
APUNTE de CÁTEDRA:

Tema: INTRODUCCIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES Y LOS SMART METERS

1. Contenido:

1. Contenido:	1
2. Objetivos.....	2
3. Introducción:.....	2
1.1 Redes eléctricas convencionales y redes eléctricas inteligentes.....	2
2.1 Redes eléctricas convencionales.....	2
2.2 Redes eléctricas inteligentes o “Smart Grid”.	3
4. Alternativas para la medición de energía.	5
3.1 Medidores utilizados en las redes eléctricas no inteligentes:	6
3.1.1 Medidores electromecánicos:	6
3.1.2 Medidores electrónicos (o de estado sólido) sin telegestión	7
3.2 Medidores utilizados en las redes eléctricas inteligentes:	12
3.2.1 Medidores inteligentes o “Smart Meter”	13
3.2.2 Algunos circuitos integrados utilizados en los Smart Meters:	13
5. Comunicación de las redes con Smart Meters:.....	17
6. La tecnología PLC	19
3.1. La tecnología GPRS	20
3.2. La tecnología RED MESH	21
7. Resumen comparativo entre los Smart Meters y los medidores tradicionales	23
8. Bibliografía:.....	24

2. Objetivos.

- Definir el concepto de red eléctrica inteligente conocido como “Smart Grid”.
- Plantear la evolución tecnológica de los medidores de energía eléctrica.
- Definir el concepto de medidor inteligente de energía eléctrica o “Smart Meter”.
- Presentar a modo introductorio las tecnologías de medición de energía eléctrica de los Smart Meter actuales.

3. Introducción:

1.1 Redes eléctricas convencionales y redes eléctricas inteligentes.

La principal fuente de energía para generación de electricidad en Argentina es de origen térmico, basada en combustibles fósiles. De la generación neta acumulada en 2017, el 64.8% corresponde a generación Fósil, el 29% a generación Hidroeléctrica y el 4.2% a generación Nuclear; mientras que sólo el 2% corresponde a Otras Renovables, como se observa en la Figura 1.

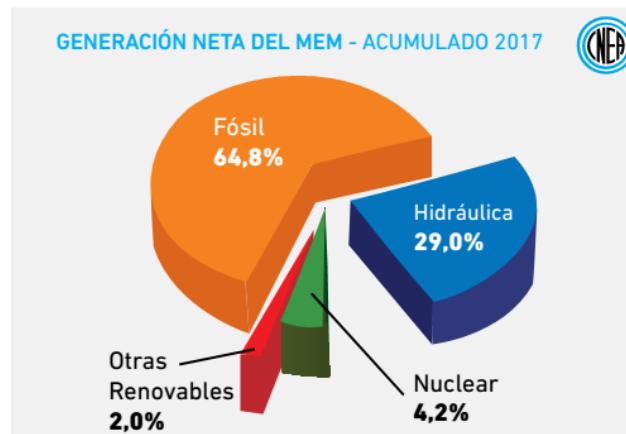


Figura 1: Generación neta del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) – Acumulado 2017

2.1 Redes eléctricas convencionales.

Basados en la matriz energética de la Figura 1, la Argentina como el resto de los países, organiza su sistema eléctrico en etapas bien definidas: Generación, Transporte, Distribución y Consumo, constituyendo que lo podría llamarse una red convencional.

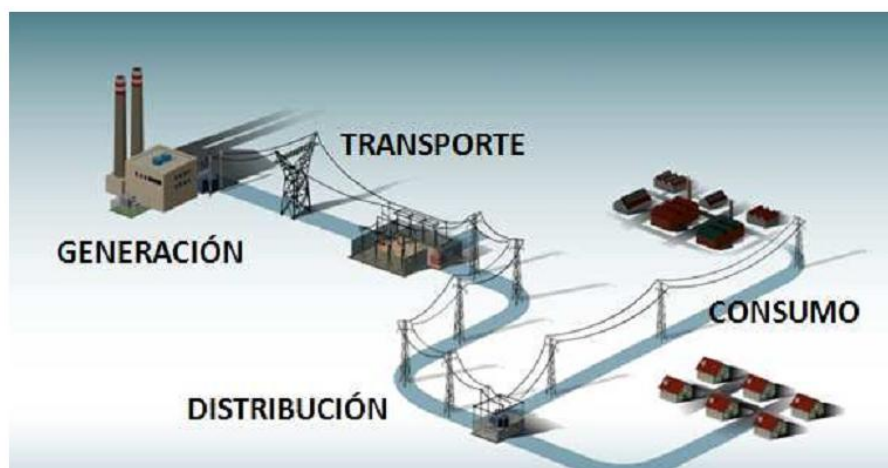


Figura 2: Modelo energético actual. Fuente REE

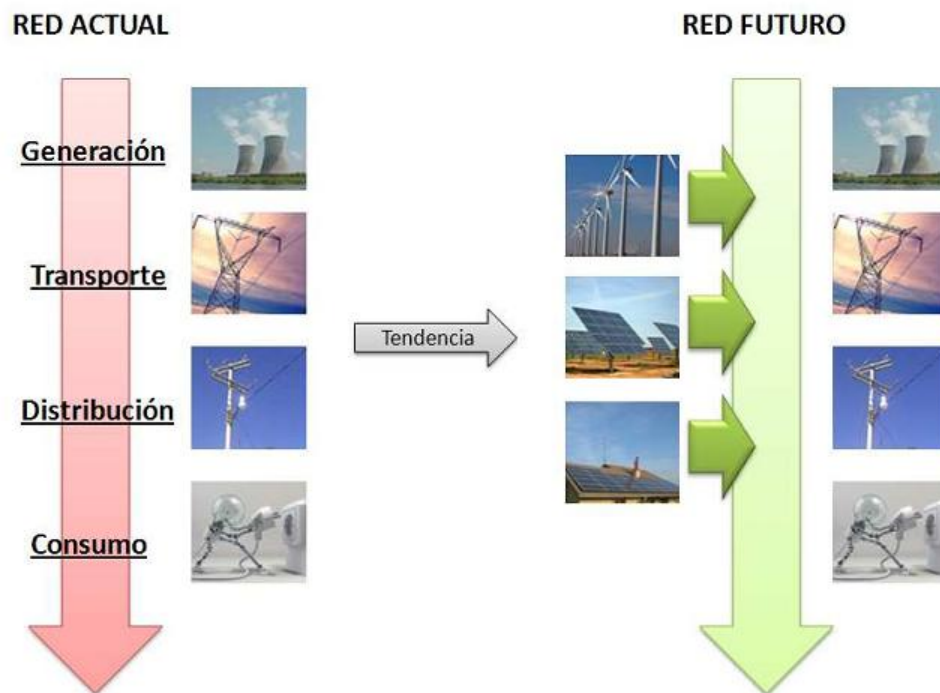
De esta forma aunque se está haciendo lo posible para garantizar el uso eficiente de los recursos fósiles de que aún disponemos, y se está experimentando con tecnologías de energía limpia con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles convencionales, los expertos aseguran que una mayor eficiencia energética y una reducción obligatoria de los gases de efecto invernadero no son suficientes, en sí mismos, para poder enfrentar la crisis sin precedentes del agotamiento de las reservas de petróleo.

Aunque el funcionamiento de las redes actuales es correcto, se debe trabajar para proporcionar un suministro eléctrico seguro y sostenible.

De cara al futuro todos los gobiernos deberán explorar formas alternativas de energía y crear modelos económicos innovadores, con el fin de que las emisiones de carbono sean lo más próximas posibles a cero, para lo cual será necesario apoyarse en tres pilares fundamentales: energía renovable, tecnología de almacenamiento y redes eléctricas inteligentes.

2.2 Redes eléctricas inteligentes o “Smart Grid”.

El nuevo modelo energético pretende transformar el sistema actual en un sistema distribuido, en el cuál cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía, posibilitando la creación de microgeneradores, de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.



Gracias a este tipo de red es posible disminuir drásticamente las pérdidas por el transporte energético, facilitar la conexión a la red de todo tipo de energías renovables (facilitando la integración de porcentajes crecientes de energías no gestionables como la eólica o la solar), soportar las capacidades de almacenamiento energético, soportar la conexión masiva de vehículos eléctricos o híbridos (tanto para cargar como para volcar energía a la red), etc.

Las nuevas especificaciones que implementará el sector eléctrico serán las siguientes:

- Participación activa del usuario: En la red convencional actual el usuario es una parte completamente pasiva, el desarrollo de las redes inteligentes pretenderá desarrollar una actuación del usuario más participativa, surgiendo oportunidades de microgeneración, demanda energética flexible, servicios adaptados a sus necesidades, etc. Para lograr este punto será necesario incentivar la participación del usuario a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria.
- Automatización de la red eléctrica: Esto permitirá realizar un mantenimiento mucho más eficiente de todos los componentes de la red, incluso implementando soluciones de gestión remota. Por tanto será necesario realizar una fuerte inversión en la renovación de las infraestructuras existentes.
- Seguridad en la generación centralizada: El crecimiento de la red y su capacidad de generación, obligará a renovar las centrales generadoras con el fin de asegurar un suministro seguro. De esta forma se mejorará la fiabilidad en el suministro eléctrico ante cualquier perturbación.
- Generación distribuida y fuentes de energía renovable: Gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia.
- Gestión de la demanda: Desarrollo de estrategias para la regulación local de la demanda y control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas.
- Monitorización de la red: Aunque en la actualidad existen diversos sistemas de monitorización implantados en la red de transporte, éstos se verán ampliados en gran medida, integrándose también en la red de distribución y en los usuarios finales.

Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) define una red inteligente como *“una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones – con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.”*

Una red inteligente emplea productos y servicios innovadores junto con monitorización inteligente, técnicas de control, comunicaciones y tecnologías de autoajuste con el fin de:

- Fomentando la participación de los usuarios de forma activa en la red.
- Permitir la coexistencia en la red de todo tipo de generadores, independientemente de su tamaño o tecnología.
- Suministrar a los usuarios una mayor cantidad de información y opciones a la hora de seleccionar el suministro eléctrico.
- Reducir el impacto ambiental por medio de mejoras en la eficiencia de la generación y el transporte energético.
- Mejorar el nivel de la energía eléctrica generada, permitiendo al usuario que lo requiera disponer de cierto grado de calidad en su suministro energético.
- Mejorar y ampliar los servicios energéticos de forma eficiente.

En resumen, una Smart Grid se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo

datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real.

4. Alternativas para la medición de energía.

Los equipos de medida de energía pueden clasificarse según sus características:

- Por sus características tecnológicas: pudiendo ser contadores **electromecánicos o electrónicos** (de estado sólido).
- Por sus características funcionales: pudiendo ser monofásicos o trifásicos.
- Energéticas; como contadores de energía activa y/o contadores de energía reactiva.
- Por sus características operativas; pudiendo ser de los tipos registradores o programables que permiten la telegestión.
- Por su capacidad de medición del sentido de la energía: pudiendo ser direccional o bi-direccional.

Sobre este último punto, cabe señalar que debido a la incorporación de generación distribuida en las redes eléctricas inteligentes, la energía que se debe medir ya no tendrá una única dirección, desde la red hacia el usuario consumidor, como ocurría en las redes eléctricas convencionales, sino que en determinados horarios, puede llegar a fluir en dirección contraria, es decir desde el usuario prosumidor (productor/consumidor) hacia la red. Según sea la dirección de la energía activa y la dirección de la energía reactiva, existirán cuatro combinaciones posibles, que se representan a través del diagrama de la Figura 3, y se denominan flujo de potencia (o energía) en los cuatro cuadrantes.

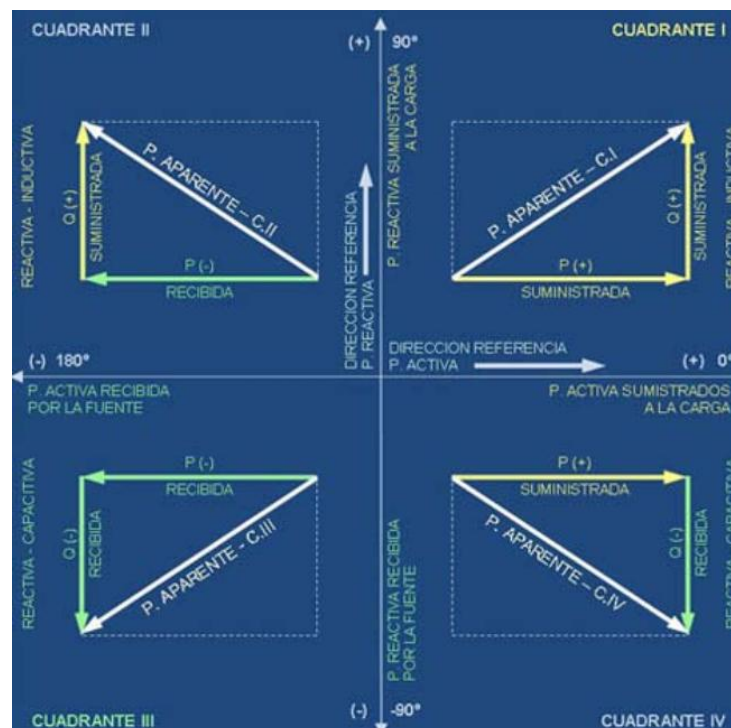


Figura 3: Flujo de potencia en los cuatro cuadrantes.

En el cuadrante I la potencia activa (positiva) es suministrada al usuario y la potencia reactiva (inductiva), es también suministrada al usuario.

En el cuadrante II la potencia activa (negativa) es inyectada a la red, pero la potencia reactiva (inductiva) es suministrada al usuario.

En el cuadrante III tanto la potencia activa (negativa) como la potencia reactiva (capacitiva) es inyectada a la red, mientras que, en el cuadrante IV la potencia activa (positiva) es suministrada al usuario y la potencia reactiva (capacitiva) es inyectada a la red.

Para citar algunos ejemplos, un usuario consumidor típico con carga reactiva inductiva opera en el cuadrante I. Un usuario consumidor atípico con carga reactiva capacitiva opera en el cuadrante IV. Un usuario prosumidor típico que cuenta con un inversor de potencia que inyecta energía eléctrica generada por paneles fotovoltaicos o pequeños generadores eólicos a la red trabaja fundamentalmente en el cuadrante II (cuando la energía activa generada supera a la consumida), entregando energía con un factor de potencia verdadero superior a 0.9 y cercano a la unidad en aquellos inversores de mayor eficiencia, es decir entregan prácticamente sólo energía activa y muy poca (casi nula) energía reactiva. Este mismo prosumidor también puede operar en el cuadrante I cuando la energía activa generada es menor a la consumida. Mientras que es menos probable, pero no imposible, encontrar usuarios que operen en el cuadrante III, es decir que inyecten energía activa, pero a su vez puedan inyectar reactiva, o visto de otra manera tengan una carga reactiva neta de naturaleza capacitiva.

En general la energía reactiva es entregada por grandes generadores centralizados que cuentan con control de frecuencia para regular la inyección de potencia activa y control de tensión para regular la inyección de potencia reactiva. Por este motivo, es importante a la hora de seleccionar un medidor de energía verificar entre otras características, en cuantos cuadrantes es capaz de medir, ya que existen medidores comerciales unidireccionales, es decir de un cuadrante, y medidores bidireccionales de dos y cuatro cuadrantes.

3.1 Medidores utilizados en las redes eléctricas no inteligentes:

Los equipos utilizados para la medición de energía en las redes convencionales (no inteligentes) son del tipo registrador que pueden ser de las dos tecnologías: electromecánicos o de estado sólido (pero sin capacidad de telegestión).

3.1.1 Medidores electromecánicos:

El modelo de contador electromecánico más común es el modelo de inducción patentado por Elihu Thomson en 1889. Este modelo es la base de los contadores electromecánicos más modernos que han estado instalándose por más de 120 años. Permiten medir solamente un tipo de energía: activa acumulada o reactiva acumulada. No poseen discriminación tarifaria.

En general, los medidores de inducción de una sola fase tienen solo un elemento de medición (una bobina voltimétrica y otra amperométrica que hace girar un disco de aluminio). Sin embargo, las versiones especiales pueden tener múltiples elementos sobre un mismo disco, o sobre distintos discos solidarios al mismo eje.

Algunos medidores electromecánicos son diseñados para transmitir pulsos a otros dispositivos. El disco giratorio del medidor de inducción se configura para generar un tren de pulsos (un valor determinado por cada rotación del disco, por ejemplo 5 pulsos) mediante un captador óptico o magnético que censa marcas grabadas en su cara superior. Estos pulsos son procesados por un sistema digital el cual calcula y registra valores de energía y de demanda. El medidor y el registrador pueden estar alojados en la misma unidad o en módulos separados.

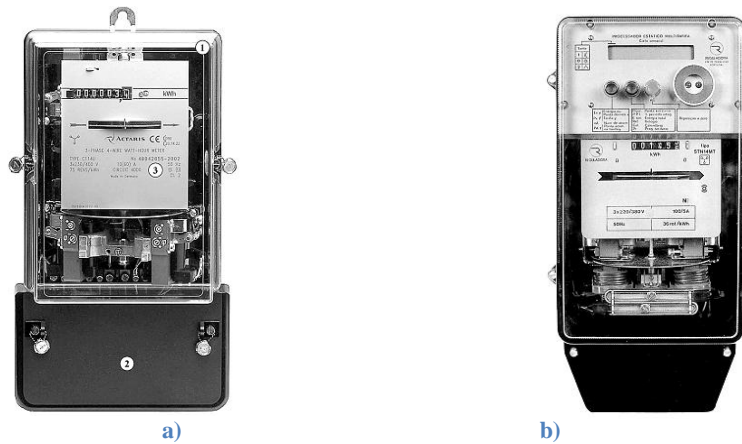


Figura 4: Medidores electromecánicos: a) de inducción b) de inducción con salida por tren de pulsos

3.1.2 Medidores electrónicos (o de estado sólido) sin telegestión

A partir de los años ochenta se introdujeron en la industria, nuevos medidores de energía eléctrica basados en microprocesadores, capaces de registrar magnitudes eléctricas a partir del muestreo de las señales de tensión y corriente del sistema. La mayoría de los medidores de esta primera generación fueron diseñados simulándolos procedimientos de medición de la generación previa de medidores electromecánicos.

En los medidores electrónicos, también llamados de estado sólido, “estacionarios” o AMR (Automatic Meter Reading), la medición de energía y el registro se realizan por medio de un proceso analógico-digital utilizando un microprocesador y memorias. Algunos de ellos pueden registrar también la energía reactiva, factor de potencia, y parámetros especiales adicionales. A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas, estos medidores se clasifican como:

- Medidores de demanda: miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 hs. (una sola tarifa).
- Medidores multitarifa: miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo de las 24 hs., a los que le corresponden diferentes tarifas.

