

**ESTADO DEL ARTE DE LA MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE CARTAGENA**

**EDISON OSPINA MATEUS
WAGNER STEVEN GÓMEZ PÉREZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
CARTAGENA DE INDIAS D.T Y C**

2011

**ESTADO DEL ARTE DE LA MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA CIUDAD DE CARTAGENA**

EDISON OSPINA MATEUS
WAGNER STEVEN GÓMEZ PÉREZ

Monografía de Grado presentada para optar al título de Ingeniero Electricista
Minor en Sistemas de Potencia

Director
Enrique Vanegas

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
CARTAGENA DE INDIAS D.T Y C
2011

Nota de aceptación

Firma de Jurado

Firma de Jurado

Cartagena de Indias, D.T y C, Enero 23 del 2012.

Cartagena de Indias D.T y C. Enero 23 del 2012.

Señores

COMITÉ FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Cartagena

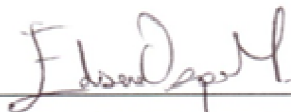
ASUNTO: PRESENTACIÓN MONOGRAFÍA DE GRADO.

Respetados señores:

Con toda atención me dirijo a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación la monografía titulada "ESTADO DEL ARTE DE LA MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE CARTAGENA" como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista.

Agradezco la atención prestada,

Cordialmente,



EDISON OSPINA MATEUS

C.C. 73.009.161 de Cartagena

Cartagena de Indias D.T y C. Enero 23 del 2012.

Señores

COMITÉ FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Cartagena

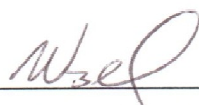
ASUNTO: PRESENTACIÓN MONOGRAFÍA DE GRADO.

Respetados señores:

Con toda atención me dirijo a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación la monografía titulada “ESTADO DEL ARTE DE LA MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE CARTAGENA” como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista.

Agradezco la atención prestada,

Cordialmente,



WAGNER STEVEN GOMEZ PEREZ

C.C. 73.006.751 de Cartagena

Cartagena de Indias D.T y C. Enero 23 del 2012.

Señores

COMITÉ FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Universidad Tecnológica de Bolívar

Cartagena

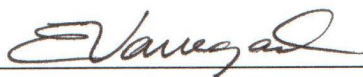
ASUNTO: PRESENTACIÓN MONOGRAFÍA DE GRADO.

Cordial saludo,

Por medio de la presente ratifico mi aceptación como director de la Monografía de Grado titulado "ESTADO DEL ARTE DE LA MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE CARTAGENA", del cual me permito hacer entrega formal del mismo, que será presentado por los estudiantes del programa de Ingeniería Eléctrica EDISON OSPINA MATEUS y WAGNER STEVEN GOMEZ PEREZ.

Agradezco la atención prestada,

Cordialmente,



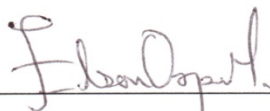
ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO

INGENIERO ELECTRICISTA

AUTORIZACIÓN

Cartagena de Indias, Enero 23 del 2012.

Yo, EDISON OSPINA MATEUS, identificado con la cedula de ciudadanía número 73.009.161 de Cartagena, autoriza a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía y publicarlo en el catalogo on-line de la biblioteca.



EDISON OSPINA MATEUS.

C.C. 73.009.161 de Cartagena.


COMPARECENCIA PERSONAL Y AUTENTICACION DE FIRMA

La Notaria Quinta del circulo de Cartagena.
DA FE que el anterior escrito dirigido a:

fue presentado personalmente por Edison Ospina Mateus
quien exhibió la C.C. No. 73009161
de _____
y T.P. No. _____ y manifestó que
la firma que aparece en el presente
documento es suya y acepta el contenido del
mismo como cierto. **23 ENE. 2012**
Cartagena

Edison Ospina
firma autografa

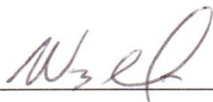
NOTARIA QUINTA DE CARTAGENA



AUTORIZACIÓN

Cartagena de Indias, Enero 23 del 2012.

Yo, WAGNER STEVEN GOMEZ PEREZ, identificado con la cedula de ciudadanía número 73.006.751 de Cartagena, autoriza a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía y publicarlo en el catalogo on-line de la biblioteca.



WAGNER STEVEN GOMEZ PEREZ
C.C. 73.006.751 de Cartagena.

COMPARECENCIA PERSONAL Y AUTENTICACION DE FIRMA

La Notaría Quinta del circulo de Cartagena.
DA FE que el anterior escrito dirigido a:

fue presentado personalmente por Wagner Steven Gomez Perez
quién exhibió la C.C. No. 73.006.751
de _____
y T.P. No. _____ y manifestó que
la firma que aparece en el presente
documento es suya y acepta el contenido del
mismo como cierto. **23 ENE. 2012**
Cartagena


firma autógrafa

NOTARIA QUINTA DE CARTAGENA



DEDICATORIA

“Dedico este trabajo a Dios que me fortalece día a día y me bendice enormemente en todos los objetivos que me trazo, a mis padres y especialmente a mi esposa de la cual he recibido su apoyo incondicional”

Wagner Steven Gómez Pérez

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	23
1. DEMANDA, MEDICIÓN Y PÉRDIDAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	26
1.1 IMPORTANCIA DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE ENERGÍA.....	28
1.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA E INFLUENCIA EN LA MEDICIÓN DE ENERGÍA	31
1.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	33
1.3.1 <i>Papel del gobierno en el tema de pérdidas de energía eléctrica</i>	36
1.3.2 <i>Actividades Ejercidas por empresas distribuidoras de energía colombianas para la reducción de pérdidas.</i>	40
2. GENERALIDADES EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y NORMATIVIDAD COLOMBIANA VIGENTE	47
2.1 GENERALIDADES EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	47
2.1.1 <i>Tipos de medición de energía eléctrica.</i>	48
2.1.2 <i>Medidores según la energía que miden.</i>	51
2.1.3 <i>Medidores de energía según la tecnología empleada.</i>	51
2.1.4 <i>Medidores según el tipo de conexión.</i>	53
2.2 NORMATIVA COLOMBIANA EN EL TEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	55
2.2.1 <i>Pronunciamiento de la CREG.</i>	55
2.2.2 <i>Reglamentaciones técnicas nacionales e internacionales en medición de energía eléctrica.</i>	57
3. MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	61
3.1. LECTURA AUTOMÁTICA REMOTA (AMR) Y TECNOLOGÍAS UTILIZADAS	62
3.1.1 <i>Redes de Radio Frecuencia (RF)</i>	63
3.1.2 <i>Comunicación por línea de transmisión (PLC)</i>	67

3.1.3 <i>Sistemas Híbridos de Lectura Automática Remota (AMR)</i>	68
3.2 GENERALIDADES DE LA MEDIDA CENTRALIZADA EN COLOMBIA.....	72
3.3 MEDIDA CENTRALIZADA	75
3.3.1 <i>Descripción General del Sistema</i>	76
3.3.2 <i>Definiciones de los componentes del sistema</i>	78
3.3.3 <i>Partes o componentes del sistema</i>	79
3.3.4 <i>Versiones del sistema</i>	90
4. CONCLUSION Y RECOMENDACIONES.....	94
5. BIBLIOGRAFIA.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Puntos de medición en fronteras comerciales estipulados por el MEM.	30
Figura 2. Número de usuarios y demanda energética del país en el año 2007.....	32
Figura 3. Pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda.....	35
Figura 4. Clasificación de pérdidas totales de energía eléctrica.	36
Figura 5. Estrategias y tecnologías de Electrocosta para la reducción de pérdidas.....	43
Figura 6. Cronograma de actividades de Electricaribe para la reducción de pérdidas....	44
Figura 7. Resultados de los proyectos de reducción de pérdidas periodo 2001-2007	45
Figura 8. Medición Directa de Energía Eléctrica	49
Figura 9. Medición semidirecta de energía eléctrica.....	49
Figura 10. Medición indirecta de energía eléctrica.....	50
Figura 11. Medidor de inducción o electromecánico.....	52
Figura 12. Medidor estático o electrónico.....	52
Figura 13. Medidor monofásico de 2 hilos.....	53
Figura 14. Medidor monofásico de 3 hilos.....	54
Figura 15. Medidor bifásico de 3 hilos.	54
Figura 16. Medidor trifásico de 4 hilos	55
Figura 17. Esquema de comunicación RF portátil.	64
Figura 18. Esquema de la tecnología de RF móvil.	65
Figura 19. Redes RF fijas para recolección de datos de energía.....	66
Figura 20a. Esquemático de un modem PLM y trama de datos sobre cruce por cero de voltaje en la línea.....	67
Figura 20b. Esquemático de un modem PLM y trama de datos sobre cruce por cero de voltaje en la línea.....	68
Figura 21. Sistema híbrido ARM de ARchenet.....	69
Figura 22. Sistema ARM inalámbrico en configuración enmallada de Cisco.....	71
Figura 23. Esquema general del sistema de Medida Centralizada.	76
Figura 24. Componentes del sistema	79

Figura 25. Modem de comunicación PLC (Power Line Carrier)	80
Figura 26. Modem de comunicación celular.....	81
Figura 27. Vista general del concentrador secundario.....	83
Figura 28. Tarjetas de control, comunicación e interconexión para los medidores de los consumidores.	84
Figura 29. Vista de Medidor electrónico.....	85
Figura 30. Display para visualización de consumos del cliente.....	87
Figura 31. Dispositivos de comunicación entre concentradores primarios y secundarios.	88
Figura 32. Esquema comunicación concentradores primarios y centro de gestión.....	90
Figura 33. Vista de la versión 1 del sistema de poder integrado.....	91
Figura 34. Vista de la versión 2 del sistema de poder integrado.....	93

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Reportes de pérdidas de energía en las empresas comercializadoras.....	34
TABLA 2. Selección de la Clase de exactitud de elementos para diferentes consumos.....	56

GLOSARIO

ARCHENET: es una red multinivel manejada a través de un host, compuesto por una Estación Central Huésped (Host Central Station), una Unidad Concentradora de Datos (Data Concentrator Units) y Unidades de Interfaz de Medición (Meter Interfacing Units).

AVM: Es un equipo electrónico que sirve como analizador eléctrico y verificador de la calibración de medidores de energía eléctrica, mostrando en forma simultánea la tensión, la corriente, la potencia real, el factor de potencia, la energía activa, y los errores en la medición comparada. Este equipo se utiliza como comparador con medidores monofásicos o fase a fase con otro tipo de medidores.

CDMA: multiplexación por división de código, acceso múltiple por división de código o CDMA (del inglés Code Division Multiple Access) es un término genérico para varios métodos de multiplexación o control de acceso al medio basados en la tecnología de espectro expandido.

Habitualmente se emplea en comunicaciones inalámbricas (por radiofrecuencia), aunque también puede usarse en sistemas de fibra óptica o de cable.

CISCO: Cisco Systems es una empresa multinacional con sede en San José (California, Estados Unidos), principalmente dedicada a la fabricación, venta, mantenimiento y consultoría de equipos de telecomunicaciones

Colector de datos: Su función es administrar cada uno de los módulos de medida (medidores) alojados en el Concentrador de Medida y Distribución (CMD). La gestión del colector es realizada por medio de dos puertos de comunicaciones, una que

Se conecta al sistema remoto en la empresa vía Celular, Línea Telefónica, GPRS o GSM y otra que se conecta con los módulos de medida vía radio frecuencia o PLC.

Esta unidad almacena los consumos de energía que provienen de los Concentradores de Medida y Distribución. Posibilita también a la empresa realizar las operaciones en sitio de desconexión, reconexión y lectura de manera remota.

Concentrador Primario: Equipo que tiene comunicación con el Centro de Gestión, su característica principal es que posee modem celular o telefónico.

Concentrador secundario o Concentrador de Medida y Distribución (CMD): Es el módulo que permite la conexión de la acometida y aloja los medidores electrónicos para la medición de cada suministro. En este módulo se podrá medir, conectar y desconectar remotamente de la red de baja tensión los consumidores asociados. De éste módulo también se derivan las acometidas de los suministros que distribuyen la energía.

Confiabilidad: Una de las características técnicas que determinan la utilidad de los resultados de un instrumento de medición es su grado de reproducibilidad. Esta se refiere al hecho de que los resultados obtenidos con el instrumento en una determinada ocasión, bajo ciertas condiciones, deberían ser similares si volviéramos a medir el mismo rasgo en condiciones idénticas.

Continuidad Eléctrica: Condición de una instalación, equipo o material, que permite la circulación de la corriente eléctrica entre dos puntos.

Creg: Comisión de Regulación de Energía y Gas, Institución gubernamental encargada de regular y vigilar los aspectos relacionados a las formas energía.

DCU: Unidad Concentradora de Datos (Data Concentrator Units)

DES: Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio, es el tiempo total medido sobre los últimos 12 meses en que el servicio es interrumpido un circuito. Los OR's deben calcular el indicador DES mensualmente para cada circuito.

ELECTRICARIBE: Empresa que presta servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano. Tiene más de 25.000 kilómetros de redes de alta tensión y media tensión y 25 subestaciones. Atiende 1.735.000 clientes en los siete departamentos de la Costa. Electricaribe, creada 1998, es controlada por la multinacional española Unión Fenosa.

Energía activa: Energía eléctrica susceptible de transformarse en otras formas de energía.

Energía reactiva: Es la energía utilizada para magnetizar los transformadores, motores y otros aparatos que tienen bobinas. No se puede transformar en energía útil.

Facturación: Conjunto de actividades que se realizan para emitir la factura, que comprende: lectura, determinación de consumos, revisión previa en caso de consumos anormales, liquidación de consumos, elaboración y entrega de la factura.

FES: Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio, mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un circuito durante los últimos doce meses.

Frontera Comercial: Se define como frontera comercial entre el OR (Operador de Red) o el comercializador y el cliente, los puntos de conexión del equipo de medida, a partir del cual el cliente se responsabiliza por los consumos y riesgos operativos inherentes a su red interna.

FSK: (Frequency Shift Keying), Modulación por desplazamiento de frecuencia es un tipo de modulación de frecuencia cuya señal modulante es un flujo de pulsos binarios que varía entre valores predeterminados.

En los sistemas de modulación por salto de frecuencia, FSK, la señal moduladora hace variar la frecuencia de la portadora, de modo que la señal modulada resultante codifica la información asociándola a valores de frecuencia diferentes.

GPRS: General Packet Radio Service (GPRS) o servicio general de paquetes vía radio es una extensión del Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Global System for Mobile Communications o GSM) para la transmisión de datos no conmutada (o por paquetes).

GSM: Sistema Global para las Comunicaciones Móviles (proviene de "Groupe Special Mobile") es un sistema estándar, completamente definido, para la comunicación mediante teléfonos móviles que incorporan tecnología digital. Por ser digital cualquier cliente de GSM puede conectarse de manera segura a la red informática de una compañía (LAN/Intranet), así como utilizar otras funciones digitales de transmisión de datos.

MIU: Unidades de Interfaz de Medición (Meter Interfacing Units).

Monofásico bifilar: Sistema de red que consta de dos conductores conectados a fase y neutro.

Monofásico trifilar: Sistema de red que consta de tres conductores conectados dos a fases y uno al neutro.

Operador de Red (OR): Operador de Red del Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL). Es la persona encargada de la

planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR y/o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

PLC: Comunicación por línea de transmisión, es un método en donde los datos electrónicos son transmitidos sobre las líneas de transmisión hacia la subestación y luego a un computador central ubicado en la oficina principal de la empresa distribuidora de energía.

PLM: Modem para líneas de transmisión (Power Line Modem) el cual envía tramas de datos binarios con el uso de una señal portadora aplicando la técnica de codificación por corrimiento de frecuencia (FSK).

PSTN: Es la Red de Telefonía Pública conmutada (PSTN: Public Switch Telephone Network).

RF: El término radiofrecuencia, también denominado espectro de radiofrecuencia o RF, se aplica a la porción menos energética del espectro electromagnético, situada entre unos 3 Hz y unos 300 GHz.

RS-232:(Recommended Standard 232, también conocido como Electronic Industries Alliance RS-232C) es una interfaz que designa una norma para el intercambio serie de datos binarios entre un DTE (Equipo terminal de datos) y un DCE (Data Communication Equipment, Equipo de Comunicación de datos),

RS 485: También conocido como **EIA-485**, Está definido como un sistema en bus de transmisión multipunto diferencial, es ideal para transmitir a altas velocidades sobre largas distancias (35 Mbps hasta 10 metros y 100 Kbps en 1.200 metros) y a través

de canales ruidosos, ya que reduce los ruidos que aparecen en los voltajes producidos en la línea de transmisión.

Sistema de distribución local (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el sistema de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicado a la prestación de servicio en uno o varios mercados de comercialización.

Sistema de transmisión regional (STR): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; Conformado por el sistema de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

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 y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para un sentido apropiado de las conexiones.

Los transformadores de corriente tienen como finalidad, llevar el valor de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Estos se deberán conectar en serie con las líneas de alimentación y estarán sujetos a las mismas sobre tensiones y sobrecorrientes que las líneas.

Transformador de Tensión: El 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 y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

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

Upme: (Unidad de Planeación Minero Energética), es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004.

Tiene como misión desarrollar de manera participativa el planeamiento integral y la gestión de la información de los sectores energético y minero, para contribuir al desarrollo sostenible del país.

Usuario no regulado: Persona natural o jurídica con una demanda máxima definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados y observando condiciones especiales pactadas libremente con él.

Usuario regulado: Persona natural o jurídica con una demanda máxima definida, cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y a quienes se aplica el Contrato de Condiciones Uniformes.

RESUMEN

La intención principal de este trabajo de monografía es dar a conocer el proceso de la implementación de tecnologías como la MEDIDA CENTRALIZADA para la recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas en los sistemas eléctricos de distribución, dichas pérdidas se encuentran representadas en hurtos o intervención de acometidas por parte de los usuarios, mala infraestructura de las redes, descalibración de equipos de medida entre otros aspectos que contribuyen a la pérdida o fugas de energía.

La tecnología antes mencionada utiliza la centralización de la medida en puntos lejanos para el acceso de personal no autorizado, además de implementar sistemas de comunicación remota para acceder a los datos almacenados por cada uno de los módulos de medida asignados a cada predio, en los cuales se puede acceder a los consumos de energía en tiempo real, así como el consumo acumulado mes. Dicho sistema también ofrece funcionalidades como la de corte y reconexión del servicio de energía entre otras.

En la actualidad la tecnología de MEDIDA CENTRALIZADA cuenta con un marco jurídico y técnico que garantiza la fiabilidad y seguridad de la implementación, además de contar con normas aprobadas por la CREG y la ICONTEC.

INTRODUCCIÓN

Ante los notables incrementos de consumo de energía eléctrica como consecuencia del desarrollo de los sectores residenciales, industriales y comerciales del país, las compañías de distribución y comercialización de energía se ven en la necesidad de incrementar su plataforma tecnológica para optimizar las gestiones productivas y comerciales relacionadas al control de suministro del flujo energético a cada uno de sus consumidores y a la vez asegurando parámetros de calidad, continuidad y confiabilidad exigidos por la ley.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos hechos por las compañías para satisfacer las demandas crecientes de su región, se presentan de manera simultánea restricciones de carácter jurídico, técnico, económico y social que afectan el normal desarrollo del negocio.

Las pérdidas de energía eléctrica, los errores en las mediciones de la misma, la obsolescencia de ciertos activos que operan en la actualidad, el incremento en los costos del servicio y las restricciones económicas y técnicas establecidas por entes gubernamentales como la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, son solo algunos factores por los que las compañías de distribución y comercialización de energía tienen que desenvolverse para sostenerse en el mercado de la energía eléctrica.

