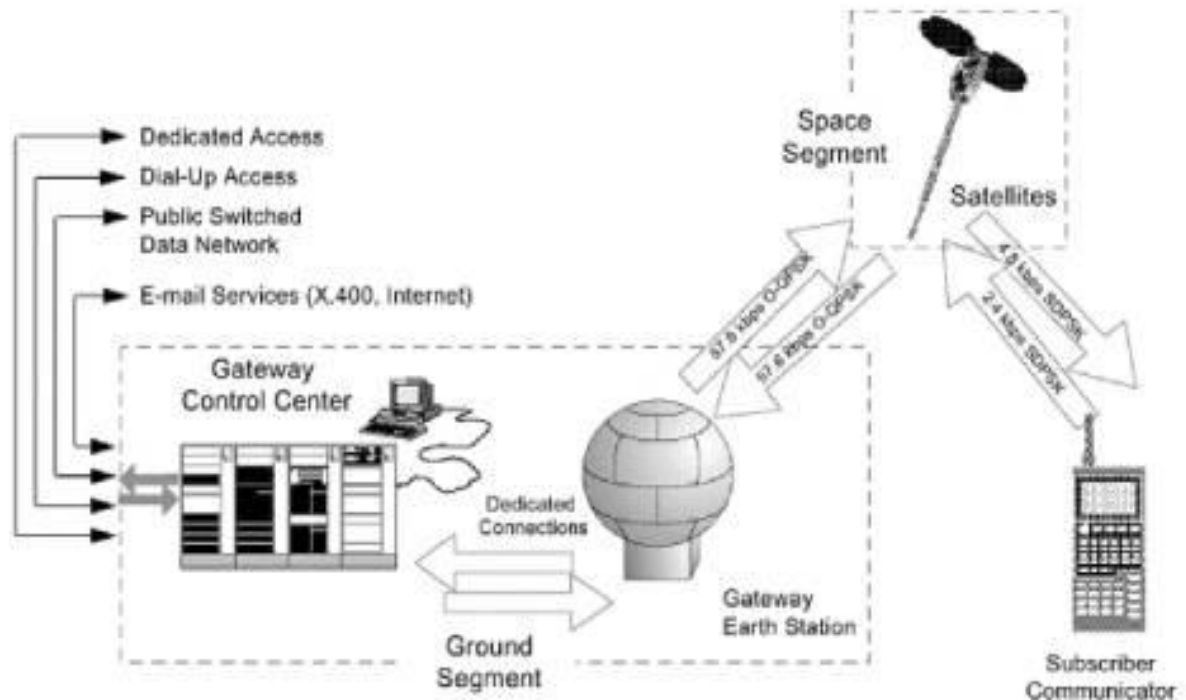
La información del medidor es interrogada por el comunicador y enviada hasta la estación terrena, lugar donde se despacha por internet vía correo electrónico. Un mensaje puede ser enviado hasta ocho direcciones electrónicas simultáneamente.

Todos los reportes generados por los terminales son recibidos, procesados y actualizados permanentemente en un servidor, de tal forma que cada usuario pueda a través de internet acceder a la plataforma de servicios virtuales y ver los últimos reportes de los servicios contratados, así como solicitar nuevos reportes o generar comandos de telecontrol.

El sistema ORBCOMM provee de servicios bidireccionales de monitorización, localización, telemetría y mensajería comercial y personal en cualquier región geográfica. Las aplicaciones de ORBCOMM incluyen la monitorización de activos fijos tales como medidores de consumo, tanques de almacenamiento, bombas de

inyección, conductos para el transporte de petróleo (oleoductos) y gas (gasoductos), y proyectos ambientales.

Figura 10. Vista General Sistema Orbcomm



3.8 COMANDOS AT

Los comandos AT son instrucciones codificadas que conforman el lenguaje de comunicación entre un usuario y un terminal módem y son de carácter genérico en su mayoría, ya que un mismo comando funciona en modelos de distintas marcas, haciendo que un programa basado en comandos AT sea inmensamente robusto y compatible con la mayor parte de los dispositivos disponibles en el mercado.

Los comandos AT o comandos Hayes (gracias a su inventor Dennis Hayes), fueron desarrollados por la empresa Hayes Microcomputer Products Inc. Hacia el año 1978 para poder comunicarse con su módem "Smartmodem", introduciendo la capacidad de controlar el módem a través de la línea de datos²⁶, para así poder configurarlo y darle instrucciones.

²⁶CHICAIZA VALDEZ, Jair E. et al. Diseño e Implementación del Prototipo de una Estación Meteorológica Automática Portátil capaz de Transmitir los Datos Mediante Tecnología GSM. San Juan de Pasto, 2011, 157p. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Universidad de Nariño, Facultad de Ingeniería.

Los comandos Hayes se dividen en dos grandes tipos:

- De ejecución de acciones inmediatas (ATD marcación, ATA contestación o ATH desconexión), y
- De configuración de algún parámetro del módem (Ej.: ATV define como el módem responde tras la ejecución de un parámetro, ATE selecciona el eco local, etc.)

Aunque la finalidad principal de los comandos AT es la comunicación con los módems, la telefonía móvil GSM también ha adoptado como estándar este lenguaje para poder comunicarse con sus terminales, teniendo comandos específicos que pueden ser encontrados en documentación especializada sobre el módulo GSM. De esta forma todos los módems, ya sean telefónicos o GSM/GPRS, poseen un grupo de comandos AT específico, que sirve de interfaz para configurar y proporcionar instrucciones a los terminales. Dependiendo del módulo usado, es la implementación que se le da a los comandos y no depende del medio de comunicación, que puede ser serial, infrarrojo o Bluetooth. El objetivo de los comandos AT es configurar de una manera adecuada un dispositivo para que funcione como el usuario lo desee.

La programación de un módem con comandos AT, generalmente se realiza por medio de la interfaz RS-232, usando el hyperterminal a través de un puerto COM o con un emulador de un puerto COM virtual usando la interfaz USB. Programar un modem consiste en establecer una serie de parámetros, con los cuales se pueda configurar dicho dispositivo para realizar el proceso de conexión y transmisión de datos. Algunos de los parámetros configurados son, velocidad de transmisión, número de timbres antes de contestar una llamada entrante de manera automática para el caso de línea telefónica, selección de una modulación específica, habilitar o deshabilitar el control de flujo, entre otros.

En módems GSM/GPRS, los comandos AT, permiten controlar los eventos y servicios de la red GSM/GPRS. Entre otros parámetros, se configura el contexto PDP (Packet Data Protocol), el nombre del punto de acceso a la red del servidor - APN- (Access Point Name), además se puede verificar el registro automático en la red GSM y GPRS, modo de operación, estado de conexión y otros eventos.

Los comandos AT en su mayoría empiezan con el prefijo "AT", siendo las excepciones el comando "A" que repite el ultimo comando introducido y la secuencia triple del carácter de "Escape". Cada acción que se desee viene precedida por este prefijo.

A medida que se fueron requiriendo más funciones en los módems, se tuvo la necesidad de agregar más comandos. A estos comandos se los llama extendidos

y tienen la forma AT&X donde “&” indica que el comando X es extendido. Así mismo cada fabricante introdujo otros que no fueron estándares y cumplían funciones específicas. No todos los módems responden a estos comandos. En resumen, a los comandos AT se los puede dividir en 4 grupos:

- Comandos básicos (AT...): estos comandos fueron los que inicialmente fueron definidos y se usan para desarrollar las funciones básicas de un modem como son: realización de llamadas, recepción-envío de SMS, conexión y envío de paquetes por GPRS.
- Comandos de registro (ATSi=, ó ATSi?): modifican los valores de los registros internos del módem o solicitan su valor actual, (i) es el identificador del registro.
- Comandos extendidos (AT&...): son comandos adicionales que se agregaron posteriormente a las definiciones de los comando básicos. Generalmente cumplen funciones más complejas que los básicos.
- Comandos propietarios (AT%...): definidos por el fabricante del equipo, para cambiar o establecer parámetros de las aplicaciones.

Algunos comandos, llevan al final un signo de interrogación (?). Esto quiere decir que se está pidiendo información. Mientras que un signo igual (=) quiere decir que se está configurando un parámetro, donde luego del signo igual se ingresa el valor o valores de los parámetros separados por coma que se desean ajustar. La expresión igual-interrogación (=?), se usa para obtener todo el rango de valores posibles que se pueden configurar.

Ante cualquier comando enviado al módem, éste responde con el resultado de la operación: “OK”, “ERROR”, CONNECT, etc. El operador de la terminal puede elegir que el resultado, en vez de aparecer en forma alfabética, aparezca de forma numérica donde cada número corresponde a una respuesta en particular. Por ejemplo “OK” tiene por valor cero.

El comando para elegir la forma de la respuesta es ATV donde ATV1 activa la respuesta alfabética y ATV0 la numérica. Esta última forma es útil cuando es un programa y no un usuario el que se está comunicándose con el módem y necesita de un valor numérico para comparar y tomar una acción correspondiente. Las tablas en el Anexo B, son un resumen de los comandos más usados en la programación de módems telefónicos y GSM.

3.9 MEDIDOR ELGAMA EPQS

El medidor EPQS (Figura 11) es un instrumento multifuncional destinado para la medición en cuatro cuadrantes de energía eléctrica activa, reactiva y aparente.

Tiene la aprobación de conformidad con las normas IEC 62053-11, IEC 62053-22, IEC 62053-21, IEC 62053-23. El contador funciona en redes trifilares y tetrafilares en conexión directa (con clase de precisión 1) o conexión indirecta de TC o TC/TP (clases de precisión 0.2s o 0.5s)²⁷.

Figura 11. Medidor Elgama EPQS



Fuente: ELGAMA-ELEKTRONIKA

La estructura de datos del medidor es compatible con el estándar DLMS. Cada parámetro medido tiene su código OBIS (Object Identification System - Sistema de Identificación de Objetos) que especifica el valor o parámetro. Los códigos OBIS junto con los valores correspondientes, se transmiten a través de las interfaces de comunicación y se presentan en la pantalla de cristal líquido (LCD).

El contador mide, registra y almacena los datos de energía activa consumida y generada (+A, -A), energía reactiva en cada cuadrante (R1, R2, R3, R4) y energía aparente entregada y recibida (+W, -W). También registra los valores máximos de demanda, acumula los perfiles de carga y registra la demanda acumulada.

Además de los valores antes mencionados, el medidor EPQS puede mostrar o transmitir a través de sus interfaces de comunicación los siguientes perfiles almacenados en cualquiera de los 16 canales programables: valores instantáneos de tensión y corriente por fase, tensión de línea, potencia activa, reactiva y

²⁷ELGAMA-ELEKTRONIKA, disponible en: www.elgama.eu

aparente por fase y total, frecuencia de red, factor de potencia ($\cos\phi$) de cada fase y total. También puede analizar calidad de energía y generar informes semanales de calidad de la red eléctrica.

Para el cálculo de los valores de energía y potencia se pueden activar hasta ocho tarifas para energía y el mismo número de tarifas para valores de demanda máxima. La estructura del módulo de tarifa permite adaptar el medidor para casi cualquier programa tarifario existente.

Para la transmisión remota de datos, el medidor tiene dos interfaces eléctricas de comunicación independientes, y para lectura local de datos, proporciona una interfaz óptica.

La siguiente tabla muestra en completo las características y funcionalidades del medidor ELGAMA EPQS; en el Anexo C se indican las especificaciones técnicas del mismo.

Tabla 4. Características medidor Elgama EPQS

CARACTERÍSTICAS	
Medición	<p>El contador funciona en las redes trifásicas trifilares y tetrafilares y mide los siguientes valores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energía activa (bidireccional) con clase de precisión 0,2s ó 0,5s (IEC 62053-22) para conexión indirecta y con clase de precisión 1 (IEC 62053-21) para conexión directa. • Energía reactiva (en cuatro cuadrantes) • Energía aparente (entregada y recibida) • Demanda máxima con etiqueta de fecha y hora • Perfiles de carga • Valores instantáneos (A, V, kW, kVAR, fp de cada fase, frecuencia, temperatura, tensión de batería) • Calidad de energía
Módulo de tarifas	<p>El contador EPQS tiene un reloj interno de tiempo real con respaldo de batería de litio y estructura compleja de tarifas (Tiempo de Uso):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de tarifas para energía: hasta 8 tarifas • Cantidad de tarifas para demanda máxima: hasta 8 tarifas • Cantidad de estaciones tarifarias: hasta 16 estaciones activas y 16 estaciones pasivas • Cantidad de perfiles semanales: hasta 32 distintos perfiles semanales • Cantidad de perfiles diarios: hasta 127 distintos perfiles diarios • Días especiales: Un listado de 256 días feriados con enlaces a perfiles diarios correspondientes
Almacenamiento de datos	<p>El contador EPQS tiene memoria no-volátil de 1 MB que permite almacenar los valores medidos sin influencia de cortes de tensión. Capacidad de almacenamiento de los datos:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Energía total. [T1...T8, Tn]; • Energía del mes. [T1...T8, Tn], como mínimo 54 meses; • Energía del día. [T1...T8, Tn], como mínimo 100 días; • Demanda máxima acumulada. [T1...T8]; • Demanda máxima del mes. [T1...T8], como mínimo 54 meses, con etiqueta de fecha y hora; • Demanda máxima del día. [T1...T8], como mínimo 100 días, con etiqueta de fecha y hora; • Registro de eventos. hasta 8192 eventos; • Perfiles de carga. hasta 8 canales; • Valores instantáneos. hasta 16 canales programables para registro de cualesquiera de los 26 valores instantáneos
Perfiles de carga	<p>Valores promedio de demanda se guardan en los perfiles de carga al terminarse cada período de integración:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Número de canales: 8 (+A, -A, R1, R2, R3, R4, +W, -W) • Capacidad de perfil de carga: hasta 341 días con el período de integración de 60 minutos. • Período de integración programable: de 30 segundos a 60 minutos
Comunicación	<p>El contador tiene una interfaz óptica de comunicación conforme con la norma IEC 62056-21. La interfaz óptica permite al usuario realizar la lectura de datos y programación del contador in situ o en un taller.</p> <p>El contador EPQS tiene dos interfaces eléctricas de comunicación conforme con la norma IEC 62056-21 ó IEC 62056-31 que permiten conectar los contadores a los sistemas de lectura automática de contadores a través de los controladores externos GSM/GPRS, RF, PSTN y LAN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primera interfaz eléctrica de comunicación: Lazo de corriente de 20 mA ó RS485 ó RS232 • [Opcional] Segunda interfaz eléctrica de comunicación: Lazo de corriente de 20 mA ó RS485 ó RS232
Salidas	<p>Hasta 8 salidas eléctricas programables de impulsos (S0) 2 salidas LED para verificación de energía activa y reactiva [Opcional] Hasta 2 salidas de relé controladas por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comandos externos a través de la interfaz de comunicación (para desconexión del usuario); • 4 intervalos programables en el período de 24 horas; • Cambio de tarifa; • Ciertos eventos del registro de eventos; • Sobrepaso de potencia contratada. <p>[Opcional] Alimentación externa de respaldo DC 12V para lectura de datos del contador en caso de ausencia de tensión en la red.</p>
Monitoreo de calidad de energía	<p>El contador EPQS puede registrar varios parámetros de calidad de energía de acuerdo con la norma IEC 50160. Durante la parametrización se programan los límites permisibles de variación de tensión y frecuencia en la red. El contador mide la frecuencia promedio de cada 10 segundos y la tensión promedio de cada 10 minutos. También se registran cortes de tensión en cada fase.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los parámetros de calidad de energía se registran en los informes semanales.

