



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE DESARROLLO DE SISTEMAS DE
MEDIDA AVANZADA BAJO EL CONCEPTO DE REDES INTELIGENTES
EN CHILECTRA S.A.**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

LUIS ANDRÉS LÓPEZ REYES

**PROFESOR GUÍA
ORIOLO TUCAS ALBARRACÍN**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
LUIS VARGAS DÍAZ
ALEJANDRO VALENZUELA GUERRERO**

**SANTIAGO DE CHILE
OCTUBRE, 2008**

Agradecimientos

Quiero empezar agradeciendo a mis padres por el apoyo incondicional que siempre me han ofrecido. Gracias por todo lo que me han dado. Siento que el esfuerzo de darme la oportunidad para estudiar valió la pena, que dedicar años de estudio a la facultad al fin rendirá sus frutos.

Agradezco a toda la gente que me apoyó en esta memoria, en especial a los que día a día me aportaron con un comentario. A toda el área de ingeniería de distribución los que se comprometieron con mi causa y por supuesto a mi comisión examinadora: mi profesor guía, el señor Oriol Tucas que siempre me respaldó y dio nuevas direcciones para la memoria; al señor Luis Vargas que se mantuvo dispuesto a recibir cualquier inquietud y por último al señor Alejandro Valenzuela, coordinador general ejecutivo de Redes Inteligentes en Chilectra S.A., que dio el sentido del proyecto del sistema de medida avanzada. Gracias porque nunca dejaron de creer en mi.

Gracias a todos mis amigos y compañeros que compartieron su tiempo en el colegio, universidad o la vida diaria. En especial a Nadia Veloso, Ronald Mackenzie, Nelson Hantsch, Linda Castillo, Nestor Palominos, Diego Andaur, Pablo Arancibia, Hector Miranda y Gerardo Contreras. A mi compañero y amigo Matías Martínez que tuvimos la suerte de desarrollar nuestras memorias en Chilectra S.A. Gracias a la gente de Chilectra que siempre tuvieron tiempo para dedicarme. A Manuel Gutierrez, Sebastián Tello, Luis Espinosa, Humberto Cabello, Mauricio Cuq, Fanny Cáceres, Luis Torres, Javier Vargas, Raúl Moya, Héctor Herrera, Ximena Miranda, Pedro Martínez, Manuel Vásquez, Sergio Vargas, Victor Gonzáles, Patricio Tapia, Francisco Mora, Priscila Moreno, Daniel Lazcano, Karina Montero, Rodrigo Vargas, Rodrigo Maldonado y Daniel Gonzalez. Gracias a la gente externa que aportó a mi memoria. A Erich Lorber, Emerson de Souza, Octavio Soto y Valter Vidoni.

A mis padres y a mis
hermanas, fuente
inagotable de cariño
y consejos.

RESUMEN DE LA MEMORIA

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: LUIS LÓPEZ REYES
FECHA: 10/2008
PROF. GUÍA: Sr. ORIOL TUCAS A.**

“ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE DESARROLLO DE SISTEMAS DE MEDIDA AVANZADA BAJO EL CONCEPTO DE REDES INTELIGENTES EN CHILECTRA S.A.”

En este trabajo se analiza el estado del arte de los sistemas de medida orientados a los clientes de baja tensión en Chilectra S.A. y las tendencias de sistemas de medida avanzada en el mundo. Se realiza una evaluación técnica - económica de tres escenarios: Un sistema de lectura remota con corte y reposición del servicio y dos sistemas con diferentes opciones de tarifas y servicios adicionales. Se determinan los beneficios y costos que determinan la rentabilidad del proyecto. En base a los resultados de la evaluación, se desarrolla una propuesta mínima funcional de las características del sistema. Se analizan los riesgos del proyecto, así como las especificaciones que hoy rigen. Se presentan alternativas de sistemas de medida avanzada presentes en el mercado y se plantean políticas a seguir de modo de incrementar la viabilidad del proyecto.