En un medidor digital, las señales analógicas de tensión y corriente son adquiridas y digitalizadas tomando muestras y convirtiendo estas muestras en un registro. Una vez que se tienen las señales digitales, los valores de éstas son utilizados para estimar los parámetros requeridos para evaluar las potencias y energías del sistema. Estas métricas son almacenadas en memoria y están disponibles para su utilización. Las estimaciones realizadas pueden ser visualizadas en una pantalla de cristal líquido (LCD) o leídas de la memoria del equipo por medio de un puerto de comunicación que puede ser óptico o infrarrojo (IrDA - Infrared Data association), lo que permite que estos resultados sean posteriormente visualizados en un computador o un sistema central.



Figura 5: a) Medidores electrónicos sin telegestión. b) terminal para la toma de estado

Todos los medidores digitales registran la energía activa de forma similar y de la misma forma que los medidores electromecánicos; es decir, acumulando el producto de las señales de tensión y corriente.

La estimación de la potencia activa monofásica de todos los medidores se realiza promediando la potencia instantánea, es decir:

$$P_{(activa)} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n$$

Siendo:

N: número de muestras de tensión y corriente por ciclo.

v_n : valor instantáneo de tensión en el instante "n".

i_n : valor instantáneo de corriente en el instante "n".

La energía activa se estima de forma similar, la única diferencia es que no se realiza la división entre N (número de muestras de tensión y corriente). Cuando se implementa la conexión de dos elementos en sistemas trifásicos de tres hilos, la corriente neta de uno de los medidores monofásicos utilizados (generalmente el de la fase S) se hace nula y la potencia del sistema se estima conectando los otros dos medidores monofásicos a las tensiones de línea que correspondan, dependiendo de las corrientes que se estén sensando.

La estimación de la potencia aparente por fase se efectúa multiplicando los valores eficaces de tensión y corriente, que para una fase será:

$$S = V_{RMS} I_{RMS}$$

La potencia aparente total trifásica en los medidores analizados se obtiene como la suma de las potencias aparentes de cada fase; es decir, se estima la potencia aparente aritmética. Sin embargo, la estimación de la energía aparente en varios de ellos se obtiene a partir de la estimación de las energías activa y reactiva.

La estimación de la potencia reactiva por fase se realiza de tres formas diferentes. En unos medidores se realiza retrasando la señal de tensión un cuarto de periodo o $\pi/2$ radianes sobre la pulsación fundamental del sistema (ω_0), para posteriormente evaluar el promedio del producto de esta tensión con la señal de corriente.

$$v_{Q(t)} = v\left(t - \frac{T}{4}\right) = v\left(t - \frac{1}{4f}\right) = v\left(t - \frac{\pi}{2\omega_0}\right)$$

$$Q_{(reactiva)} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_{Qn} i_n$$

En otros medidores, este desplazamiento en el tiempo de la señal de tensión se realiza integrando esta señal.

$$v_{Q(t)} = \omega_0 \int v(t) dt$$

Y finalmente, en otros medidores la potencia reactiva se obtiene a partir de las potencias aparente y activa como:

$$Q_{(reactiva)} = \sqrt{S^2 - P_{(activa)}^2}$$

De las tres formas utilizadas para evaluar la potencia reactiva, la más adecuada es la que se calcula desplazando un cuarto de período la tensión, ya que para la estimación de la potencia reactiva se tienen en cuenta no sólo los efectos inductivos o capacitivos sino también los efectos de los armónicos en el sistema.

La estimación de la energía reactiva se hace con la misma ecuación de la potencia reactiva sólo que no se divide por N . En cambio, si se utiliza la ecuación $Q_{(reactiva)} = \sqrt{S^2 - P_{(activa)}^2}$ para evaluar la potencia reactiva, es necesario multiplicar las estimaciones de esta potencia por el tiempo durante el cual se realiza la medición, para obtener la energía reactiva.

Existen dos formas posibles de determinar el factor de potencia. Algunos medidores, lo hacen a partir de los valores de potencia activa y potencia aparente de la siguiente forma:

$$FP = \frac{P_{(activa)}}{S}$$

Mientras que en otros es evaluado como:

$$FP = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q_{reactiva}}{P_{activa}} \right) \right)$$

La Figura 6 muestra un esquema de bloques de un medidor electrónico Ampy 5192A. Se trata de un Medidor de energía Activa y Reactiva, Trifásico, Monotarifa de 220 / 380V-240 / 415V por fase, frecuencia 50Hz, rango de corriente 5-120A. Contiene 3 elementos de medición independientes que permiten medir el consumo de energía en hasta 4 hilos. Mide y registra energía activa (kWh) con precisión clase 1,0 y energía reactiva (kVAr) con precisión Clase 2,0. Posee 2 LEDs rojos montados en el panel frontal del medidor que emiten pulsos con una relación de 1.000 pulsos por kWh y kVArh medidos en los 3 elementos para la registración de energía.

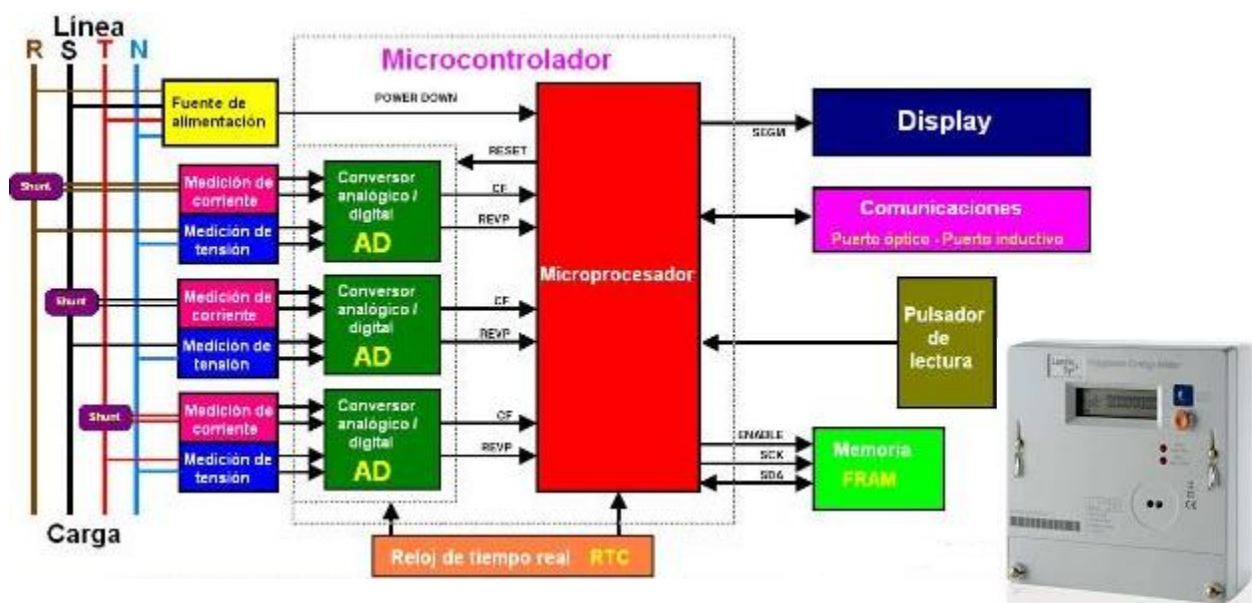


Figura 6: Diagrama de bloques y vista frontal de un medidor Ampy 5192A. (Fuente: www.afinidadelectronica.com)

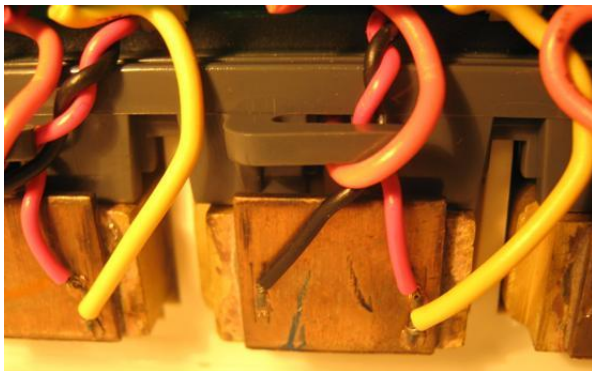
Internamente está compuesto por:

- 1- Display.
- 2- Circuitos de medición de corriente.
- 3- Circuitos de medición de tensión.
- 4- Puerto óptico de comunicación.
- 5- LEDs emisores de pulsos de energía activa y energía reactiva.
- 6- Pulsador de lectura (para permitir a un usuario cambiar el menú de display)
- 7- Microprocesador.
- 8- Memoria.
- 9- Cristal oscilador.
- 10- Cables de conexión de entrada de circuitos de medición

Entre los elementos más destacados se pueden mencionar:

- **Circuitos de medición de corriente.**

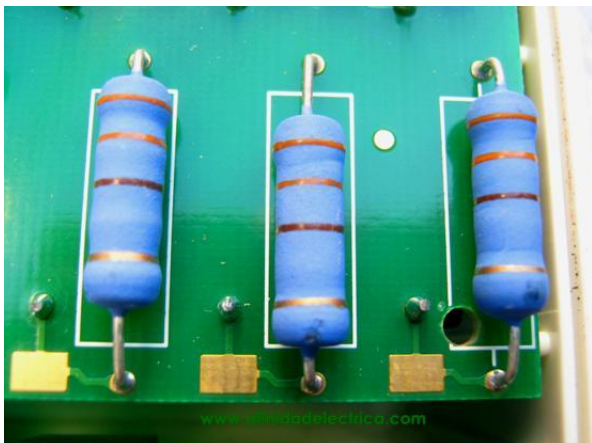
La corriente es medida mediante resistencias shunts ubicadas entre los bornes de entrada y salida de corriente del medidor en cada fase. El valor de la resistencia eléctrica del shunt es conocido con precisión y se utiliza para determinar la intensidad de corriente que fluye a través de la carga, mediante la medición de la diferencia de tensión o voltaje a través de ellos, valiéndose para ello de la ley de Ohm.