	<ul style="list-style-type: none"> • La memoria del contador puede mantener hasta 256 informes semanales de calidad de energía. • Límites y fecha de inicio programables
Funciones de seguridad	<p>Medios de protección de hardware permiten el acceso al contador tan sólo para las personas autorizadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dos precintos en la tapa principal; • Dos precintos en la tapa de la bornera; • [Opcional] Interfaz de comunicación óptica precintada. <p>Medios de protección de software permiten la programación del contador a través del software de lectura y parametrización tan sólo para las personas autorizadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La función de parametrización del contador está protegida mediante dos contraseñas (dos niveles); si la contraseña incorrecta se ingresa cuatro veces durante un día, las interfaces de comunicación se bloquean por 24 horas y la comunicación durante este período es imposible. <p>El contador EPQS tiene un Registro de eventos con como mínimo 8190 entradas en el que se registran los siguientes eventos con etiqueta de fecha y hora:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cortes de tensión • Secuencia inversa de fases • Ausencia de una de las fases de tensión • Parametrización del contador • Influencia del campo magnético • Temperatura ambiente desfavorable • Errores internos • Aperturas de la tapa principal • [Opcional] Aperturas de la tapa de bornera
Pantalla	<p>El contador EPQS tiene una pantalla de cristal líquido (LCD) que contiene 4 líneas con 16 caracteres en cada una. La pantalla puede desplegar todos los datos acumulados en el contador y los valores parametrizados.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Despliegue de datos en el modo cíclico (automático) y estático (manual) • Cuadrante de carga en cada fase, indicación de secuencia de fases • Indicación de estado de batería de litio • Control del menú mediante botón o [opcional] señales luminosas • Idioma de despliegue seleccionable (inglés, castellano, ruso u otro según sea requerido) • Despliegue del código OBIS en la pantalla • [Opcional] LCD con retroiluminación

Fuente: ELGAMA-ELEKTRONIKA

3.10 DISPOSITIVO MÓDEM GSM ENFORA SA-G+

Los dispositivos Enfora SA-G+ GSM1308 y GSM1318, son módems radio transmisores y receptores. Permiten conectar virtualmente y en forma remota cualquier dispositivo con un puerto serial a través de las redes celulares e internet. Los módems SA-G+ son simples y potentes dispositivos de telemetría inalámbrica empleados en una gran cantidad de aplicaciones verticales donde se necesita transmisión de datos e información de forma confiable y oportuna. Estos módems

son diseñados con conectividad GSM/GPRS/GPS para implementaciones globales y permiten al usuario conectarse a una red inalámbrica en cualquier lugar²⁸.

Un módem SA-G+ es una plataforma con todas las funcionalidades de telemetría con un puerto serial y entradas y salidas definidas por el usuario, diseñado para comunicarse con sensores y la mayoría de dispositivos basados en comunicación serial. Son módems totalmente programables y un amplio entorno operativo.

Este dispositivo trabaja en Quad Band con posibilidad de trabajar en las frecuencias 850/900/1800/1900 MHz. Permite la comunicación estándar GSM por voz y mediante SMS, llamadas conmutadas de datos (CSD), conectividad GPRS mediante protocolos TCP/IP, conversión serial a GPRS y viceversa y un sistema de manejo de eventos configurables por el usuario. Además permiten configuración y control de operación mediante comandos AT. Ver Anexo D para especificaciones técnicas de módem Enfora SA-G+.

3.10.1 Ventajas y beneficios. Son dispositivos muy versátiles y brindan los siguientes beneficios:

- Plataforma basada en IP, económica y compacta
- Completa conectividad con redes GSM/GPRS
- Funciones de voz y datos
- Conectividad serial simple
- Registro automático al iniciar
- Funciones programables
- Dispositivo Plug & Play, compatible con drivers de módem estándar

3.10.2 Aplicaciones. Implementados en los sistemas AMR (lecturas automáticas de medidores), proporcionan servicios rentables y confiables a los clientes es esencial para las compañías de servicios públicos. La automatización de los procesos y la utilización de tecnología de comunicación inalámbrica ayudan a brindar en forma efectiva nuevas funciones para los servicios, al mismo tiempo que reducen los costos, mejoran el rendimiento operativo y aumentan la satisfacción del cliente. Tienen un gran entorno de operación en los siguientes campos:

- Sistemas SCADA y redes basadas en sensores
- Tanques de aceite y gas
- Automatización industrial
- Energía y aplicaciones Smart Grid
- Telemedicina y cualquier sistema de telemetría

²⁸ENFORA, disponible en: www.enfora.com

Figura 12. Módem Enfora SA-G+ GSM1308/1318



Fuente: Enfora

3.11 DISPOSITIVO MÓDEM GSM ELGAMA MCL 5.X

El controlador MCL 5.X, es utilizado en los sistemas AMR para lectura y transmisión de datos a centro de control de medidores de electricidad, gas y calefacción utilizando la red GSM con tecnología CSD/GRPS y protocolos de comunicación Transparent Data y TCP/IP²⁹.

Trabaja en Dual banda con frecuencias 900/1800 MHz y Quad banda a 850/900/1800/1900 MHz. Posee un módem interno GPRS con protocolos TCP/IP y UDP, permite la transmisión de datos con velocidades desde 300 a 19200 baudios. Permite el control de operación y configuración con comandos AT y un sistema de menú.

3.11.1 Características

- Módem integrado GSM/GPRS (GPRS clase 10) o soporte EDGE Dual banda o Quad banda
- Operación en red GSM con tecnologías GPRS o CSD
- Soporta IP dinámica o estática en la red GPRS
- Indicación LED de potencia de señal GSM y estado de módem
- Batería interna recargable de litio de 600 mAh
- Entradas para función de alarma

²⁹ELGAMA-ELEKTRONIKA, disponible en: www.elgama.eu

3.11.2 Interfaces de comunicación

Interfaz para fuente de datos externos (comunicación con medidores):

- Interfaz de lazo de corriente de 20 mA (hasta 3 medidores de electricidad)
- RS-485 (hasta 8 medidores de electricidad)

Interfaces para lectura de datos local y parametrización:

- RS-232 entrada para conectar al PC localmente.

Ver en el Anexo E especificaciones técnicas de módem Elgama MCL 5.X.

Figura 13. Controlador MCL 5.0 con modem interno GSM/GPRS



Fuente: ELGAMA-ELEKTRONIKA

4. RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS COMUNICACIÓN POR LAZO DE CORRIENTE DE 20mA

4.1.1 Comunicación serial. Dentro de las múltiples posibilidades de comunicación existentes, tenemos la comunicación serie a través de la interpretación de dos niveles lógicos de tensión o corriente denominado formato marca/espacio. El formato marca/espacio usa dos niveles lógicos: "1" marca y "0" espacio. Hay varios estándares de comunicación que usan este formato, entre los que se destacan: TTL, RS232, RS485 y Lazo de Corriente de 20 mA, entre otros. Los niveles lógicos para el lazo de corriente estarían representados por flujo de corriente (20 mA) y no flujo de corriente (0 mA).

Figura 14. Formato marca/espacio



La comunicación serial es un protocolo muy común para comunicación entre dispositivos que se incluye de manera estándar en prácticamente cualquier computadora. La comunicación serial es también un protocolo común utilizado por varios dispositivos para instrumentación. Además, la comunicación serial puede ser utilizada para adquisición de datos si se usa en conjunto con un dispositivo remoto de muestreo³⁰.

El concepto de comunicación serial es sencillo. El puerto serial envía y recibe bytes de información un bit a la vez. Aun y cuando esto es más lento que la comunicación en paralelo, que permite la transmisión de un byte completo por vez, este método de comunicación es más sencillo y puede alcanzar mayores distancias. Por ejemplo, la especificación IEEE 488 para la comunicación en paralelo determina que el largo del cable para el equipo no puede ser mayor a 20 metros, con no más de 2 metros entre cualesquier dos dispositivos; por el otro lado, utilizando comunicación serial el largo del cable puede llegar a los 1200 metros.

Típicamente, la comunicación serial se utiliza para transmitir datos en formato ASCII. Para realizar la comunicación se utilizan 3 líneas de transmisión: (1) Tierra (o referencia), (2) Transmitir, (3) Recibir. Debido a que la transmisión es

³⁰NATIONAL INSTRUMENTS. Comunicación Serial: Conceptos Generales [en línea].

<<http://digital.ni.com/public.nsf/allkb/039001258CEF8FB686256E0F005888D1>> [Citado Febrero de 2012]

asincrónica, es posible enviar datos por una línea mientras se reciben datos por otra. Existen otras líneas disponibles para realizar handshaking, o intercambio de pulsos de sincronización, pero no son requeridas. Las características más importantes de la comunicación serial son la velocidad de transmisión, los bits de datos, los bits de parada, y la paridad. Para que dos puertos se puedan comunicar, es necesario que las características sean iguales.

Velocidad de transmisión (Baud Rate): Indica el número de bits por segundo que se transfieren, y se mide en baudios (bauds). Las velocidades de transmisión más comunes para las líneas telefónicas son de 14400, 28800, y 33600. Es posible tener velocidades más altas, pero se reduciría la distancia máxima posible entre los dispositivos.

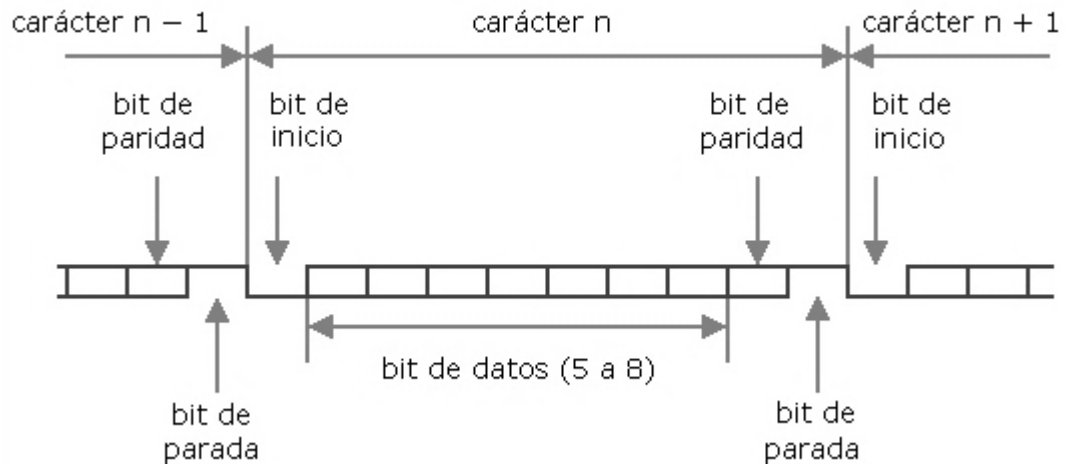
Bits de datos: Se refiere a la cantidad de bits en la transmisión. Cuando la computadora envía un paquete de información, el tamaño de ese paquete no necesariamente será de 8 bits. Las cantidades más comunes de bits por paquete son 5, 7 y 8 bits. El número de bits que se envía depende en el tipo de información que se transfiere. Por ejemplo, el ASCII estándar tiene un rango de 0 a 127, es decir, utiliza 7 bits; para ASCII extendido es de 0 a 255, lo que utiliza 8 bits. Si el tipo de datos que se está transfiriendo es texto simple (ASCII estándar), entonces es suficiente con utilizar 7 bits por paquete para la comunicación. Un paquete se refiere a una transferencia de byte, incluyendo los bits de inicio/parada, bits de datos, y paridad.

Bits de parada: Usado para indicar el fin de la comunicación de un solo paquete. Los valores típicos son 1, 1.5 o 2 bits. Debido a la manera como se transfiere la información a través de las líneas de comunicación y que cada dispositivo tiene su propio reloj, es posible que los dos dispositivos no estén sincronizados. Por lo tanto, los bits de parada no sólo indican el fin de la transmisión sino además dan un margen de tolerancia para esa diferencia de los relojes. Mientras más bits de parada se usen, mayor será la tolerancia a la sincronía de los relojes, sin embargo la transmisión será más lenta.

Paridad: Es una forma sencilla de verificar si hay errores en la transmisión serial. Existen cuatro tipos de paridad: par, impar, marcada y espaciada. La opción de no usar paridad alguna también está disponible. Para paridad par e impar, el puerto serial fijará el bit de paridad (el último bit después de los bits de datos) a un valor para asegurarse que la transmisión tenga un número par o impar de bits en estado alto lógico. La paridad marcada y espaciada en realidad no verifican el estado de los bits de datos; simplemente fija el bit de paridad en estado lógico alto para la marcada, y en estado lógico bajo para la espaciada. Esto permite al dispositivo receptor conocer de antemano el estado de un bit, lo que serviría para determinar si hay ruido que esté afectando de manera negativa la transmisión de los datos, o si los relojes de los dispositivos no están sincronizados.

La siguiente figura permite observar el modo de transmisión asíncrona, identificando los bits de datos y bits de inicio y parada.

Figura 15. Transmisión serial asíncrona



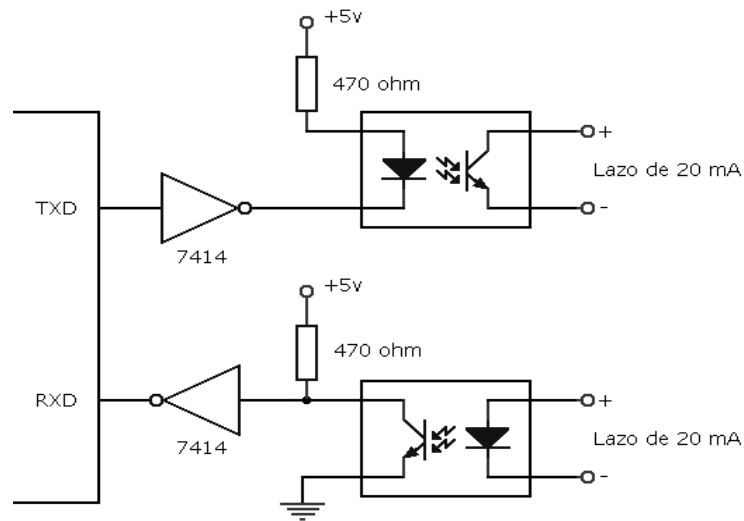
4.1.2 Lazo de corriente digital de 20 mA. Hasta principios de la década de 1960, los teletipos militares (dispositivo telegráfico de transmisión de datos), usaban lazos de corriente de 60 mA para comunicarse a larga distancia. En 1962 el Teletipo modelo 33 fue introducido y las interfaces de lazo de corriente de 20 mA fueron utilizadas ampliamente. A lo largo de los años 60's, 70's y principios de los 80's interfaces de lazo de corriente de 20 mA fueron aplicadas en muchos equipos. La interfaz de lazo de corriente se hizo popular en este momento porque ofrece el enfoque más rentable para la transmisión de datos a larga distancia e inmune al ruido. El lazo de corriente de 20 mA es adecuado para distancias de hasta 2000 metros a una velocidad de hasta 19200 baudios. Se puede utilizar para distancias más largas cuando las velocidades de transmisión son bajas como a 300 baudios³¹.

El lazo de corriente de 20 mA (CL) es un tipo de comunicación serial con formato marca-espacio, en donde un dispositivo utiliza el flujo o no flujo de corriente para transmitir dígitos binarios. Para este tipo de interfaz, la señal del sistema de datos debe ser convertida a flujo de corriente para ser aceptada por el periférico. Una forma sencilla de convertir valores TTL a un flujo de corriente de 20 mA es usando opto acopladores. En la Figura 16, se muestra como obtener una interfaz TTL/CL a través de un optoacoplador con una línea transmisora y otra receptora.