Para obtener indicadores sobre el desempeño del negocio que permitan a la compañía enfrentar de manera satisfactoria los factores anteriormente mencionados y controlar el suministro de energía a la gran cantidad de clientes, la medición de energía eléctrica es un tema de vital importancia que cuantifica la cantidad de

energía comprada y vendida por la compañía y que le permite identificar irregularidades en sus procesos.

Hoy en día la tecnología en la medición de energía eléctrica en los diferentes eslabones de la cadena productiva de la energía eléctrica (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización) no solo se dedica a medir con precisión el consumo de la misma sino que también se le proporciona funciones de acceso remoto y automatización en la captura, envío y registro de datos en tiempo real.

Particularmente en las compañías de distribución y comercialización de energía basadas en esas nuevas funcionalidades luego de evaluar las grandes ventajas del mismo, están emigrando del esquema de medición tradicional de energía (sistemas electromecánicos) a la nueva tecnología de la Medida Centralizada de Energía Eléctrica.

El principio de la tecnología en Medida Centralizada se fundamenta en la “centralización” de los puntos de medición de varios clientes de una zona específica por medio de una caja instalada en un lugar fuera del alcance de particulares y donde solo funcionarios de la compañía tengan acceso a la misma. Las mediciones son enviadas a un centro de gestión de información de manera automática utilizando protocolos de comunicación que le permitan a la compañía distribuidora analizar los datos de consumo de sus clientes. Se tiene además la facultad de suspender y reconectar circuitos de manera remota para fines de mantenimiento o por incumplimiento en la liquidación del servicio consumido por parte del cliente. Las ventajas saltan a la vista: Disminución de acceso fraudulento a las redes de distribución y a los medidores de energía, mayor control del suministro energético, disminución de costos de lectura y facturación, gestión de información en la demanda de sus clientes, etc.

El objetivo de este documento es tratar la tecnología de la Medida Centralizada de Energía Eléctrica refiriéndose a diferentes aspectos relacionados en cuanto a sus especificaciones técnicas de los elementos que lo componen, funcionalidades integrales del sistema, pronunciamientos de la NTC (Normas Técnicas Colombianas) sobre esta tecnología, lineamientos jurídicos regidos por las CREG en cuanto al tema de la medida de energía en el sector de distribución, los beneficios para el usuario y la compañía.

El documento se desarrollará de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se resalta la importancia de regular el proceso de medición de energía eléctrica en Colombia, teniendo en cuenta la distribución de la demanda eléctrica y la gran cantidad de medidores del sector residencial abarcando la temática de las pérdidas de energía eléctrica y su erradicación con proyectos administrativos y tecnológicos como lo es la Medida Centralizada.

En el capítulo 2 se habla de conceptos generales de medición de energía eléctrica, el marco normativo colombiano para su instalación y uso y las tecnologías actuales de medición.

En el capítulo 3 se abarca el tema de la Medida Centralizada conocido a nivel mundial como AMR (Automated Meter Reading) mencionando las diferentes tecnologías de implementación, sus ventajas, y describiendo de forma técnica las partes de un sistema de Medida Centralizada implementada en Colombia y conocido como Sistema de Poder Integrado.

Finalmente se menciona las conclusiones del documento y su bibliografía.

1. DEMANDA, MEDICIÓN Y PÉRDIDAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Los esfuerzos que las empresas operadoras de red (OR) han encaminado para reducir los índices de pérdidas de energía se concentran en soluciones de carácter técnico, administrativo, social y comercial que de manera gradual esperan atenuar las causantes que originan tales pérdidas[11]. La implementación de la tecnología de Medida Centralizada de Energía Eléctrica es un método de carácter técnico con el fin de atacar directamente las causantes de pérdidas de energía de naturaleza técnica como no técnica, mencionándose entre ellas, el robo de energía con conexiones no autorizadas, el fraude en medidores de energía, la des-calibración de los mismos, y los errores humanos cometidos durante el registro y lectura del consumo energético de los usuarios. Esta tecnología se ha estado implementando en ciudades como Manizales, y en algunos municipios de la Costa Atlántica, como Cartagena, Maicao, Montería, Santa marta, Barranquilla,

Para las empresas distribuidoras y comercializadoras es importante hacer la diferenciación entre las pérdidas técnicas y no técnicas a partir de las pérdidas totales reportadas dentro de sus sistemas de distribución para poder asignar proyectos pertinentes y respectivos que procuren la reducción de cada tipo de pérdida. Esta necesidad de discriminar pérdidas se presenta a partir del año 2002 en donde un grupo de consultores expertos sugieren a la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) la necesidad de discrepar entre cada tipo de pérdida basados en estudios complejos y haciendo uso de métodos estimativos a cada uno

de los operadores de red[1]. Es entonces que a partir de estos resultados estimativos se ha podido establecer la identificación de cada tipo de pérdida y en las que cada una de las empresas distribuidoras y comercializadores han definido el nivel de inversión para la implementación de tecnologías que contribuyan a la reducción de las mismas, mencionando entre ellas, el sistema de Medida Centralizada.

Con el fin de entender la justificación de la OR's (Operadores de Red) para implementar métodos en la reducción de pérdidas, es pertinente entonces hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Qué perjuicios representan las pérdidas de energía a los agentes del mercado de energía en general? ¿Qué perjuicios representa para los usuarios?
- ¿Quiénes se responsabilizan por las pérdidas técnicas y no técnicas? ¿Cómo identificar cada tipo de pérdidas para posteriormente asignar responsabilidades?
- ¿Qué consideraciones tiene el gobierno nacional con respecto al tema de pérdidas de energía? ¿Existen reglamentaciones al respecto?

Tales cuestiones , que se resuelven en el transcurso del capítulo, conducen a que las empresas comercializadoras y distribuidoras se incentiven a ejecutar planes que procuren la reducción de pérdidas de energía y es por tanto que se reconoce a la tecnología de la Medida Centralizada de Energía Eléctrica como un método efectivo en la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de energía, guiada bajo un marco regulatorio establecida por el Estado que los incentiva y los vigila en su implementación, y que finalmente trae beneficios tanto a los operadores de red como a los mismos usuarios.

En este capítulo se pretende identificar la importancia de la Medida Centralizada como método efectivo para la reducción de pérdidas de energía dentro de los sistemas de distribución y comercialización, reconociendo el notable impacto de las pérdidas de energía en mayores proporciones para los sistemas de distribución y comercialización (en comparación a los sistema de medición de generadores y transportadores cuya lectura en su mayoría es remota), la asignación de responsabilidades por tales pérdidas tanto para las empresas distribuidoras, comercializadoras y los usuarios, el rol del gobierno nacional en su control y reducción, y finalmente los beneficios que trae implementar la Medida Centralizada (o cualquier otro método que incentive la reducción de pérdidas) tanto para las empresas distribuidoras, comercializadoras y a los mismos usuarios.

1.1 IMPORTANCIA DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

Los procesos de producción y consumo de la energía eléctrica en Colombia se encuentran regulados bajo el esquema planteado por las leyes 142 (ley de servicios públicos)

[2] y 143 (ley eléctrica)[3] del año 1994, cuya marco regulatorio establece la liberación de los mercados y la competencia sana entre ellos. Las actividades de compra y ventas de la energía se desarrollan dentro de un esquema de Mercado de Energía Mayorista (MEM)¹ el cual brinda un escenario donde generadores y comercializadores hacen negocios sobre las cantidades de energía que se necesita para satisfacer las necesidades energéticas de sus clientes.

Dada la naturaleza misma de la energía eléctrica como producto intangible, no almacenable e insustituible en el corto plazo para fines de negociación en un

¹ Página oficial del MEM, www.xm.com.co

Mercado de Energía Mayorista, su cuantización se hace solo a través de medidores de energía. Este es el único método efectivo para ejercer control sobre la cantidad del producto que ha sido comprado y vendido por los agentes del mercado y que permite en las fronteras comerciales, en las subestaciones y en el punto de conexión de los usuarios finales establecer la cantidad consumida para fines de liquidaciones, cargos y facturaciones de las transacciones acordes a la actividad ejercida por un agente en el Mercado de Energía Mayorista. Es así que en Colombia existen principios técnicos, regulatorios y comerciales enfocados en el tema de la medición de energía que impulsan a gestionar el control en el error de las medidas hasta unos niveles tolerables² que reducen la posibilidad de distorsiones en las liquidaciones periódicas de las transacciones de un agente en el MEM.

Los puntos más relevantes en la medición de energía eléctrica en Colombia corresponden a las conocidas fronteras comerciales en donde según [4] se definen las siguientes:

- Puntos de consumo de energía de usuarios no regulados.
- Puntos de consumo de energía de los Usuarios Regulados atendidos por otro comercializador diferente al distribuidor local.
- Puntos de consumo de energía de los Alumbrados públicos y las Zonas Francas.
- Puntos de conexión entre empresas Distribuidoras.
- Puntos de conexión entre empresas Transportadoras.
- Puntos de conexión entre el Transportador y el Distribuidor.
- Consumos propios de las plantas de Generación.
- Puntos de entrega de energía de los generadores a las redes de transmisión o distribución en el nivel de alta tensión de la red.

²La especificación de los niveles de tolerancia para los medidores y otros componentes se observan en la sección 2.2.2.1

- Puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de los Enlaces Internacionales, utilizados como referencia para efectos de comparación de precios para Transacciones Internacionales de Energía (TIE).

En la Figura 1 se observa los puntos de medición denominados como las fronteras comerciales dentro del Sistema Interconectado Nacional necesarios para realizar intercambios comerciales estipulados por el MEM.

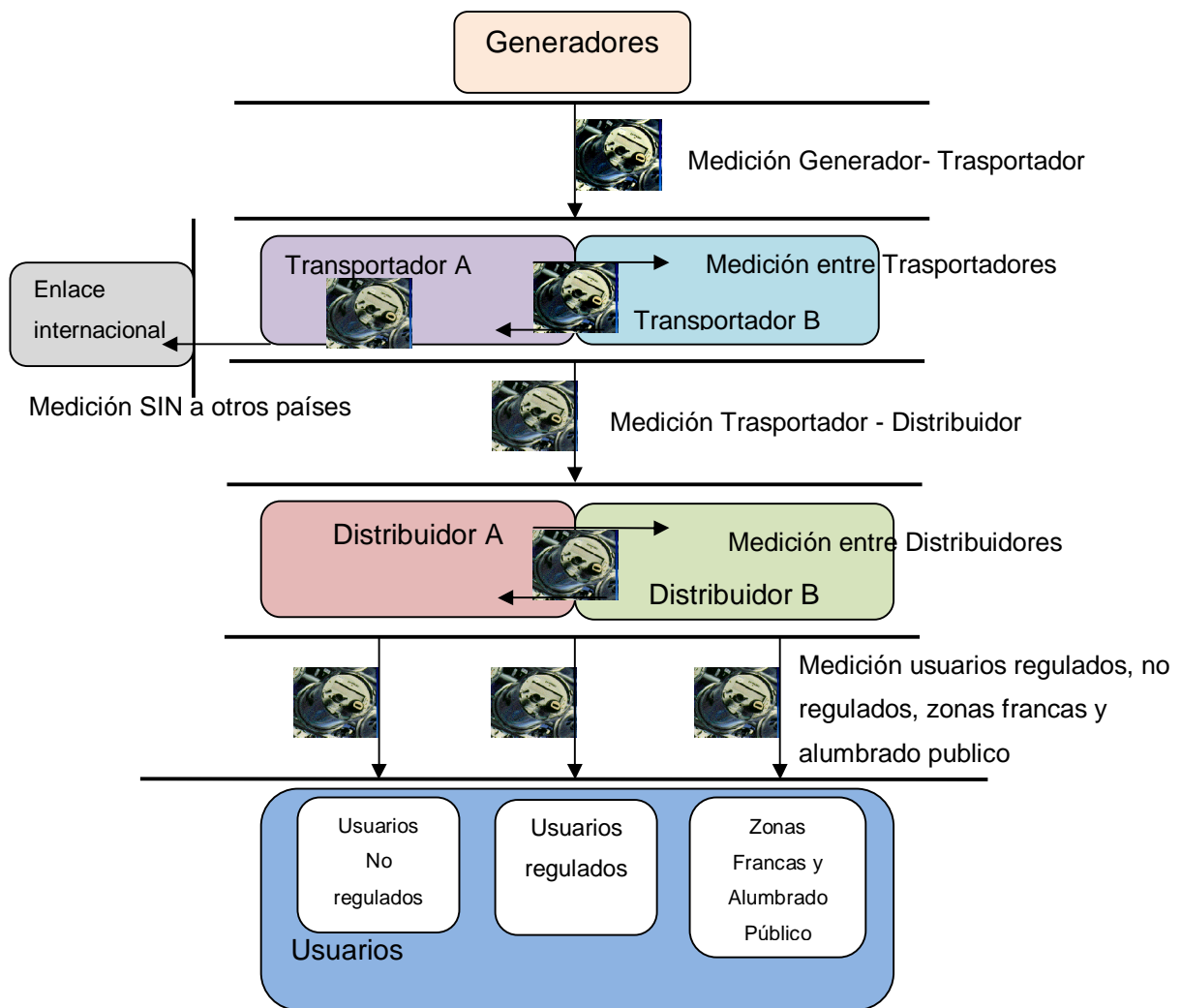


Figura 1. Puntos de medición en fronteras comerciales estipulados por el MEM.

A pesar de los esfuerzos por gestionar el tema del control de la medición de energía en cualquier eslabón de la cadena productiva de la energía eléctrica, errores de carácter técnico y humano son siempre inherentes al proceso de medición, e incluso la ausencia de este proceso en algunos puntos de consumo en su mayoría en el sector de distribución y comercialización de energía. Estos factores solo pueden representar desbalances entre la energía que se compra y se vende, considerando el diferencial como pérdidas de energía no facturadas.

Por otro lado, la identificación, cuantización y control de pérdidas de energía es un tema que aun hoy día tanto la CREG, como las empresas transportadoras, comercializadoras y distribuidoras de energía analizan para evaluar su impacto en sus respectivos negocios y así proyectar planes para su reducción y asignación de reconocimientos de tales pérdidas a los responsables de los mismos.

1.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA E INFLUENCIA EN LA MEDICIÓN DE ENERGÍA

La demanda de energía en Colombia según [12] está constituida por la totalidad de ventas facturadas por las distribuidoras y comercializadoras, más las cargas especiales industriales conectadas al sistema de transmisión por su alto consumo y finalmente las pérdidas totales presentadas en el sistema.

$$\text{Demanda} = \text{Ventas (distribuidoras)} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

De acuerdo al Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2008-2022 presentado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se presenta que el 91,1% de la totalidad de usuarios del sistema interconectado nacional pertenecen al sector residencial (8.420.842 usuarios) cuyo consumo de energía

representa un 42% de la demanda total del país. En la Figura 2 se observa las distribuciones presentadas por la UPME.

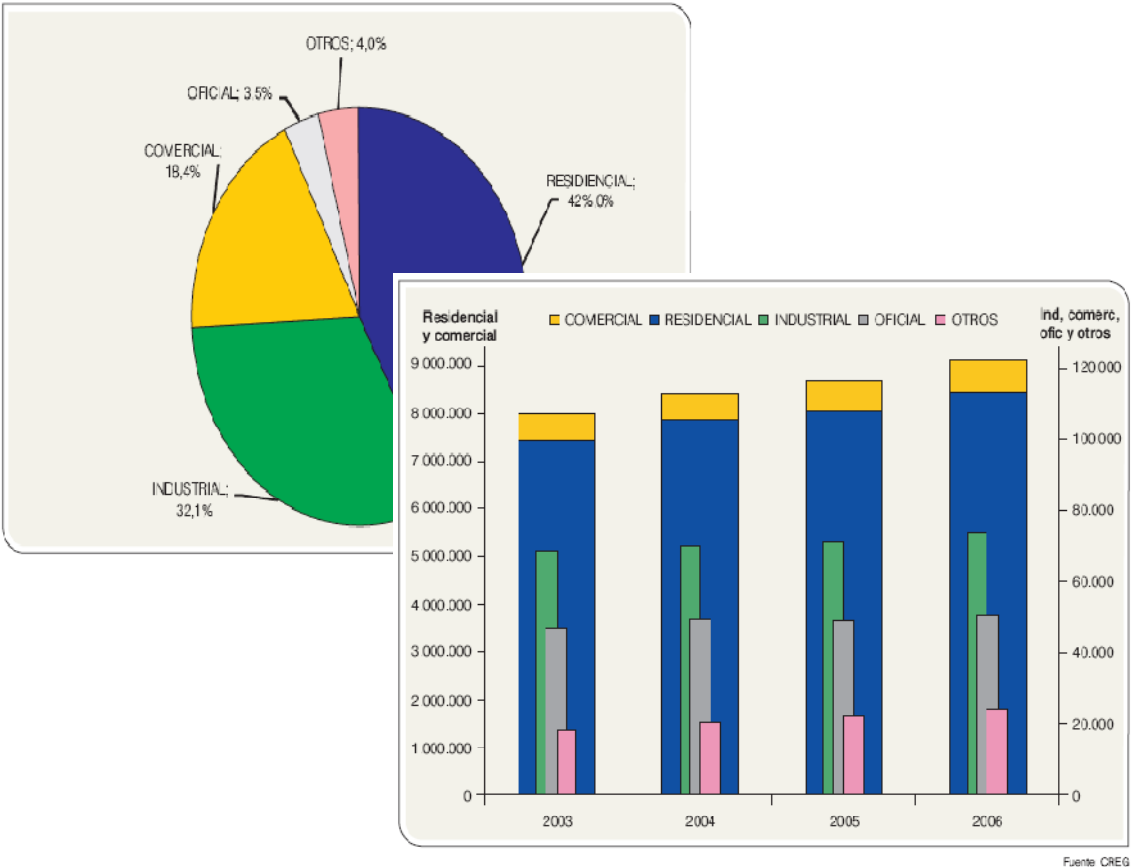


Figura 2. Número de usuarios y demanda energética del país en el año 2007³

En vista a la gran cantidad de usuarios del sector residencial, es de notar que el control del consumo de energía a cada uno de los usuarios ejercido por las compañías de distribución y comercialización es mucho más complejo que el

³Figura tomada de Plan de Expansión de referencia UPME 2008-2022

ejecutado por los agentes de los otros eslabones de la cadena del mercado de energía.

Esto representa mayor número de medidores por lo cual el error en la medición se ve magnamente manifestado en este sector. Los errores en la medición pueden ser atribuidos a falta de exactitud de los equipos electro-mecánicos tradicionales, a la falta de control y vigilancia a cada uno de estos, a los errores de lectura y registro ocasionados por los encargados de esta tarea, al uso de aproximaciones en la facturación, entre muchas otras.

Empresas distribuidoras y comercializadores de energía son conscientes de la importancia de mejorar los procesos de medición de energía para el control minucioso de los consumos y reducir las causantes de pérdidas de energía. Para esto han hecho inversiones en diferentes tipo de tecnología de medición que tienen en cuenta factores que van desde la exactitud de las lecturas hasta la recolección remota de los consumos desde una oficina central de la empresa correspondiente.

1.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Desde el punto de vista comercial, se evidencia pérdidas de energía cuando una empresa comercializadora se percató que la energía de entrada que fue comprada al mercado mayorista no es totalmente facturada y no recibe las utilidades esperadas. Algunos reportes de empresas Distribuidoras y/o Comercializadoras sobre las pérdidas de energía en su mercado atendido en el año 2007 con cifras en GWh-año se observan en la Tabla 1.