Índice

1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	- 4 -
1.1 ANTECEDENTES Y CONTEXTO DEL ESTUDIO	- 4 -
1.2 HIPÓTESIS DE TRABAJO	- 4 -
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	- 5 -
1.4 OBJETIVO GENERAL	- 5 -
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	- 5 -
1.6 ESTRUCTURA DE TRABAJO	- 5 -
2 CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CHILECTRA S.A. - 7 -	- 7 -
2.1 INTRODUCCIÓN CAPÍTULO II	- 7 -
2.2 EL SISTEMA DE COMUNICACIÓN ACTUAL	- 9 -
2.3 EL SISTEMA DE MEDIDA ACTUAL.....	- 10 -
2.3.1 Los medidores	- 10 -
2.3.2 El sistema de facturación.....	- 11 -
2.4 LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO: LAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN	- 13 -
2.4.1 Definición y focos de una red inteligente.....	- 13 -
2.4.2 Propuestas a nivel mundial.....	- 15 -
2.4.3 Focos e iniciativas a nivel local.....	- 16 -
3 CAPÍTULO III: MEDIDORES EN LOS SISTEMAS DE MEDIDA MANUAL	- 18 -
3.1 INTRODUCCIÓN CAPÍTULO III.....	- 18 -
3.2 MEDIDOR DE ENERGÍA	- 18 -
3.2.1 Medidor electromecánico	- 18 -
3.2.2 Medidor híbrido.....	- 19 -
3.2.3 Medidor electrónico (solid-state meter).....	- 19 -
3.2.4 Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos.....	- 20 -
3.3 MEDIDORES SEMI-INTELIGENTES (MULTITARIFA, PREPAGO E INTERVALO)	- 21 -
4 CAPÍTULO IV: CONCEPTOS E INICIATIVAS DE SISTEMAS DE MEDIDA AVANZADA....	- 22 -
4.1 INTRODUCCIÓN CAPÍTULO IV.....	- 22 -
4.2 LA INSTALACIÓN DE MEDICIÓN: MEDIDOR INTELIGENTE (SMARTMETER).....	- 24 -
4.3 LA COMUNICACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE LA RED ELÉCTRICA	- 24 -
4.3.1 Canales de transmisión de información.....	- 25 -
4.3.2 Topología física de la red	- 25 -
4.3.3 Clasificación por extensión de la red.....	- 26 -
4.3.4 Tecnologías para la comunicación de la red.....	- 27 -
4.3.5 Arquitecturas diseñadas para un sistema de medida avanzada.....	- 31 -
4.4 CENTRO DE CONTROL DE MEDIDAS	- 37 -
4.5 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS	- 39 -
4.5.1 Telemedida (Automated Meter Reading, AMR)	- 39 -
4.5.2 Telegestión o AMI básico.....	- 41 -
4.5.3 Infraestructura de medida avanzada (Advanced Metering Infrastructure, AMI).....	- 41 -
4.6 PROPUESTAS ADICIONALES RELACIONADAS A LOS SISTEMAS DE MEDIDA AVANZADA	- 44 -
4.6.1 Medición neta (net metering).....	- 44 -
4.6.2 Detección de hurto.....	- 44 -
4.6.3 Gestión de la demanda (Demand Side Management, DSM).....	- 45 -
4.6.4 Respuesta de la demanda (Demand Response, DR).....	- 45 -
4.6.5 Domótica (Home Automation, HA).....	- 46 -
4.6.6 Calidad de la energía (Quality of Service, QoS). Armónicos	- 46 -
4.6.7 Interfase para la gestión energética del hogar: Visor/Plataforma	- 47 -
4.6.8 Equipos de eficiencia energética	- 48 -
4.7 INICIATIVAS MUNDIALES DE INSTALACIONES MASIVAS.....	- 49 -
4.7.1 Motivaciones.....	- 49 -
4.7.2 Estadísticas	- 50 -
4.7.3 Victoria, Australia.....	- 53 -