Los terminales de estos shunt son conectados a los circuitos de corriente de la placa donde se procede al filtrado y adaptación de las señales (amplificación mediante el integrado LMC60 de National Semiconductor que es un doble amplificador operacional de tecnología CMOS) para su conversión analógica-digital.

Figura 7: Vista de los Shunt de un medidor Ampy 5192A.

Circuitos de medición de tensión.



La medición de tensión se consigue al dividir la tensión de línea mediante divisores resistivos. En la figura observamos las resistencias de precisión de metal film de 330 Ohm y 2 watts de disipación.

Figura 8: Vista de las resistencias (divisor resistivo) para la medida de la tensión de un medidor Ampy 5192A.

Puerto óptico de comunicación



El medidor cuenta con un puerto de comunicación que utiliza una señal de interfase óptica basada en el protocolo IEC 1107 para lo que se han dispuesto en la placa un emisor (LED infrarrojo) y un receptor (detector infrarrojo).

Figura 9: Vista del emisor y receptor infrarrojo de un medidor Ampy 5192A.

LEDs emisores de pulsos de energía activa y energía reactiva



El equipo cuenta con 2 LEDs rojos de alto brillo, montados en la placa y de visualización directa desde el panel frontal del medidor, que emiten pulsos con una relación de 1.000 pulsos por kWh (LED superior) y kVARh (LED inferior) medidos en los 3 elementos para la registración de energía.

Figura 10: Vista de los leds emisores de pulsos de un medidor Ampy 5192A.

Microcontrolador.



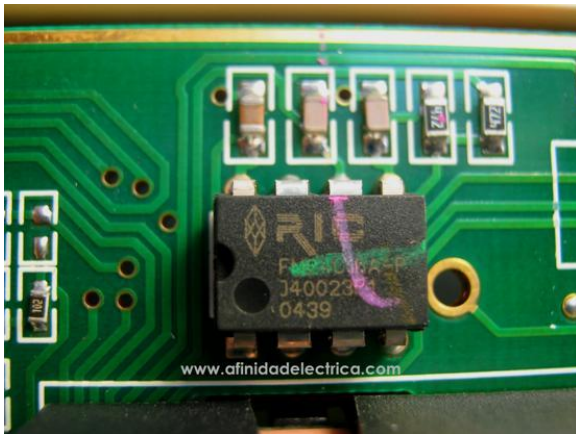
5192A.

El microcontrolador M30620ECFP de Mitsubishi Microcomputers, también llamado microcomputadora de un solo chip, es el cerebro del medidor. Este chip de cien contactos trae integradas todas las funciones necesarias para la medición y registro de datos.

El microcontrolador es responsable del control de la interfaz analógica y de todos los cálculos de energía.

Figura 11: Vista del microcontrolador de un medidor Ampy

Memoria.



Toda la información del medidor es registrada en una memoria FRAM FM24C16a de Ramtron controlada por el microprocesador. Todos los registros de kWh son almacenados en la memoria y actualizados.

Figura 12: Vista de la memoria de un medidor Ampy 5192A.

Sus características más importantes son que operan a muy alta frecuencia, pueden regrabarse gran cantidad de veces (el fabricante informa que pueden realizarse 10^{12} ciclos de lectura-escritura o un millón de veces más que una memoria EEPROM), tienen muy bajo consumo y son no-volátiles (el fabricante garantiza una retención de datos mayor a 45 años). Además ofrecen elevada protección contra manipulaciones por lo que resultan ser ideales para este tipo de aplicaciones.

Completan el medidor en la parte posterior del circuito impreso inductancias toroidales y capacitores (para adaptación y filtrado de las señales corriente y tensión) junto con varistores (resistores no lineales cuya resistencia disminuye con el aumento de la tensión) cuya función es restringir sobretensiones transitorias como elemento de protección)



a)

b)

c)

Figura 13: Vista de: a) inductancias toroidales, b) capacitores de filtrado, c) varistores de protección de un medidor Ampy 5192A.

3.2 Medidores utilizados en las redes eléctricas inteligentes:

Los equipos utilizados para la medición de energía en las redes inteligentes son equipos programables, en todos los casos de estado sólido (pero con capacidad de telegestión).

Para proporcionar la información en tiempo real o la discriminación horaria es necesario un equipo de medición de energía distinto al contador electromecánico o el medidor electrónico AMR y con prestaciones especiales. Por lo tanto se necesita definir una nueva forma de medir denominada “Smart Metering” o medición inteligente.

3.2.1 Medidores inteligentes o “Smart Meter”

La medición inteligente puede definirse como *“el proceso de medida por el cual se cuantifica y transmite instantáneamente la información de las cantidades de energía consumidas o producidas para su gestión en la red eléctrica”*.

Un medidor inteligente o Smart Meter es un tipo de medidor o contador avanzado que calcula el consumo de energía eléctrica (también los hay para gas o para agua) de una forma más detallada que los contadores convencionales. Estos aparatos también ofrecen la posibilidad de comunicar esta información a través de una red hasta un *centro de procesamiento de datos* de la empresa de servicios local, la cual puede utilizar los datos a efectos de facturación, seguimiento, facilitar a sus usuarios un mayor control sobre sus consumos, o incluso poder ofrecer servicios personalizados a los clientes. Así mismo, estos aparatos tienen la capacidad de configurar a medida el servicio, o interrumpir el suministro de manera remota, en caso por ejemplo de que no se haya realizado el pago de la mensualidad por el servicio contratado.



3.2.2 Algunos circuitos integrados utilizados en los Smart Meters:

Los fabricantes de dispositivos electrónicos para Smart Meters ofrecen distintos diseños de base para facilitar la fabricación de contadores energéticos. A continuación se muestran las características principales de algunos de los circuitos integrados más utilizados en el mundo.

ADE5169 (Analog Devices)

Este dispositivo está preparado para medir en forma monofásica los siguientes parámetros: Irms, Vrms, P, Q, S. En el mismo encapsulado incorpora un bloque de medición energética ligado a un DSP, además incorpora un microcontrolador con una arquitectura 8052, un reloj RTC (Real Time Clock), un controlador de LCD y diversos complementos necesarios para el desarrollo de un medidor energético.

Para la implementación de las comunicaciones necesarias, este circuito integrado presenta dos interfaces UART programables independientes.

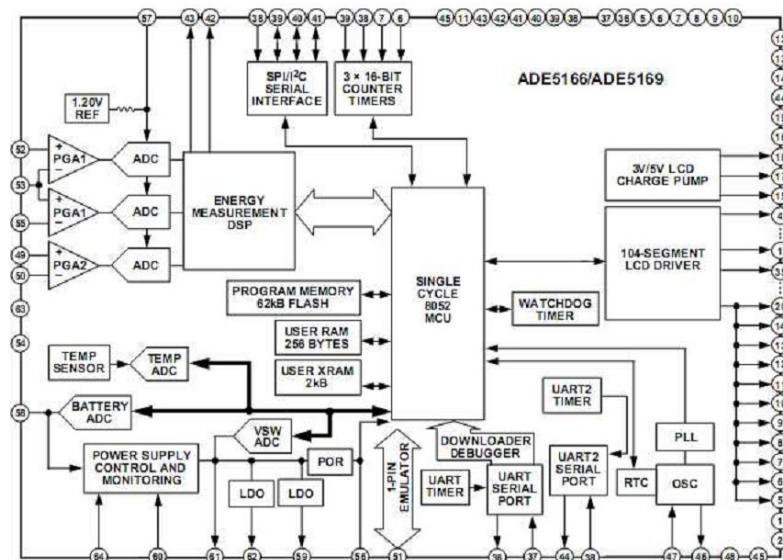


Figura 14: Arquitectura ADE5169. Fuente: AnalogDevices

AVR465 (Atmel)

Este dispositivo está preparado para medir en forma monofásica los siguientes parámetros: Irms, Vrms, P. La principal diferencia que presenta este dispositivo es que utiliza transductores de corriente para medir tanto en la fase como el neutro, de esta forma el dispositivo es capaz de detectar intentos de manipulación del sistema de medida.

El diseño de este sistema está basado en un microcontrolador AVR. Todas las medidas realizadas se digitalizan y se pasan al microcontrolador a través de PWM (Pulse Width Modulation que es una señal cuadrada cuyo ciclo de trabajo es proporcional a la magnitud que se está representando) mediante la UART de que dispone. Esto lo convierte en un circuito con un bajo costo y muy eficiente.

El fabricante proporciona en su hoja de aplicación toda la descripción necesaria para desarrollar y ensamblar el dispositivo en cuestión, basado en un ATmega88.

AS8268 (Austriamicro-sys)

Este dispositivo integrado, capaz de medir en líneas monofásicas valores de Irms, Vrms, P y Q; sigue la misma filosofía que el ADE5169 de Analog Devices, integrando una unidad externa encargada de digitalizar las medidas analógicas energéticas gracias a un DSP. Como puede observarse en la figura siguiente, también basa su funcionamiento en un microcontrolador de arquitectura 8051 y dispone de un driver hardware para controlar LCD's.