Empresa	Entrada	Salida	Porcentaje de Pérdidas XM-SUI
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	2,511,890,022	2,307,057,849	8.15%
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	827,087,934	549,402,765	33.57%
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P.	922,248,327	715,667,985	22.40%
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	1,131,409,352	887,299,222	21.58%
Codensa S.A. E.S.P.	11,965,617,427	10,889,721,433	9.16%
Compañía De Electricidad De Tulua S.A.	201,911,652	160,269,913	20.62%
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.	1,886,758,633	1,543,714,688	18.61%
Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P.	148,082,182	105,371,265	28.17%
Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	4,129,804,086	3,638,183,827	11.90%
Electrificadora De Santander S.A.	2,035,959,341	1,686,929,891	16.65%
Electrificadora Del Caquetá S.A. Esp.	141,189,008	110,913,649	21.44%
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.	5,870,262,570	4,860,971,068	17.36%
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.	923,049,562	773,869,745	16.16%
Electrificadora Del Meta S.A. Esp.	694,164,630	546,854,191	21.22%
Empresa De Energía De Arauca E.S.P.	131,645,951	91,906,520	30.49%
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.	1,755,243,605	1,616,127,468	13.62%
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P.	794,362,208	630,297,217	20.65%
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.	630,541,711	508,717,266	19.32%
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	7,329,442,116	7,125,816,022	2.78%
Empresa De Energía Del Putumayo S.A. E.S.P.	32,949,969	25,494,078	22.63%
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	423,519,095	358,428,051	15.37%
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.	9,417,618	7,523,870	20.11%
Empresas Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	19,652,340	18,704,492	4.82%
Empresas Municipales De Cali Eice	3,632,844,220	3,308,019,913	13.68%
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.	143,177,626	115,549,143	19.30%
Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	8,295,952,684	7,632,533,855	8.00%
Energía Telecomunicaciones Aseo Y Acueducto Etaservicios S.A. E.S.P.	1,477,426,870	1,365,231,371	7.59%
Ruloque E.S.P.	4,308,724	2,446,507	11.74%
Empresa de Energía del Guaviare S.A. E.S.P.	33,950,555	7,493,673	11.74%
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	32,063,250	27,855,166	12.61%
Municipio de Campamento	3,345,521	0	11.74%
Empresas Públicas de Yarumal E.S.P.	51,302,038	47,905,825	8.82%

Tabla 1. Reportes de pérdidas de energía en las empresas comercializadoras⁴

⁴Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI)

Es más probable que algunas empresas reporten el índice de pérdida comercial y no el de balance energético, siendo el primero de ellos, mayor que el otro. En la Figura 3 se muestra la evolución de las pérdidas de energía vista desde la demanda y vistas de desde las ventas publicadas en el Plan de Expansión de referencia Generación -Transmisión 2009-2023 presentada por la UPME.

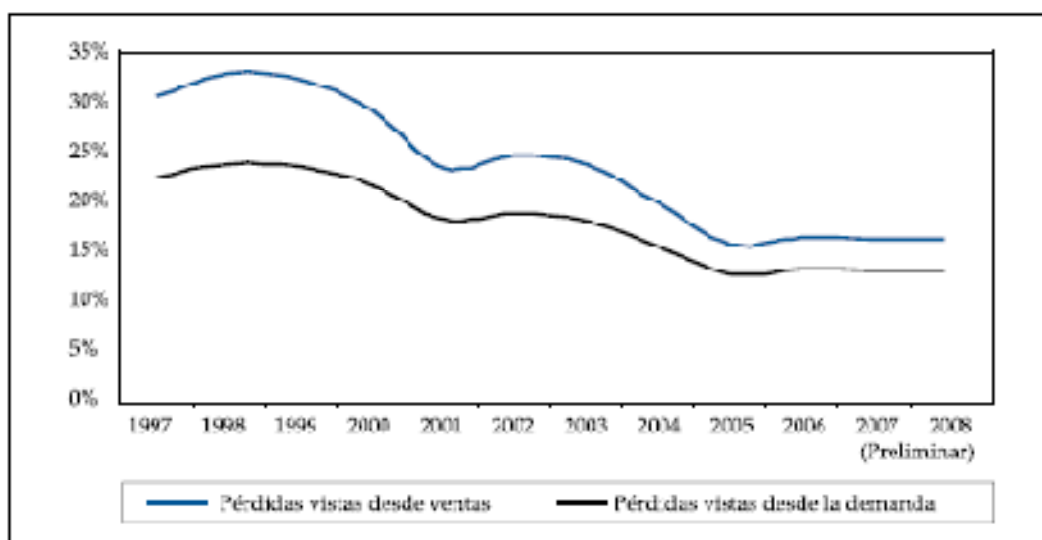


Figura 3. Pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda⁵.

Se observa que con el paso del tiempo las pérdidas vistas desde las ventas se aproxima a las pérdidas vistas desde de la demanda lo que quiere decir que las empresas de Distribución y Comercialización han estado desarrollando proyectos para reducir las pérdidas que anteriormente no se habían podido facturar.

La diferencia entre la energía recibida y la energía facturada tiene implícito dos tipos de pérdidas: Técnica y no técnicas.

⁵ Tomado del Plan de Expansión de referencia Generación -Transmisión 2009-2023 presentada por la UPME

Las pérdidas técnicas son pérdidas de energía debidas a aspectos relacionados con el diseño, la planeación, la construcción y la operación del sistema eléctrico, siendo generadas en conductores, transformadores y equipos eléctricos. Las pérdidas No Técnicas son por el contrario, resultado en gran medida, de ineficiencias en las prácticas administrativas y comerciales: errores en la medición, facturaciones inadecuadas basadas en promedio, robo de energía y fraude. En la Figura 4 se observa la clasificación de pérdidas de energía.

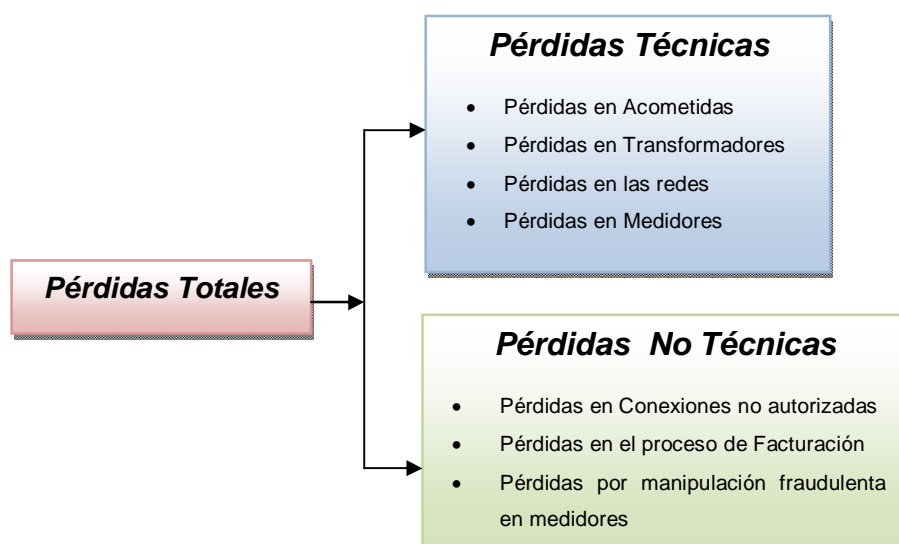


Figura 4. Clasificación de pérdidas totales de energía eléctrica.

1.3.1 Papel del gobierno en el tema de pérdidas de energía eléctrica. El gobierno reconociendo el tema de las pérdidas y su naturaleza perjudicial tanto para las empresas como para los usuarios, ha fijado a través de Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) resoluciones destinadas a la consecución de metas en la reducción de pérdidas de energía. Anuncia igualmente lineamientos para asignar las responsabilidades correspondientes de las pérdidas de energía entre los participantes.

Entre algunos de los documentos emitidos por la Comisión en el tema de pérdidas se mencionan:

- **Resolución CREG 099 de 1997⁶** en donde se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local para el periodo tarifario de 1998 hasta 2002 teniendo en cuenta además los cargos para las pérdidas totales reconocidas por nivel de tensión. En ese periodo aun no se disgregaba entre pérdidas técnicas y no técnicas y por tanto los cargos reconocidos solo se hacían sobre la totalidad de pérdidas sin considerar la naturaleza ni el origen de las mismas.

La Comisión luego de conocer la importancia de discriminar entre pérdidas técnicas y no técnicas por el predominio de estas últimas, decide realizar estudios complejos para su identificación y clasificación. Con respecto a las pérdidas técnicas la comisión reconoce que estas están asociadas a la configuración de las redes del sistema de transmisión regional (STR) y los sistemas de distribuidor local (SDL) que se encuentran especialmente adaptadas a las concentraciones particulares de la demanda del mercado atendido. Es por eso que la totalidad de estas pérdidas no pueden ser asumidas por el distribuidor y el comercializador y parte de ellas deben ser reconocidas y trasladadas a la tarifas de los usuarios en proporciones justas que estipule la CREG por el solo hecho de adaptar las redes al requerimiento del cliente. De igual manera, la asignación de responsabilidades en las pérdidas no técnicas también se distribuyen entre los usuarios, los comercializadores y los distribuidores en proporciones que estipulen la CREG teniendo en cuenta que el origen de estas pérdidas tiene altas connotaciones de la problemática social y económica del mercado atendido. El cálculo de estas proporciones como producto de un complejo estudio, tienen en cuenta variables económicas, sociales y técnicas que se presenten en el momento de hacer el estudio y que queda sujeto a constantes actualizaciones.

⁶ Tomado de la pagina web www.creg.gov.co,

- **Decreto CREG 387 del 2007⁷**: en su artículo 3 establece en su literal b: *“Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán así: las pérdidas técnicas por la energía transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales. La CREG definirá la metodología de cálculo para determinar y asignar estas pérdidas. Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la CREG, mediante una senda para lo cual tendrá en cuenta lo establecido en los literales c. y e. siguientes. En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, que le será asignado según el procedimiento que establezca la CREG y sin que se afecte el balance de las transacciones del Mercado Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final solo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador”*.

En el literal c) del mismo artículo establece: *“La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada Mercado de Comercialización”*.

En el literal d) puntualiza: *“El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el Mercado de Comercialización asociado a sus redes”*.

Y finalmente en el literal e) estipula: *“La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Mercado”*.

⁷ Tomado de la pagina web www.creg.gov.co,

Con este literal se comparte de manera conjunta los beneficios que trae los proyectos de reducción de pérdidas No Técnicas tanto para la empresa como para los usuarios en tiempos futuros.

- **Resolución CREG 121 de 2007⁸**: Retoma las políticas definidas en el artículo 3 del decreto 2007, modificado por el decreto 4977 el 27 de diciembre del 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización. En esta resolución se hacen algunas formulaciones desarrolladas por fases para la asignación de pérdidas no técnicas a los comercializadores de un mercado como también la asignación a los Operadores de Red de las pérdidas totales de energía que superan la senda de reducción de pérdidas.

- **Circular CREG 055 del 2007⁹**: En este documento, la comisión solicita a las todas las empresas distribuidoras del país reportar información sobre las pérdidas de su sector para desarrollar estudios conducentes al establecimiento de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario del 2008 al 2012. En este se adjunta un cuestionario muy específico dirigido a conocer los porcentajes de pérdidas totales de la empresa, la capacidad de discriminar entre pérdidas técnicas y no técnicas, el nivel de inversión en mejoras de plataforma técnica y trabajo social, criterios para reducir pérdidas, las políticas para la recalibración de los medidores, la identificación de los tipos de fraude, consideración de las necesidades de la comunidad, entre muchos otros puntos.

En general, los principales elementos que se ejercen para la reducción de pérdidas se mencionan:

Incentivos: esto permite que las empresas distribuidoras y comercializadoras aumenten su rentabilidad alcanzando mejores resultados de los que se

⁸Tomado de la pagina web www.creg.gov.co,

⁹Tomado de la pagina web www.creg.gov.co,

pronostiquen. Para ello se establece una meta de nivel de pérdidas. Los costos incurridos en los planes de reducción de pérdidas son reconocidos por la regulación con el traslado de estos a todos los usuarios Regulados y no regulados del mercado atendido.

Penalidades: en caso de que la empresa distribuidora no permanezca por debajo de las sendas de eficiencia estipuladas por la Comisión en la ya mencionada resolución 121 del 2007, esta debe hacerse responsable de las pérdidas excedidas y la vez recibiendo bajos retornos de la inversión.

Control del proceso de medición: las empresas distribuidoras y comercializadoras deben mejorar los estándares de medida para reducir los errores humanos y técnicos inherentes en el proceso de lectura de los consumos.

1.3.2. Actividades Ejercidas por empresas distribuidoras de energía colombianas para la reducción de pérdidas. Algunos de las principales causas del comportamiento de pérdidas crecientes en las empresas podrían explicarse por diversos factores, entre los que se incluirían:

- Carencia de una gestión integrada tendiente a reducir el nivel de pérdidas.
- Deterioro de la situación económica: incremento de consumidores de nivel subnormales, robos de energía y zonas de orden público.
- Disminución de recursos disponibles, en especial en las empresas estatales, para invertir en planes que permitan disminuir las pérdidas.
- Diferencias de mercado: empresas como Codensa, EPM, Tulúa y Popayán atienden zonas mayoritariamente urbanas, lo que les permite un mayor control de las pérdidas.
- Falta de apoyo de algunas entidades gubernamentales en la gestión de pérdidas que debe realizar la empresa.
- Diferencias culturales que en algunas zonas que limitan los resultados en la reducción de las pérdidas (no pago, no cobro coactivo efectivo).

Hoy día las empresas distribuidoras del país ya están desarrollando planes de reducción de pérdidas no técnica con resultados positivos. La ejecución de estos planes de reducción de pérdidas ha comenzado por estudios que determinan las causas de las pérdidas de energía eléctrica, y que luego de conocerlas desarrollaron planes y programas en pro de la reducción de estas, y finalmente se implementaron planes de sostenimiento de metas. Las actividades realizadas para la reducción de pérdidas tanto de carácter técnico como no técnico, reúne acciones técnicas, administrativas, sociales y comerciales. Las principales acciones tomadas por las empresas nacionales son las siguientes¹⁰:

- Implementación en las empresas de sistemas integrados de información, donde se disponga de la ubicación y dirección de todos los clientes.
- Implementación de programas de financiación para legalización de instalaciones, incluyendo la instalación de medidores de energía en instalaciones que no lo poseen.
- Legalización de instalaciones conectadas ilegalmente.
- Levantamiento topológico de la red y vinculación de clientes con transformadores y circuitos primarios y secundarios.
- Instalación de macro medidores y su vinculación con circuitos secundarios y clientes.
- Energía prepago.
- Cambio de redes secundarias en mal estado.
- Instalación de cajas porta borneras para derivación de acometidas.
- Instalación de caja hermética para medidor y cable anti fraude para acometidas
- Sellado de tapas de cajas de distribución
- Definición de monto de sanciones por uso fraudulento de energía
- Formalización del consumo de alumbrado público. Levantamiento y actualización de luminarias.

¹⁰ Circular 24 2008 Creg información general

- Charlas informativas dirigidas a la comunidad sobre el uso de la energía y consecuencias del fraude.

Entre muchos de los métodos mencionados anteriormente para la reducción de pérdidas no técnicas, se está adoptando un método de medición moderno conocido como Medida Centralizada para atacar de forma agresiva el robo de energía a través de conexiones ilegales y la ejecución de actos fraudulentos a los medidores de energía, como también la atenuación de los errores de medición y facturación de energía eléctrica consumida por los usuarios regulados y no regulados. Este método se basa en la centralización de las medidas de energía de los usuarios en un punto común donde medidores electrónicos con especificaciones técnicas reguladas registran los consumos de los usuarios y los envían por medio de comunicaciones electrónicas a un centro de gestión para llevar a cabo las operaciones de facturación, análisis de información y detección de irregularidades

Algunos de los métodos, estrategias y tecnologías para la detección y reducción de pérdidas se observan en la Figura 5.

Implementación Medida centralizada y energía prepago



Figura 5. Estrategias y tecnologías de Electrocosta para la reducción de pérdidas.¹¹

En particular, según Figura 5, la empresa Electricaribe-Electrocosta en el año 2000 se comenzó a plantear el plan operativo de disminución de pérdidas, realizando el diseño del plan, consolidando los equipos de trabajo e instalando medidores en grandes clientes directos. En la Figura 6 se observa el cronograma de actividades por los cuales Electricaribe ha ejecutado para la disminución de pérdidas de energía. Se observa que a principios de 2005 se ha iniciado la implementación de la tecnología de la medida centralizada

¹¹ Referirse a la bibliografía el documento numero [10]

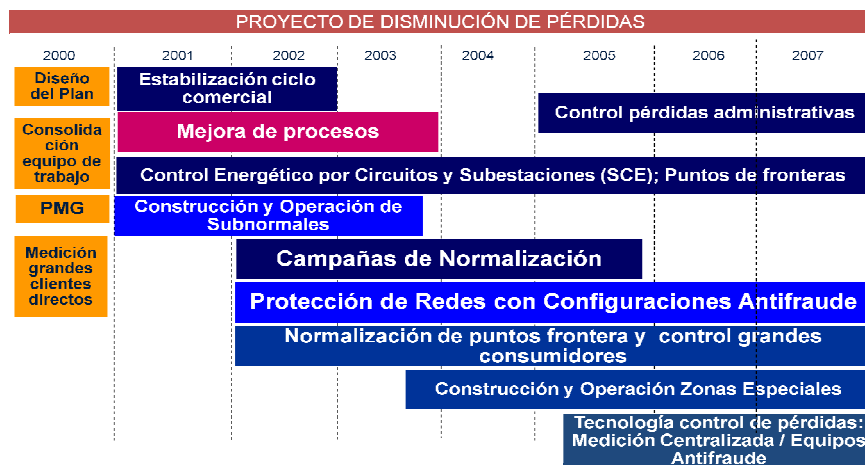


Figura 6. Cronograma de actividades de Electricaribe para la reducción de pérdidas.¹²

En el año 2001 el índice de pérdidas se encontraba en un valor de 32.3% y se comenzaron a tratar las pérdidas administrativas, se normalizaron los clientes de medida especial y fronteras, se identificaron las zonas con operación restringida para la instalación de medidores. Para el año 2002 el índice de pérdidas disminuyó en un 6.9% y en ese año, adicionalmente a las actividades iniciadas se comenzó a trabajar en la detección de fraudes, se reconfiguraron circuitos, se hizo levantamiento topológico de la red y se adecuaron las normas técnicas existentes en su momento. En el 2003 el índice de pérdidas llegó a un valor de 22.1%, fortaleciendo la operación comercial en sectores rurales, normalización de la medida y desarrollo de redes en estratos bajos, mantenimiento del mercado, implantación de medición electrónica y protección y flexibilización de redes; en el año 2005 se desarrollaron

¹² Ibid p. 11

actividades con miras a mantener en desarrollo las acciones implantadas en los años anteriores, disminuyendo el índice de pérdidas a un valor de 17.5%. El 2006 sobresale por ser el año con mayor innovación tecnológica para la detección y el control de fraude, se desarrolló el equipo de patronamiento en campo AVM (analizador y verificador de medidores), el cual permitirá detectar los medidores fuera de norma, se implantó el sellado hermético de medidores en laboratorio y en campo, se innovaron en sellos de seguridad desarrollando etiquetas hologramáticas y de material anti fraude y finalmente se obtuvo el prototipo del equipo para detección de fraudes en medidores electrónicos DINGO, que fue implantado en el transcurso del 2007. En la Figura 7 se observa la evolución del índice de pérdidas desde el año 2001 al año 2007.