³¹B&B Electronics. Current Loop Application Note [en línea].

<<http://www.bb-elec.com/bb-elec/literature/tech/curentlp.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

Figura 16. Conversión TTL a Lazo de corriente de 20 mA



La línea de transmisión TXD provee los niveles TTL (0/5V). Un nivel lógico "1" (5V) en TXD será invertido a 0V por el inversor trigger schmitt 7414 (usado para proveer mejor inmunidad al ruido en el circuito); este nivel, aplicado al cátodo del LED provoca que conduzca, emitiendo luz infrarroja a la base del fototransistor. Ello provoca que el fototransistor pueda conducir. Si un "0" lógico aparece en TXD se aplicarán 5V al cátodo del LED y no conducirá, manteniendo el fototransistor en corte y comportándose como un circuito abierto (se abre el lazo de corriente). Es importante notar que el fototransistor no suministra los 20mA, este se comporta solo como un interruptor que cerrado permite que la corriente fluya y abierto impide el paso de corriente.

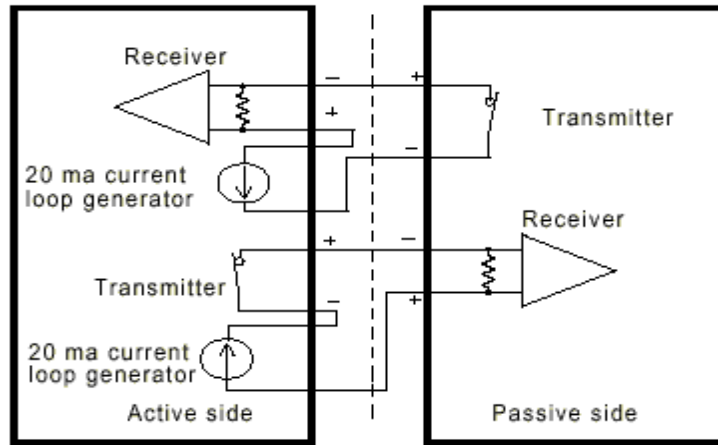
Cuando 20 mA, o un "1" lógico, es aplicado al optoacoplador de la parte inferior de la figura, el fototransistor conduce y aplica un nivel "0" a la entrada inversora, el cual colocará un "1" lógico en la entrada de la línea receptora RXD. Si no fluye corriente en el lazo, el fototransistor estará en corte y +5V se aplicarán a la entrada inversora. El inversor colocará en "0" lógico en RXD, la entrada de la línea de recepción

La transmisión digital de datos por lazo de corriente es la técnica preferida en muchos entornos, particularmente en aplicaciones industriales ya que una señal de lazo de corriente se puede transmitir a través de circuitos donde las señales serie no pueden atravesar de forma fiable, debido a la distancia y ruido eléctrico. Se identifican dos clases de lazo de corriente: circuito Full-Duplex y circuito simple de lazo de corriente, a continuación se describe cada uno de ellos:

4.1.2.1 Circuito Full-Duplex de 20 mA. La figura 17, es un circuito Full-Duplex de lazo corriente de 20 mA. Con este circuito es posible tener una comunicación

simultánea de dos vías. Es posible tener uno de los dos generadores de corriente en una interfaz de lazo de corriente y el otro generador en otra interfaz.

Figura 17. Circuito Full-Duplex de lazo de corriente de 20 mA



4.1.2.2 Circuito Simplex de 20 mA. La figura 18, es un circuito simple de lazo de corriente de 20 mA. Los elementos fundamentales de un lazo de corriente de 20 mA son una fuente de corriente, un interruptor de corriente y un detector de corriente. El transmisor es el interruptor de corriente y el receptor es el detector de corriente. La interfaz que contiene la fuente de corriente se denomina unidad activa y todas las demás unidades se denominan unidades pasivas. La figura 19, es un diagrama de los niveles en una interfaz RS-232 y cómo se relacionan con la presencia o ausencia de corriente en un circuito CL.

Figura 18. Circuito Simplex de lazo de corriente de 20 mA

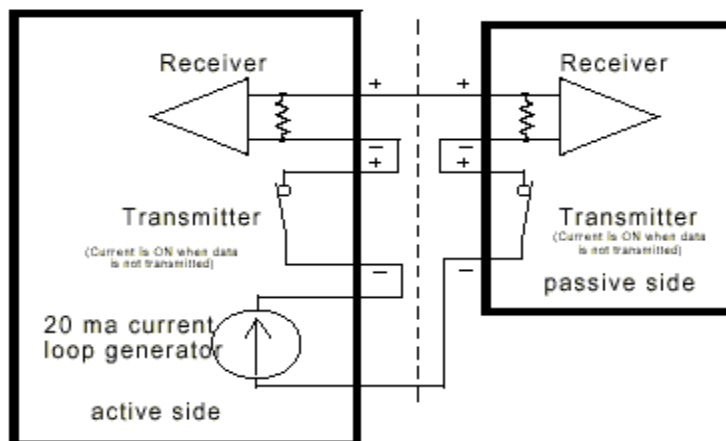
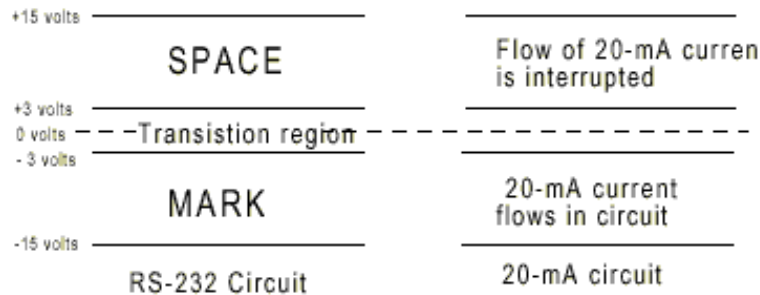


Figura 19. Comparación de niveles de señal en interfaces RS-232 y lazo de corriente de 20 mA



El principal problema con el lazo de corriente de 20 mA, es que no existe un estándar mecánico o eléctrico definido para esta interfaz. Esto hace que cada interfaz diseñada sea única y el usuario debe conocer algunos de los detalles técnicos acerca de los circuitos usados en la interfaz.

Otro aspecto muy importante a tener en cuenta al momento de diseñar una interfaz de lazo de corriente, es que la fuente de corriente, debe ser lo más cercana posible a los 20 mA. Esto implica que todo el circuito debe ser analizado en detalle, para poder garantizar que por el circuito estén fluyendo 20 mA. Como soluciones a este problema se plantean usar, reguladores de corriente como: generadores de corriente constante, circuito limitador de corriente en transmisor y circuito limitador de corriente en receptor.

4.2 APOYO EN OPERACIÓN Y SUPERVISIÓN DE EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE SISTEMAS DE TELEMETRÍA

4.2.1 Procedimiento de telemedida. El proceso de medición remota de energía eléctrica, es la forma en que se realiza la adquisición de datos de los medidores electrónicos. Estas funciones corresponden a la operación y supervisión de los sistemas de telemetría que constan de un computador con software especializado, una unidad interfaz de datos central, y los equipos terminales remotos programados adecuadamente (medidor y unidad interfaz de datos remota).

4.2.1.1 Computador telemedida. En éste ordenador, el usuario realizará las operaciones necesarias para las descarga de datos de los diferentes medidores. En él están instalados los programas especializados para telemedida, que cada fabricante de medidor distribuye para su funcionamiento. El computador está conectado directamente a la unidad interfaz de datos central, también llamado módem llamador, a través de un puerto serial COM X. El software utilizado en la descarga de datos para medidores conectados por línea telefónica es ENERSIS

LITE 1.03; para medidores conectados por la red GSM/GPRS se utiliza el software ENERSIS NG; y para medidores conectados por una red satelital se utiliza el software ENERSAT[®]. Otros programados usados en los sistemas de telemetría de la empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P. son: METERCAT y AISM7000/PRO, éstos últimos se usan solo en casos específicos para determinadas marcas de medidores. Estos programas permiten acceder a cada medidor y navegar en su sistema para descargar todos los datos requeridos del medidor. Además de los programas mencionados, éstos disponen de aplicaciones que permiten el monitoreo en tiempo real de medición de energía eléctrica.

En cada interfaz software se registran, en una base de datos, los usuarios asociados a ese programa para descarga de datos. En él también, se configuran parámetros de conexión del puerto serial, como velocidad de transmisión, bits de datos, bits de parada, paridad par o impar, y control de flujo de datos. Para establecer una buena conexión y exitosa transferencia de datos, se establecen las siguientes configuraciones*:

Velocidad de transmisión: 4800kbps
Bits de datos: 8 bits
Bits de parada: 1bit
Paridad: Ninguna
Control de flujo: Ninguno

* Nota: Estas configuraciones pueden variar.

4.2.1.2 Módulo remoto. Es el módem cliente que está junto al medidor y que está conectado al mismo. Éste dispositivo tiene establecido ciertos parámetros de configuración para poder realizar la transferencia de datos. En algunos casos, hay medidores que poseen incorporado un controlador automatizado de lectura.

4.2.1.3 Módulo central. Es la unidad interfaz de datos central o módem servidor que se conecta directamente al computador de telemedida. Al igual que el módem remoto, también se establecen parámetros de configuración con el objetivo de establecer una conexión entre el software de lectura y el medidor electrónico. Es posible conectar varios módems servidores a un computador siempre y cuando el ordenador disponga de varios puertos seriales COM.

La adquisición de los datos se realiza en las siguientes etapas:

- Primero se realiza la llamada (proceso conocido como indagar) a cada controlador de sistema automatizado de lectura desde la interfaz software, con el fin de establecer un canal de comunicación entre el computador de telemedida en la estación central hacia cualquier estación remota. La conexión de la llamada se realiza por medio de una línea telefónica, la red celular o vía satelital. En este proceso el módulo remoto conectado al medidor electrónico,

ya sea por la interfaz RS-232 o la interfaz eléctrica de lazo de corriente, permite establecer un enlace remoto con la estación de supervisión para transferencia de datos.

- Luego de haber establecido la conexión entre la estación remota y la estación de supervisión, la segunda etapa, consiste en hacer la descarga de los datos según los parámetros solicitados, los cuales se establecen previo proceso a realizar la llamada. El tiempo de conexión y descarga depende de la velocidad con que se conectó y del número de días consultados. Todas y cada una de las lecturas son almacenadas en un archivo base con un formato establecido, desde el cual se generan los registros e informes de consumo de cada usuario.
- Cuando termina la descarga de datos, es necesario finalizar la conexión establecida, con el fin de liberar el canal para una próxima llamada. En el caso del programa ENERSIS LITE, la desconexión es automática.

La elaboración de reportes de consumo que se envían al MEM, se elaboran a partir de los registros que genera cada programa, basados en los consumos de energía activa. Además, estos registros también son usados en el proceso de facturación.

Para establecer un canal de comunicación por la red GSM entre el computador de la estación central y un medidor de la estación remota, se necesita:

- 1 módem servidor GSM/GPRS Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318
- 1 módem cliente GSM/GPRS Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318 ó Elgama Sistemas MCL 4.0/5.X
- 1 computador de teledicada con Microsoft Windows XP
- 1 cable serial RS-232 estándar
- 2 tarjetas SIM activadas con plan de datos con servicios GPRS y WAP habilitado

Los dos módems GSM/GPRS, deben estar programados y configurados previamente, este proceso se describe más adelante. Así mismo, las tarjetas SIM deben estar activadas y registradas en la red GSM del operador de telefónica móvil, en este caso Comcel.

El módem destinado para ser servidor, debe conectarse al computador de teledicada en un puerto serial COM por medio de un cable serial DB9 estándar. Antes de poder realizar una llamada de datos en GSM, se debe configurar una conexión PPP (Point to Point Protocol) usando una conexión de red Dial-up de Windows³². La configuración de una conexión PPP se divide en dos pasos: instalar módem servidor, y crear una nueva conexión de red Dial-up.

³²Manual disponible en: www.enfora.com

GSM0000AN008. Enabler Modems PPP Configuration for Windows XP. [Citado Febrero de 2012]

- 1) Instalación de modem servidor Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318.
 - a) En *Panel de Control/Opciones de Teléfono y Módem/Módems*, presionar en el botón **Agregar**.
 - b) Seleccionar **No detectar el módem. Lo seleccionaré de una lista** y presionar en **Siguiente**.
 - c) Seleccionar cualquier Modelo en **Tipos de módems estándar**, la selección de velocidad no importa ya que ésta puede modificarse luego. Presionar en **Siguiente**.
 - d) Seleccionar el puerto COM apropiado y dar clic en **Siguiente** y luego en **Finalizar**.
 - e) Se selecciona el módem que se acaba de agregar y pulsar en **Propiedades**.
 - f) En la pestaña **Módem**, se establece la **Velocidad máxima del puerto** en 115200.
 - g) En la pestaña **Opciones avanzadas**, presionar en el botón **Cambiar las preferencias predeterminadas**. Verificar que la **Velocidad del puerto** sea **9600** y que el **Control de flujo** esté configurado en **Hardware**. Seleccionar la pestaña **Opciones avanzadas**.
 - h) Verificar que los **Bits de datos** estén configurados en **8**, **Paridad** en **Ninguna** y **Bits de parada** en **1**. Presionar en **Aceptar**.
 - i) En la ventana de propiedades del modem, activar la pestaña **Diagnóstico** y dar clic en **Consultar módem**. Esto permite indagar al módem para verificar que la instalación es correcta. Al finalizar estos pasos el módem Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318, está listo para ser usado en una conexión de red Dial-up.

- 2) Configuración de una conexión de red Dial-up.
 - a) En *Panel de Control/Conexiones de red*, seleccionar **Crear una conexión nueva** y presionar en **Siguiente**.
 - b) Seleccionar **Conectarse a Internet** y presionar **Siguiente**.
 - c) Seleccionar **Establecer mi conexión manualmente** y presionar **Siguiente**.
 - d) Seleccionar **Conectarse usando un módem de acceso telefónico** y presionar **Siguiente**.
 - e) Seleccionar el módem definido anteriormente y dar en **Siguiente**.
 - f) Ingresar un nombre de conexión (por ejemplo, RED GPRS) y presionar **Siguiente**.
 - g) En el campo **Número de teléfono** ingresar ***99#** y presionar **Siguiente**.
 - h) Dependiendo del operador de red, puede o no ser necesario proporcionar un nombre de usuario y contraseña para tener acceso a la red. Esto depende de si la red es transparente o no transparente. Para el caso de Comcel, el acceso a la red es transparente, por lo que no se debe ingresar nada, dar clic en **Siguiente** y luego en **Finalizar**.

- i) Antes de conectarse, dar clic en **Propiedades** y en la pestaña **Funciones de red**, verificar que el **tipo de servidor de acceso telefónico** sea **PPP: Windows 95/98/NT4/2000, internet**. Presionar en Configuración.
- j) Verificar que la opción **Habilitar la compresión por software**, sea la única activada y pulsar en **Aceptar**. Finalizados estos pasos la conexión de red Dial-up, está lista para operar.

La conexión a la red GSM, la realiza en forma automática el software de teledatada al momento de hacer una indagación a una estación remota.