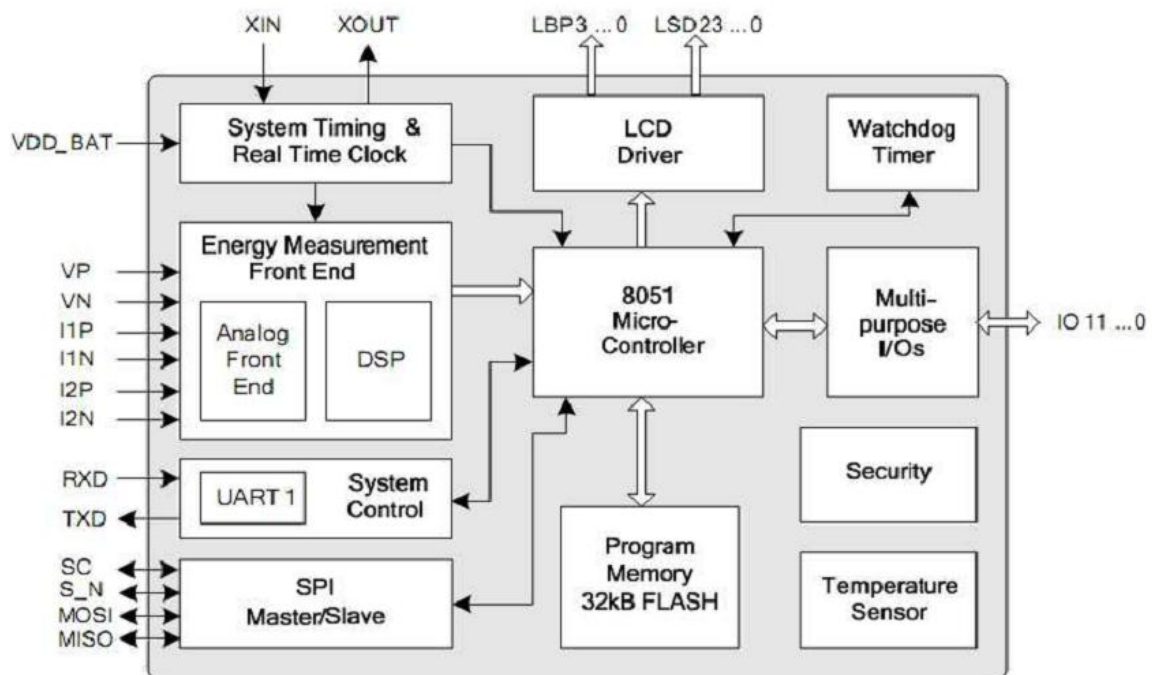


Figura 15: Arquitectura AS8268. Fuente: Austriamicro-sys

Al igual que el AVR465 de Atmel, este integrado es capaz de realizar mediciones tanto en la línea de fase como en la de neutro con el fin de poder detectar fallos o manipulaciones del sistema de medida. Por otro lado dispone de dos puertos de comunicaciones (uno UART y otro SPI).

CS5463 (Cirrus Logic)

Este circuito integrado basa su sistema de captura de información energética en dos convertidores A/D Delta-Sigma. Además de calcular los parámetros básicos de tensión, corriente y potencia, es capaz de calcular frecuencias y armónicos.

Por otro lado, este circuito integrado se limita a calcular los parámetros descritos y a ponerlos a disposición ya sea bien a través de una interfaz de comunicación serie, o bien a través de modulación de pulsos en función de la energía consumida.

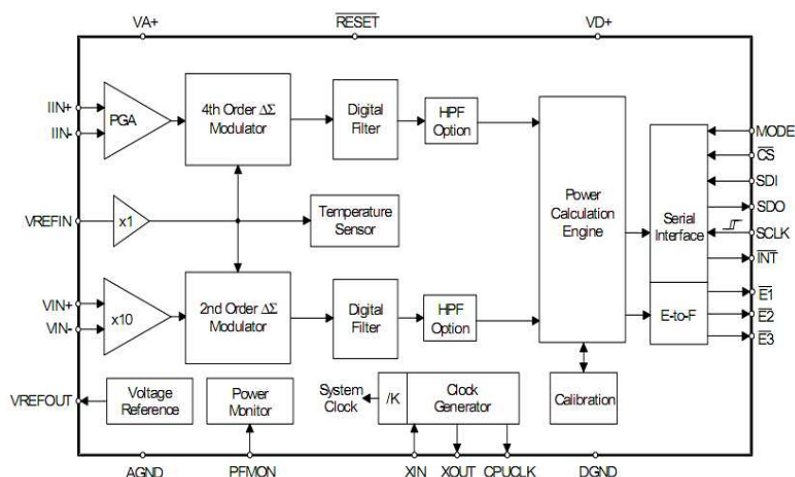


Figura 16: Arquitectura CS5463. Fuente: Cirrus Logic

Por tanto, este circuito no sirve por sí solo para la implementación de un contador, pero sí proporciona una pieza clave para su funcionamiento, siendo necesario disponer de otro dispositivo encargado de alojar un programa que pueda proveer los servicios necesarios como control de LCD's, comunicaciones, indicadores, etc.

MAXQ3183 (MAXIM)

Al igual que el CS5463 de Cirrus, este integrado escapa de adquirir y calcular un mayor número de parámetros que otros dispositivos, como fases, armónicos, frecuencias, etc., operando en sistemas trifásicos de tres o cuatro hilos.

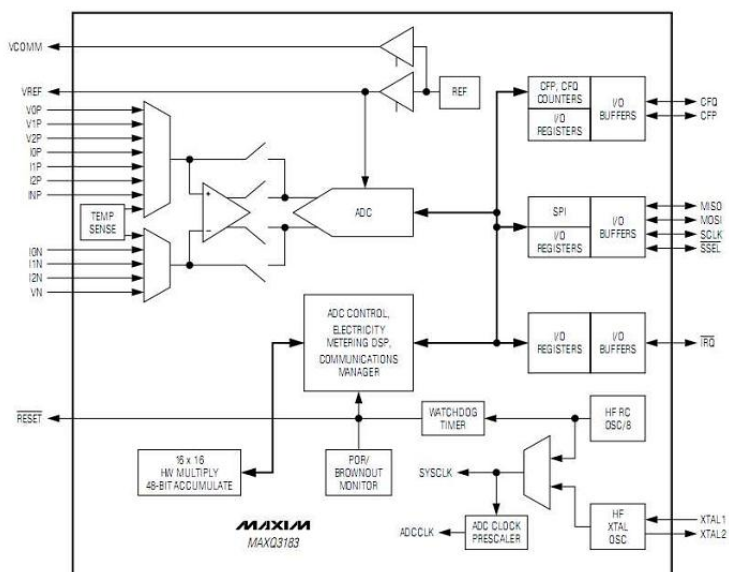


Figura 17: Arquitectura MAXQ3183. Fuente: Maxim

Sin embargo, no dispone de una unidad controladora capaz de gestionar dicha información y representarla de alguna manera. Una vez calculados los parámetros dispone de 3 salidas de pulsos configurables para representar energía activa, reactiva y aparente. Además dispone de una interfaz serie para acceder a todos los datos calculados de forma más exacta.

MCP3905 (Microchip)

Este circuito está diseñado para medir tensión y corriente en sistemas monofásicos, proporcionando una salida de pulsos proporcional a la potencia real que esté siendo consumida en la línea.

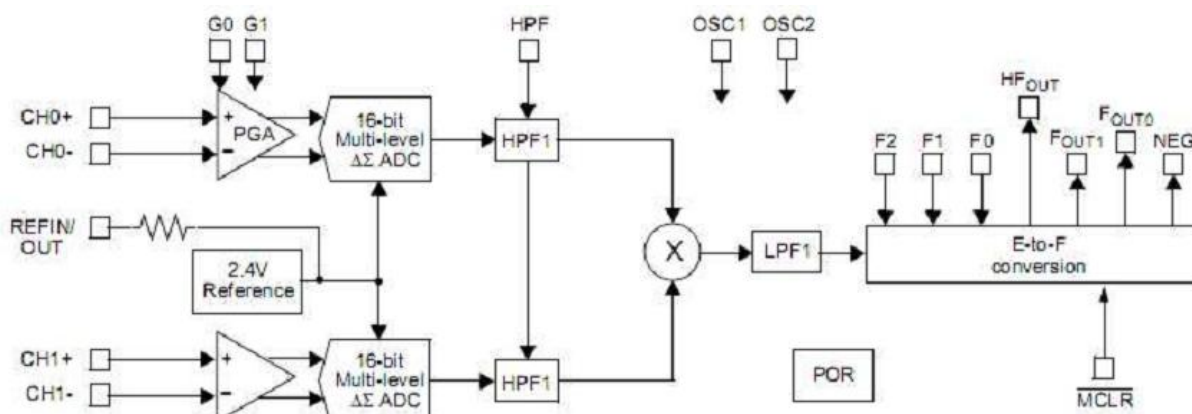


Figura 18. Arquitectura MPC3905. Fuente: Microchip

El funcionamiento del integrado es muy sencillo, careciendo de cualquier tipo de controlador, entradas/salidas adicionales, o puertos de comunicación. Por tanto para el diseño de contadores será necesario disponer de otro elemento central capaz de proveer de estas características necesarias.

SA9904 (Sames)

Este dispositivo es capaz de medir Vrms, Irms, frecuencia, P, Q, S en sistemas trifásicos tanto de 3 hilos como de 4 hilos. Realiza la medición de corriente tanto en las líneas de fase como en las líneas de neutro, facilitando la detección de manipulaciones.