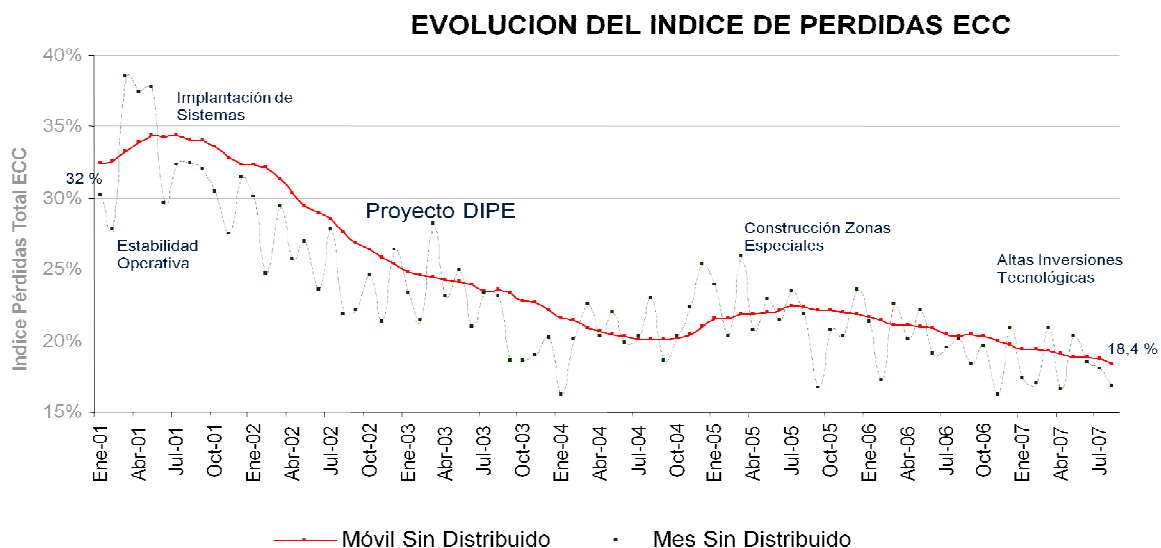


Figura 7. Resultados de los proyectos de reducción de pérdidas periodo 2001-2007¹³

Otras empresas del sector como las Empresas Publicas de Medellín (EPM), CODENSA, Empresa de Energía del Quindío, entre otros, han hecho estudios sobre

¹³ Ibid p. 10

las causantes de pérdidas en sus redes llegando a la conclusión de que gran parte de hechos son de carácter no técnico. Algunos de los proyectos implementados para su reducción procuran fortalecer las redes de distribución para reducir su vulnerabilidad, normalizar clientes, cambiar medidores obsoletos, instalar medidores de balances de energía en transformadores de distribución, entre otros. Otro tipo de proyectos adoptaban medidas preventivas sensibilizando a la sociedad sobre el uso productivo, consciente y eficiente de la energía eléctrica con programas orientados a que los habitantes comprendan la importancia de la energía y el cuidado de su entorno.

Los beneficios para los distribuidores, los usuarios regulados y no regulados en la reducción de pérdidas son evidentes: al disminuir las pérdidas no técnicas se permite tener mayor rentabilidad al negocio, disminuyen en porcentaje de pérdidas reconocidas a las tarifas del usuario, evita penalizaciones por parte del regulador por incumplimiento de sendas.

Los requerimientos legales y técnicos en el entorno colombiano para esta nueva tecnología en Medición de Energía se mostrarán en la siguiente sección.

2. GENERALIDADES EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y NORMATIVIDAD COLOMBIANA VIGENTE

Reconociendo la importancia del proceso de medición dentro del negocio de la energía eléctrica como mecanismo de control del flujo del producto negociado, es necesario conocer los fundamentos básicos utilizados para categorizar esta actividad según el tipo de tecnología utilizada, la clase de energía que miden, el modo de conexión de los equipos y las especificaciones de la medida asociadas a la exactitud en las lecturas. Es importante además conocer los pronunciamientos de la CREG y del ICONTEC con respecto a los lineamientos técnicos y legales que rigen la selección, instalación y funcionamiento de los equipos de medición.

En este capítulo se mostraran las características básicas de los medidores de energía eléctrica que se utilizan hoy día, bajo el marco legal y técnico permitido con el fin de describir en capítulos posteriores la tecnología utilizada en Medida Centralizada. Posteriormente se hará mención de las normativas técnicas y legales existentes que regulan la fabricación, selección, instalación y operación de los medidores de energía de cualquier punto de medición.

2.1 GENERALIDADES EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es pertinente conocer algunos conceptos con respecto a la medición de energía eléctrica con el fin de categorizar posteriormente la tecnología utilizada en la Medición Centralizada. Se tendrá en cuenta los tipos de medición existente, la

clasificación de los medidores según su tecnología, la energía que miden y el tipo de conexión.

Es importante que los medidores cumplan con las exigencias de exactitud, la cual se define como el límite permitido máximo de error en porcentaje, para todos los valores de corriente comprendidos entre:

- 0,1 corriente básica y la corriente máxima para $\cos\theta = 1$ en medidores de activa.
- 0,2 corriente básica y la corriente máxima para $\sin\theta = 1$ en medidores de reactiva.

El error de un medidor viene de la siguiente expresión:

$$E = (\text{Energía Registrada} - \text{Energía Real} / \text{Energía Real}) \times 100\%$$

Siendo la energía real, la energía censada por un medidor patrón.

2.1.1 Tipos de medición de energía eléctrica. Según la capacidad instalada existen tres tipos de medición: Directa, Semi-directa e Indirecta.

- **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. Por lo general esta medición es permisible siempre y cuando la corriente de carga no supere los 200 amperios aproximadamente y la tensión pertenezca al nivel I¹⁴ según ley colombiana. En la Figura 8 se observa un medidor trifásico de 4 hilos cuyos conductores ingresan al medidor con la totalidad de la corriente de carga y las mediciones son hechas por bobinas de potencial (B.P) y bobinas de corriente (B.C).

¹⁴ El nivel I pertenece a tensiones menores de 1KV, según CREG 097- 2008

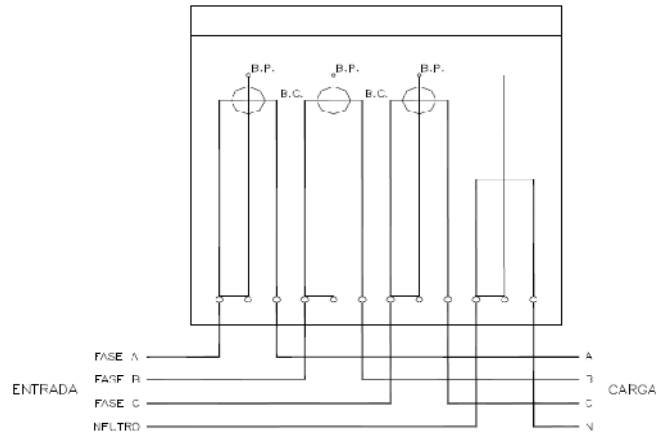


Figura 8. Medición Directa de Energía Eléctrica

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 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. Este tipo de medición se realizan cuando los consumos de energía superan los 36 kVA y no exceden los 112.5 kVA. En la Figura 10 se observa esta configuración.

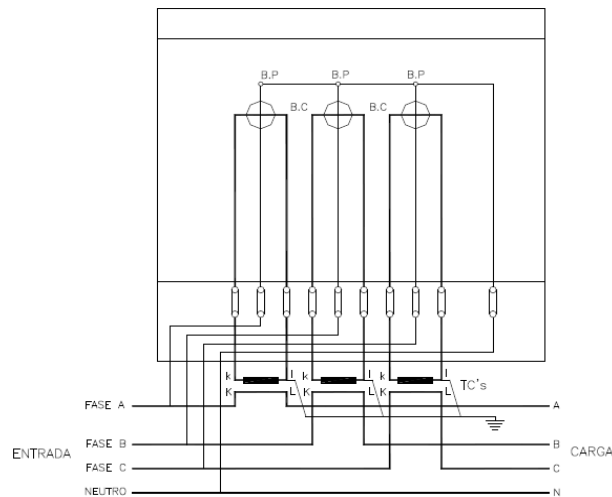


Figura 9. Medición semidirecta de energía eléctrica.

- **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. Esta configuración se realiza para niveles de tensión superiores al primero y por lo general a consumos de energía superiores a 112.5 kVA.

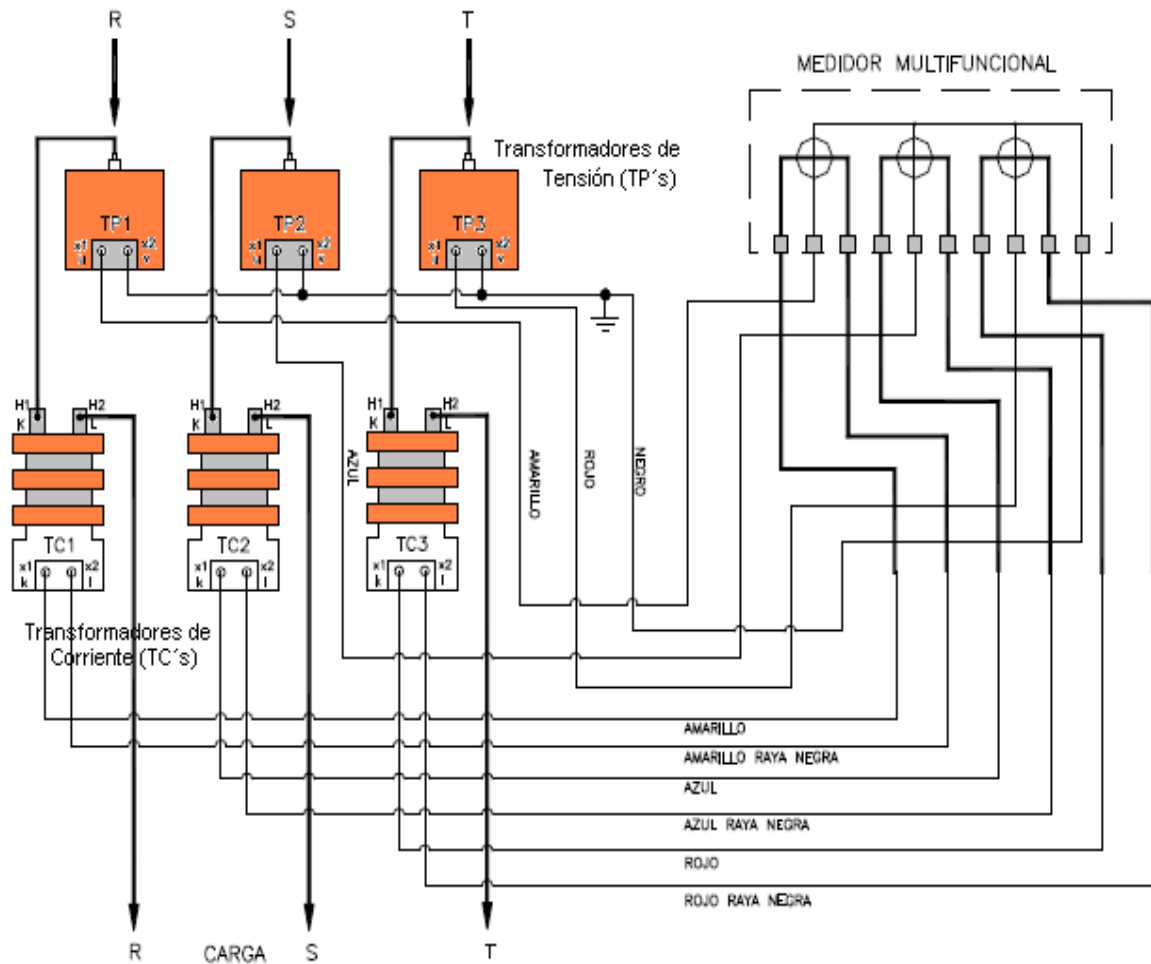


Figura 10. Medición indirecta de energía eléctrica

2.1.2. Medidores según la energía que miden. La clasificación de los medidores con respecto a la energía que miden es:

- **Medidor de energía activa:** Este medidor registra la cantidad de energía que la Empresa ha entregado al cliente en un periodo determinado, cuyas unidades son en kWh y se facturan según la tarifa establecida.
- **Medidor de energía reactiva:** Estos medidores miden el consumo de energía reactiva en kVarh.
- **Medidor de energía aparente:** Estos medidores miden el consumo de energía aparente en kVAh.

2.1.3 Medidores de energía según la tecnología empleada. Los medidores de acuerdo con su tecnología, pueden ser de inducción ó estáticos, a continuación se define cada uno de ellos:

- **Medidores de inducción o electromecánicos:** Están conformados por los siguientes elementos: Bobina de corriente, bobina de voltaje, disco, cojinetes, registro, dispositivos regulación, bornera, integrador, imán de freno y la placa de características. El funcionamiento de estos medidores está dado por los flujos creados por las dos bobinas que generan una fuerza que obliga a girar el disco del medidor y cuyo trabajo solo se ve limitado por el imán freno. Dependiendo del ángulo de desfase de los dos flujos medirá energía activa (90°) o reactiva (0° o 180°). En la Figura 11 se observa este tipo de medidor en donde la visualización del consumo se observa en un dial de ruedas.



Figura 11. Medidor de inducción o electromecánico.¹⁵

- **Medidores estáticos o electrónicos:** El medidor electrónico multifuncional, es un dispositivo de estado sólido totalmente programable por software, uní o bidireccional donde el usuario tiene la posibilidad de seleccionar las variables a medir entre; energía activa, reactiva y aparente, demanda máxima, doble y multi-tarifa, valores de potencia activa, reactiva, aparente, corriente, voltaje y factor de potencia y otras características de la red que determinan la calidad de energía. En la
- Figura 12 se observa esto este tipo de medidor con un despliegue de caracteres sobre pantalla LCD.



Figura 12. Medidor estático o electrónico.¹⁶

¹⁵ Imagen tomada de la pagina web www.analog.com/library/anlogdialogue

¹⁶ Ibid p. 1

2.1.4 Medidores según el tipo de conexión. El esquema de conexión de los medidores de energía podrá ser simétrica (conexión americana) o asimétrica (conexión europea).

Los medidores de acuerdo con el tipo de conexión a la red se clasifican en:

- **Medidor monofásico bifilar:** Este tipo de medidor se utiliza para el registro del consumo de energía eléctrica suministrada a los clientes con poca carga, alimentados por una acometida conformada por una fase y un neutro desde un transformador monofásico o trifásico (Figura 13).

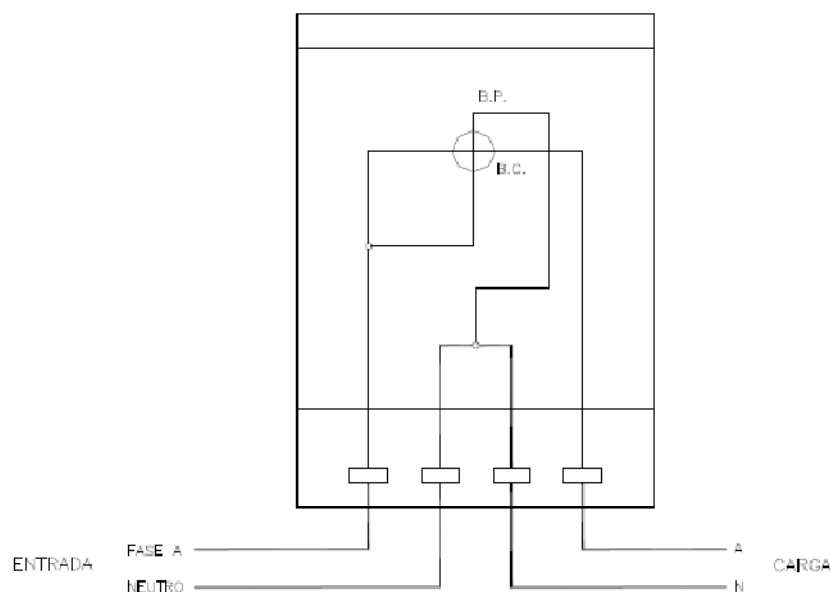


Figura 13. Medidor monofásico de 2 hilos

- **Medidor monofásico trifilar:** Este tipo de medidor se utiliza para el registro del consumo de energía eléctrica suministrada al cliente en dos tensiones distintas (120/240 V), alimentado por una acometida de dos fases y un neutro desde un transformador monofásico. Las dos fases entran al medidor, el neutro no (Figura 14).

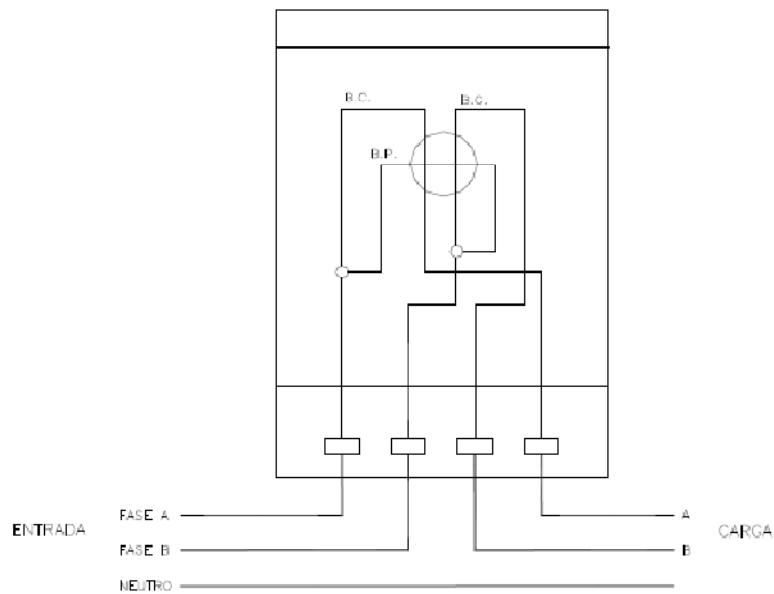


Figura 14. Medidor monofásico de 3 hilos

- Medidor bifásico trifilar:** Este tipo de medidor se utiliza para el registro del consumo de energía eléctrica suministrada al cliente, alimentado por una acometida en baja tensión de dos fases y neutro desde un transformador monofásico o trifásico (Figura 15).

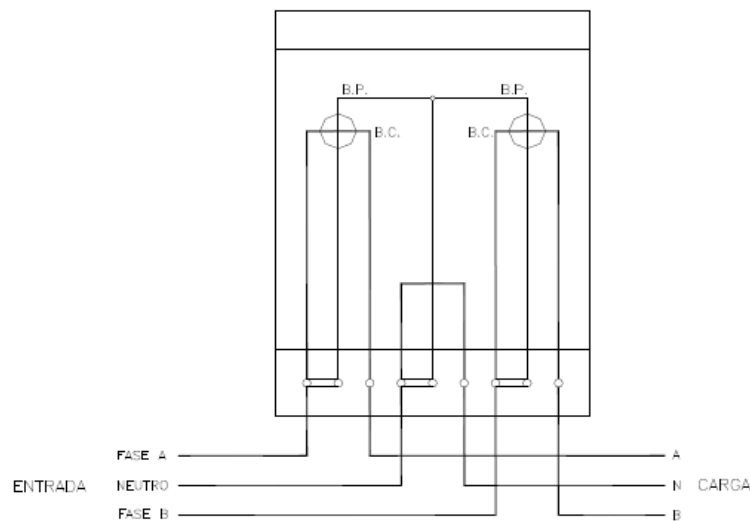


Figura 15. Medidor bifásico de 3 hilos.

- **Medidor trifásico tetrafilar:** Este tipo de medidor se utiliza para el registro de energía eléctrica, suministrada al cliente por una acometida trifásica en baja tensión de tres fases y un neutro (Figura 16).