4.2.2 Software de teledatada.

4.2.2.1 Enersis Lite 1.03. Es un software de teledatada, utilizado para descargar información en forma remota de los medidores conectados por línea telefónica. También permite realizar una lectura local. Éste programa además nos permite:

- Seleccionar ciertos clientes o implementar un grupo de medidores en un mismo cliente para realizar el proceso de teledatada.
- Observar datos en tiempo real, almacenar la información en una computadora, en el disco duro en una base de datos o en forma de archivo de texto, e imprimir la información desplegada.
- Genera reportes al SIC en forma automática. Igualmente genera archivos texto, sin necesidad de realizar conversiones.
- Consultar los datos de las 24 horas actuales y 35 días anteriores, con periodos de demanda de 15 minutos y posibilidad de graficarlos e imprimirlos.
- Ajustar el puerto de comunicaciones y la velocidad con la que trabajara el sistema en el proceso de recolección de datos.
- Seleccionar si se desea llamar a todos los usuarios o a uno en particular.
- Elegir la cantidad de datos a descargar, dentro del rango de 0 a 35 días.
- Observar y grabar en disco la potencia instantánea, valores de tensión y corriente de cada fase, factor de potencia y frecuencia del sistema.

La ventana principal de ENERSIS LITE, muestra un menú de opciones, casillas para activar tipos de datos a descargar, pantalla de eventos, lista de usuarios y botones de acciones.

El menú de opciones permite, escoger el puerto serial del computador por el cual se realizará el proceso de recolección de datos, ajustar la rata de velocidad para el intercambio de datos entre el módem y el computador, seleccionar la opción para descargar datos de todos los usuarios que tienen activado el modo automático o la opción para descargar datos únicamente de un usuario escogido, seleccionar el tipo de comunicación en situ (desactiva módem) o teledemida (activa módem), establecer la hora a la cual el sistema en forma automática inicia la descarga de datos en los usuarios configurados como automáticos (generalmente para llamadas nocturnas), establecer el tiempo de espera para la conexión después de iniciada la llamada al cabo del cual el programa cancela la llamada en trámite, programar el número de reintentos de llamada ya sea en forma automática o manual, activar cierre automático del programa al finalizar el proceso de teledemida, habilitar o deshabilitar la descarga de archivos en formato DBF.

También dispone la posibilidad de configurar los módems remotos instalados en los medidores, pudiendo determinar características de protocolos o ajustes necesarios según el tipo de modem y el medio usado. Hay una opción para visualizar en tiempo real valores como demanda de potencia activa y reactiva, valores acumulados de energía por tarifa y observar datos registrados como la demanda cada 15 minutos del día actual y los 35 días anteriores.

Las casillas de tipos de datos, permite habilitar cuatro opciones de recolección de datos:

- Energía de los periodos de integración (normalmente 15 minutos),
- Energía de hasta cinco días anteriores (totales por día),
- Energía de hasta 15 meses anteriores (totales por meses), y
- Total de los contadores de energía hasta el momento de la recolección de datos.

Toda la información descargada del medidor, de las cuatro opciones de energía, están limitadas por el periodo de días seleccionados.

ENERSIS LITE, permite definir los días que se recolectaran del medidor, el rango máximo posible es de 0 a 35 días, donde el día cero corresponde al día en curso y de uno en adelante se toman como los días previos al corriente.

La pantalla de eventos muestra el proceso de la llamada, indicando disponibilidad del puerto COM, conexión con el modem servidor, estado de la conexión con el usuario y el estado de descarga de datos.

La lista de usuarios registrados muestra la información de los clientes "User address", opción de permitir o no la interrogación "Query", número telefónico "Phone number" y número de serie del medidor "Serial number".

Los datos almacenados de los medidores interrogados se guardan en forma automática en archivos de texto, en un directorio específico del programa. Las tres primeras opciones de energía generan dos archivos cada una, uno que almacena los datos del día en curso (cero) y otro que almacena los datos de todos los días previos seleccionados. La opción de energía total, genera un solo archivo y no depende del número de días seleccionados. La estructura de los archivos que genera cada opción de energía, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5. Estructura de archivos de Enersis Lite

Elecciones de ENERSIS LITE	Archivos Generados	Número de Columnas	Orden de las Columnas Generadas
xx min. Intervals (0-35)	W15total.txt	13	User; Cod; Date; Time; Peri; kW+; kVAR+; kW-; kVAR-; kWh+; kVARh+; kWh-; kVARh-
	W15last.txt		
Days and nights (0-5)	Wdaytot.txt	19	User; Cod; Date; kWh+(pt1); kWh+(pt2); kWh+(pt3); kWh+(pt4); kWh-(pt1); kWh-(pt2); kWh-(pt3); kWh-(pt4); kVARh+(pt1); kVARh+(pt2); kVARh+(pt3); kVARh+(pt4); kVARh-(pt1); kVARh-(pt2); kVARh-(pt3); kVARh-(pt4).
	Wdaylast.txt		
Months (0-15)	Wmnttot.txt	19	User; Cod; Date; kWh+(pt1); kWh+(pt2); kWh+(pt3); kWh+(pt4); kWh-(pt1); kWh-(pt2); kWh-(pt3); kWh-(pt4); kVARh+(pt1); kVARh+(pt2); kVARh+(pt3); kVARh+(pt4); kVARh-(pt1); kVARh-(pt2); kVARh-(pt3); kVARh-(pt4).
	Wmntlast.txt		
Total (0)	Wtotlast.txt	19	User; Cod; Date; kWh+(pt1); kWh+(pt2); kWh+(pt3); kWh+(pt4); kWh-(pt1); kWh-(pt2); kWh-(pt3); kWh-(pt4); kVARh+(pt1); kVARh+(pt2); kVARh+(pt3); kVARh+(pt4); kVARh-(pt1); kVARh-(pt2); kVARh-(pt3); kVARh-(pt4).

Donde:

User: Nombre del usuario.

Cod: Serie del medidor.

Date: Fecha (AA.MM.DD)

Time: Hora (hh:mm)

Peri: Periodo de integración (15 minutos).

kW: Demanda promedio de potencia activa en el periodo de integración.

kVAR: Demanda promedio de potencia reactiva en el periodo de interrogación.

kWh: Energía activa del periodo de integración.

kVARh: Energía reactiva del periodo de interrogación.

kWh(pt_): Energía activa del día, mes o total, por cada periodo tarifario.

kVARh(pt_): Energía reactiva del día, mes o total, por cada periodo tarifario.

Los datos de **xx min. Intervals (0-35)**, corresponden a los valores de demanda promedio y energías de cada periodo de interrogación (normalmente cada 15 minutos).

Los datos de **Days and nights (0-5)**, corresponden a los valores de energía totales de cada día, discriminados por periodo tarifario.

Los datos de **Months (0-5)**, corresponden a los valores de energía totales de cada mes, discriminados por periodo tarifario.

Los datos de **Total (0)**, corresponden a los valores de energía totales registrados por el contador desde su primera energización y discriminados por periodo tarifario.

4.2.2.2 EnerSis NG. Es un programa de lectura de datos a distancia de medidores electrónicos, permite el almacenamiento, análisis y generación de archivos de consumos de energía eléctrica. Las funciones principales del software EnerSis NG son:

- Permite realizar una lectura de medidores en forma manual o automática.
- Permite monitorear en tiempo real valores de tensión y corriente por fase, ángulo de fase, factor de potencia, y otros valores.
- Crea una estructura de grupo de informes (descrita por usuarios individuales)
- Permite analizar la información almacenada en la base de datos
- Ofrece diferentes opciones y criterios para descargar datos de uno o varios medidores al tiempo.
- Se pueden presentar los datos medidos en gráficos, para facilitar su interpretación.
- Permite importar datos de otros programas de lectura en la base de datos de EnerSis NG.
- Permite la generación de informes de energía y potencia demandada para el respectivo proceso de facturación.
- Los datos medidos se pueden exportar a la aplicación Excel o a otros sistemas software de control industrial.

Este software es utilizado principalmente para descarga de datos de medidores conectados por la red GSM/GPRS.

El proceso de llamada es similar a una llamada por línea telefónica, con la diferencia que ésta se realiza sobre la red GSM de Comcel por medio de una conexión PPP.

4.2.2.3 Enersat®. La aplicación de lectura y base de datos Enersat® maneja los mensajes recibidos vía correo electrónico de los sistemas de telemedida por conexión satelital y permite visualizarlos en una base, permite solicitar información de consumos, valores de energía y generar históricos. Otras características del programa son:

- Convierte el correo enviado diariamente en un archivo w15Total.txt
- Se puede obtener una tabla con la sumatoria de valores horarios
- Obtener gráficas de energía activa y reactiva importada por un día o varios
- Solicitar los datos de los valores instantáneos, para ver el estado de la medida en un momento determinado, obteniendo los voltajes de entrada, la corriente circulante, frecuencia y factor de potencia.

4.2.3 Programación de medidores. Antes de instalar una estación remota para un nuevo abonado (usuario), es necesario programar y definir parámetros importantes en los medidores electrónicos.

Los modelos LZQM Y EPQM de medidores ELGAMA se programan con la aplicación LZPEMS, programa de Elgama Sistemas que también sirve para hacer lecturas in situ de estos medidores. Para el modelo EPQS, se parametriza con el programa QUADRCOM. Al igual que los medidores de ELGAMA, otras marcas de medidores electrónicos cuentan con programas nativos para parametrización y lectura de datos, por ejemplo: METERCAT para medidores ELSTER, AISM7000/PRO para medidores ITRON, entre otras aplicaciones.

Durante la parametrización del medidor, en su memoria EEPROM (memoria constante eléctricamente reprogramable), a través de la interfaz óptica o eléctrica, se introducen las constantes de configuración necesarias para la adaptación del medidor a los requerimientos de la empresa comercializadora de energía eléctrica. Cada medidor tiene un número único de identificación o número de serie. Durante la parametrización del medidor se programan entre otras funciones: el nombre de usuario, lugar de instalación, número de tarifas, límites de vigencia de las zonas de tarifas, tiempo real, periodo de integración, factor multiplicador de TC (transformador de corriente) y/o TP (transformador de potencial), los parámetros que se despliegan durante la indicación cíclica, número de dígitos en la pantalla LCD para los datos de energía, función de salida por relé, velocidad y protocolo de comunicación, protocolos de transmisión de datos conforme con las normas IEC 620536-21 y/o IEC 62056-31.

Hay una parametrización que la realiza el fabricante del medidor, se conocen como constantes de parametrización de fábrica, en las cuales se graban el número de serie del medidor, las constantes de calibración y otros parámetros necesarios para poder realizar las pruebas de laboratorio, antes de vender el

producto. Éste tipo de parametrización sólo se realiza en el proceso de fabricación y después de realizada una reparación total del medidor.

Los parámetros que pueden ser elegidos por el usuario o determinados por el suministrador de energía eléctrica, se programan con un computador utilizando el software de programación que el fabricante distribuye, a través de una interfaz de comunicación, que generalmente es la interfaz óptica. Ésta interfaz, es un cable con un protocolo predeterminado, que tiene por un extremo una conexión óptica infrarroja para conectar al medidor electrónico, y por el otro extremo un puerto de conexión ya sea USB o serial RS-232 para conectar al computador.

Para la protección de las constantes del medidor contra el cambio no autorizado, se puede usar una contraseña, así como el registro de la fecha y hora de la última parametrización.

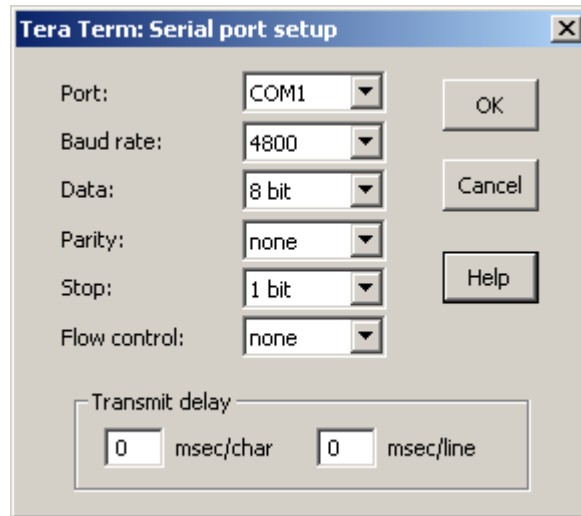
Debido a que los medidores poseen un reloj interno en tiempo real, éste se ajusta automáticamente a la fecha y hora del computador al momento de realizar la parametrización, por eso es necesario verificar la hora precisa del ordenador antes de empezar la operación.

4.2.4 Programación de módems. Los dispositivos de comunicación que se usan en los sistemas de telemetría, bien sean modem telefónicos o GSM/GPRS, se deben configurar con algunos parámetros con el fin de garantizar su funcionalidad al momento de realizar una llamada para descargar datos.

La mayoría de los módems se controlan y responden a caracteres enviados a través del puerto serie. Estos comandos u órdenes hacen posible que el software de comunicación pueda comunicarse con el módem. El lenguaje más extendido de comandos para módems es el de los comandos AT ya que casi el 100% de ellos deben comenzar con el prefijo “AT” de “Attention”, que pone al módem en modo escucha.

El Hyperterminal de Windows o el programa Tera Term, son usados para enviar comandos AT a los módems, por medio de los cuales se permite el manejo de todas las funcionalidades de los mismos. En la sesión de comunicación por Hyperterminal, se selecciona el puerto COM al que está conectado el módem y se configura como se muestra en la figura:

Figura 20. Configuración puerto de comunicación



Si el cable usado para conectar el módem es una interfaz USB-RS232, éste debe estar instalado correctamente los controladores, para que pueda emular un puerto COM virtual.

A continuación se presenta la configuración de cada tipo de modem según el medio de comunicación y/o fabricante.

4.2.4.1 Módems Telefónicos. A pesar de que los comandos AT son de tipo genérico en su mayoría, cabe resaltar que cada modem tiene una configuración específica según sus características funcionales. En esta sección se mostraran los comandos de configuración de los módems: HAYES ACCURA V.92, ACORP-56EMS, ACORP-M56EMS-2 y ELGAMA SISTEMOS PCMCL3.X.

- **HAYES ACCURA V.92**

```
AT&F
ATE1
AT&K0
ATS24=255
ATS0=4
AT+MS=V32,1,4800,9600,4800,9600
AT&D0
AT&W
AT&V
```

Con AT&F, el módem carga la configuración por defecto, todos los parámetros se establecen con los valores predeterminados de fábrica. Si al escribir la línea de

comandos en la ventana de Tera Term, no se visualiza lo que se ha enviado enviando al módem, ATE1 activa el eco de caracteres para la terminal. Se desactiva el control de flujo de datos local con AT&K0 y también se desactiva el modo *Sleep* del módem modificando el registro S24 (ATS24=255). El módem está programado para que responda automáticamente la llamada entrante después de cuatro timbres, con ATSO=4.

La manera como se configura la modulación de un módem, puede variar incluso de una versión a otra de la misma marca de módems. El comando AT+MS permite elegir una modulación específica, activar o desactivar modo automático y especificar las máximas y mínimas velocidades de conexión del módem. Maneja seis subparámetros. En este caso el módem HAYES ACCURA V.92, se configuró con una modulación V32, se activa la negociación automática (1) y se establecen los rangos de velocidades de conexión para transmitir y recibir datos.

El modo automático permite que el módem intente conectarse a la mayor velocidad posible; si no puede efectuar una conexión a esa velocidad, automáticamente negocia las velocidades en forma decreciente hasta realizar una conexión. Si el modo automático está desactivado, el módem intentará conectar a la mayor velocidad disponible para la modulación elegida y no negociará si no puede realizarse una conexión.