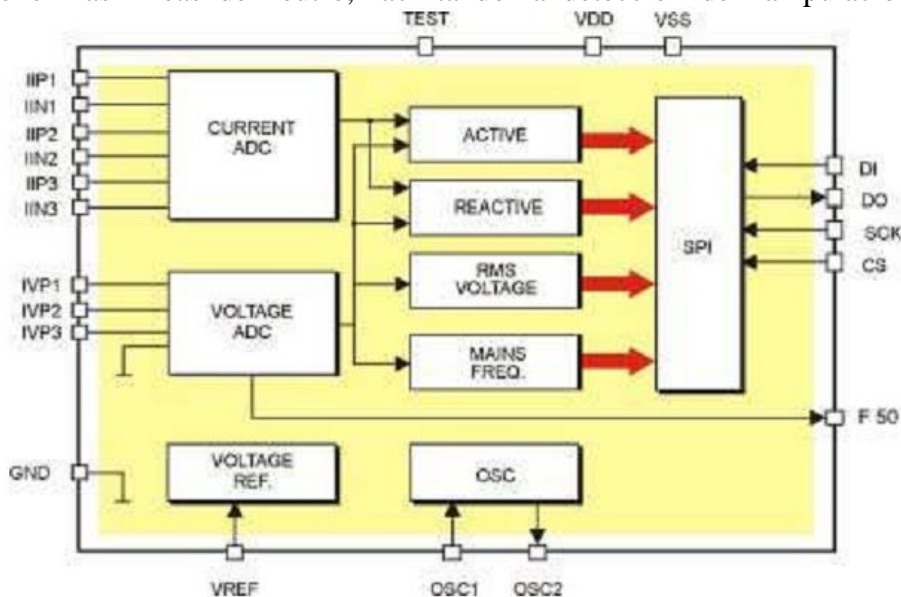


Figura 19: Arquitectura SA9904. Fuente: Sames

Al igual que los anteriores circuitos integrados, este SA9904 no posee unidad MCU, de forma que proporciona los datos a través de una interfaz SPI que necesitará conectarse con una unidad externa que recoja los datos para representarlos, enviarlos o actuar en consecuencia.

71M6531F (Teridian)

Este integrado es una de los más completos del mercado. Puede medir Irms, Vrms, y potencia y energía en los cuatro cuadrantes cumpliendo con el estándar IEC62053. Además incorpora un microcontrolador de características avanzadas que dispone de 256 kB de memoria, 2 interfaces de comunicación UART, controlador LCD, convertidor A/D de 22 bits, etc. Por tanto, está dirigido al desarrollo de dispositivos de medida energética con capacidad de transferir, monitorizar y gestionar toda la información almacenada en memoria, convirtiéndose en una pieza clave dentro del dispositivo a desarrollar.

5. Comunicación de las redes con Smart Meters:

La evolución de las redes eléctricas actuales hacia las redes eléctricas inteligentes pasa inevitablemente por la introducción de nuevos equipos inteligentes con capacidad local de decisión y de nuevas tecnologías de comunicación o adaptación de las ya existentes.

La primera cuestión es si la tecnología es cableada o inalámbrica. Por cableada se entiende la tecnología de comunicaciones por la red eléctrica (del inglés, Power Line Communication, PLC), cuya ventaja radica en la existencia de una red cableada preexistente (la misma red eléctrica) y en la elevada capilaridad de su tendido, o sea, la existencia de numerosas ramificaciones que permiten llegar hasta el usuario final (dependiendo de la calidad del cableado y la presencia de discontinuidades como seccionadores, transformadores, etcétera).

La tecnología PLC provee dos opciones diferentes: PLC de banda angosta, para comunicaciones de decenas de kilobits por segundo, y de banda ancha, para velocidades de varios megabits por segundo. Este último presenta mayores dificultades para comunicar sobre distancias muy largas, debido al efecto del ruido impulsivo y la distorsión propia del canal. Por tal razón, los medidores inteligentes que emplean PLC usan la tecnología de banda angosta, con la cual se consigue mayor distancia con una menor tasa de transmisión de bits.

La opción inalámbrica, por su lado, abarca diferentes alternativas, tales como wireless mesh, WiMAX, red celular, etcétera (ver Tabla 1), evitando hasta cierto punto algunos de los problemas de PLC, pero afrontando otros diferentes. La distorsión introducida por el canal es, en general, menos nociva, y las tasas de transmisión logradas pueden ser mayores que en PLC. Sin embargo, existen lugares donde la conectividad es muy compleja, debido a la presencia de múltiples obstáculos (edificios, accidentes del terreno, etcétera).

Tecnología	Frecuencia	Velocidad de transmisión	Rango de cobertura	Aplicaciones	Limitaciones
GSM	900-1.800 MHz	≤ 14,4 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
GPRS	900-1.800 MHz	≤ 170 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
3G	1.900-2.170 MHz	384-2.000 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Costo
WiMAX	2,5, 3,5 y 5,8 GHz	≤ 75 Mbps	10-50 km (LOS), 1-5 km (NLOS)	AMI, gestión avanzada de la demanda	Poco conocido
PLC	1-30 MHz	2-3 Mbps	1-3 km	AMI	Entorno ruidoso
ZigBee	2,4 GHz	250 kbps	30-50 km	AMI, HAN	Corto alcance, baja velocidad

Tabla 1. Tecnologías de comunicaciones para medición inteligente (Según el trabajo “Smart Gridtechnologies: Communication technologies and Standard”, de Güngör et al., 2011)

En general, la mayoría de los especialistas en el campo de las redes eléctricas inteligentes sostienen que no existe una tecnología que prevalezca sobre las otras y que en el futuro van a coexistir todas en simultáneo.

Como puede deducirse, el mapa actual de protocolos de comunicación utilizados en el sistema eléctrico es muy extenso, pero hay regulaciones establecidas por el comité técnico TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Así, IECTC57 aglutina varios grupos de trabajo para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización de protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP o interfaces serie.

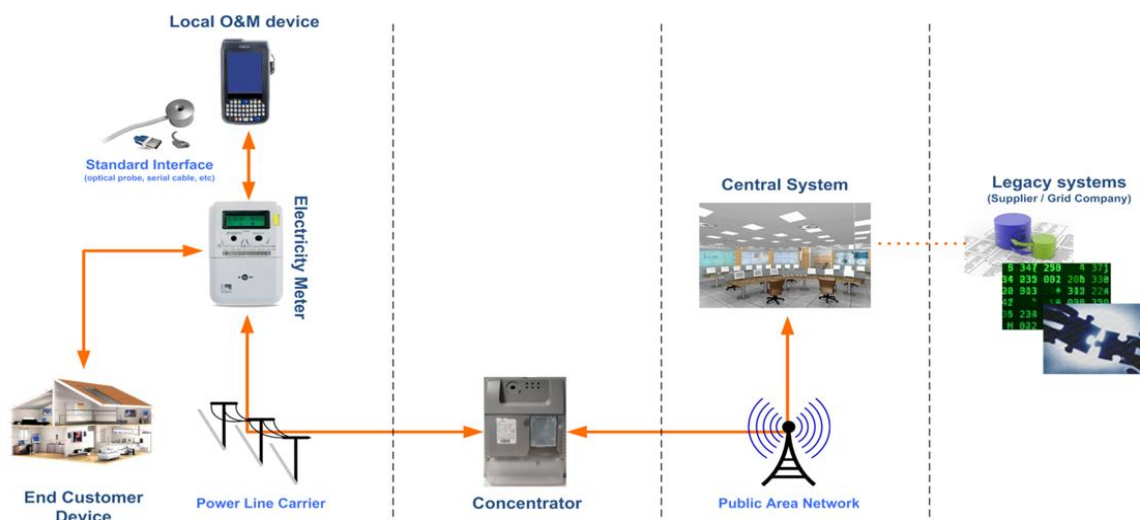
Cada uno de estos grupos de trabajo se ha encargado de definir y mantener un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación en cada punto de la red eléctrica. Así, cabe destacar entre otras:

- IEC60870 para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP.
- IEC61850 para automatización en el entorno de subestaciones eléctricas.
- IEC61334 para comunicaciones sobre líneas de distribución (PLC por las siglas de “Power Line Communication”)

En la Argentina, los Smart Meters que se instalan progresivamente en su mayoría basan su comunicación bidireccional con dos estrategias:

Con gestión de dispositivos individuales: Cada Smart Meter está conectado a un módem WAN individual. Así, son capaces de comunicarse directamente con la empresa proveedora del servicio eléctrico sin ningún otro dispositivo auxiliar. Un ejemplo de un dispositivo que utiliza esta tecnología es un medidor con comunicación GPRS.

Con gestión concentrada de dispositivos: los dispositivos se agrupan en a través de concentradores de datos. Estos concentradores son capaces de centralizar y gestionar una serie de puntos en el campo y vincularlos con la empresa proveedora del servicio eléctrico. Los concentradores proporcionan el puente entre los dispositivos y sus dispositivos respectivos en el sistema informático. Los concentradores se comunican con los medidores mediante un sistema de comunicación de corto alcance (por ejemplo PLC, redes inalámbricas como WIFI, RF, etc.), para que luego el concentrador lo haga con la central mediante una tecnología de largo alcance (GPRS, TCP/IP, etc.).