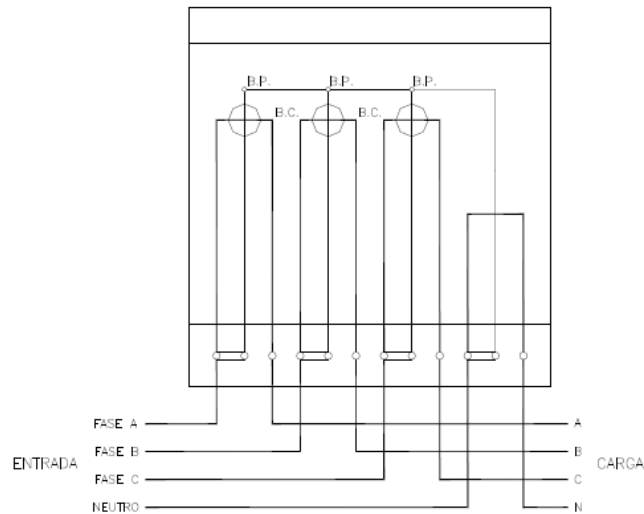


Figura 16. Medidor trifásico de 4 hilos

2.2 NORMATIVA COLOMBIANA EN EL TEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.2.1 Pronunciamiento de la CREG. Algunos documentos emitidos por la CREG en la medición de energía eléctrica se encuentran:

- **Resolución Creg025-1995:** Este documento es conocido como el código de redes el cual forma parte del Reglamento de Operación referidas por las leyes 142 y 143 de 1994. Está compuesto por 4 códigos entre ellos, el Código de Planeamiento de la Expansión del STN, el Código de Conexión, el Código de Operación, y el Código de Medida. Este último establece las condiciones técnicas y los procedimientos que se deben tener en cuenta a la hora de la lectura, registro y recolección de información de los consumos de energía los cuales son actividades necesarias para contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Mayorista.

- **Resolución Creg070-1998:** Aquí se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, los cuales establece los planes de expansión de los Operadores de Red, su conexión, operación y medición de energía en fronteras comerciales.

Específicamente, en el capítulo 7 de esa resolución se establecen las condiciones generales relacionadas con la medida entre los usuarios y las empresas comercializadoras y operadores de red. Entre las condiciones permite el uso de medidores monofásicos, bifásicos o trifásicos según la conexión a la red, establece las normas técnicas colombianas vigentes que regulan los medidores de energía activa y reactiva como también los transformadores de corriente y tensión que complementan tales medidores en casos requeridos.

Además categoriza la selección de la clase de precisión de los equipos de medida y transformación en función de la energía anual consumida por el punto de medida (Tabla 2). Finaliza estableciendo condiciones generales para el registro del equipo de medida, pruebas y sellado del mismo como también las actividades de revisión y mejora del equipo y su accesibilidad por parte de los interesados en sus lecturas.

Energía Anual (MWh) por punto de medida	Clase Mínima Aceptada para los Componentes
$E \geq 2,000$	0.5 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$300 \leq E < 2,000$	1.0 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$E < 300$	2.0 Medidor Wh

Tabla 2. Selección de la Clase de exactitud de elementos para diferentes consumos.¹⁷

¹⁷ Tomado de la norma NTC 5019

2.2.2 Reglamentaciones técnicas nacionales e internacionales en medición de energía eléctrica. El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) ha emitido normativas dirigidas a la selección, inspección, pruebas y ensayos de medidores y transformadores de medida de energía eléctrica con características técnicas para cualquier frontera comercial. La mayoría de estas normas se apoyan en la documentos emitidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnic Commission) los cuales se destacan algunas series como 62052, 62053, 62055, entre otras, relativas a los requisitos generales y específicos de los equipos de medida prepago y post-pago de diferentes tecnologías y tipos de energía, condiciones de ensayo y pruebas, recepción de equipos, etc.

2.2.2.1. Categorización de la exactitud de los medidores de energía eléctrica.

Según la IEC se establece las siguientes denominaciones que caracterizan la exactitud en la lectura de los medidores y transformadores de medida.

- **Medidores clase 0.5:** Para medir energía activa en fronteras comerciales con tensiones correspondientes al nivel 4, inferiores a 110 kV y transferencias medias horarias menores a 20 MWh.
- **Medidores clase 1:** Para medir energía activa de clientes correspondientes al nivel 3, con capacidades instaladas superiores a 30 kVA y menores a 75 KVA y transferencias anuales menores a 300 MWh.
- **Medidores clase 2:** Para medir energía activa de clientes correspondientes al nivel 1 y 2 con capacidades menores a 30 kVA, con medidores monofásicos y trifásicos.
- **Medidores de clase 2 0 3:** Para medir la energía reactiva en cualquier nivel de tensión y cualquier transferencia anual de energía.
- **Medidores clase 0.2:** Para medir energía activa en tensiones de 110 kV o superiores en la frontera comercial o para transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses iguales o superiores a 20 MWh.

2.2.2.2. Normas Técnicas Colombianas (NTC) en medición de energía eléctrica. El ICONTEC ha elaborado la Norma NTC 5019 titulado “**Selección de equipos para medición de energía eléctrica**” es cual fue elaborado por el comité 144 (conformado por ICONTEC, fabricantes y/o comercializadores de equipos de medida, áreas de medición de las empresas de servicios públicos, laboratorios acreditados, superintendencia de servicios públicos) de esta institución con base a las normas nacionales e internacionales ya existentes sobre el tema de medición de energía.

El propósito de la norma NTC 5019 es establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica (medidores, transformadores para instrumentos de medida, equipos auxiliares de medida, etc.). Las características de estos equipos están definidas en función de las características propias de la instalación eléctrica en el punto de conexión y de las características propias de la carga a medir.

Las características de los equipos de medida a las cuales se refiere la norma NTC 5019 son las siguientes:

- **Para medidores de energía:** Entre las características técnicas se tiene en cuenta la tensión de referencia, la frecuencia nominal, la corriente básica, nominal y máxima, la clase de exactitud, número de fases, número de hilos, número de elementos y la cargabilidad del equipo.
- **Para transformadores de Tensión:** Se especifica la tensión primaria nominal, la tensión secundaria, la relación de transformación nominal, la frecuencia nominal, la clase de exactitud y la carga nominal (burden).
- **Para transformadores de Corriente:** Se especifica la corriente primaria nominal, la corriente secundaria nominal, la corriente térmica nominal de corta

duración, la corriente dinámica nominal, la relación de transformación nominal, la frecuencia nominal, la clase de exactitud y la carga nominal (burden).

Los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se ajustarán a las siguientes normas técnicas colombianas vigentes, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, o las normas internacionales correspondientes:

- **Medidores de Energía Activa:** Los medidores de energía activa, tipo inducción y clase 0.5, 1.0 y 2.0, deben cumplir con la norma NTC 2288(IEC 62053-11), "*Equipos de Medición de Energía Eléctrica (C.A.). Requisitos Particulares. Medidores Electromecánicos de Energía Activa (Clases 0.5, 1 y 2)*". Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 0.2S y 0.5S deben cumplir con la Norma NTC 2147 (IEC-62053-22) "*Equipos de Medición de Energía Eléctrica (C.A.). Requisitos Particulares. Medidores Estáticos de Energía Activa (Clases 0.2S y 0.5S)*". Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 1.0 y 2.0 deben cumplir con la Norma NTC 4052 (IEC 62053-21) "*Equipos de Medición de Energía Eléctrica (C.A.). Requisitos Particulares. Medidores Estáticos de Energía Activa (Clases 1 y 2)*"

- **Medidores de Energía Reactiva:** Los medidores de energía reactiva, tipo inducción y clase 3.0, deben cumplir con la Norma NTC 2148 (IEC 60145) "Medidores Electromecánicos de Energía Reactiva (clase 3)".

Los medidores de energía reactiva de estado sólido deben cumplir con la Norma NTC 4569 (IEC62053-23) "*Equipos de Medición de Energía Eléctrica (C.A.). Requisitos Particulares. Medidores Estáticos de Energía Reactiva (Clases 2 y 3)*".

• **Indicadores de Demanda Máxima:** Los indicadores de demanda máxima, clase 1.0, previstos para operar como accesorios de medidores de energía activa o reactiva, se registrarán por la norma NTC 2233.

• **Transformadores de Medida:** Los transformadores de corriente y tensión para usarlos con instrumentos de medida deberán ser especificados para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior), ambiente (limpio o contaminado). Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión y deberán cumplir con las normas NTC 2205 (IEC 60044-1) "*Norma Colombiana para Transformadores de Corriente*" y NTC 2207 (IEC 60044-2) "*Norma Colombiana para Transformadores de Tensión inductivos*" respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales conforme a las mismas normas.

3. MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Muchos de los sistemas de medición actuales utilizados en fronteras comerciales en donde se transfieren grandes cantidades de energía fusionan los avances tecnológicos que se han presentado en áreas como las redes de comunicaciones electrónicas, sistemas de gestión de información remota, la integración de circuitos para el procesamiento de señales análogas, con el fin de obtener y procesar en tiempo real y con la mayor precisión la información referente a los consumos de energía que posteriormente son liquidados en un mercado de energía mayorista.

Los equipos de medición de energía generalmente utilizados en una frontera comercial están compuestos necesariamente, además de los medidores electrónicos de energía activa y reactiva, por transformadores de tensión y corriente y un sistema de comunicación electrónica para la transmisión de lecturas. Entre las tecnologías generalmente utilizadas para la transmisión de datos se encuentran los de tipo satelital.

Ante las notables ventajas que representa tener un sistema de medición remota en las fronteras comerciales, se está adoptando el mismo concepto de medición al sector residencial el cual representa un mayor número de consumidores de la demanda total de la región. La gran cantidad de medidores de este sector produce la necesidad de crear varios grupos de medidores con el fin de reducir el número de canales de comunicación con la oficina central donde se reciben los datos de consumo. Cada canal será compartido entre todos los medidores de un mismo grupo para el envío de sus respectivas lecturas. Esto induce la idea de centralizar

localmente las medidas de manera estratégica hasta dar completa cobertura de un sector específico de consumidores de energía.

La medida centralizada es una adaptación local del término internacional conocido como AMR (Automated Meter Reading) o Lectura Automática Remota en el cual es utilizado en otros países del mundo para los sistemas que ejecutan la recolección automática de los consumos, el diagnóstico, y el estado de los datos no solo para la medición de energía eléctrica, sino también para otros servicios como el consumo de agua y gas. Tal información es transferida a una base de datos central para propósitos de facturación, solución de los problemas reportados y análisis del desempeño del sistema.

Esta tecnología ayuda a reducir el costo de enviar personal periódicamente al sitio físico donde se encuentran los medidores para realizar las lecturas. Otra ventaja del sistema es que el proceso de facturación está basado en consumo en tiempo real en vez de utilizar estimados basados en consumos previos o previsivos. Toda esta información recolectada junto con su análisis puede ayudar tanto a las empresas como a los clientes a tener un mejor control del uso y producción de la energía eléctrica, el uso del gas o el consumo de agua.

3.1. LECTURA AUTOMÁTICA REMOTA (AMR) Y TECNOLOGÍAS UTILIZADAS

Entre las principales tecnologías en las que se basan el AMR se encuentran las inalámbricas, las cableadas y la combinación de ambas. Entre las tecnologías inalámbricas se encuentran las de tecnologías RF portátiles (walkby), las de redes RF móviles (drive by), las redes RF fijas, y las de telefonía celular GSM. Por otro lado, las tecnologías cableadas se instalan las basadas en redes telefónicas de servicio público, las de cableado Ethernet, los de protocolos seriales (RS485, RS232) o por transmisión en líneas de transmisión (PLC: Power Line Carrier).

3.1.1 Redes de Radio Frecuencia (RF). El sistema AMR basado en el uso de radio frecuencias puede encontrarse en distintas tecnologías. Entre las más comunes esta las de tipo portátil¹⁸, las móviles¹⁹, y las redes fijas. Los medidores basados en RF eliminan la necesidad de tener que invadir los predios de los clientes o ubicarse y abrir las cajas protectoras de los medidores. Las empresas suministradoras de servicios ahorran dinero incrementando la velocidad de las lecturas, protegiendo la seguridad de los clientes y menos oportunidades de perder lecturas causadas por el bloqueo intencional de los clientes de sus medidores.

3.1.1.1 Sistema RF Portátil. En este sistema AMR basada en tecnología portátil, un funcionario de la compañía lleva consigo un computador portátil con un receptor/transmisor incorporado para recolectar las mediciones de un medidor AMR. Esta tecnología es comúnmente conocida como un sistema “walkby” debido a que se debe caminar por el sector donde se encuentran instalados los medidores siguiendo una ruta establecida. En la Figura 17 se observa esta estructura en donde un HHU (Hand Held Unit) o unidad portátil RF se lleva hasta los puntos de consumo cuya información es transferida a una unidad local y de aquí a una unidad central por protocolos de comunicación TCP/IP, WAN, WLAN, etc.

¹⁸Conocida como Walkby

¹⁹Conocida como Drive by

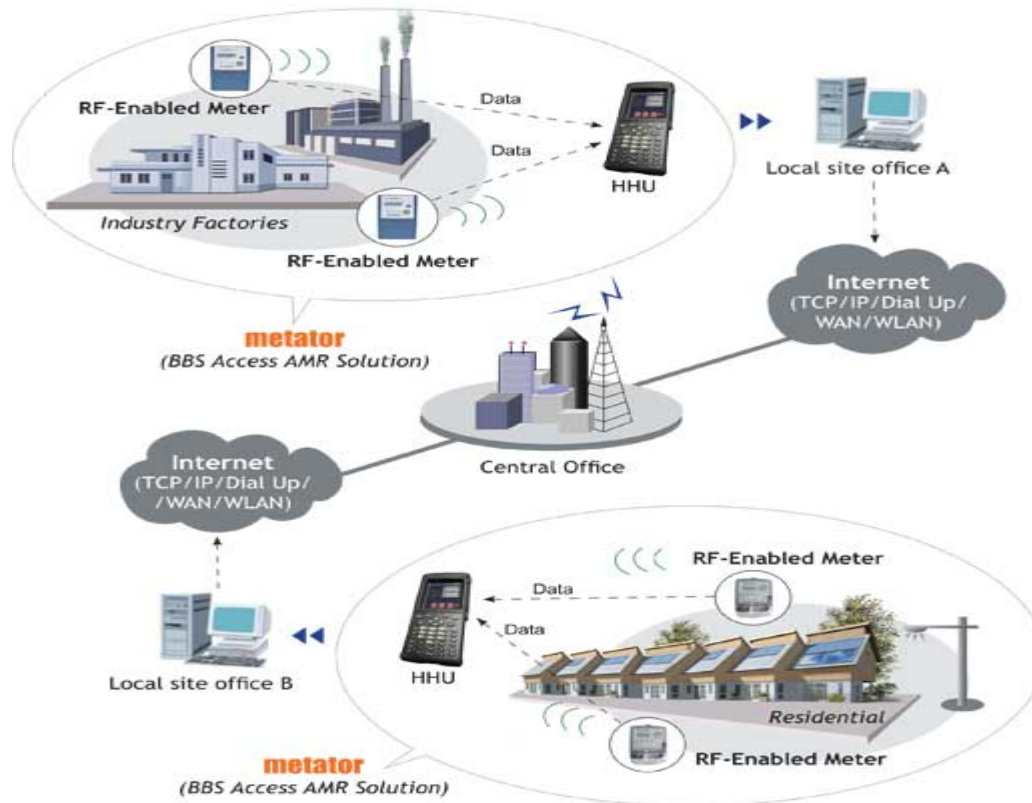


Figura 17. Esquema de comunicación RF portátil.²⁰

3.1.1.2 Sistema RF Móvil. En este sistema ARM también conocido como “drive by” se instala un dispositivo dentro de un vehículo el cual es conducido por el funcionario de la compañía mientras que el dispositivo recolecta automáticamente las lecturas de los medidores. Estos sistemas además incluyen algunas veces características de navegación y mapeo realizados por un software de mapeo y un sistema GPS. Con el sistema RF móvil, el funcionario no tiene que realizar las lecturas en ningún orden o ruta en particular sino que debe transitar por el área de servicio hasta que todos los medidores sean leídos. Por lo general los componentes que conforman el sistema consisten en un computador portátil, un software asociados al sistema RF, un transmisor / receptor RF, y antenas adheridas a la parte externa del vehículo. En la Figura 18 se observa este esquema de recolección de información donde un vehículo a través de su antena recolecta la información de los medidores por

²⁰ Tomado de la pagina web, bbsgroup.com.sg

radiofrecuencia y de aquí es enviado a una central de base de datos por medio de tecnología GSM.

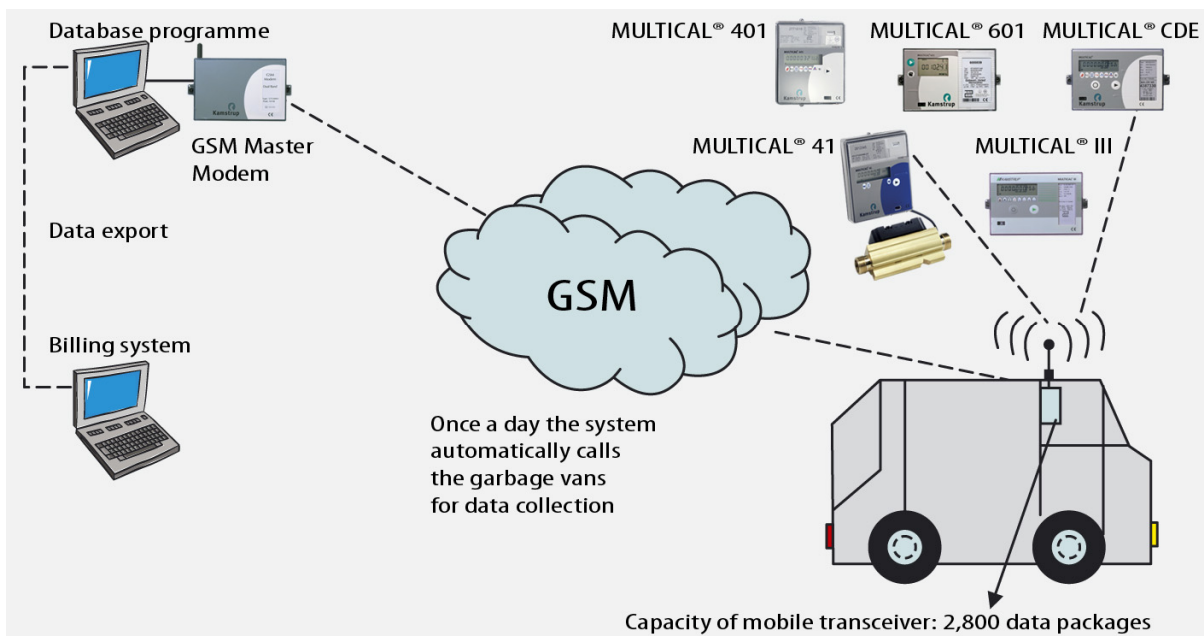


Figura 18. Esquema de la tecnología de RF móvil.²¹

3.1.1.3. Sistema de Redes RF fijas. Los sistemas ARM con redes fijas RF es un método donde una red es instalada de manera permanente para la capturas de lecturas de los medidores. Este método consiste en una serie de antenas, torres, colectores, repetidores o cualquier otra infraestructura para recolectar las transmisiones de las lecturas desde medidores ARM y enviar los datos a un computador central sin ninguna persona operando en campo para su recolección.