El parámetro velocidad mínima y máxima es un número Rx/Tx opcional que especifica la velocidad mínima o máxima a la que el módem puede establecer una conexión. Se puede dejar en blanco algunos de los subparámetros, en este caso se asumirán los valores predeterminados. Los valores predeterminados para cada tipo de modulación se pueden consultar en el Anexo F.

Con el comando AT&D se establece cómo reacciona el módem ante una transición de conectado a desconectado de DTR. Por ahora se configura para que el módem ignore la señal de DTR (AT&D0).

Para guardar los parámetros configurados hasta ahora, se utiliza el comando AT&W, el cual los guarda en la memoria y aunque se reinicie el módem, estos valores continúan. Algunos módems permiten almacenar los parámetros en uno o más perfiles. Así mismo se puede definir que perfil se active al iniciar el módem.

Por último, el comando AT&V, permite verificar todos los parámetros configurados en el perfil activo. Al ingresar este comando, el módem presenta toda la configuración activa.

- **ACORP-56EMS**

La configuración de éste módem, es similar a la configuración de un módem HAYES ACCURA V.92, con usa sola diferencia en el tipo de modulación

seleccionada; por consiguiente únicamente se muestra la modificación a esta línea:

```
AT+MS=12,1,300,56000,1,0,33600
```

Este módem maneja otro tipo de modulación y permite la selección de dos modos automáticos, uno para negociar la velocidad de transmisión y otro para negociar velocidad de recepción.

Esta configuración también sirve para módems DATA FAX MODEM FM-56XT y DATA FAX MODEM DCS 56RP1-S13

- **ACORP-M56EMS-2**

Al igual que los anteriores módems, se puede programar con las mismas líneas, excepto por la selección de modulación:

```
AT+MS=V92,1,300,48000,300,56000
```

- **Elgama Sistemas PCMCL3.X**

```
AT&F  
ATE1  
AT&D3  
AT&K0  
AT&C1  
ATS0=4  
ATB1  
AT+MS=V34,1  
AT&W
```

Estas instrucciones enviadas al módem, permiten configurarlo para desactivar el control de flujo de datos y activar la señal DCD cuando se conecta. El módem responderá de forma automática a una llamada entrante después del cuarto timbre, y utiliza una modulación V32, con negociación automática de la velocidad de comunicación, la cual permite velocidades de 4800 ó 9600 baudios. Cuando se apaga la señal DTR, el módem se desconecta de la línea y ejecuta un reinicio.

La configuración de estos parámetros, permiten que el módem esté listo para establecer un canal de comunicación entre la estación de monitoreo y el medidor electrónico de energía eléctrica, con la finalidad de transferir los datos de consumo.

4.2.4.2 Módems GSM/GPRS. La configuración de un módem GSM/GPRS, comprende establecer valores de algunos parámetros, para que permitan tener acceso a la red GSM de un operador de telefonía celular y hacer transferencia de datos a través de esta red. Básicamente la configuración de un módem GSM, consiste en programar el contexto PDP, el cual contiene la información para acceso a la red GSM y GPRS de un operador móvil; en él también se establece un puerto por medio del cual se realiza la conexión. Otros parámetros se programan según la marca, el modelo y la funcionalidad de cada módem.

En esta sección se indicará la programación para dos tipos específicos de módems GSM; uno es un modem Enfora Spider SA-G+, que es muy versátil para configurarlo y establecer una gran cantidad de parámetros según la aplicación a la que se está destinando el módem. La programación de este módem es similar a la de los módems telefónicos, a través de una sesión de Hyperterminal, en la cual se ingresa cada línea de comandos con los valores correspondientes.

Cabe resaltar que hay comandos que no son soportados incluso, entre modelos diferentes de la misma familia de módems marca Enfora, por lo tanto las configuraciones indicadas a continuación se realizaron sobre los modelos Spider SA-G+ GSM1308 y GSM1318.

Otro tipo de módem GSM que ha sido configurado es MCL 4.0, 5.0, 5.5 y 5.8 de la marca Elgama Sistemas. Estos módems están diseñados para realizar una programación mucho más práctica, ya que al ejecutar la secuencia triple de "Escape", el módem ingresa a una interfaz de configuración, en la cual se modifica el valor de un parámetro en particular.

Este tipo de programación, permite al operario, no disponer de una lista de comandos predefinidos para configurar el módem según los requerimientos. A continuación se describen la configuración de cada uno de los módems GSM mencionados.

- **ENFORA Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318 (Servidor)**

```
AT&F
AT&W
AT$RESET
AT+IPR=4800
AT+CGDCONT: 1,"IP","ipfijas.comcel.com.co","",0,0
AT+CGDCONT: 2,"IP","ipfijas1.comcel.com.co","",0,0
AT&W
AT$RESET
AT&V
```

- **ENFORA Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318 (Cliente)**

```
AT&F
AT&W
AT$RESET
AT+IPR=4800
AT+IFC=0,0
AT+ICF=3
AT$ACTIVE=0
AT$PADTO=10
AT$PADSRC=500
AT$PADBS=0
AT$PADFWD=0
AT$PADCMD=00
AT$HOSTIF=2
AT+CREG=1
AT+CGREG=1
AT+CGDCONT= 1,"ip","ipfijas1.comcel.com.co","",0,0
AT$PADDST=
AT$AREG=2
AT&W
AT$RESET
AT&V
```

Se ha indicado dos configuraciones diferentes, una es la que se le da a un módem destinado a ser servidor, es decir aquel que permanece conectado al computador de teled medida. La otra configuración es la que se hace en el módem remoto.

La programación del módem servidor se inicia enviando una orden para establecer todos los parámetros en la configuración definida de fábrica, seguida de una orden para guardar la configuración en memoria y un reinicio del módem, es muy importante reiniciar el sistema del módem antes de seguir con el resto de la programación para que todos los parámetros carguen su valor por defecto.

Los siguientes tres comandos enviados, configuran el módem para comunicarse con el ordenador a 4800 baudios, desactiva el control de flujo (AT+IFC=0,0) y determina el formato de la trama de comunicaciones con 8 bits de datos, 1 bit de parada y no utiliza paridad (AT+ICF=3). AT\$ACTIVE=0, configura el módem en modo escucha. Se establece el tiempo de espera para envío de datos en 1 segundo (AT\$PADTO=10). AT\$PADSRC=500, establece un número arbitrario de puerto fuente (este mismo puerto se configura en el programa de teled medida). Con AT\$HOSTIF=2, se establece una sesión TCP PAD. Así mismo se activan los avisos de registro en la red GSM y GPRS con AT+CREG=1 y AT+CGREG=1, respectivamente.

El contexto PDP se establece con el comando AT+CGDCONT, dependiendo del modelo del módem, es posible configurar hasta 10 contextos PDP diferentes; en él se establece el tipo de protocolo a utilizar, en este caso protocolo "IP". El APN de la red, para un módem remoto se configura solo el que se registra la tarjeta SIM "ipfijas.comcel.com.co" ó "ipfijas1.comcel.com.co". Para el módem que se configura como servidor, se deben configurar todos los nombres APN que sean asignadas a las tarjetas SIM. El nombre del punto de acceso lo entrega el operador de red.

AT\$PADDST=, establece que el módem puede enviar datos a cualquier módem, de lo contrario se configura con la dirección IP y un puerto arbitrario para comunicarse con un host. La línea AT\$AREG=2, activa el registro automático del módem en la red GPRS al encender el módem.

Para finalizar, se envía una orden para guardar en memoria todos los parámetros configurados y ejecuta reinicio del sistema del módem para que tengan efecto los cambios realizados. El comando AT&V, permite ver toda la configuración del módem según la configuración establecida.

Los comandos de programación del modem servidor sólo se ejecutan los necesarios para cambiar configuración, el resto de parámetros permanecen con la configuración por defecto.

Los módems Enfora, permiten ser programados para realizar eventos automáticamente, por ejemplo programar un reinicio cada determinado tiempo. La programación de eventos no se han definido en esta configuración, ya que el reinicio del sistema del módem se configura con la salida por relé en la programación del medidor. Esto permite que el módem se reinicia cada 24 horas, al momento que el medidor desactiva la salida por relé.

- **ELGAMA Sistemas MCL 4.0/5.X**

La programación de estos módems se realiza en una interfaz propia del módem, a la que se accede ejecutando la secuencia triple de "Escape" (+++). El módem despliega una lista de menús donde se modifican los valores de los parámetros a ser configurados. Este tipo de programación no requiere tener una secuencia predefinida de comandos AT. Las siguientes imágenes muestran la configuración realizada a un módem.

Figura 21. Menú principal de programación módem MCL 5.X

```
Tera Term Web 3.1 - COM1 VT
File Edit Setup Web Control Window Help
[MCL5 ref.A v0.2], 091001***** MENU *****
--> 0. EXIT
    1. Device configure
    2. CL port configure
    3. GPRS configure
    4. MODEM port configure
```

La interfaz principal del módem, permite tener acceso a todos los parámetros configurables del mismo.

Figura 22. Configuración de dispositivo

```
Tera Term Web 3.1 - COM1 VT
File Edit Setup Web Control Window Help
[MCL5 ref.A v0.2], 091001***** Device configure *****
--> 0. RETURN
    1. Reboot time          91 min
    2. Data format         n,8,1
    3. Tx to Rx delay     2500 , microseconds
```

En la configuración del dispositivo, se establece el tiempo de reinicio del módem, el formato de trama de datos y el tiempo de retardo para enviar datos.

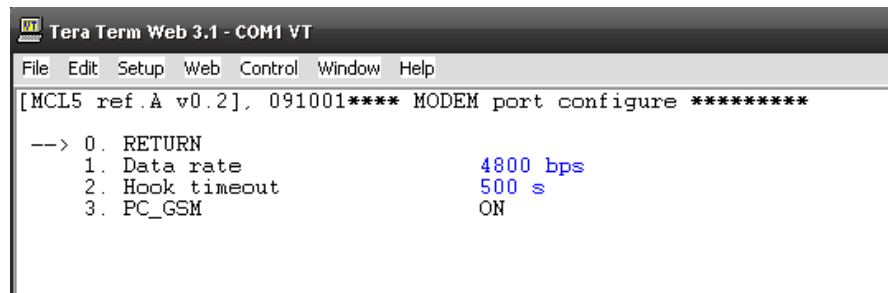
Figura 23. Configuración GPRS

```
Tera Term Web 3.1 - COM1 VT
File Edit Setup Web Control Window Help
[MCL5 ref.A v0.2], 091001***** GPRS configure *****
--> 0. RETURN
    1. Mode                GPRS
    2. User name
    3. Password
    4. ISP                  *99**1#
    5. APN                 ipfijas1.comcel.com.co
    6. TCP/IP listen port  2330
    7. Protocol            Chap
```

En la configuración GPRS, es posible establecer un nombre de usuario y contraseña para acceso a la red, en caso de que la conexión no sea transparente.

Aquí también se configura el número de discado, el nombre del punto de acceso (APN) “ipfijas1.comcel.com.co”, el puerto de escucha “2330” y protocolo de autenticación CHAP (Challenge Handshake Authentication Protocol)

Figura 24. Configuración de puerto de comunicación



```
Tera Term Web 3.1 - COM1 VT
File Edit Setup Web Control Window Help
[MCL5 ref.A v0.2], 091001**** MODEM port configure *****
--> 0. RETURN
   1. Data rate           4800 bps
   2. Hook timeout       500 s
   3. PC_GSM             ON
```

Se configura la velocidad de comunicación y se activa el modo GSM de operación.

Para hacer las programaciones de módems telefónicos y GSM/GPRS, son indispensables los cables de conexión serial. Según el conector de cada módem, se debe disponer cables seriales estándar, DB9–DB9, DB9–DB25, DB9–RJ11, DB9–RJ45 o DB9–USB. Estas interfaces nos permiten conectar un módem a un puerto serial COM del ordenador y realizar la programación correspondiente.

4.3 APOYO AL DESARROLLO DE RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN EQUIPOS DE TELEMETRÍA Y CÓMPUTO

La finalidad del mantenimiento preventivo es encontrar y corregir los problemas menores antes de que estos provoquen fallas. El mantenimiento preventivo puede ser definido como una lista completa de actividades para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos.

Como su nombre lo indica el mantenimiento preventivo se diseñó con la idea de prever y anticiparse a los fallos de las máquinas y equipos, utilizando para ello una serie de datos sobre los distintos sistemas y sub-sistemas e inclusive partes.

El mantenimiento correctivo, es aquel orientado al diagnóstico y reparación de un equipo cuando éste presenta un problema técnico.

4.3.1 Beneficios del mantenimiento. Llevar a cabo rutinas de mantenimiento sobre los equipos usados en los sistemas de telemetría y/o cómputo, ayudan a tener beneficios como:

- Reduce las fallas y tiempos muertos (incrementa la disponibilidad de equipos e instalaciones)

- Incrementa la vida de los equipos e instalaciones
- Mejora la utilización de los recursos
- Reduce los niveles del inventario

Un debido proceso de mantenimiento debe tener procedimientos detallados o listados de rutinas.

4.3.2 Propuesta de mantenimiento equipos ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.

Durante el desempeño como pasante en la empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P., se contribuyó con el desarrollado de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo tanto a dispositivos usados en telemetría como a equipos de cómputo en general.

4.3.2.1 Mantenimiento técnico a dispositivos de telemetría.

Todos los equipos y dispositivos usados en un sistema de telemetría están sometidos a jornadas permanentes de operación. Por su tiempo de trabajo, desconexiones repentinas de alimentación, sobretensiones eléctricas o malas conexiones, se pueden presentar fallas en el normal funcionamiento de estos equipos. Estas fallas en los sistemas de telemetría se identifican cuando no es posible hacer la descarga o transferencia de datos desde una estación remota hacia la estación central.

Procedimiento: como primer paso para realizar una corrección de una falla en un sistema de telemetría, es verificar el estado de la línea telefónica (se comprueba que haya tono) o de la red GSM (exista señal de red). Es muy importante tener en cuenta este proceso antes de verificar el resto del sistema, ya que la mayoría de fallas se presentan en la línea telefónica por suspensión de servicio, deterioro en los pares telefónicos o presencia de ruido en la línea. Este último se corrige instalando filtros supresores de ruido conocidos como filtro DSL, que permite eliminar señales indeseadas que se introducen en la red, generalmente cuando la línea telefónica pasa cerca de motores e instalaciones inductivas. Después de haber verificado el estado de la línea o red, se debe descartar que las fallas se deriven de una sobretensión eléctrica, pues en ciertos casos esto provoca un disparo en los sistemas de protección y/o daños directamente en los equipos; de ser así muy probablemente haya que sustituir la parte o dispositivo afectado.

Hasta aquí se han revisado todas las posibles fallas externas al módulo de comunicación, con lo que queda verificar la operación del módem y las interfaces de conexión CL-RS232. Las desconexiones repentinas de alimentación, en ocasiones provocan un bloqueo del sistema del módem, es decir no logra estabilizarse, para ello, se debe realizar un reinicio manual del modem con el interruptor de encendido, desconectando antes todos los demás dispositivos que estén conectados a él. Al ejecutar estas acciones y después de volver a iniciar el módem, se debe verificar que se haya estabilizado en los indicadores LED que poseen. Concluidos cada paso, se debe realizar una prueba de conexión, con el

fin de comprobar si la falla ha sido superada. Si al terminar todos los anteriores procesos, aun no se ha logrado corregir el problema, se procede a reprogramar el módem con el objetivo de volver a establecer los parámetros que permitan su normal funcionamiento. Al igual que el módem, las interfaces de conexión CL-RS232, disponen de indicadores LED que permiten visualizar su operación, esto también puede ser usado para detectar fallas en los dispositivos. Es importante también, revisar que todos los accesorios empleados en las conexiones, estén en perfecto estado.