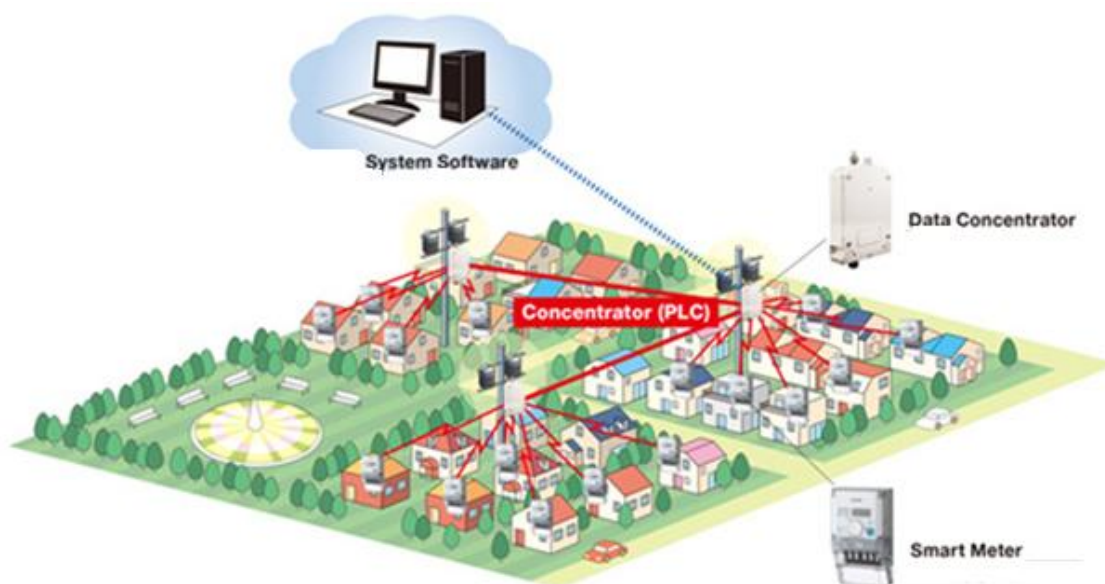


Figura 20: Esquema con gestión concentrada de dispositivos por PLC+GPRS

6. La tecnología PLC

PLC (Power Line Communications) o PLM (Power Line Modem) se refiere a cualquier tecnología que permita transferir datos a velocidad de banda estrecha (<100 kbps) o banda ancha (>1 Mbps) y a través de la red eléctrica usando una tecnología avanzada de modulación.

Dependiendo del país, la institución y la compañía, las comunicaciones a través de la red eléctrica están agrupadas bajo diferentes acrónimos: PLC, PLM, PLT (Power Line Telecommunications), PPC (Power Plus Communications).

Las comunicaciones a través de la red eléctrica ya se utilizaban hace algún tiempo en telecontrol tipo todo o nada: de relés, alumbrado público y domótica. La banda ancha sobre PLC empezó a finales de la década de 1990.

El principio de PLC consiste en la superposición de una señal de alta frecuencia con bajos niveles de energía sobre la señal de la red eléctrica de 50 Hz. Esta segunda señal se transmite a través de la infraestructura de la red eléctrica y se puede recibir y decodificar de forma remota. Así, la señal PLC es recibida por cualquier receptor PLC que se encuentra en la misma red eléctrica, pero cada uno de ellos tiene una dirección propia. Un acoplador integrado en la entrada del PLC receptor elimina los componentes de baja frecuencia antes de que la señal sea tratada.

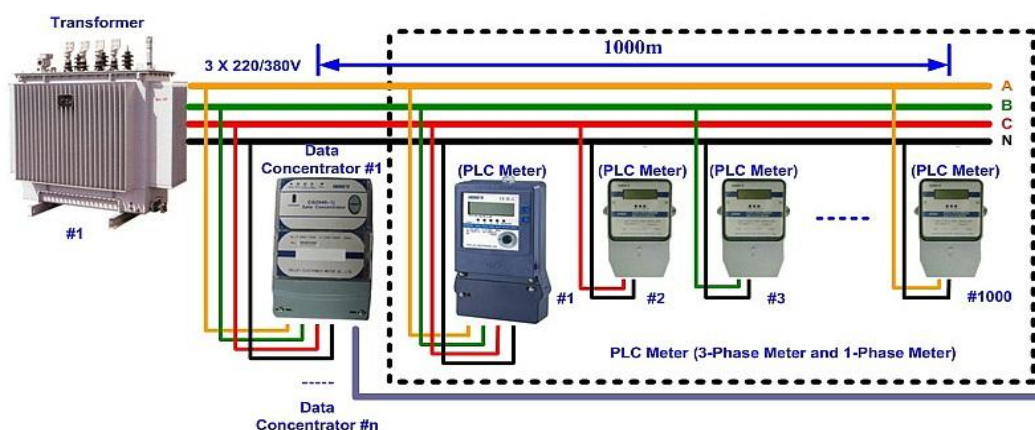


Figura 21: Esquema básico PLC en las Smart Grid.

En los sistemas PLC aplicados a las Smart Grid la velocidad de transmisión de información es baja (banda estrecha). Pueden utilizarse distintas formas de envío de la información pero la más utilizada es la modulación por desplazamiento de frecuencia (FSK) porque es menos afectada por el ruido de la línea.

La modulación por desplazamiento de frecuencia o FSK (del inglés Frequency Shift Keying) es una técnica de modulación para la transmisión digital de información utilizando dos frecuencias diferentes. Esta señal FSK es una senoide de amplitud constante “A” (de unos 100mV), que “salta” entre dos frecuencias diferentes f_1 y f_2 , superpuesta a la frecuencia de 50 Hz.

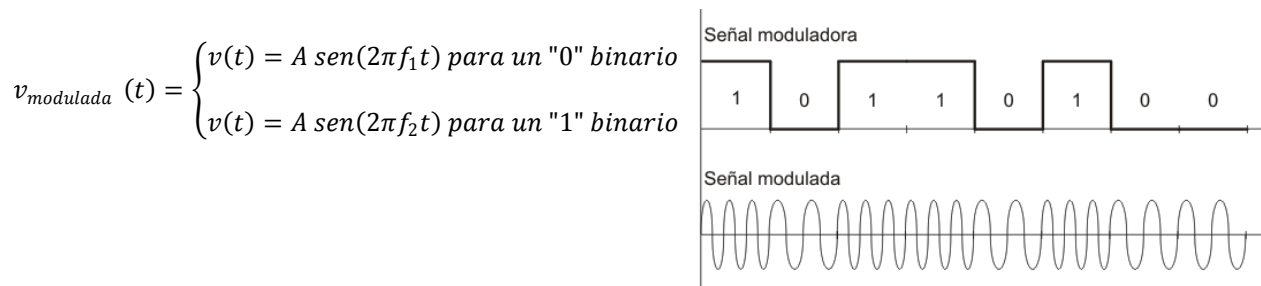


Figura 22: Transmisión de bit por FSK para redes PLC.

3.1. La tecnología GPRS

El servicio general de paquetes vía radio, en inglés: General Packet Radio Service (GPRS), fue creado en la década de los 80.

La transferencia de datos de GPRS se cobra por volumen de información transmitida (en kilo o megabytes), mientras que la comunicación de datos a través de conmutación de circuitos tradicionales se factura por minuto de tiempo de conexión, independientemente de si el usuario utiliza toda la capacidad del canal o está en un estado de inactividad. Por este motivo, se considera más adecuada la conexión conmutada para servicios como la voz que requieren un ancho de banda constante durante la transmisión, mientras que los servicios de paquetes como GPRS se orientan al tráfico de datos.

En los servicios GSM los recursos son gestionados según la modalidad “resource reservation”, o sea, se emplean hasta el mismo momento en que la petición de servicio concluye. En GPRS, sin embargo, se adopta la técnica del “context reservation”, es decir, se atiende a preservar las informaciones necesarias para soportar o bien las peticiones de servicio de forma activa o bien las que se encuentran momentáneamente en espera. Por tanto, los recursos de radio se ocupan solo cuando hay necesidad de enviar o recibir datos. Los mismos recursos de radio de una celda se dividen entre todas las estaciones móviles, aumentando notablemente la eficacia del sistema. El servicio GPRS, por tanto, está dirigido a aplicaciones con las siguientes características:

- Transmisión poco frecuente de pequeñas o grandes cantidades de datos.
- Transmisión intermitente o ráfagas (por ejemplo aplicaciones en las que el tiempo medio entre dos transacciones consecutivas es de duración superior a la duración media de una única transacción).

Algunos ejemplos de aplicaciones que cumplen estas características son: Telemetría, telealarma, control de tráfico, etc.

3.2. La tecnología RED MESH

Se basa en tecnología de comunicación bidireccional que recibe y reenvía datos y opera de manera independiente una de la otra. Cada nodo de radio (uno en cada medidor) puede actuar como un enrutador independiente dentro de la red. Es decir, recibe datos de un medidor cercano para retransmitirlos, a la vez que envía sus propios datos a otro medidor vecino. En la Figura 23 se presenta una estructura típica de red mesh, donde se observa que los datos de varios grupos de medidores finalizan en un medidor colector (concentrador) que a través de una red WAN cableada (u otro tipo de comunicación, 3G-UMTS, 4G-LTE, etc.) envía toda la información a un servidor.

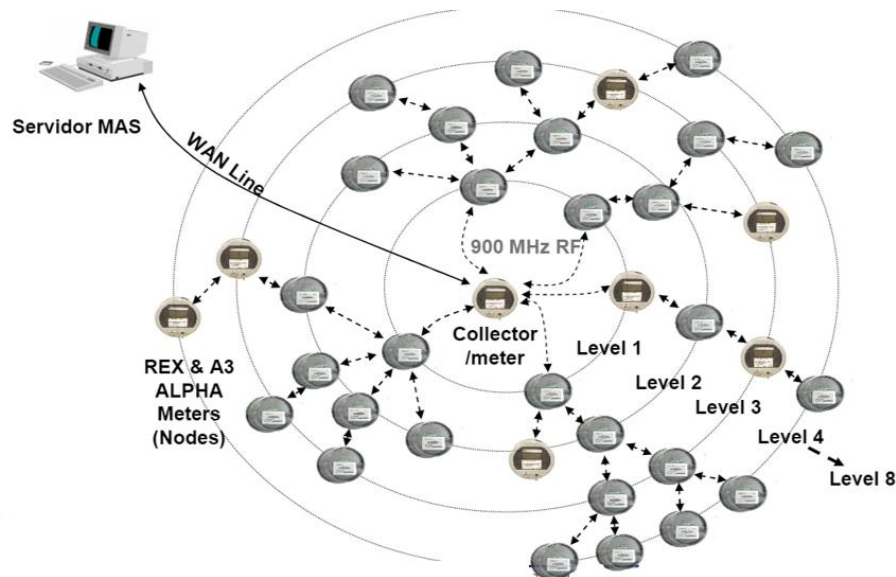


Figura 23: Estructura de una red mesh.