4.7.4	<i>Italia</i>	- 55 -
4.7.5	<i>Países Bajos</i>	- 57 -
4.7.6	<i>Ontario, Canadá</i>	- 59 -
4.7.7	<i>Suecia</i>	- 60 -
4.7.8	<i>California, Estados Unidos</i>	- 63 -
4.7.9	<i>Experiencias Latinoamericanas</i>	- 65 -
4.7.10	<i>Otras experiencias</i>	- 66 -
5 CAPÍTULO V: ASPECTOS ECONÓMICOS Y DESARROLLO DEL SISTEMA DE MEDIDA AVANZADA		- 69 -
5.1	MOTIVACIONES DE UN SISTEMA DE MEDIDA AVANZADA PARA CLIENTES MASIVOS	- 69 -
5.2	CARACTERIZACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	- 71 -
5.2.1	<i>Comparación de sistemas de medida avanzada</i>	- 71 -
5.2.2	<i>Beneficios esperados de los sistemas de medida</i>	- 72 -
5.2.3	<i>Alternativas de financiamiento</i>	- 78 -
5.3	RIESGOS DEL PROYECTO	- 79 -
5.4	PLAN DE DESARROLLO Y POLÍTICAS QUE INCREMENTAN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO.....	- 80 -
6 CAPÍTULO VI: DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL PROYECTO AMI BÁSICO		- 82 -
6.1	FUNCIONALIDADES MÍNIMAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA AMI BÁSICO	- 83 -
6.1.1	<i>Medidor de energía</i>	- 83 -
6.1.2	<i>Dispositivo de corte y reposición</i>	- 87 -
6.1.3	<i>Colector</i>	- 88 -
6.1.4	<i>Centro de control de medidas</i>	- 89 -
6.1.5	<i>Visor de información externo (opcional)</i>	- 90 -
6.1.6	<i>Portal con el cliente</i>	- 90 -
6.2	SELECCIÓN DE COMUNICACIÓN.....	- 91 -
6.2.1	<i>Selección de tecnología en área local</i>	- 91 -
6.2.2	<i>Selección de tecnología en área extendida</i>	- 92 -
6.2.3	<i>Definición de capacidades y disponibilidad de la información remota</i>	- 92 -
7 CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN		- 94 -
8 ANEXOS		- 96 -
8.1	ÍNDICE DE FIGURAS	- 96 -
8.2	ÍNDICE DE TABLAS	- 98 -
8.3	ÍNDICES DE SIGLAS UTILIZADAS	- 99 -
8.4	RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA CHILECTRA S.A.	- 102 -
8.4.1	<i>Introducción</i>	- 102 -
8.4.2	<i>Descripción de la empresa</i>	- 103 -
8.5	CLASIFICACIÓN TARIFARIA CLIENTES DE INTERÉS	- 105 -
8.6	MERCADO DE MEDIDORES Y SISTEMAS DE MEDIDA AVANZADA	- 108 -
8.6.1	<i>Elster metering group. Web http://www2.elstermetering.com/en/index.shtml</i>	- 109 -
8.6.2	<i>Itron/Actaris. Web http://www.itron.com</i>	- 109 -
8.6.3	<i>Landis+gyr Holding. Web http://www.landisgyr.es/es/pub/</i>	- 109 -
8.6.4	<i>Otros vendedores</i>	- 109 -
8.6.5	<i>Checklist de funcionalidades para sistemas de medida avanzada</i>	- 111 -
8.6.6	<i>Costos asociados a sistemas de medida</i>	- 113 -
8.6.7	<i>Proyectos internacionales seleccionados de sistemas de medida</i>	- 114 -
8.7	CLASIFICACIÓN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS DE PROYECTOS	- 118 -
8.8	SOPORTES, ASOCIACIONES Y ALIANZAS	- 119 -
8.8.1	<i>Instituciones y especificaciones de interés</i>	- 119 -
8.8.2	<i>Normas homologadas chilenas</i>	- 121 -
8.8.3	<i>Normativas para el uso de frecuencias en PLC</i>	- 121 -
8.8.4	<i>Normativas para modulación por PLC</i>	- 123 -
8.8.5	<i>Bandas ISM para sistemas de RF</i>	- 123 -
8.8.6	<i>Descripción estándar DLMS/COSEM</i>	- 124 -
8.8.7	<i>Descripción estándar ANSI/IEEE</i>	- 126 -
8.8.8	<i>Descripción estándar LON</i>	- 126 -

8.8.9 Descripción normas Chinas.....	- 127 -
8.8.10 Normativas para el uso de frecuencias en BPL.....	- 127 -
8.8.11 Estándares de presentación de información.....	- 129 -
9 BIBLIOGRAFÍA	- 131 -

1 Capítulo I: Introducción

1.1 *Antecedentes y contexto del estudio*

Los sistemas de medida de energía eléctrica son parte tanto del sistema de generación, transmisión y distribución, orientados a la facturación, monitoreo y control de la red eléctrica. Estos sistemas se han desarrollado desde los sistemas que transportan mayores niveles de electricidad hacia los sistemas de menores potencias, debido a la complejidad para monitorear las redes a medida que se transmite al usuario final, lo que incrementa la inversión total del proyecto, si se efectúa a niveles de media y baja tensión.