Ejecutar todas estas rutinas permite detectar y corregir el problema técnico por el cual no era posible establecer comunicación. En casos muy fortuitos, donde la posible falla se debió a sobretensiones muy elevadas de voltaje, hay que considerar la opción de revisar el estado del medidor, puede presentarse el caso de que la descarga eléctrica haya afectado las interfaces de comunicación del medidor.

4.3.2.2 Mantenimiento técnico a ordenadores. El periodo de mantenimiento depende de diversos factores: la cantidad de horas diarias de operación, el tipo de aplicaciones que se ejecutan, ambiente donde se encuentra instalado (condiciones de trabajo), entre otros. Gran parte de los problemas que se presentan en los sistemas de cómputo se pueden evitar o prevenir si se realiza un mantenimiento periódico de cada uno de sus componentes.

Procedimiento: el mantenimiento del hardware que comprende limpieza con una sopladora-aspiradora de todas sus partes electrónicas: Fuente de poder, Board, Procesador, Memoria RAM y Disco duro.

Diagnostico del software en el que se eliminan archivos temporales, se desinstalan programas innecesarios que afectan al rendimiento del Sistema Operativo, se desactivan programas de inicio cuando se inicia la computadora, se desfragmenta el disco duro, se comprueban los errores en el disco duro, y se reparan los archivos del sistema.

El mantenimiento preventivo a este equipo se debe realizar con cierta periodicidad (recomendable cada 3 meses).

4.3.2.3 Mantenimiento técnico del medidor. Las siguientes consideraciones son determinadas por el mismo fabricante, y en su mayoría son reglas que se deben tener en cuenta en manipulación, almacenamiento, instalación, desinstalación y parametrización del medidor.

- **Requerimientos de seguridad.**

Antes de instalar el medidor hay que verificar si en el medidor no se ha acumulado la humedad condensada.

La conexión del medidor y su desconexión de la red debe efectuarse al haber desconectado la tensión de red. También debe existir una protección contra la conexión accidental de tensión de la red.

- **Reglas de transportación y almacenamiento.**

Hasta la instalación, los medidores deben almacenarse en los sitios cerrados en el embalaje individual o cajas de transportación. La temperatura ambiente puede variar en los límites desde 5°C hasta 40°C y la humedad relativa no puede ser superior a 80% a temperatura de 20°C. En el sitio no debe haber gases ni vapores dañinos.

Los medidores embalados pueden colocarse en las estanterías o estantes. La distancia mínima hasta los sistemas de calefacción debe ser de 0.5m.

Los medidores desempacados pueden guardarse solamente en los talleres de reparación. Hay que colocarlos utilizando juntas apropiadas, nomas de cinco unidades una sobre otra. La temperatura debe estar en los límites de 10°C hasta 35°C y la humedad relativa no mayor que 80% a 25°C.

- **Prevención y eliminación de fallas.**

Antes de conectar la tensión al medidor hay que asegurarse de que no existan roturas mecánicas en el medidor, que no haya sobrecalentamiento y que no estén dañados los cables de las conexiones.

Asegurarse del tipo de conexión que se hará y que los cables estén correctamente conectados y atornillados.

- **Verificación de las constantes de parametrización.**

Después de haber conectado el medidor a la red eléctrica, comprobar que la fecha y hora del mismo son correctas, que el medidor está indicando el sentido correcto de la circulación de energía, verificar la zona de tarifas vigente, la estación del año y de tarifas.

Cuando la dirección del flujo de energía es incorrecta, hay que comprobar si la conexión de los conductores en la bornera es correcta.

Comprobar que las entradas de cada fase están correctamente conectadas con la bornera.

Si la estación del año, denominación de la zona de estaciones o la zona de tarifas vigente se difieren de las actuales, hay que comprobar los datos de

parametrización del medidor y corregir los errores nuevamente parametrizando el medidor.

Si no es posible eliminar las fallas, hay que devolver el medidor a la fábrica para su reparación o cambio.

4.3.2.4 Diagnostico a medidores. Cuando se detecta una anomalía en el registro de medida o a solicitud del usuario, se realiza una prueba que mide el porcentaje de error de medición, si los resultados de la prueba están por fuera del rango normal, se debe hacer una calibración al equipo de medida. La calibración de los medidores se realiza en laboratorios de empresas aprobadas para realizar este procedimiento, según una norma establecida.

- **Prueba de porcentaje de error.** Una de las tareas más importantes de la inspección de medidores en situ es la prueba de potencia o comparación de cargas. Consiste en una prueba que verifica la exactitud del medidor mediante la comparación de los valores de potencia medidos simultáneamente con un instrumento desconocido y otro conocido (preferentemente patrón) para conocer el error del primero³³.

En caso que los valores de error estén fuera del rango que permita la norma, el medidor será considerado defectuoso y se actuara en consecuencia.

Existen varios métodos para realizar esta tarea y la elección de uno de ellos dependerá básicamente del instrumental y personal disponible, de la precisión requerida y de la cantidad y el tipo de equipos a inspeccionar.

El método aplicado es la prueba de potencia por medio de un vatímetro patrón y un cronometro, utilizado para verificar un medidor en situ. Este método se puede realizar de dos maneras:

- Con carga real: para la medición se utilizará la carga propia de la instalación del usuario.
- Con carga externa: conectada a la salida del medidor. La ventaja de este tipo de carga, es que el personal conoce el tipo de carga conectada (carga resistiva pura) y así el tipo de energía consumida será completamente activa.

El objetivo es medir simultáneamente la potencia del circuito y cronometrar el tiempo que tarda en girar un número N de vueltas el disco del medidor. Para medir la potencia, se conecta una pinza de medición que registra el valor de tensión que hay en la red y la corriente que consume la carga conectada. Además se asume

³³ AFINIDAD ELÉCTRICA. Inspección de medidores: La prueba de potencia [en línea].
<<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=141>> [Citado Febrero de 2012]

que el factor de potencia de unitario con lo que la potencia es igual al producto de la tensión por la corriente del circuito ($P = V.I$). La medición se realiza por cada fase. Se seleccionara una cantidad adecuada de vueltas N y se cronometrará el tiempo T que tarda el disco del medidor en cumplir con esta cantidad de revoluciones.

Se deben tener en cuenta las siguientes precauciones con el fin de disminuir el error del método:

- La corriente mínima por fase deberá ser de 1 A. de ser necesario se conectara una carga externa o solicitar al usuario la conexión de algún artefacto.
- La carga debe ser lo más constante posible durante la medición, si se presenta variación de la misma, el procedimiento debe ser reiniciado.
- La medición del tiempo se realiza tomando una cantidad mínima sugerida de revoluciones del disco equivalente al 10% de la constante del medidor cuando los valores de carga lo hagan posible sin extender demasiado el tiempo de medición.
- En el caso de medidores electromecánicos, las vueltas del disco se contabilizan entre posiciones de la marca grabada en el canto del disco (comienzo o final de la marca).
- En el caso de medidores electrónicos se contabilizaran los pulsos como destellos del ED indicador o intermitencias de la flecha indicadora de energía activa en la pantalla LCD.

Para medidores electromecánicos, la constante se define como el valor que expresa la relación entre la energía registrada por el medidor y el correspondiente número de revoluciones del rotor.

En medidores electrónicos, es el valor que expresa la relación entre la energía registrada por el medidor y el valor correspondiente dado por la salida de ensayo (impulsos). En ambos casos el valor de la constante se encuentra indicado en la carcasa del medidor.

La potencia registrada en el medidor se calculará como:

$$P_m = \frac{3600 \cdot N}{K \cdot T}$$

Donde:

N : es la cantidad de revoluciones del disco o pulsos contabilizados en el ensayo.

K : es la constante del medidor

T : es el tiempo en segundos que tarda en contabilizar N vueltas o impulsos.

Una vez calculada la potencia del medidor P_m y medida la potencia teórica P_T , se procede a calcular el error relativo con la siguiente fórmula:

$$Error (\%) = \frac{P_m - P_T}{P_T} * 100$$

Donde:

Error (%): es el error relativo porcentual del medidor

P_m : es la potencia registrada por el medidor calculada con los giros del disco o impulsos.

P_T : es la potencia medida con el instrumento patrón (potencia verdadera).

El resultado del porcentaje de error indica que el medidor estaría registrando un valor en exceso (valor positivo) o defecto (valor negativo) de energía. Para este tipo de prueba, se consideran valores normales de error los comprendidos entre el $\pm 8\%$. Valores de error por fuera de este rango se considera que el medidor esta defectuoso y se solicitará calibración o sustitución del mismo.

4.4 DESARROLLO DE OTRAS ACTIVIDADES DE APOYO

4.4.1 Apoyo en armado y montaje de equipos de teled medida. Se contribuyó en armar las estaciones remotas de teled medida, lo que comprende, instalar medidor electrónico, dispositivo de comunicación, transformadores de corriente, bornera de prueba y equipos auxiliares utilizados en la medición de energía eléctrica. Todos estos dispositivos son instalados al interior de un gabinete o caja metálica tipo intemperie para protección y seguridad. Estas cajas se utilizan para evitar la manipulación no autorizada del medidor y facilitar la legalización de servicios domiciliarios en aquellos sectores residenciales, comerciales e industriales.

Al interior de la caja se instalan, asegurando hacer una buena disposición, el medidor, los equipos anexos al medidor y los dispositivos de comunicación remota. Se denominan equipos anexos al medidor a los transformadores de medida, bloques de prueba y conexión y cable de señales.

Los transformadores de medida están diseñados para alimentar con señales de tensión o de corriente los instrumentos de medida de energía, relés y otros aparatos que requieran de ellas.

El uso de transformadores de medida permite:

- Aislar los circuitos primarios y secundarios, dando seguridad a los operarios, permitiendo que las lecturas de magnitudes y el trabajo sea lejos de las tensiones y corrientes peligrosas.
- Las magnitudes a medir se reducen, haciéndolas manejables por los instrumentos. Los transformadores de medida transforman las señales primarias en valores secundarios apropiados para su uso en medida, indicación y protección.

Los transformadores de medida se dividen en transformadores de corriente (TC's) y transformadores de tensión (TP's). Además pueden ser de tipo interior o de tipo exterior de acuerdo con el ambiente en que se instalen.

Los transformadores de corriente tienen como finalidad, llevar el valor de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Un TC es un transformador de medida en el cual la corriente secundaria, bajo condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero.

Los transformadores de tensión reducen las señales de tensión nominal de un sistema a niveles aceptables por el medidor.

El bloque de pruebas o bornera de prueba es un dispositivo cuya función principal es facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores utilizados en las conexiones semi-directa e indirecta; a él llegan las señales de corriente y de tensión de los transformadores de medida.

A través de su accionamiento se podrán cortocircuitar las señales de corriente de los TC's y abrir las señales de tensión de los TP's para manipular con seguridad el medidor.

A través de cables conductores calibre # 12 AWG se llevan las señales de corriente y de tensión desde los secundarios de los transformadores de medida hasta la bornera de pruebas y desde ésta hasta el medidor. Cada conductor deberá ser identificado por un color diferente para identificar el tipo de señales y si es entrada o retorno, como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Código de colores de los cables de señales

Conductor	Función
Amarillo	Tensión fase A
Azul	Tensión fase B
Rojo	Tensión fase C
Blanco – Amarillo	Entrada corriente fase A
Verde	Retorno corriente fase A
Blanco – Azul	Entrada corriente fase B
Verde	Retorno corriente fase B
Blanco – Rojo	Entrada corriente fase C
Verde	Retorno corriente fase C
Verde o Blanco	Neutro

De igual manera la conexión de los dispositivos de comunicación, llevará un break de protección y cables conductores identificados por código de colores.

Tanto en la cubierta de la bornera de prueba y en la bornera del medidor deberá tener instalados tornillos precintables, con la finalidad de evitar manipulaciones no autorizadas a las conexiones de las borneras.

Todos los elementos del sistema de medida deberán poseer un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio o habilitado por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con los procedimientos establecidos en los artículos 7° y 8° del decreto 2269 de noviembre 16 de 1993. Esto con el fin de darle cumplimiento al Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) resolución 18 0398 del 7 de abril del 2.004. Por lo tanto es responsabilidad de la Empresa asegurarse antes de la instalación de estos equipos de la existencia del Certificado de Conformidad.

Las imágenes mostradas en el Anexo E, corresponden a montajes de sistemas de telemetría instalados en la empresa ASC INGENIERÍA S.A. E.S.P.

4.4.2 Elaboración de registros e informes. La energía eléctrica medida y registrada por los medidores y luego almacenada en un ordenador de la estación central, se organiza en archivos de hojas electrónicas, discriminada por fronteras comerciales. En un archivo general se organizan todos los datos descargados de cada frontera según el formato de descarga que cada programa de telemedida genera. Debido a que el periodo de integración de la mayoría de medidores es cada 15 minutos, es necesario hacer sumatorias para obtener consumos hora a hora de energía activa y reactiva.

A partir de este archivo, se generan dos archivos más, uno para registro de consumo de energía activa y otro para registrar la energía reactiva. Estos archivos contienen los datos de energía consumida hora a hora y día a día. Los registros de energía activa demandada se envían al mercado mayorista con un periodo de cada tres días, con el objetivo de cumplir con las normativas del sistema eléctrico colombiano.

Los demás datos descargados son empleados en facturación de servicio al finalizar cada mes.

Actualmente para organizar los datos descargados en el archivo general, se utiliza la aplicación Excel de Office y se realiza manualmente por el personal encargado de telemida. Uno de los objetivos del trabajo de pasantía, correspondía en apoyar en el desarrollo de una base de datos, con la finalidad de sistematizar la organización de los datos.

4.4.3 Proceso de facturación de servicio. En Colombia la Energía Eléctrica se factura teniendo en cuenta la energía activa y la energía reactiva. De acuerdo con la ley, a los clientes cuyo consumo de energía reactiva, en un período de tiempo, sea superior a la mitad del consumo de energía activa, en el mismo período, les será facturado el exceso de energía reactiva, por encima del límite establecido, a manera de penalización, al valor del cargo de distribución correspondiente al nivel de tensión³⁴.

Durante el periodo de facturación, después de organizar todos los datos de los usuarios y verificar que todas las lecturas estén completas, se emplea un programa de facturación, el cual genera de forma automática las facturas para cada usuario.

Los agentes comercializadores básicamente prestan el servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad; por tanto son las empresas comercializadoras, quienes están autorizadas para recaudar los precios de las actividades de los demás agentes participantes. Así mismo están facultadas para realizar el recaudo de alumbrado público.

4.4.4 Apoyo en elaboración de plano eléctrico en nuevas instalaciones de la empresa. Se realizó apoyo en diseño del levantamiento de plano eléctrico de las nuevas instalaciones de la empresa, con el fin de establecer todos los puntos de conexión, tablero y protecciones para los diversos equipos electrónicos que serán dispuestos en las nuevas instalaciones.

³⁴ ELECTRICARIBE. Norma Técnica de Acometidas y Medidas [en línea].

<<http://www.electricaribe.com/Portals/1/NormativaRedes/Norma%20T%C3%A9cnica%20Acometidas%20y%20Medidas.pdf>> [citado Febrero de 2012]

Para su elaboración se necesito conocer y trabajar sobre los planos arquitectónicos del edificio, planos de tuberías e instrumentos. El plano elaborado se realizó con base a las necesidades eléctricas de la empresa comercializadora, teniendo en cuenta que constará de oficinas, estaciones de trabajo y laboratorio para sistemas de telemetría.