Hay varios tipos de topologías de red en uso para enviar los datos a un computador central: Red en estrella y la red enmallada. La red en estrella es el más comúnmente utilizado donde un medidor transmite sus datos a un colector central o repetidor. Algunos sistemas usan solamente colectores en el cual recibe y almacenan datos

²¹ Tomado de la pagina web, www.kamstrup.com

para el procesamiento. Otros además utilizan un repetidor en cual retransmite las lecturas de un área lejana a un colector principal sin almacenarlas.

Las redes enmalladas donde los medidores por si solos actúan como repetidores traspasando los datos a los medidores más cercanos hasta que llegan al colector principal. Este tipo de redes pueden ahorrar infraestructura en cuanto a la instalación de puntos de colección, pero requieren de un mayor esfuerzo en los medidores. Uno de los problemas es que aquellos que requieren de alimentación por baterías pueden necesitar más energía para incrementar la frecuencia de transmisión. Se requiere además que los medidores sean receptores como también transmisores. Sin embargo, el costo adicional puede ser compensado con el ahorro de múltiples colectores, repetidores, antenas y los lugares para instalarlos (Figura 19).

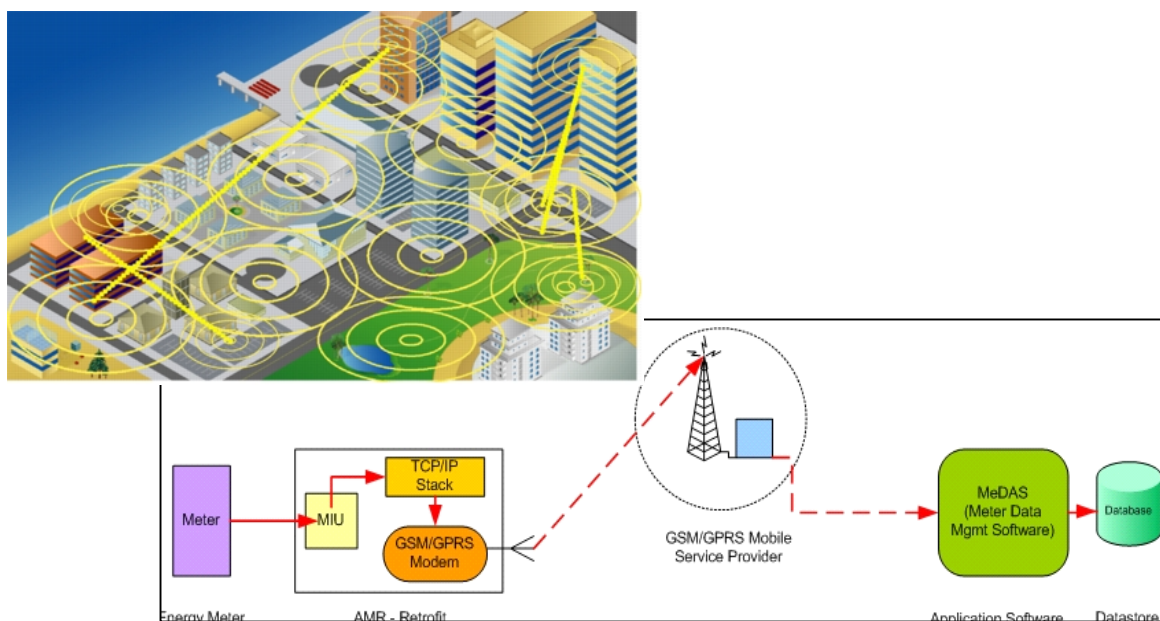


Figura 19. Redes RF fijas para recolección de datos de energía.²²

²² Tomado de la pagina web, www.cisco.com/en/US/prod/collateral/wireless

3.1.2 Comunicación por línea de transmisión (PLC). Es un método en donde los datos electrónicos son transmitidos sobre las líneas de transmisión hacia la subestación y luego a un computador central ubicado en la oficina principal de la empresa distribuidora de energía. Este sistema es considerado como un sistema de red fija donde la red es la misma red de distribución de energía. Este tipo de sistema es usado en su mayoría para mediciones de energía eléctrica aunque algunos proveedores han diseñado dispositivos que sirven de interfaz para la medición de gas y agua y adaptarlos a un sistema PLC.

Para transmitir datos sobre las líneas se debe implementar un Modem para líneas de transmisión (PLM: Power Line Modem) el cual envía tramas de datos binarios con el uso de una señal portadora aplicando la técnica de codificación por corrimiento de frecuencia (FSK: Frequency Shift Keying). La frecuencia central es desplazada 0.3 KHz para representar un 1 o 0 de la trama de datos. Luego esta señal es acoplada sobre la línea de transmisión por medio del PLM transmisión. Al otro extremo de la línea existe un PLM idéntico al transmisor el cual detecta la señal y la convierte nuevamente en una trama de datos binarios. La transmisión de estos datos lo hace por sensado del cruce por cero de la señal de onda senoidal del voltaje de la línea.

En la Figura 20 se observa el esquemático de un modem PLM y el envío de las tramas de datos binarios sobre el cruce por cero de la onda de voltaje de una línea.

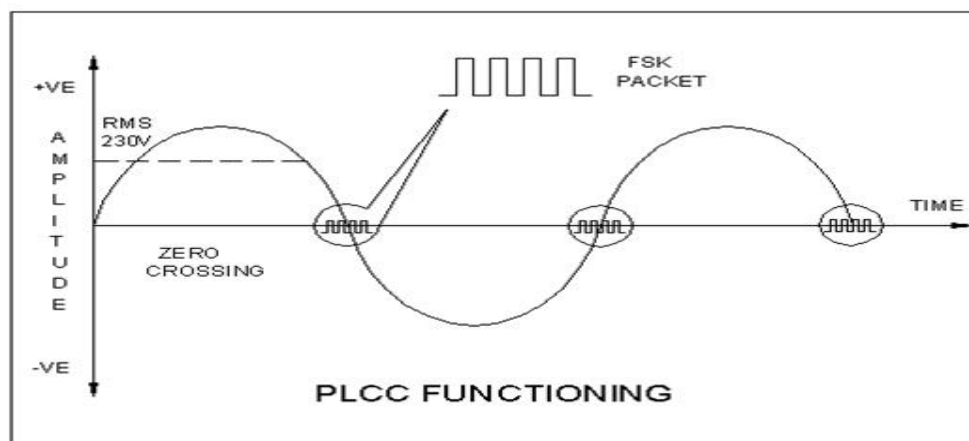


Figura 20a. Esquemático de un modem PLM y trama de datos sobre cruce por cero de voltaje en la línea.¹

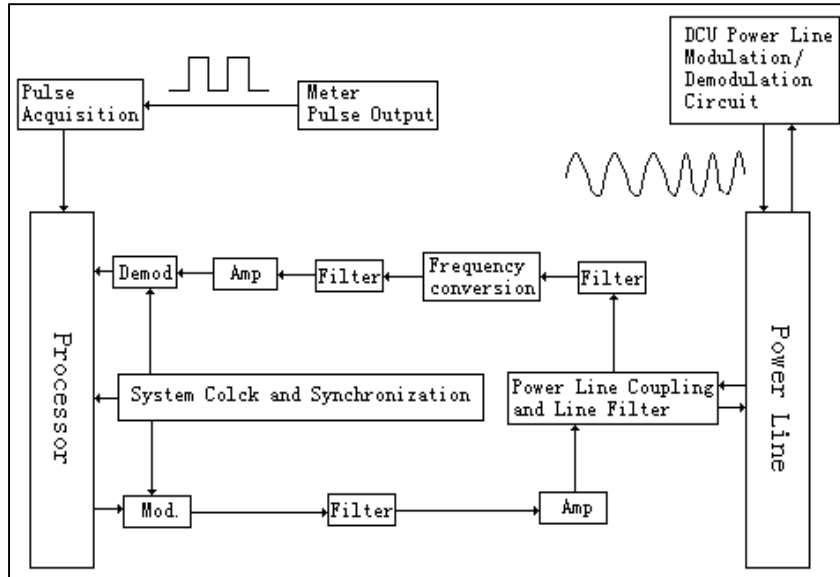


Figura 20b. Esquemático de un modem PLM y trama de datos sobre cruce por cero de voltaje en la línea.²³

3.1.3 Sistemas Híbridos de Lectura Automática Remota (AMR). En los sistemas se presentan dos niveles de comunicación en donde se pueden mezclar diferentes tecnologías como las ya mencionadas. La existencia de esta hibridación obedece a las necesidades de dar cobertura en la medición de amplias áreas en donde la empresa presta sus servicios. En estos sistemas se hace agrupaciones de medidas que de manera jerárquicas envían las lecturas de una cantidad de dispositivos de medición de un sector específico en una caja concentradora de mayor jerarquía. Luego desde esta caja se envían las lecturas a una estación central ubicada en las oficinas de la empresa con alguna tecnología de comunicación para largas distancias, generalmente la red de Teléfonos y servicios públicos, o tecnología celular GSM/CDMA.

Por ejemplo, el sistema ARM presentado por la compañía ARCHENET²⁴ es una red multinivel y manejado a través de un host, compuesto por una Estación Central Huésped (HCS: Host Central Station), una Unidad Concentradora de Datos (DCU:

²³ Tomado de la pagina web, www.archenetco.com/english/product_s1.htm

²⁴ Tomado de la pagina web, www.archenetco.com/english/product_s1.htm

Data Concentrator Units) y Unidades de Interfaz de Medición (MIU: Meter Interfacing Units). Cada HCS el cual trabaja independientemente, puede además estar integrada con un sistema administrativo de información corporativa a través de un software interfaz. Con soporte adicional de software y Hardware, el HCS puede funcionar como una estación de trabajo en una red LAN convirtiéndose en un miembro de sistema entero, o varios HCS pueden ser interconectados para formar una red propia. En la Figura 21 se observa una esquema de conexión del sistema híbrido.

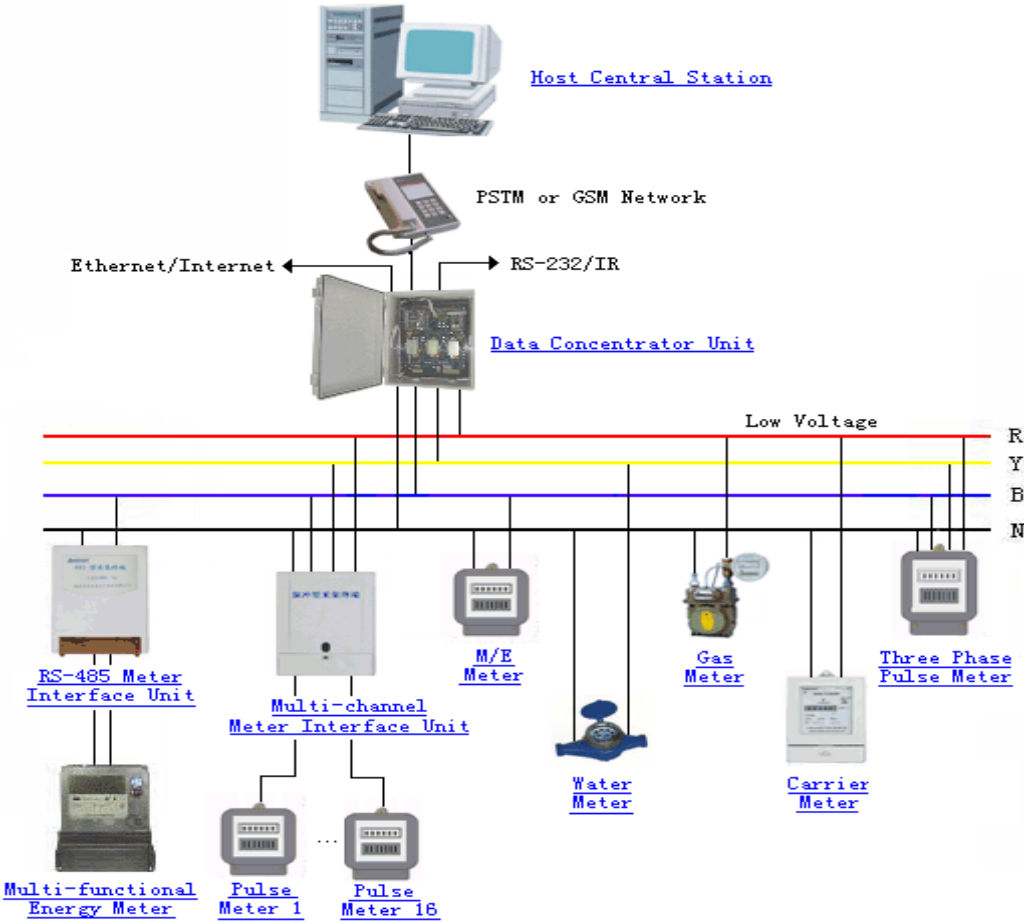


Figura 21. Sistema híbrido ARM de ARchenet²⁵

²⁵ Tomado de la pagina web, www.archenetco.com/english/product_s1.htm

El DCU y todos los MIUs y medidores conectados a este pueden ser considerados como un subsistema del HCS. El subsistema es instalado con un DCU monitoreando la zona de carga aguas abajo del lado de baja tensión de un transformador de distribución. El DCU puede ser visto como el elemento principal del subsistema el cual recolecta las lecturas de los medidores de todos los MIUs conectados a este a través de un modem PLC (Power Line Carrier) en baja tensión y comunicándose con el HCS a través de un canal de comunicación. Hay dos tipos de MIUs: uno de canal simple conectado a un medidor sencillo; y otro Multi-canal el cual se le pueden conectar 16 medidores. En proyectos donde los medidores son distribuidos en áreas abiertas, los MIUs de canal sencillo son utilizados usualmente para medidores individuales, pero para proyectos donde los medidores se agrupan en un cuarto de medida o en cabinas, los MIUs multicanal representa una opción más efectiva.

Existen básicamente 2 niveles de comunicación en el sistema: Un nivel de comunicación entre los MIUs y el DCU, y otro nivel entre los DCUs y el HCS. El canal de comunicación utilizado entre un MIU y un DCU es la línea de Transmisión. El canal utilizado entre el DCU y el HCD puede ser la Red de Telefonía Pública (PSTN: PublicSwitchTelephone Network), la red de telefonía móvil (GSM), una red de radio, o directamente con sistemas portátiles con interfaz estándar RS-232 o a través de un modem.

Por otro lado, la compañía CISCO, proveedores de esta tecnología ARM, ofrecen una solución que consisten en un sistema inalámbrico que trabaja a la intemperie. Utiliza un sistema RF en configuración en mallada en donde se instalan puntos de acceso en postes, semáforos o edificaciones para cubrir áreas grandes. De manera similar al sistema de ARCHENET, se utilizan unidades de transmisión de medida MTU los cuales envían los datos a través de conexiones inalámbricas de baja frecuencia a un DCU. Luego los DCUs se conectan a la red inalámbrica enmallada, formada por dispositivos de la serie Cisco Aironet® 1500, el cual enrruta los datos al

sistema de información de la empresa o HCU donde pueden ser procesados. Este sistema de CISCO tiene la capacidad de que los puntos de acceso pueden auto configurarse y detectarse entre ellos automáticamente y seleccionar la mejor ruta para maximizar la capacidad del sistema y minimizar la latencia utilizando enrutamiento inalámbrico inteligente. Este sistema puede además auto recuperarse después de tener interferencias o salidas, y dinámicamente re-optimizarse cuando se agregan nuevos sectores.

En la Figura 22 se observa la topología de conexión del sistema híbrido ARM de Cisco²⁶

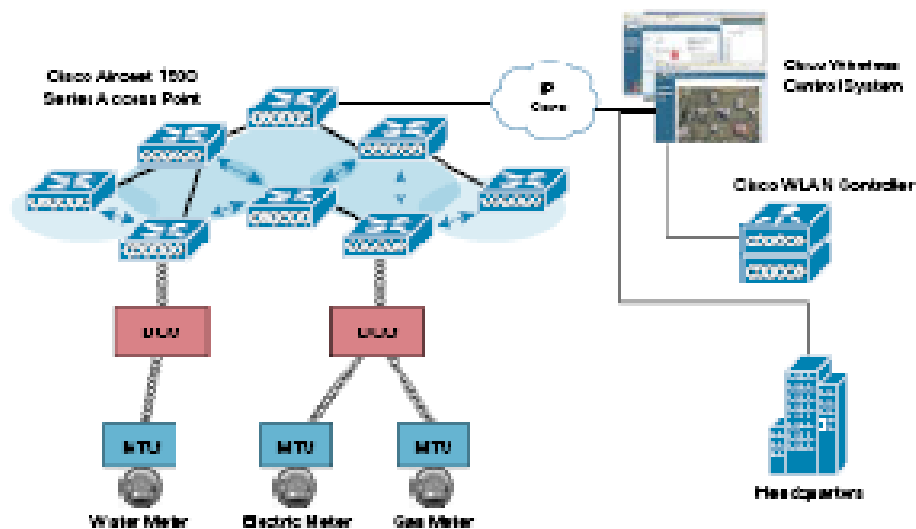


Figura 22. Sistema ARM inalámbrico en configuración enmallada de Cisco

Se muestran los dos niveles de comunicación, una entre los MTUs y los DCUs, y el otro entre el DCU y el sistema de control de la empresa a través de la red inalámbrica de Cisco.

²⁶ Tomado de la pagina web, Cisco.com/en/us/solutions

3.2 GENERALIDADES DE LA MEDIDA CENTRALIZADA EN COLOMBIA.

La medida centralizada le permite a las compañías electrificadoras y distribuidoras de energía del país suprimir sus pérdidas mensuales por el no conteo (mediciones inadecuadas) o robo de energía del lado de sus clientes, con el único fin de traer beneficios económicos medibles y muy significativos dentro de la operación que tienen actualmente de prestación del servicio de energía eléctrica a sus usuarios. Permite la medición y el control individualizado de los consumos y generación de balances de energía en forma remota, posibilita gestionar, controlar y evaluar en forma integral factores y aspectos claves de resultados en las empresas del sector eléctrico.

Es un sistema de medida de operación remota o local, el cual concentra en una unidad compacta por módulos que realizan las funciones de lectura, suspensión, reconexión y de consumos de los clientes. Los módulos se instalan en un lugar determinado ya sea en postes o en tableros redistribución en edificios. También debe constar con un dispositivo de visualización de la información para que el cliente obtenga el control de sus consumos.

La medida centralizada se soporta en tecnologías avanzadas de gestión de información cuyo sistema central está constituido por software y hardware especializados y destinados para tal fin. Ese sistema de información se encuentra en las oficinas principales de la empresa prestadora de servicios para ejecutar las actividades de medición y control de los consumos de energía que transita por el lado de baja tensión de un transformador de distribución y que atiende la demanda de usuarios finales. Con la implementación del sistema de gestión que se puede tener la facultad además de monitorear, recopilar, direccionar la toma de decisiones en gestión comercial, financiera y operativa de la empresa.