Por otro lado la creciente demanda energética, en conjunto a la deficiencia de suministro de energía ha impulsado propuestas a nivel internacional, con nuevas herramientas que habilitan mayor participación del cliente en materias de eficiencia energética y gestión de la energía. En este contexto la empresa distribuidora eléctrica ha sido motivada a la renovación de su infraestructura, con nuevas alternativas electrónicas y computacionales que habilitan mayor control y gestión sobre el uso de sus activos, abriendo nuevos canales de comunicación con el cliente final y proporcionando un mercado potencial a empresas de servicios públicos.

Las innovaciones que se presentan en el mercado de los sistemas de medida orientados hacia el cliente, van desde la innovación del medidor, con mayores prestaciones, hasta avances que permiten la comunicación entre distintos dispositivos en la red de baja tensión, entre el distribuidor eléctrico y su cliente e incluso entre otras empresas de servicios públicos.

1.2 *Hipótesis de trabajo*

Para lograr la maximización de sus utilidades, la empresa de distribución evalúa principalmente cuatro aspectos:

- Minimizar las pérdidas técnicas (PT);
- Minimizar las pérdidas no técnicas (PNT);
- Captar la mayor cantidad de clientes que pueda, en especial grandes clientes, y;
- Normalizar y estandarizar equipos con el propósito de reducir costos.

En este trabajo se apuesta por un sistema de medida avanzada que permita mayores prestaciones que los sistemas de medida manual y los sistemas de prepago, enmarcado en el plan de desarrollo de automatización y modernización de las redes eléctricas, plan que ha sido denominado por Chilectra S.A. como “Redes Inteligentes”.

La hipótesis de trabajo por tanto será demostrar la factibilidad económica y técnica de los sistemas de medida avanzada a los clientes masivos de Chilectra S.A.

1.3 Planteamiento del problema

La necesidad de comunicar al cliente con la empresa de servicios públicos ha impulsado el desarrollo de herramientas e infraestructuras que en muchos casos resultan costosas y no otorgan los suficientes beneficios para compensar su adquisición.

Bajo este enfoque en este trabajo se estudia los sistemas de medida avanzada como alternativa y planteamiento de solución de un plan de desarrollo factible para la región Metropolitana de Santiago de Chile.

1.4 Objetivo general

Analizar el efecto de la instalación de un sistema de medida avanzada en clientes masivos, identificando los beneficios y costos del proyecto y las falencias del sistema actual. Evaluar escenarios futuros y detectar los riesgos de la automatización del sistema de medida.

1.5 Objetivos específicos

- Investigar el estado del arte de los sistemas de medida a nivel mundial, identificando los beneficios y costos que otorga su implementación.
- Describir los elementos necesarios para integrar un sistema de medida avanzada que permita cumplir con los focos de una red inteligente.
- Realizar la evaluación económica y técnica del sistema de medida avanzada para clientes masivos en Chilectra S.A.
- Proponer un diseño preliminar de plan de desarrollo de un sistema de medida avanzada para clientes masivos en Chilectra S.A.

1.6 Estructura de trabajo

Este trabajo se ha planteado en dos etapas, las cuales abarcan líneas de investigación y aplicación de una propuesta para Chilectra S.A.

PRIMERA ETAPA: LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

En esta etapa se indaga acerca del estado del arte de los sistemas de medida avanzada, evaluando el crecimiento de las redes, su modelo de negocio, las necesidades que han impulsado su desarrollo y los posibles alcances sobre la red de distribución en Chilectra S.A.

- *Capítulo 1: Introducción*
Se presentan los antecedentes y contexto del estudio, la hipótesis de trabajo y el alcance de la propuesta. Se definen los objetivos y la estructura de trabajo.
- *Capítulo 2: Estado del arte de la red de distribución en Chilectra S.A.*
En este capítulo se describe la actual red de distribución de Chilectra S.A., y el cambio de visión, bajo el concepto de una red inteligente.
- *Capítulo 3: Medidores en los sistemas de medida manual*
Se analiza el funcionamiento de medidores que no poseen comunicación con otros dispositivos de la red, y que permiten desarrollar funciones adicionales además del registro de la energía consumida.
- *Capítulo 4: Conceptos e iniciativas de sistemas de medida avanzada*
Se describe el concepto, la funcionalidad, la arquitectura, innovaciones, iniciativas y propuestas tecnológicas relacionadas con los sistemas de medida avanzada.