El objetivo de realizar un plano eléctrico es también, disponer de él cuando se desee realizar actualizaciones y/o modificaciones de las instalaciones.

5. CONCLUSIONES

- Los sistemas de telemetría permiten realizar medición y registro de magnitudes físicas y una posterior transmisión de datos en forma automática y remota, desde y hacia cualquier lugar. Gracias al desarrollo tecnológico, la telemetría tiene un extenso campo operacional, se emplea por ejemplo, para gestión de datos en prestación de servicios domiciliarios, supervisión de plantas, control a distancia de dispositivos electrónicos, seguimiento de vuelos y navegación no tripulada, sistemas de vigilancia, sistemas de localización satelital, telemedicina, etc. Los sistemas de telemetría utilizados por las empresas comercializadoras de energía proveen beneficios tales como: eliminar errores por lectura, tener acceso a los datos en cualquier momento, permite monitorear en tiempo real la red eléctrica de un usuario y además no es necesario desplazar un operario para toma de lectura lo que implica mayor eficiencia y eficacia en la prestación de servicio domiciliario.
- Los sistemas de telemetría pueden implementarse por diferentes medios de transmisión, ya sea utilizando las líneas telefónicas fijas, la red GSM de un operador de telefonía móvil, o por una red satelital. Cualquiera de estos medios, permite realizar la transmisión de datos en dos direcciones (transmisión y recepción). De estos medios de comunicación, el más utilizado es el que se realiza sobre la red GPRS, pues permite al operario tener acceso en cualquier lugar donde haya cobertura celular y además, lo más importante que el servicio se paga solo por cantidad de datos transmitidos mas no por tiempo conectado.
- Los medidores electrónicos empleados en medición de energía eléctrica, permiten registrar consumos de todas las potencias y energías, de forma mucho más exacta que un medidor electromecánico que son fácilmente vulnerables a fraudes. Gracias a su constitución electrónica, es posible hacer registro de mediciones hasta de 100 días, almacenar los perfiles de carga de red, monitorear calidad de energía en una instalación eléctrica, desplegar la información de consumo en una pantalla LCD, registrar cualquier evento de manipulación en el medidor y la posibilidad de brindar un servicio prepagado. Además permite realizar una medición multitarifa.
- Los dispositivos de comunicación en sistemas de telemetría son fácilmente programables y controlados vía hyperterminal usando comandos AT, que permiten gestionar el funcionamiento y operatividad en comunicaciones remotas; estos dispositivos se conectan por comunicación serial, ya sea por RS-232, RS-485 o por Lazo de Corriente de 20 mA (CL).

- El Lazo de corriente es una interfaz de comunicación serial poco utilizada, que utiliza en formato marca-espacio y brinda un gran beneficio en los sistemas de comunicación a distancia, pues alcanza una distancia mayor a la comunicación serial estándar y brinda inmunidad al ruido, permitiendo realizar conexiones de hasta 2000 metros y conectar a la vez varios medidores de energía eléctrica para transmisión de datos.

- El Sistema Eléctrico Colombiano, está organizado de tal manera, que se pueda brindar el mejor servicio domiciliario posible; consta de agentes reguladores, que regulan todo el mercado eléctrico y los agentes participantes del mismo. La generación energética en Colombia se conoce como generación limpia, ya que la mayoría de la capacidad neta, corresponde a generación hidráulica.

6. RECOMENDACIONES

Los sistemas de telemetría se pueden implementar en todos los sistemas electrónicos que requieran algún tipo de medición y control a distancia, por ejemplo en la zona de Nariño, es muy importante implementar esta tecnología para monitoreo de magnitudes físicas y/o eventos naturales que impliquen algún riesgo para el operario o sea de difícil el acceso.

Recientemente se han desarrollado estudios sobre la transmisión de información sobre las redes electrónicas, conocida como tecnología PLC (Power Line Communication), un sistema de comunicaciones para atender la demanda de una “Banda Ancha Real”. Gracias a que las líneas eléctricas están conectadas casi que por todo el territorio nacional, es posible brindar acceso a las telecomunicaciones informáticas en lugares de difícil acceso y que aun no hay conexión a internet. Por tanto es importante realizar prácticas en las que se puedan implementar este tipo de tecnologías.

Profundizar las investigaciones en tecnología digital Smart Grid (Red de distribución de energía eléctrica “inteligente”) con el fin de utilizar la tecnología informática para optimización de generación y distribución de electricidad con el fin de mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda.

BIBLIOGRAFÍA

AFINIDAD ELÉCTRICA. Inspección de medidores: La prueba de potencia [en línea]. <<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=141>> [Citado Febrero de 2012]

B&B Electronics. Current Loop Application Note [en línea]. <<http://www.bb-elec.com/bb-elec/literature/tech/curentlp.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

BARRERA REY, Fernando y GARCÍA MORALES, Alfredo. Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño: Lecciones del 2009-10. Informe Final, Acolgen. Madrid, España, 2010, 152 p.

CHICAIZA VALDEZ, Jair E.; VILLAREAL REVELO, Gabriel D. Diseño e Implementación del Prototipo de una Estación Meteorológica Automática Portátil capaz de Transmitir los Datos Mediante Tecnología GSM. San Juan de Pasto, 2011, 157p. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Universidad de Nariño, Facultad de Ingeniería.

CODENSA. Medidores de Energía Eléctrica [en línea]. <http://www.codensa.com.co/documentos/6_26_2007_12_25_17_PM_GENERALIDADES%207.4.pdf> [Citado Febrero de 2012]

CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. El Mercado Eléctrico Colombiano [en línea]. <http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado_electrico_colombiano.pdf> [Citado Febrero de 2012].

CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. Estructura del Sector [en línea]. <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-59&p_options=>> [Citado Febrero de 2012]

CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. Estructura Tarifaria [en línea]. <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options=>> [Citado Febrero de 2012]

El sector eléctrico colombiano tiene 'chispa'. En: Revista Latinpyme No. 78 del mes de Noviembre. 2011

ELECTRICARIBE. Norma Técnica de Acometidas y Medidas [en línea]. <<http://www.electricaribe.com/Portals/1/NormativaRedes/Norma%20T%C3%A9cnica%20Acometidas%20y%20Medidas.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

ELGAMA-ELEKTRONIKA. Sistemas Automatizados de Lectura de Energía [en línea]. <http://www.elgama.eu/sp/productos_soluciones/sistemas_de_lectura_autom_tica_d> [Citado Febrero de 2012]

ENERGEX. Ventajas de la Corrección del Factor de Potencia [en línea]. <<http://www.energex.com.co/pdf/factorpotencia.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

ENFORA. Application Note: GSM0000AN008 - Enabler Modems PPP Configuration for Windows XP. <http://www.enfora.com/214/GSM0000AN008_-_Enabler_Modems_PPP_Configuration_for_Windows_XP_-_Revision_1.00.pdf> [Citado Febrero de 2012]

ICONTEC. Metrología [en línea]. <<http://www.icontec.org.co/index.php?section=93>> [Citado Febrero de 2012]

ISA. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano [en línea]. <<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymous?NavigationTarget=navurl://35991fe1464caa70388bb860618d86ab>> [Citado Febrero de 2012]

ISA. Marco Constitucional y Legal [en línea]. <<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymous?NavigationTarget=navurl://1001b4829bd5d5d49a6a5cbec9bd5da6>> [Citado Febrero de 2012]

ISA. Mercado de la Electricidad [en línea]. <<http://www1.isa.com.co/irj/portal/anonymous?NavigationTarget=navurl://99e4b980fbbfd08e25166414bc9f3b85>> [Citado Febrero de 2012]

LOPÉZ OVALLE, Gilbert A.; LÓPEZ RENGIFO, Fabián A.; VELÁSQUEZ MONTAÑO, Jorge A.; PLATA GARCÍA, Mario. Sistema de Telemedición de Servicios Públicos en Santafé de Bogotá. Santafé de Bogotá, 2000. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Pontificia Universidad Javeriana.

NATIONAL INSTRUMENTS. Comunicación Serial: Conceptos Generales [en línea].

<<http://digital.ni.com/public.nsf/allkb/039001258CEF8FB686256E0F005888D1>>
[Citado Febrero de 2012]

PERNÍA LLERA, JM; MULAS DE LA PEÑA, J; FEDZ.-CANTELI ÁLVAREZ, P, editores. Operatividad de la Instrumentación en Aguas Subterráneas, Suelos Contaminados y Riesgos Geológicos. Madrid, 2003, 350p. INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA. Serie: HIDROGEOLOGÍA Y AGUAS SUBTERRÁNEAS – N° 9.

SAMAYOA PAREDES, Yasser E. Telemida a través de Red Satelital de Doble Salto. Guatemala, 2005, 160p. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería.

SISTEMA ORBCOMM [en línea].

<http://www.marimsys.com/paginas/sistema_orbcomm.htm> [Citado Febrero de 2012]

UDLAP. Corrección del Factor de Potencia [en línea].

<http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lep/mendez_s_j/capitulo1.pdf>
[Citado Febrero de 2012]

UPME - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá, Julio 2004. 98 p.

UPME & COLCIENCIAS. Corrección del Factor de Potencia y Control de la Demanda [en línea].

<<http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/factor.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

XM. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano [en línea].

<<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>>
[Citado Febrero de 2012]

<http://www.ascingenieriasaesp.com>

<http://www.elgama.eu>

<http://www.enfora.com>

<http://www.creg.gov.co>

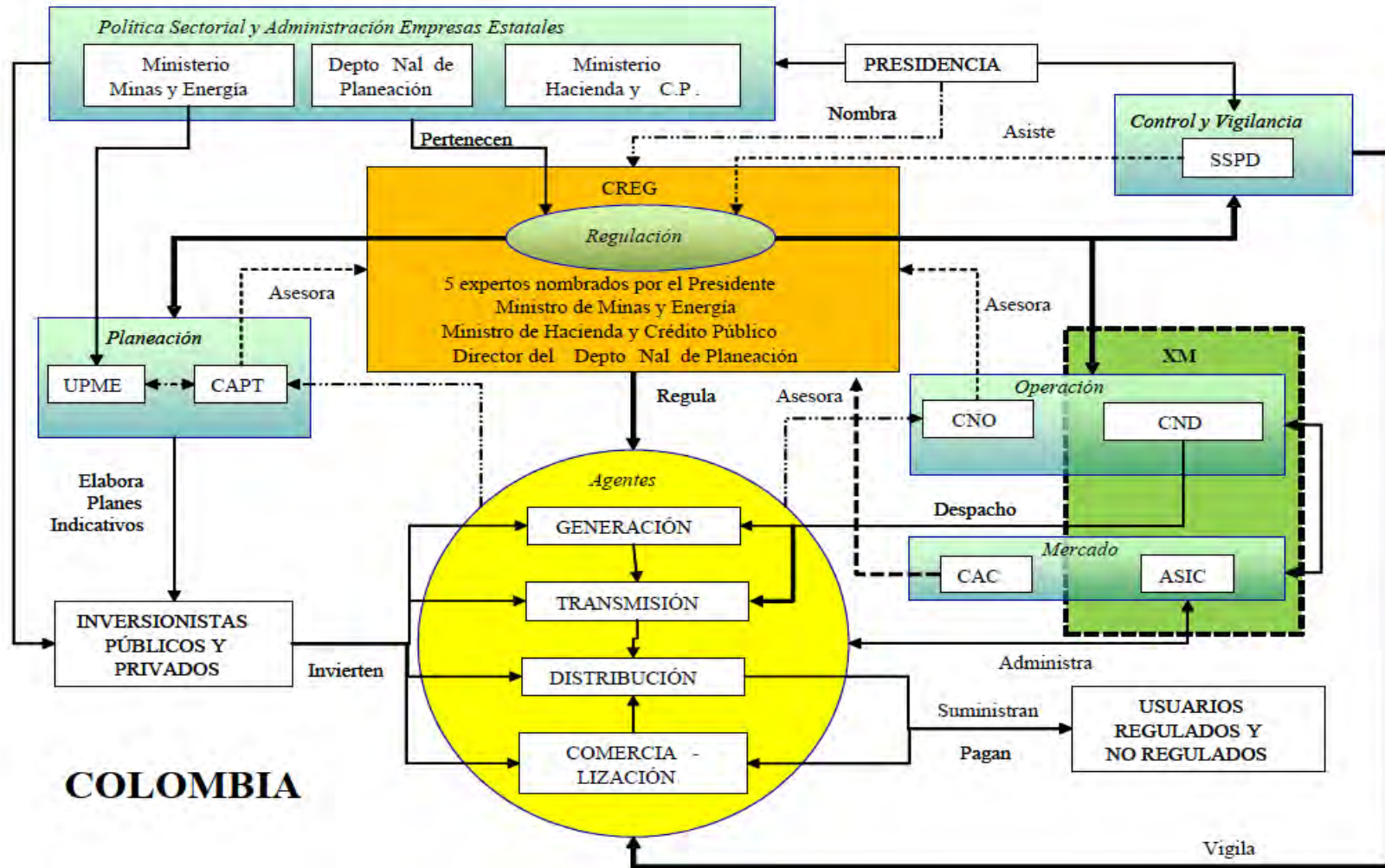
<http://www.xm.com.co>

<http://www.upme.gov.co>

<http://www.isa.com.co>

ANEXOS

ANEXO A ESQUEMA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO



ANEXO B COMANDOS AT

Comandos de programación de módems telefónicos

Comando	Descripción
AT	“Attention”, permite verificar que existe comunicación con el módem
ATD	Discado para llamada
ATA	Responder una llamada entrante
ATH	Cuelga una llamada en curso
A/	Repite el último comando ingresado (no se antepone AT)
ATB0	Permite seleccionar el modo de trabajo del modem de acuerdo a la norma CCITT/ITU (para Europa)
ATB1	Permite seleccionar el modo de trabajo del modem de acuerdo a la norma Bell 212 (para USA)
ATE0	Desactiva el eco de caracteres para la terminal
ATE1	Activa el eco de caracteres para la terminal
ATI	Retorna información sobre el módem (marca y modelo)
ATL	Regula el volumen del sonido de salida del módem ATL1: bajo; ATL2: medio; ATL3: alto
ATM	Desactiva altavoz del módem
ATM1	Altavoz activado hasta que se detecta “Carrier Detect”
ATM2	Altavoz siempre activado
ATM3	Altavoz activado hasta que se detecta “Carrier Detect” excepto durante la marcación
ATQ0	Habilita respuesta a comandos
ATQ1	Desactiva devolver respuesta a comandos
ATSn?	Pregunta por el valor del registro n
ATSn=r	Ingresar el valor r al registro n
ATV0	Activa respuesta numérica
ATV1	Activa respuesta alfabética (palabras)
ATZ	Reinicia la configuración del módem con los datos del perfil 0
ATZ1	Reinicia la configuración del módem con los datos del perfil 1
+++	Carácter de “Escape” para volver al modo comando estando en modo en línea.
AT&C0	Mantiene siempre activa la señal DCD (Data Carrier Detect), independiente del estado de conexión
AT&C1	Activa la señal DCD sólo cuando se conecta
AT&D0	El módem ignora la señal DTR (Data Terminal Ready)
AT&D1	El módem pasa a estado de comandos cuando el DTR cambia de on a off y envía un código de resultado OK; la llamada permanece conectada.
AT&D2	El módem se desconecta de la línea y pasa a estado de comandos cuando

	el DTR cambia de on a off. La respuesta automática está desactivada, mientras que DTR permanece apagado.
AT&D3	El módem se desconecta y realiza un reseteo (similar a ATZ) cuando el DTR cambia de on a off.
AT&F	Restaura todos los parámetros del módem a los valores predeterminados de fábrica
AT&K0	Desactiva control de flujo local
AT&K3	Habilita el control de flujo bidireccional por hardware (RTS/CTS)
AT&K4	Habilita el control de flujo bidireccional por software (XON/XOFF)
AT&Q0	Deshabilita control de errores
AT&V	Muestra la configuración actual del modem
AT&W	Guarda la configuración actual en el perfil 0
AT&W1	Guarda la configuración actual en el perfil 1
AT&Y	Hace que el perfil 0 sea el activo cuando se inicia el equipo
AT&Y1	Hace que el perfil 1 sea el activo cuando se inicia el equipo
AT%C0	Deshabilita la compresión de datos
ATS0	Configura el número de timbres antes de contestar una llamada entrante de manera automática. Si ATS0=0, desactiva respuesta automática.
ATS1	Lleva la cuenta del número de timbres que han ocurrido
ATS6	Tiempo de espera para el tono de discado
ATS7	Tiempo de espera para la señal de "Carrier Detect" después de discado
ATS10	Tiempo de espera para desconectar si se pierde la señal "Carrier Detect"
ATS11	Duración de tonos DTMF
ATS12	Tiempo de guarda para pasar al modo comando luego del "+++"
ATS24	Configura el modo suspensión (Sleep Mode) ATS24=255: desactiva sleep mode
AT+MS	Controla la modulación que usa el módem para negociar una conexión. AT+MS = <carrier>,<automode>,<min_Tx_rate>,<max_Tx_rate>,<min_Rx_rate>,<max_Rx_rate>
AT+IPR	Configura la velocidad a la que se comunicará el módem con el puerto serial