Si en una red mesh que posee una determinada ruta operativa entre un medidor y el servidor (Figura 24), se elimina un medidor (nodo de radio), es decir, se quita de la red o su comunicación se ve interrumpida, la red redirigirá automáticamente la comunicación de datos por algún camino alternativo (Figura 25). Cuando se agrega un medidor a la red, (nodo de radio), se activará automáticamente y admitirá el proceso de enrutamiento.

Una red mesh (red de malla) es autorreparable, independientemente de las interrupciones en los canales de comunicación, la red mantiene automáticamente un rendimiento alto y estable sin importar cuantos nodos de radio se agregan, eliminan o reposicionan dentro de la red mesh. La misma se considera muy confiable porque funciona con varias rutas de comunicación entre la dirección de origen y la de destino.

Con unos pocos componentes y un enrutamiento dinámico, la red mesh inalámbrica es rápida y fácil de usar, a la vez que es más económica que otros sistemas de comunicación. Los canales de comunicación en una red mesh inalámbrica superan las limitaciones físicas de un sistema tradicionalmente cableado, como PLC, por ese motivo tiene un mayor alcance incluso en entornos hostiles.

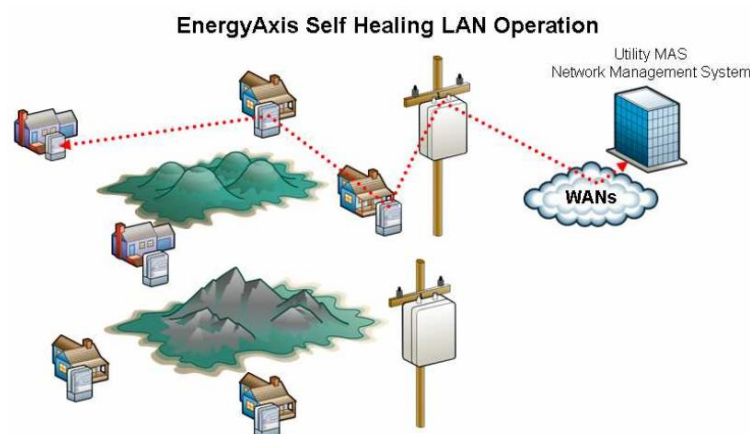


Figura 24: Ruta original del medidor al servidor MAS vía el colector.

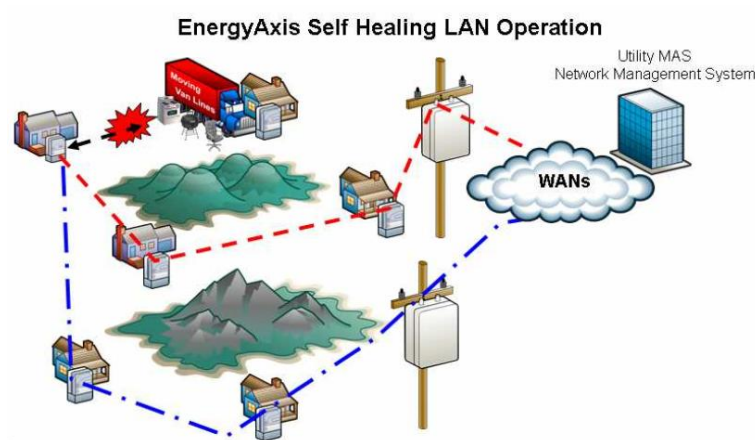




Figura 25: El medidor intenta nuevamente registrarse al colector actual vía otro medidor (rojo) o a un nuevo colector (azul).

Los nodos de radio se basan en un ancho de banda SubGHz-ISM sin licencia y funcionan con una administración de energía de potencia ultra baja durante varios años con una sola batería de litio. En general, el alcance entre medidores en este tipo de redes es de hasta 1.5 km en áreas urbanas y de hasta 5 km en áreas rurales (a 30 dB/W de salida de radio). En cuanto a la seguridad informática, la comunicación por radio es confiable y segura, cada telegrama de comunicación está encriptado por estándares de cifrado avanzado, por ejemplo AES-128.

7. Resumen comparativo entre los Smart Meters y los medidores tradicionales

	Medidor electromecánico o electrónico 	Smart Meter 
Lectura del estado del medidor	<p>Debe realizarse manualmente y en forma periódica por un “lecturista”. Luego estas lecturas se vuelcan al sistema informático de facturación.</p> <p>Principales dificultades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo de la recolección de datos. • Efecto financiero derivado de la demora en la facturación. • Inconsistencia en los datos por error de lectura o transcripción. Demora la facturación. • Difícil acceso a edificios, condominios y countries. • Dificultad de acceso a medidores rurales debido a las distancias. 	<p>La lectura se realiza de forma centralizada y automática permitiendo realizar el cierre del mes y la facturación el mismo día de cierre administrativo.</p> <p>Existen modelos para entornos urbanos con onda portadora (PLC), y otros para entornos rurales y subestaciones con comunicación vía celular (GPRS).</p>
Consulta remota del estado del suministro	No poseen.	El sistema recopila periódicamente información proveniente de los registros eléctricos cada 15 minutos. Permite detección temprana de falta de suministro eléctrico antes de que lleguen reclamos de los clientes evitando el pago de penalizaciones.
Medición de energía activa, reactiva y aparente	Hay medidores electromecánicos para energía activa y otros para reactiva. Los de estado sólido suelen combinar ambas funciones.	Realizan lectura de energía activa, reactiva y aparente.
Comunicación bidireccional con el medidor	No poseen	El sistema permite recibir y enviar información y comandos hacia los terminales.
Registro de la tensión, corriente, energía y demanda a lo largo del día	No realizan.	Cada 15 minutos el sistema registra, tensión, corriente, potencia, fp, etc. Esta información es transmitida al centro de gestión con lo que se pueden emitir gráficos instantáneos relativos a la calidad del producto.
Registro de interrupciones, corte del suministro	No poseen.	Queda indicado el día, hora y duración de la interrupción y de la reposición del suministro.
Detección de exceso de demanda máxima	Generalmente disponible solo en los medidores de estado sólido trifásicos	El sistema registra las demandas máximas en cada banda horaria, a los fines de la facturación del servicio.
Elementos anti-fraude. Reporte de eventos	No poseen.	<ul style="list-style-type: none"> • Detectan y reportan la apertura de terminales. • Detectan y reportan la conexión invertida. • El software del sistema permite realizar análisis sobre las lecturas y detectar situaciones anómalas.

Conexión/desconexión del suministro	Debe realizarse manualmente, concurriendo un operario al domicilio del cliente	El corte y reconexión del suministro se realiza en forma centralizada mediante un simple comando desde la consola de administración.
Operación como medidor prepago	No admiten (salvo los modelos electrónicos específicamente diseñados para ser terminales prepagos).	Todos los terminales pueden operar bajo la modalidad prepaga o pospaga.
Actualización remota de tarifas	No poseen.	Permiten la actualización remota de la tabla de tarifas múltiples.

Fuente: Discar - Telecom &Energy.

8. Bibliografía:

Smart metering handbook - Fabio Toledo – Editorial PennWell, ISBN 978-1-59370-298-4.

Smart Grids y la evolución de la red eléctrica - Observatorio industrial del sector de la electrónica, tecnologías de la información y telecomunicaciones – Fedit, Centro tecnológico de España, año 2011.

El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica - Francisco Casellas, Guillermo Velasco, Francesc Guinjoan, Robert Piqué – Departament d'Enginyeria Electrònica Universitat Politècnica de Catalunya.

Medición de las magnitudes de potencia y energía eléctrica bajo las nuevas condiciones de los sistemas eléctricos - Gabriel Eduardo González Sua, Gabriel Ordóñez Plata, Jaime Guillermo Barrero Pérez, César Antonio Duarte Gualdrón, Adán de Jesús Bautista Morantes - Universidad Industrial de Santander, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia –Revista UIS Ingenierías, 2009.

Nota técnica -Medidores inteligentes en Argentina: consideraciones para una implementación adecuada. Patricio G. Donato, Ignacio Carugati, Jorge L. Strack - Laboratorio de Instrumentación y Control Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Mar del Plata, Revista Ingeniería Eléctrica, Número: 323, Agosto 2017.

Diseción de un medidor electrónico trifásico. Sitio web: www.afinidadelectrica.com.ar

Medidores convencionales versus medidores inteligentes – Empresa Discar - Telecom &Energy. Año 2012. Disponible en www.discar.com

Medición de Flujo de Potencia en los 4 cuadrantes. Problemas frecuentes. Nota técnica Empresa ECAMEC, Octubre 2009. Disponible en www.ecamec.com.ar

Smart Grids Latin America, Omar Días Calvete. ELSTER ELECTRICITY, LLC, USA.

Veraut Metering. Vericom – Solución de Medición Inteligente. Disponible en www.veraut.at