SEGUNDA ETAPA: PROPUESTA DE PROYECTO

Se propone un plan preliminar del desarrollo de un sistema de medida avanzada en Chilectra S.A., definiendo costos, equipos, etapas del proyecto, y eventuales escenarios de las redes de distribución.

- *Capítulo 5: Aspectos económicos y desarrollo del sistema de medida avanzada*
Se evalúa los principales beneficios y costos de un sistema de medida avanzada orientado a los clientes masivos. Se comparan los modelos propuestos con respecto al escenario actual a través del criterio económico del valor actualizado de costos. Se identifican los riesgos y se visualizan las directrices del proyecto que permitan la consolidación de esta propuesta en la región Metropolitana.
- *Capítulo 6: Descripción funcional del proyecto AMI básico*
Se describe las características mínimas que se debiese disponer del sistema, los dispositivos de la red, los marcos regulatorios y los estándares que rigen a los sistemas de medida avanzada.

2 Capítulo II: Estado del arte de la red de distribución en Chilectra S.A.

2.1 Introducción capítulo II

La red eléctrica chilena de transmisión y distribución, se puede dividir en tres niveles, por medio de sus tensiones:

- En Alta Tensión (AT) en 500[kV], 220[kV], 154[kV], 110[kV], 66[kV] y 44[kV].
- En Media Tensión (MT) en 23[kV] y 12[kV].
- En Baja Tensión (BT) en 380[V] y 220[V].

Distancias abarcadas por las Líneas de Chilectra S.A. (2007)	
Nivel de Tensión	Distancia [km]
AT	355
MT	4.681
BT	9.637

Tabla 1: Distancias de las líneas por nivel de tensión
Fuente: Informe de Sostenibilidad 2007

Las redes a cargo del sistema de distribución se inician desde las líneas de subtransmisión en AT de 220[kV], 110[kV], 66[kV] y 44[kV]. Estas líneas tienen como objeto alimentar subestaciones de poder, cuya función es entregar la potencia eléctrica recibida, a un cierto nivel de tensión, de acuerdo a lo especificado por la SEC¹. A nivel de sistema de subtransmisión se suele hablar acerca del “anillo de subtransmisión” y el “sistema fuera del anillo”.

El anillo de subtransmisión está compuesto por una red en AT de 220[kV], 110[kV] y 44[kV], recibiendo el suministro desde seis puntos de interconexión. Las subestaciones de poder abastecidas dan suministro principalmente a la zona urbana de la ciudad de Santiago, concentrando el 94% de la demanda total del sistema.

El sistema fuera del anillo de subtransmisión se compone por medio de redes AT en 110[kV] y 220[kV], abasteciendo principalmente la zona rural.

¹ SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles. <http://www.sec.cl>

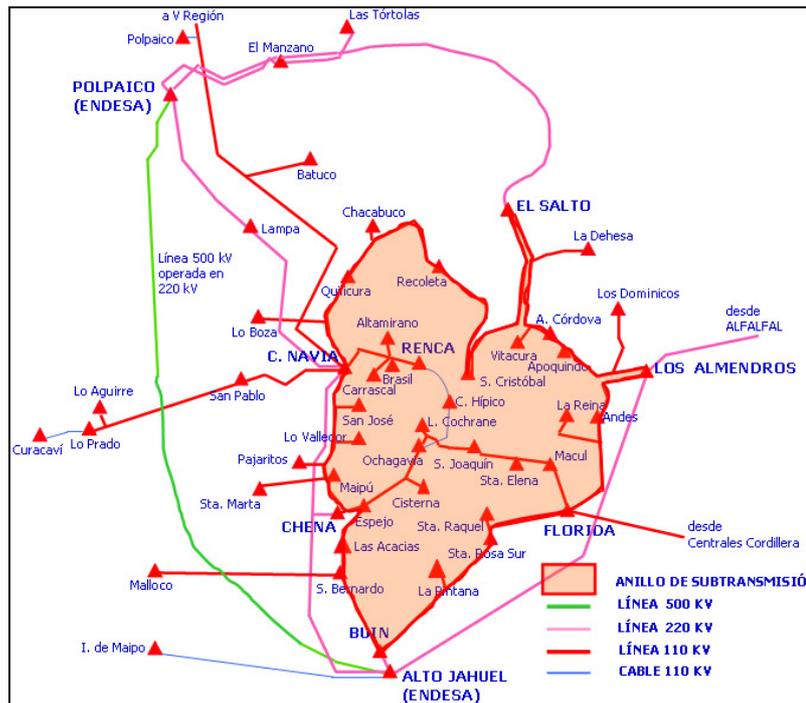


Figura 1: Red de AT de la región Metropolitana.
Fuente: Chilectra S.A.