Comandos de programación de módems GSM/GPRS

Comando	Descripción
AT	“Attention”, permite verificar que existe comunicación con el módem
ATD	Discado para llamada
ATA	Responder una llamada entrante
ATH	Termina una llamada en curso
ATE<valor>	Determina si el módem hace eco a los caracteres enviados por la terminal <valor> 0: Desactiva eco 1: Activa eco
ATQ<valor>	Determina si el módem devuelve o no respuesta a comandos ingresados <valor> 0: Activa respuesta 1: Desactiva respuesta
ATV<valor>	Determina el formato de respuesta del módem <valor> 0: Respuesta numérica 1: Respuesta alfabética
ATZ	Establece todos los parámetros del módem a la configuración predeterminada
+++	Secuencia “Escape”. Permite al usuario salir del modo de datos a modo de comandos en una llamada CSD ó del modo de escucha a modo de comandos en una llamada GPRS.
AT&F	Establece todos los parámetros del módem a la configuración definida de fábrica.
AT&V	Permite al usuario ver la configuración actual del modem.
AT&W	Permite guardar en memoria la configuración actual.
AT\$RESET	Reinicia el módem.
AT+CGMI	Retorna identificación del fabricante del módem.
AT+CGMM	Retorna identificación del modelo del módem.
AT+CGSN	Retorna la Identidad Internacional de Equipo Móvil -IMEI (International Mobile Equipment Identity)-
AT+IPR	Determina la velocidad de datos de la interfaz serial del módem.
AT+ICF	Determina el formato de la trama de comunicaciones de la interfaz serial del módem. AT+ICF=3: 8 bits de datos, 1 bit de parada, sin paridad
AT+IFC	Activa o desactiva el control de flujo. AT+IFC=0,0: control de flujo desactivado
AT+CREG=<n>	Configura la forma en que se presentan los resultados de registro de red, indican si la red ha registrado o no el dispositivo. <n> 0: Deshabilita los resultados del registro de red 1: Habilita los resultados del registro de red

	<p>2: Habilita los resultados del registro y además la información de ubicación.</p> <p>Al preguntar por el estado del registro, el módem devuelve: +CREG:<n>,<stat>; donde el valor de <stat> debe ser 1 ó 5</p> <p><stat> 0: Tarjeta SIM no registrada 1: Registrada 2: No registrada, pero buscando red 3: Registro de red denegado 4: Desconocido 5: Registrada, roaming.</p>
AT+CGREG=<n>	<p>Configura la forma en que se presentan los resultados de registro en la red GPRS.</p> <p><n> 0: Deshabilita aviso de registro en la red GPRS 1: Habilita aviso de registro en la red GPRS</p>
AT%CGREG=<n>	<p>Realiza lo mismo que AT+CGREG, con dos estados más.</p> <p><n> 3: Además de informar sobre el estado y dar información de localización, entrega información sobre el contexto PDP, si es que está activado o desactivado.</p>
AT+CGDCONT	<p>Permite configurar el contexto PDP (Packet Data Protocol).</p> <p>AT+CGDCONT=<n>,"<PDP_type>",<APN>","",0,0</p> <p><n> Es el número identificador del contexto. <PDP_type> Indica el tipo de protocolo a utilizar (IP) <APN> Nombre del punto de acceso " " Dirección IP asignada dinámicamente por el ISP 0 Compresión de información desactivada 0 Compresión de cabecera desactivada</p>
AT+CSQ	<p>Indica el nivel de potencia y calidad de la señal del operador al que se registro el dispositivo.</p>
AT+COPS	<p>Devuelve información sobre el operador red.</p> <p>AT+COPS?: Información del operador de red seleccionado actualmente AT+COPS=?: Devuelve una lista de los proveedores disponibles de red. AT+COPS=<mode>,<format>,<oper>: Intenta seleccionar un operador de red específico.</p>
AT+FCLASS	<p>Configura el modem GSM/GPRS en un cierto modo de operación.</p> <p>AT+FCLASS=0: datos; AT+FCLASS=8: voz</p>
AT\$HOSTIF=<n>	<p>Permite configurar el host deseado para la interfaz del modem. Determina la forma en que se comporta el comando ATD al realizar una llamada.</p> <p><n> 0: Establece una conexión normal del módem a la red 1: Establece una sesión UPD PAD 2: Establece una sesión TCP PAD 3: Establece una conexión PPP non-GPRS</p>

AT\$AREG=<n>	Establece el estado de registro automático del modem. <n> 0: Registro automático desactivado 1: Registro automático activado 2: Activación automática en la red GPRS al encender el módem.
AT\$ACTIVE=<n>	Determina el estado activo o pasivo de la conexión TCP PAD. <n> 0: TCP PAD pasivo/servidor 1: TCP PAD activo/cliente 2: Configura el módem en modo servidor TCP
AT\$PADTO	Permite consultar o establecer el tiempo de espera del PAD (Packet Assembler/Disassembler)
AT\$PADSRC	Define el número de puerto en el encabezado de paquetes de datos de la PAD
AT\$PADBS	Define el carácter de retroceso PAD
AT\$PADFWD	Define el carácter de reenvío PAD
AT\$PADDST	Proporciona la dirección IP de destino y número de puerto se utilizara en la comunicación con un host
AT\$EVTIM	Temporizadores definidos por el usuario de eventos de entrada
AT\$STOATEV	Permite al usuario almacenar un comando AT en eventos de salida. El comando AT se ejecuta cuando se activa un evento.
AT\$EVENT	Permite configurar la forma en que se manejan los eventos, así como cual se activa o no.

Nota: estos comandos pueden no ser aceptados por la totalidad de los módems y es posible que algunos de los parámetros aquí mencionados no tengan los mismos efectos en todos los módems.

ANEXO C
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MEDIDOR ELGAMA EPQS

Especificaciones técnicas

Sistema	Trifásico tetrafilar o trefilar
Clase de precisión energía activa	0.2s, 0.5s (conexión indirecta) y 1 (conexión directa)
Clase de precisión energía reactiva	2
Tensión nominal, V	
Redes tetrafilares	3x57,7/100; 3x63,5/110; 3x69,2/120; 3x120/208;3x127/220;
Multirango	3x57,7 ...230/100 ...480
Redes trefilares	3x100; 3x110; 3x120; 3x220; 3x230
Corriente nominal (máxima):	
Conexión directa, A	10(100);
Conexión indirecta, A	5(6); 5(10); 1(2); 1(6); 1(10)
Corriente de arranque	0,1% Inom para conexión indirecta 0,4% Inom para conexión directa
Frecuencia nominal, Hz	50 ó 60
Consumo propio de potencia	
En circuitos de tensión	<2.5 VA, 0.9W
En circuitos de corriente	<0.1 VA por fase, conexión directa <0.3 VA por fase, conexión indirecta
Constante del contador [imp/kWh, imp/kVArh, imp/kVAh]	5000, 10000, 20000 ó 40000 conexión indirecta 500, 1000 conexión directa
Temperaturas	
Operación del contador	-40°C a +60°C
Almacenamiento del contador	-50°C a +70°C
Grado de protección	IP51
Precisión reloj interno	<0.5 seg./24h (T=23°C)
Fuente de alimentación de reserva	Batería de litio o condensador
Tiempo de operación con alimentación de respaldo:	
Batería de litio	> 16 años
Condensador	> 7 días
Carcasa	Policarbonato estabilizado UV
Aislamiento	Clase de protección II
Dimensiones, mm	325 x 177 x 55
Peso, Kg.	< 1.5

ANEXO D ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDEM ENFORA SA-G+

SPIDER SA-G+																					
<u>MODEL NUMBERS</u>	GSM1318																				
<u>CHARACTERISTICS</u>	Dimensions (L x W x H) 63.5 x 63.5 x 23.9 mm Weight 80 g Housing Plastic Antenna SMA connector																				
<u>RADIO PERFORMANCE</u>	Frequency (MHz) 850/900/1800/1900 Sensitivity -106 dBm (typical) Transmit power Class 4 (2W@850/900 MHz); Class 1 (1W@1800/1900 MHz)																				
<u>PACKET DATA</u>	Mode Class B, Multislot 10 Protocol GSM/GPRS Release 97, AMR Release 99 Coding schemes CS1-CS4 Packet channel PBCCCH/PCOCH																				
<u>GSM FUNCTIONALITY</u>	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																				
<u>INTERFACE</u>	Host Protocols AT commands, UDP API, CMUX, PPP Internal Protocols PPP, UDP API, TCP API, UDP PAD, TCP PAD API Control/Status AT commands, UDP API, TCP API, AT commands over SMS Physical interface RS-232C Peripheral interface 8-pin I/O: Mic in, headset out, audio return, ground, input power, 2 user-defined I/O, and 1 dedicate output																				
<u>SIM ACCESS</u>	External; 1.8/3V with locking mechanism																				
<u>ENVIRONMENT</u>	Operating -30°C to +70°C Compliant -20°C to +60°C Storage -40°C to +85°C Humidity Up to 95% non-condensing																				
<u>POWER</u>	DC voltage 6-40 V <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Band</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Mode</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Avg (mA)</th> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Peak (A)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">GSM 850/900</td> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">1 TX/1RX</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">200</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">1.30</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">GSM 1800/1900</td> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">1TX/1RX</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">160</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">0.92</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">Idle</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">50 DRX5</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="background-color: #4F81BD; color: white;">Sleep</td> <td style="background-color: #FFF2CC;">20</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Band	Mode	Avg (mA)	Peak (A)	GSM 850/900	1 TX/1RX	200	1.30	GSM 1800/1900	1TX/1RX	160	0.92		Idle	50 DRX5			Sleep	20	
Band	Mode	Avg (mA)	Peak (A)																		
GSM 850/900	1 TX/1RX	200	1.30																		
GSM 1800/1900	1TX/1RX	160	0.92																		
	Idle	50 DRX5																			
	Sleep	20																			

GSM operating power (typical) @ 9VDC

ANEXO E ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDEM ELGAMA MCL 5.X

Specifications

<ul style="list-style-type: none"> ● Frequencies of operation in GSM network, MHz ● GPRS class: ● GPRS protocol ● GPRS code schemes ● Class of power transmission ● Sensibility, dB ● Net baud rate of radio channels, Baud ● Net baud rate of physical interface, Baud ● Aerial interface ● The main protocols of control ● Inner GPRS modem protocols ● Data transmission ● AC 45...60 Hz power supply range of network voltages 	<p>Dual Band – 900, 1800 Quad Band - 850, 900, 1800, 1900 [EGSM 900, DCS 1800]</p> <p>Mode B, Multislot 10 [4RX/2TX, Max 5 Slots] [GPS – special order]</p> <p>GPRS Release 97 and 99, SMG 31</p> <p>CS1-CS4, MCS1-MCS9</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">Range</td> <td style="width: 50%;">GSM/GPRS</td> </tr> <tr> <td>1800/1900</td> <td>Class1 [1 W]</td> </tr> <tr> <td>850/900</td> <td>Class4 [2 W]</td> </tr> </table> <p>- 106</p> <p>75, 150, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 7200, 9600, 14400, 19200, 28800, 33900, 38400, 57600, 115200, 230400 or 460800</p> <p>300, 600, 1200, 2400, 4800, 7200, 9600, 14400, 19200</p> <p>SMA</p> <p>AT Commands, Menu system</p> <p>TCP/IP, UDP</p> <p>Asynchronous, encoded or clear up to 14.4 kb</p> <p>90 ... 264 V</p>	Range	GSM/GPRS	1800/1900	Class1 [1 W]	850/900	Class4 [2 W]
Range	GSM/GPRS						
1800/1900	Class1 [1 W]						
850/900	Class4 [2 W]						

Interfaces and mounting

<ul style="list-style-type: none"> ● PC-controller net baud rate via RS232 interface, 8N1 bits, Baud ● Number of meters connected to 20 mA current loop interface ● Number of meters connected to RS485 interface ● Controller can be mounted under terminal cover of electricity meter or fixed to 35 mm DIN rail 	<p>4800</p> <p>Up to 3</p> <p>Up to 8 [up to 32 on demand]</p>
--	--



Case & Dimensions

<ul style="list-style-type: none"> ● Case ● Dimensions, mm ● Work temperature range 	<p>UV stabilized ABS</p> <p>68 x 95 x 37</p> <p>-20 ... +50 °C</p>
--	--

ANEXO F
NORMATIVAS DE MODULACIÓN (COMANDO +MS)

Modulation	<carrier>	Possible (<min_rx_rate>, <min_rx_rate>, (<min_tx_rate>), and <max_tx_rate>) Rates (bps)
Bell 103	B103	300
Bell 212	B212	1200 Rx/75 Tx or 75 Rx/1200 Tx
V.21	V21	300
V.22	V22	1200
V.22 bis	V22B	2400 or 1200
V.23	V23C	1200
V.32	V32	9600 or 4800
V.32 bis	V32B	14400, 12000, 9600, 7200, or 4800
V.34	V34	33600, 31200, 28800, 26400, 24000, 21600, 19200, 16800, 14400, 12000, 9600, 7200, 4800, or 2400
K56flex	K56	56000, 54000, 52000, 50000, 48000, 46000, 44000, 42000, 40000, 38000, 36000, 34000, 32000
V.90	V90	56000, 54667, 53333, 52000, 50667, 49333, 48000, 46667, 45333, 44000, 42667, 41333, 40000, 38667, 37333, 36000, 34667, 33333, 32000, 30667, 29333, 28000
V.92 downstream	V92	56000, 54667, 53333, 52000, 50667, 49333, 48000, 46667, 45333, 44000, 42667, 41333, 40000, 38667, 37333, 36000, 34667, 33333, 32000, 30667, 29333, 28000
V.92 upstream	V92	48000, 46667, 45333, 44000, 42667, 41333, 40000, 38667, 37333, 36000, 34667, 33333, 32000, 30667, 29333, 28000, 26667, 25333, 24000