Al sistema de medida centralizada se le pueden catalogar las siguientes ventajas:

- **Medición, suspensión y reconexión remota de usuarios.** Se hace uso de tecnologías de telemedición, control y automatización en los cuales estarán funcionando 24 horas del día, los 360 días del año sin interrupción. Con este sistema se toma lecturas oportunas, precisas y eficientes de los medidores electrónicos de cada usuario en forma centralizada e individual. La medición del consumo será real porque no habrá intervención humana en la toma de medición en campo. El corte y la reconexión de la energía de los usuarios, se realiza de forma remota, es decir, sin necesidad de hacer intervenciones presenciales del personal de la empresa.
- **Entrega de información técnica y operativa sobre los consumos de energía.** Al tener un control individualizado y preciso de los consumos de energía de los usuarios, se pueden obtener balances de energía por transformador y por usuario. Además permite tener información sobre el perfil de carga y la medición de corriente en línea por usuario. Es posible además, tener un registro real de interrupciones de energía proporcionando indicadores del DES y el FES para su posterior aplicación en el proceso de facturación.
- **Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.** El sistema está enfocado al direccionamiento automático y efectivo de las acciones conducentes a la eliminación de fraudes o hurtos de energía. La precisión requerida en los medidores electrónicos y la información dada sobre el balanceo de los transformadores hacen que se reduzcan las pérdidas técnicas en los diferentes componentes eléctricos del sistema (transformadores, medidores, acometidas, etc.).
- **Mejoras en procesos operativos.** Con la información dada de los indicadores se gestiona de una forma más eficiente las infraestructuras de las electrificadoras y su mantenimiento que conlleva a un aumento de la

confiabilidad de las mismas. De igual forma se tiene la facultad de identificar fallos del sistema y dar respuestas por parte del equipo de Servicios Quejas y Reclamos (SQR) de una manera más ágil, generando así un menor número de requerimientos y quejas y un mejor manejo al personal de soporte en campo. Se tiene además información que soporta diseños tanto de las redes existentes como de las nuevas.

- **Mejoras en los procesos financieros.** La implementación del sistema permite la reducción de costos y gastos en la operación de suministro de energía concernientes al personal de la electrificadora por conceptos de medición, facturación, desconexión y re conexión de circuitos por usuario. Ayuda al área de gestión financiera, como recuperación de cartera por corte del servicio desde la central vía computador. Permite además la disminución de las inversiones requeridas en los proyectos de reducción de pérdidas, obteniendo mayor eficacia del capital invertido y menor tiempo en la recuperación del mismo.
- **Beneficios para los clientes.** Mejora la satisfacción de los clientes ya que ayuda a que las electrificadoras tengan un mayor acercamiento a ellos en forma integral. El sistema le proporciona al cliente un dispositivo de visualización de la información sobre sus perfiles de carga para que el cliente obtenga el control de sus consumos.
- **Habilitación de un sistema de energía prepago.** Queda habilitado tecnológicamente el montaje para el cobro bajo modalidad postpago y prepago. No se necesita hacer cambio de medidor y se ajusta dinámicamente por plataforma informática a la modalidad de pago.

3.3 MEDIDA CENTRALIZADA

La tecnología de Medida Centralizada es uno de los productos para medición y control de pérdidas de energía eléctrica que ha venido adquiriendo mayor desarrollo, debido a que relaciona el uso eficiente de la energía y el uso racional de la misma.

En Colombia la medida centralizada o AMR es reconocida bajo el nombre de SPI (sistema de poder integrado), el cual es un sistema compuesto por hardware, firmware y software desarrollado e inventado en su totalidad por C.I Vega proyectos.

El Sistema de Poder Integrado SPI, es una plataforma tecnológica desarrollada para realizar gestión de forma integral y remota a los diferentes procesos relacionados con la medida de energía eléctrica en los circuitos de baja tensión a nivel de usuario y transformador. Este sistema le permite a las compañías electrificadoras y distribuidoras de energía suprimir sus pérdidas mensuales por errores humanos o técnicos (mediciones inadecuadas) o robo de energía del lado de sus clientes, con el único fin de traer beneficios económicos medibles y muy significativos dentro de la operación que tienen actualmente de prestación del servicio de energía eléctrica a sus usuarios.

UNION FENOSA con su filial en Colombia ELECTRICARIBE que atiende la demanda de energía del mercado de comercialización de los departamentos de la Costa Caribe, convencido de las ventajas y bondades de la implementación de la medida centralizada, ha adquirido a VEGAPROYECTOS. Esta tecnología se instalará en Cartagena de Indias, Barranquilla, Santa Marta, Montería, Sincelejo, Riohacha y Valledupar, en las zonas donde se tienen altos índices de pérdidas no técnicas, originadas estas en instalaciones fraudulentas o no autorizadas.

El SPI tiene además para ELECTRICARIBE un doble propósito, toda vez que no solo se agiliza el proceso de detección, recuperación y control de las pérdidas de energía, sino,

que le permite optimizar su gestión comercial y disminuir considerablemente el período entre la lectura que se efectuará con el soporte del SPI en forma remota y automática, Así mismo, mejorará considerablemente el recaudo por concepto de energía suministrada a los clientes finales, obteniendo mayores beneficios económicos y financieros en el corto plazo.

3.3.1 Descripción General del Sistema. La tecnología de medición centralizada de energía eléctrica o SPI es un sistema agrupado en cajas de medida, integrado por medidores electrónicos individuales y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota.

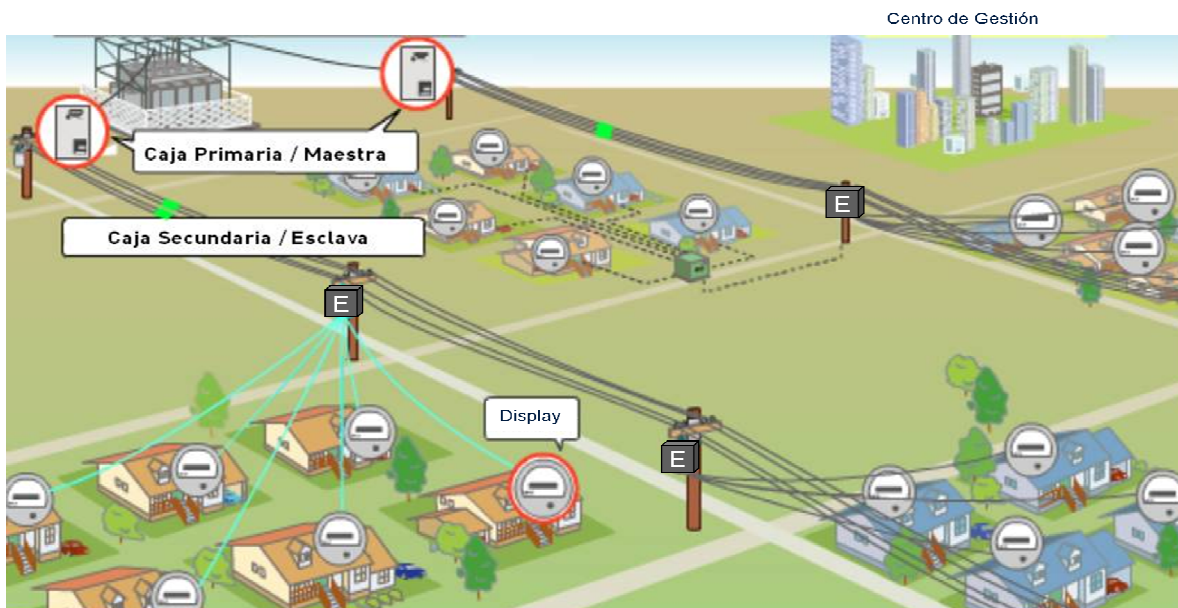


Figura 23. Esquema general del sistema de Medida Centralizada.²⁷

En la Figura 23 se puede apreciar los elementos que componen la Implementación de un sistema de medida centralizada, los cuales se definirán a continuación.

²⁷ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

3.3.1.1 Funcionamiento. El SPI en su aplicación al sector de energía, está compuesto por un centro de gestión que se encarga de monitorear, recopilar y direccionar la toma de decisiones en gestión comercial financiera y operativa.

A este se conectan, en forma remota y mediante un sistema de transmisión disponible, los nodos inteligentes maestros, encargados de administrar los subnodos que miden, controlan, suspenden y reconectan el consumo de energía individual y agregado, de toda la concentración de usuarios.

- ✓ Los usuarios son conectados a una caja secundaria (esclava), que contiene los medidores y elementos electrónicos, conectados con un cable de comunicación con el display que está ubicado en el predio del cliente.
- ✓ Los registros de consumo de energía son almacenados en la caja secundaria (esclava) y luego enviado a la caja primaria (maestra), a través de PLC, RF, RS 485
- ✓ La caja primaria (maestra) se encargan de recopilar la información de los usuarios y trasmitirla al centro de gestión vía modem GPRS (celular) o PSTN (línea telefónica).
- ✓ En el Centro de Gestión se realiza el monitoreo de los usuarios, en forma remota.

El sistema de poder integrado lo constituyen básicamente Porta borneras inteligentes que se ubican en lugares que concentran las líneas de alimentación o acometidas de las instalaciones de los usuarios, consumidores de la energía eléctrica. Porta borneras que se encuentran interrelacionadas entre sí a través de una red de comunicación y transmisión de datos. Se trata de módulos inteligentes y configurables que tienen la función de almacenar información de consumo de energía, referente a los consumidores monofásicos, bifásicos y/o trifásicos.

El sistema integra equipos porta borneras inteligentes que cumplen funciones específicas. El equipo de macro medición permite el registro de la energía que transita por cada una de las fases del sistema de distribución entregada por el transformador de baja tensión. Los equipos maestros tienen la función de administrar la comunicación con los demás equipos que componen el sistema y además están provistos de elementos para el registro de consumos de energía activa (lecturas) y la ejecución de la suspensión y reconexión del suministro de energía desde un centro de control en forma remota.

3.3.2 Definiciones de los componentes del sistema.

CONCENTRADOR PRIMARIO: Equipo que tiene comunicación con el Centro de Gestión, su característica principal es que posee modem celular o telefónico.

CONCENTRADOR SECUNDARIO: Equipo que solo posee comunicación con el concentrador primario o con otros equipos secundarios.

NODO: Punto donde se concentran las comunicaciones de un lote de equipos (concentrador primario) y que generalmente lleva el nombre del lugar de la instalación y el serial del equipo primario.

MODULO: Dispositivo que contiene la tarjeta electrónica de lectura.

CANAL: Espacio físico en la tarjeta de interconexión donde se conectan los módulos.

TARJETA DE CONTROL: Unidad central donde se almacenan las lecturas tomadas por los módulos, permite la comunicación entre equipos y con el centro de gestión, esta tarjeta procesa las órdenes que el equipo debe ejecutar.

TARJETA DE COMUNICACION: Tarjeta que permite establecer conexión de todos los módulos con la tarjeta de control. Permite comunicar equipos con tecnología RS 485.

MODEM CELULAR O TELEFONICO: Dispositivo que permite establecer comunicación del equipo maestro con el centro de gestión, a través de comunicación celular o telefonía convencional.

MODEM DE RADIO FRECUENCIA: Dispositivo que permite establecer comunicación entre los concentradores secundarios existentes y entre concentradores secundarios y su caja maestra a través de la tecnología de radio frecuencia.

MODEM PLC: Dispositivo que permite establecer comunicación entre los concentradores secundarios existentes y entre concentradores secundarios y su caja maestra a través de la tecnología PLC que usa los conductores de la red eléctrica como medio de comunicación.

UPC: Unida Portátil de Configuración. Terminal que permite configurar el equipo y tomar diferentes tipos de lecturas; se usa directamente sobre el concentrador secundario.

Componentes Equipos SPI

1. Tarjeta de Control
2. Tarjeta de Interconexión
3. Contrapiso
4. Bornera de Fase
5. Empaque
6. Fuente
7. Transformador
8. Bornera de Neutro
9. Sensor de Apertura
10. Modulo de Medida

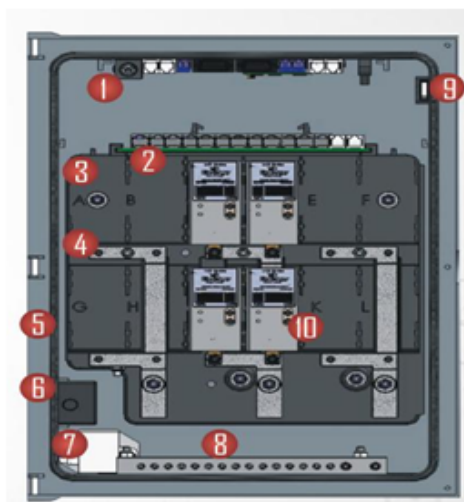


Figura 24. Componentes del sistema²⁸

En la Figura 24 se observa en detalle los componentes que integran una caja de medida centralizada.

3.3.3 Partes o componentes del sistema. A continuación se definen las características de los elementos que forman el sistema.

²⁸ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

3.3.3.1. Concentrador primario. A través de este equipo se debe administrar cada uno de los módulos de medida (medidores) alojados en el concentrador secundario de medida y distribución. El concentrador primario consta de dos puertos de comunicaciones, una que se conecta al sistema remoto en la empresa Vía Celular, Línea Telefónica, GPRS y otra que se conecta con los módulos de medida vía radiofrecuencia o PLC o Línea telefónica. En la Figura 25 y la Figura 26 se observan los modem de comunicación del concentrador primario.

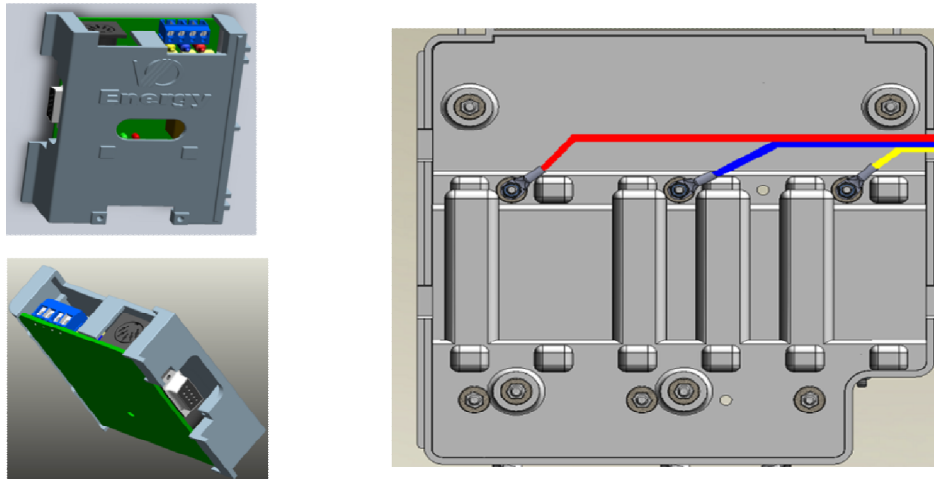


Figura 25. Modem de comunicación PLC (Power Line Carrier)²⁹

²⁹ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

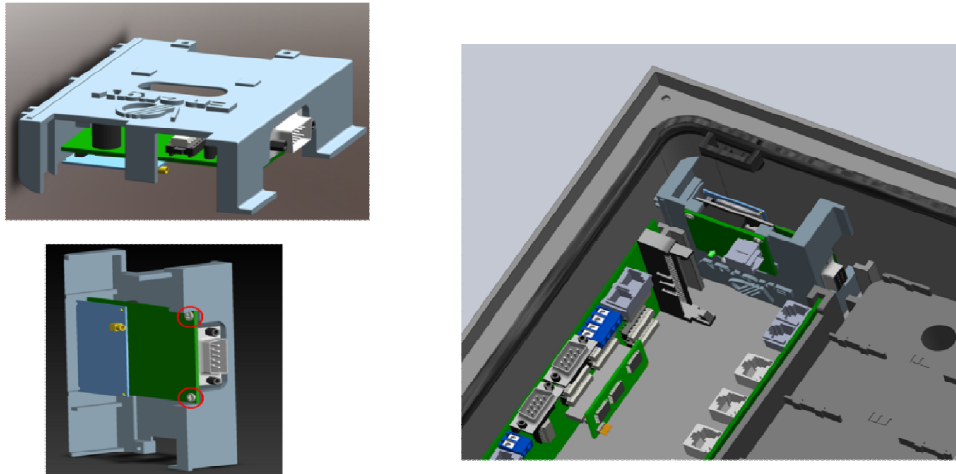


Figura 26. Modem de comunicación celular.³⁰

➤ **Requerimientos y funciones básicas requeridas del concentrador primario.**

- Lectura de medida en kWh para cada uno de los medidores asociados a su base de datos.
- Realizar masivamente las conexiones y desconexiones.
- Realizar la reconexión de los concentradores de Medida y Distribución
- Conexión y desconexión de suministros
- Realizar Interfase con el sistema comercial de la Empresa.
Manejar mínimo 720 registros por concentrador de Medida y Distribución.
- Diagrama de Conexión y Marcación de Terminales.

➤ **Características técnicas del concentrador primario.**

Puede ser como elemento adicional al sistema o interno en los concentradores secundarios, para elementos externos:

Aislamiento dieléctrico: 2.5kV, 60 Hz, 1 minuto.

³⁰ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

Prueba de interferencia:

Modo común: 2,5 kV, 1 MHz, 2 Seg.

Modo diferencial: 1 kV, 1 MHz, 2 Seg.

Eje de Temperatura:

Características garantizadas: 0° C a + 55° C

Almacenaje: -25° C a + 70° C

3.3.3.2 Concentrador Secundario concentrador de Medida y Distribución. Es el módulo que permite la medición de cada suministro y el alojamiento de los medidores electrónicos. En él se puede medir, conectar y desconectar remotamente de la red de baja tensión los consumidores asociados. De éste módulo también se derivan las acometidas de los suministros que distribuyen la energía. Posee un módulo electrónico que almacena los datos de lectura de cada usuario.

El concentrador secundario de medida está formado por la Tarjeta de control, tarjeta de comunicación y MODEM GSM; los cuales vienen alojados en una caja de policarbonato lo suficientemente amplia para la fijación de estos dispositivos más los elementos de suspensión y reconexión (Modulo de medida y actuador).

➤ **Requerimientos y funciones básicas del concentrador secundario**

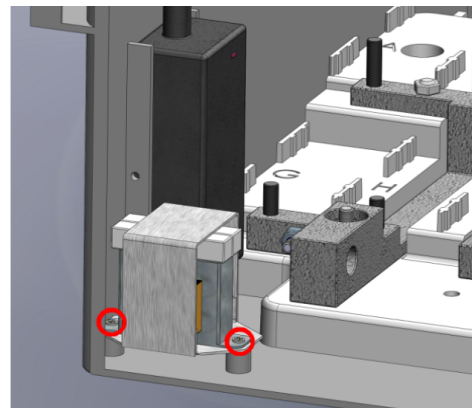
- Permite el alojamiento de los medidores de energía y elemento de corte.
- La tapa frontal tiene un sensor para apertura y una cerradura con un microswitch que monitorea la apertura de la puerta del Concentrador secundario, con tensión.
- Ante aperturas no autorizadas, la caja del concentrador secundario está dotada de alarmas y actuaciones en caso de intervención.
- Apertura de la caja con tensión en la red, envío de alarma a la central y desconexión de todos los clientes.

- Corrientes superiores a las soportadas por las tarjetas electrónicas, envía una alarma y el actuador desconectará al cliente.
- Temperatura al interior de la caja por encima de valores preestablecidos.
- El concentrador de medida está compuesto por una fuente de alimentación y unos conectores para los medidores, los cuales están montados en placas de circuito impreso alojados de tal manera que puedan propiciar el fácil mantenimiento del equipo.
- Alimentación de clientes monofásicos, bifásicos y trifásicos,
- Administración de clientes de medida directa y semidirecta.
- Número de clientes a alimentar de 1 a 12
- Fijación de la caja o módulo al poste (tipo transformador) o tablero de distribución.
- Barraje para conexión a la red de baja tensión de fases y neutro, el cual debe conectarse a sistemas monofásicos o trifásicos.
- Diagrama de Conexión y Marcación de Terminales.

En la Figura 27 se observa una vista general del concentrador secundario.