Desde las redes de MT, se suministra directamente a los clientes por medio de arranques de MT o indirectamente pasando por subestaciones de distribución para transformar los niveles de MT (23[kV] y 12[kV]) a BT (380[V] y 220[V]), y luego a través de transformadores de distribución (TTDD) para el suministro en BT. Las capacidades de transmisión que definen el inicio de la red BT se encuentra acotada por el tipo de transformador de distribución: aéreo, de doble devanado, radial sumergible o de superficie; su nivel de tensión (12 y 23 [kV]); y su capacidad (entre 500 a 1000 [kVA] dependiendo del modelo).

Las redes de distribución aérea y subterránea de MT y BT, al año 2007, están constituidas por 14.318[km] de líneas y cables, siendo el 85% redes aéreas y el 15% redes subterráneas.

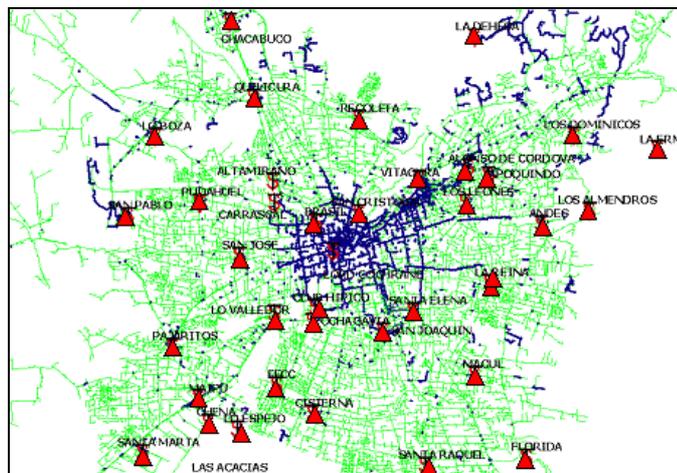


Figura 2: Red MT/BT Chilectra S.A.
En verde la red aérea. En azul la red subterránea de MT y BT

La densidad energética se concentra en el centro de Santiago, como se observa en la figura a continuación.

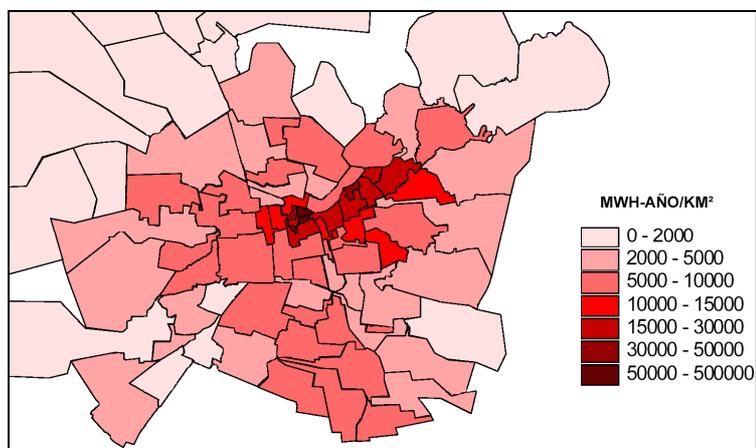


Figura 3: Densidad energética del centro de Santiago

La instalación eléctrica que conecta el equipo de medida del cliente y la red de distribución de BT se denomina empalme en BT. El empalme a su vez está compuesto por la acometida (conductores y accesorios que llegan hasta al lugar de recepción en la propiedad), la bajada, el equipo de medida y la protección. Particularmente para referirse al equipo que conecta al cliente se habla de “arranque”, el cual solo considera la acometida y la bajada del cliente.