CONCENTRADOR DE MEDIDA



MICRO SWITCH DE SEGURIDAD APERTURA

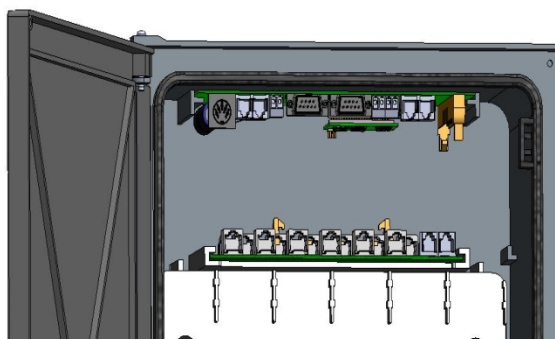
Figura 27. Vista general del concentrador secundario³¹

³¹ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

En la Figura 28 se observan las tarjetas de control y comunicación contenidas en un concentrador secundario para un número determinado de usuarios. Se observa además la tarjeta de interconexión donde cada medidor perteneciente a un usuario en específico es conectado a esta y permita ser gestionado desde la oficina central a través de las tarjetas de control y comunicación del respectivo concentrador.



TARJETA DE CONTROL



INTEGRACIÓN COMUNICACIÓN



TARJETA DE INTERCONEXIÓN

Figura 28. Tarjetas de control, comunicación e interconexión para los medidores de los consumidores.³²

➤ **Características técnicas del Concentrador de Medida y Distribución:**

- Capacidad para 1 a 12 medidores
- Alimentación trifásica o monofásica

³² Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

- Voltaje nominal: 3 x 127 / 220 V.
- Orificios para cables de alimentación y acometidas en los calibres AWG No.2 – AWG No.8.
- Bornes para conexión de cables de alimentación, acometidas y tierra. Barrajes en cobre rígido o bronce latón con capacidad de 250 A.
- Corriente de cortocircuito de 20kA.
- Aislamiento dieléctrico: 2.5 kV, 60 Hz, 1 minuto.
- Eje de Temperatura: Características garantizadas 0°C a 55°C y almacenaje de -25°C a + 70°C

3.3.3.3 Medidor Electrónico. Los medidores cumplen con la norma NTC 4052 (requerimientos de exactitud, límites de error debido a variación de corriente, arranque inicial, funcionamiento sin carga, constante del medidor). Son de estado sólido, microprocesados, empleados para medir fundamentalmente energía activa y reactiva (Figura 29). Adicionalmente a esto se puede sensar y mostrar en un display digital otras variables en magnitudes RMS instantáneas. Estos equipos poseen una pila de respaldo y una vida útil de 20 años. Cumplen con las especificaciones técnicas de un medidor convencional estático.

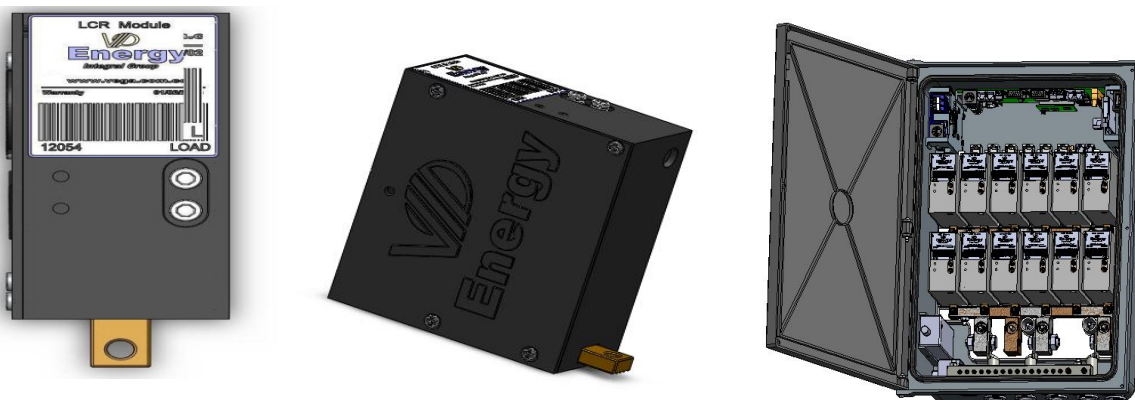


Figura 29. Vista de Medidor electrónico.³³

³³ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

➤ **Características requeridas del medidor:**

- Clase de exactitud: Medidor mejor o igual a clase 2: Para medir energía activa de clientes correspondientes al nivel 1 con capacidades menores a 30 KVA, en medidores monofásicos y trifásicos.
- Voltaje Nominal 3 x 127 /220 V1
- Voltaje máximo de servicio: 138 V
- Voltaje mínimo de servicio; 96V
- Corriente nominal 25 A
- Corriente máxima: hasta 100A
- Constante de calibración 1600 impulsos / kWh
- Dispositivo de calibración: LED emisor o salida de pulsos
- Medición de la energía activa en kWh para cada consumidor
- Medición de consumidores monofásicos, bifásicos y trifásicos
- Aislamiento dieléctrico: 2.5 kV
- El dispositivo de medida tiene está alojado en una caja individual, de tal forma que se conforme un elemento compacto (envolvente).

3.3.3.4 Actuador. Elemento de corte para ejecutar acciones de desconexión y conexión cumplirá con las siguientes características:

- Voltaje Nominal: 220 V
- Corriente nominal: 100 A
- Corte en vacío
- Corriente de cortocircuito: 10kA
- Aislamiento dieléctrico: 4 kV
- Operación local y remota.
- Número de operaciones del contactor: 20.000 operaciones de suicheo mecánico y 10.000 operaciones a corriente nominal y $f_p = 0.9$
- Norma IEC EN60947 UL File E 178562

El dispositivo de medida y el elemento de corte o actuador, tiene que estar alojadas en una caja individual, de tal forma que se conforme un elemento compacto (envolvente) el cual será uno por consumidor por cada fase de alimentación del suministro de energía.

3.3.3.5 Visualizador en el sitio del cliente (Display). El sistema tiene un display que se le instala al cliente, donde éste pueda visualizar su consumo de energía. La pantalla deberá ser de Cristal líquido LCD con secuencias programables.

El Display puede ser colectivo por cada concentrador de medida y Distribución o individual para cada usuario. La comunicación entre el display y la caja del Concentrador de Medida y Distribución es RS-485, PLC o tecnología similar o complementaria.

En caso de las redes áreas estará ubicadas en una caja hermética tipo intemperie (caja tropicalizada resistente al clima costero) a una altura de 1.6 metros del nivel del suelo, altura suficiente para que el usuario pueda observar su consumo de energía. El cable del display con la tarjeta de control del concentrador de medida y distribución será protegido por un tubo conduit instalado a lo largo del poste.



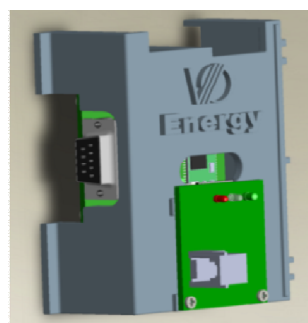
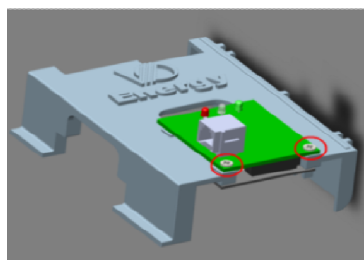
Figura 30. Display para visualización de consumos del cliente.³⁴

³⁴ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

3.3.3.6 Sistema de comunicación entre concentrador primario y secundario. La comunicación entre el Colector de Datos y el Concentrador de Medidas y Distribución debe ser PLC o Radio Frecuencia, RS485. No se permite conexión alámbrica entre concentradores secundarios para instalaciones en red aérea, por lo vulnerable:

- Radiofrecuencia: banda de 900 MHz
- Comunicación PLC (Power Line Communication)
- Norma: IEC 60117

En la Figura 31 se observa los dispositivos de comunicación entre concentradores primarios y secundarios.



MODEM RF



MODEM GSM

Figura 31. Dispositivos de comunicación entre concentradores primarios y secundarios.³⁵

³⁵ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

3.3.3.7 Software de gestión del sistema. El sistema se administra con un software de gestión, en la estación central de donde se podrá conectar remotamente a todos los concentradores primarios y así poder almacenar toda la información y realizar las acciones de medición, suspensión y reconexión sobre los suministros por medio de un software.

Este software está instalado en la oficina central de la empresa de energía. La comunicación del Sistema de Medición Centralizada es en vía MODEM discado o celular. Las operaciones mínimas disponibles en el software serán las siguientes:

- Utilización del software para exportación de archivos para integración con los sistemas de las empresas de energía. Debe permitir la importación y exportación de archivos planos
- Permite la programación para que los medidores trabajen como prepago
- Permite la programación de lecturas automáticas (en KWh), suspensiones y reconexiones masivas e individuales.
- Ajuste de fecha y hora
- Agenda y estado de los contadores
- Transmisión y recepción de archivos de configuración de la topología del sistema
- Generación de archivos de configuración de la topología del sistema.
- Reconexión del concentrador de medidas y Distribución después de la apertura indebida de la puerta
- Prueba de comunicación entre Concentrador primario y Concentrador secundario
- Editar / Alterar el archivo de configuración
- Reset de los contadores de pulsos de los Concentradores secundarios.
- Monitoreo, en línea, de los valores de los pulsos en los Concentradores secundarios;
- Análisis del sistema
- Programación de alarmas y eventos

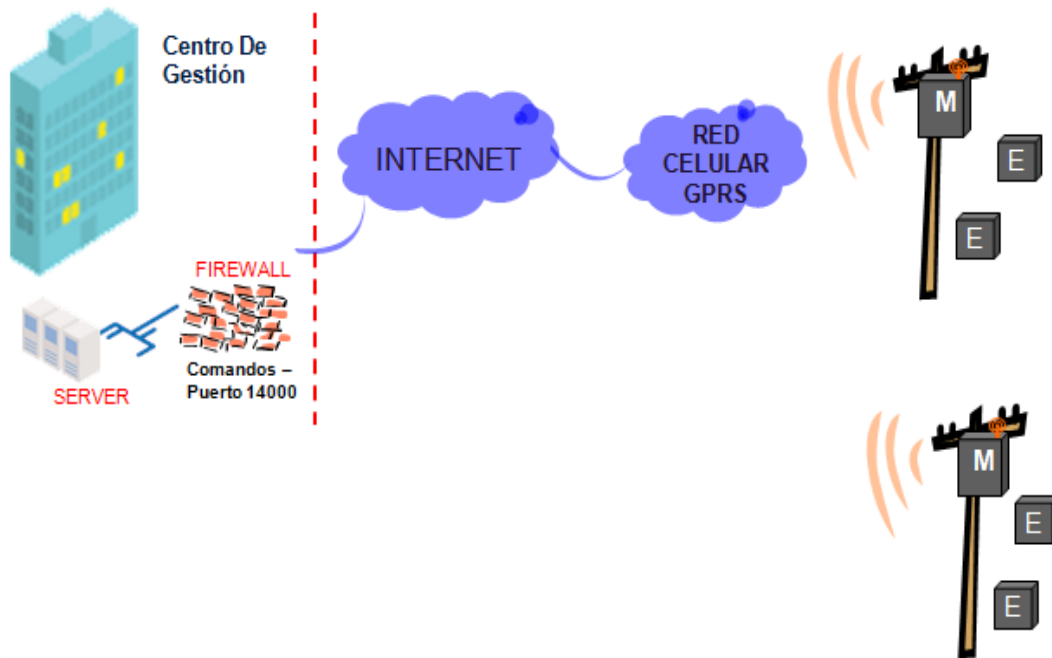


Figura 32. Esquema comunicación concentradores primarios y centro de gestión.³⁶

La conexión mediante MODEM CELULAR en las cajas maestras e Internet desde el centro de gestión emplea comunicación de datos GPRS a 52000 bps. Modo de conexión 'always connected'

La conexión se inicia al activar la caja maestra permaneciendo en un estado de disponibilidad continua. Se requiere habilitar el puerto específico por el cual se conectarán las cajas al servidor.

3.3.4 Versiones del sistema. Existen dos versiones del sistema de medida centralizada o SPI.

- **Versión 1.0**
- Borneras con capacidad de 250A por fase.

³⁶ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

- La alimentación de los módulos es por medio de un cable grueso flexible tipo seda.
- La tarjeta de interconexión no posee un slot que asegure su posición en la SmartBox.



Figura 33. Vista de la versión 1 del sistema de poder integrado.³⁷

En la Figura 33 se muestra esta versión del sistema en donde cada uno de los módulos de medida es conectado a los bornes de alimentación mediante un cordón de cobre grueso que se encuentra aislado por un material de alta resistencia a la temperatura, como se puede ver en la figura anterior.

Aunque cada uno de los alimentadores de los módulos de medida se encuentra aislado eléctricamente y este aislamiento es resistente a la temperatura, este no es suficiente, ya que debido al diseño de la caja de medida los alimentadores se encuentran muy unidos, por lo cual la temperatura generada por cada uno de los conductores se suma hasta el punto de sobrepasar el umbral de resistencia del

³⁷ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

aislante de los mismos. El deterioro del aislante da como resultado un cortocircuito al unirse los conductores de los módulos.

Este problema se soluciono con el rediseño de la caja de medida, cambiando los conductores de los módulos de medida por barrajes adecuadamente ubicados y de conexión fácil.

- **Versión 2.0**
- Barrajes con capacidad de 400A por fase.
- La alimentación de los módulos es por medio de un barraje que además brinda soporte físico al mismo.
- La distribución de los puertos en la Tarjeta de interconexión esta asignada a letras y orientado a la ubicación de las fase en cada barraje.
- El cable de alimentación proveniente de la fuente de alimentación posee dos conectores uno para la tarjeta de control y otro para el modem PLC.
- Esquemático de distribución de los módulos y tipo de tecnología usada al respaldo de la tapa.
- Estructura externa de los módulos
- Porta Modem
- Contrapiso

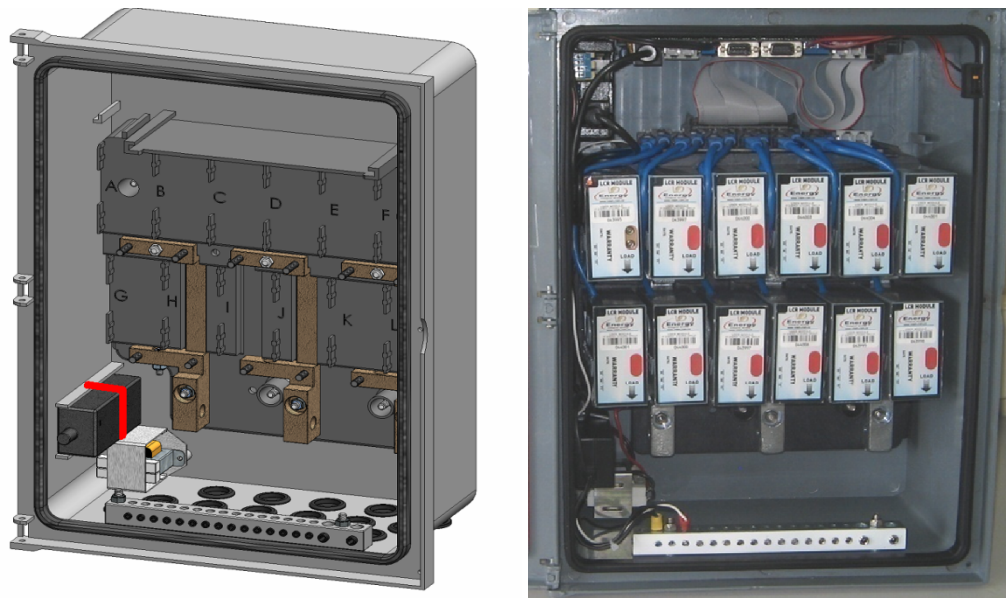


Figura 34. Vista de la versión 2 del sistema de poder integrado.³⁸

En la Figura 34 se puede apreciar el ajuste realizado a la caja de medida, en la versión 1 el sistema energizaba los módulos de medida mediante conductores que se enrutaban entre los módulos hasta llegar a los bornes como se ve en la figura anterior y en la versión 2 se observa un sistema de barras implementado que no solo le agrega al sistema resistencia y rendimiento sino un aspecto estético.

³⁸ Tomado de pagina Vega Proyectos, www.vega.com.co

4. CONCLUSION Y RECOMENDACIONES

La medida centralizada ha demostrado ser una tecnología eficiente para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de los circuitos de distribución, permitiendo a los operadores de red colombianos tener un control más eficaz de la medida y acceso en forma remota a la misma. En ciudades como Cartagena de Indias, Barranquilla, Santa Marta, Montería, Sincelejo, Riohacha y Valledupar, se ha venido aplicando esta tecnología.

La implementación de esta tecnología cumple con todos los requerimientos técnicos y jurídicos establecidos por los diferentes entes nacionales encargados de regular el servicio de energía eléctrica, además, de cumplir con estándares internacionales como la IEC y ANSI.

El desarrollo de esta tecnología en la zona norte del país no solo le ha permitido al operador de red ELECTRICARIBE S.A que es el encargado de esta zona, agilizar los procesos de detección, recuperación y control de las pérdidas de energía, sino, que le ha permitido optimizar su gestión comercial, al disminuir los errores humanos en el proceso de lectura y facturación, dado que esta tecnología permite la obtención de datos de consumo en tiempo real.

Por otro lado, es importante resaltar que la tecnología de medida centralizada es solo una de las tantas posibles soluciones o mecanismos para la detección y reducción de pérdidas de energía (AVM, DINGO, ETC).

Esta tecnología no solo puede ser aplicada a la medición del consumo de energía eléctrica, sino que puede implementarse para la medición de otros servicios como el acueducto y gas.

Su aplicación, además, permite un diagnóstico efectivo de fallas en los elementos que la componen, permitiendo un mayor control de estado del equipo así como mantenibilidad.

5. BIBLIOGRAFIA

[1] Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de Distribución*. Ingeniería Especializada IEB. Medellin, Antioquia. Octubre 2008.

[2] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Ley 142 LEY 142. Ley de servicios públicos domiciliarios*. Julio de 1994

[3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Ley 143. LEY 143. Ley Eléctrica*. Julio de 1994

[4] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Código de redes, Resolución 025 de 1995*. Bogota, Colombia. 13 de julio de 1995.

[5] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Resolucion 70 de 1998 por la cual se establece el reglamento de distribución de energía eléctrica como parte del reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional* . Bogota, Colombia. 28 de mayo de 1998.

[6] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Resolucion 099 de 1997 Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local*. Bogotá, Colombia. 17 de junio de 1997.

[7] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Decreto 387 del 2007 Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones*. Bogota, Colombia. 13 febrero 2007.

[8] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). *Circular 055 del 2007, Reporte de información de pérdidas de energía*. Bogota, Colombia. 24 agosto 2007.

[9] ELECTRICARIBE, *Norma Técnica de Acometida y Medidas*. 09 de Enero 2009.

[10] GARCÍA, Germán. *Estrategia Operativa para el control de las pérdidas de energía eléctricas en la costa Caribe colombiana*. En: IV Jornada de Distribución de Energía Eléctrica. Electricaribe, Electrocosta. Octubre 2007.

[11] IEB Ingeniería Especializada. *Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía*. Medellín, Antioquia. 2008. Informe General.

[12] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *Plan expansión de referencia 2008-2022*. Bogota, Colombia. Diciembre 2007.

[13] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN.
Selección de equipos para medición de energía eléctrica. Bogotá: NTC
5019, 2005.

[14] MONTAÑEZ, Ingrid del Pilar; OLIVEROS, Yeison. *Definición de un procedimiento general de control a la gestión de medición en las fronteras comerciales del mercado*

eléctrico colombiano. Bogota, Colombia. 2008. Universidad de la Salle. Departamento de Ingeniería Eléctrica.