2.2 *El sistema de comunicación actual*

La red eléctrica de distribución de Chilectra actualmente posee un sistema de monitoreo y control remoto denominado SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Este sistema es centralizado y supervisa las operaciones en AT/AT y AT/MT de:

- Transformadores de poder (TTPP);
- Interruptores y desconectadores;
- Banco de condensadores (BBCC);
- Protecciones y;
- Otros elementos.

Por el contrario en la Red de MT/BT no existe un sistema automático de monitoreo y control que permita conocer el estado y funcionamiento de sus elementos[33].

En particular el sistema de medida de clientes masivos forma parte del sistema manual de monitoreo de la red BT. Este sistema funciona mediante unidades portátiles o HHU's (*Hand Held Units*) que registran de manera manual las lecturas de cada medidor electromecánico. Esta información se descarga desde las HHU's a una base de datos donde finalmente se realiza la facturación a cada cliente.

2.3 El sistema de medida actual

A continuación se presentan características de los sistemas de medida en el sector residencial de Chilectra S.A.

2.3.1 Los medidores

En Chile hay más de 5 millones de medidores de electricidad, la mayoría electromecánicos. En la zona concesionada de Chilectra S.A. hay cerca de 1,5 millones de medidores (la mayoría residenciales electromecánicos con tarifa BT1²). Los clientes de Chilectra S.A. representan al 30% de los clientes del país. Con respecto al consumo representan el 44% del país con 12.377[GWh] facturados para diciembre de 2006. El 60% representa el consumo total de los clientes masivos, los que representan el 99,89% de los clientes de Chilectra S.A. Del parque total de medidores 250.000 poseen más de 25 años de vida, 400.000 poseen más de 20 años de vida. En términos de propiedad, el 71% son propiedad del cliente mientras que el 29% son parte de la compañía.

Con respecto a la certificación de medidores para su uso en el país, la Ley N°18.410, el artículo 60 de la Ley 18.681 y el Decreto Supremo N°399, indican que los productos eléctricos deben estar sujetos a una certificación obligatoria (cumplimiento de requisitos mínimos bajo ciertas normas), antes de su comercialización y utilización. Los organismos técnicos encargados de realizar las pruebas y protocolos, deben ser autorizados por la SEC.

Para la lectura la SEC exige la calibración de los medidores cada 10 años (mínimo), y recomienda hacerla cada 4 años. La precisión del medidor debe ser con un error menor al 2% (clase 2) para un cliente residencial y de un error menor al 1% (clase 1) para un cliente comercial o industrial, siendo la distribuidora la responsable de la mantención de los medidores (calibración y funcionamiento).

Concentrador de medida

El concentrador de medida es un medidor que integra ocho puntos de medida monofásicos en un solo dispositivo. El concentrador comparte el registrador y el software sin perder la individualidad de las medidas. Este sistema fue planteado ante la necesidad de los clientes de reducir el espacio físico de instalación y está habilitado con un sistema de comunicación PLC y RS485³, con capacidad de 4 bloques de tarifas.



Figura 4: Concentrador de medida multiusuario

² En anexos se agrega una especificación de las tarifas de consumo eléctrico existentes en Chile.

³ PLC: Comunicación por la línea de tensión; RS-485: Comunicación por puerto paralelo.

Red ACME

La Red ACME (ACometida-MEdida) es una adaptación del sistema desarrollado en la distribuidora Ampla, Brasil. En Ampla se desarrolló a principios del decenio un sistema integrado de medida, la red DAT, con el objeto de reducir el hurto en la red. Este sistema permite la comunicación remota entre el distribuidor y el cliente utilizando como medio de transmisión la línea eléctrica. Básicamente se envía una señal de alta frecuencia y baja amplitud en la señal portadora de electricidad. Esto permite la comunicación desde el centro de control hacia un medidor, reducir los costos operativos de lecturas, identificar acciones de hurtos y ofrecer servicios tarifarios a los clientes remotamente⁴.

Normativa chilena vigente para medidores sin comunicación

El organismo encargado de las normativas en el territorio nacional es la INN⁵. En particular, es el cargado de normar los sistemas de medida en Chile.

En lo que respecta a las normas nacionales de sistemas de medidas, en gran parte son homologaciones de las normas norteamericanas ANSI y europeas IEC[18]. A continuación se citan las de mayor relevancia.

- NCh 2024 (referencias IEC521 y ANSI C12.1)
Aplica a medidores de energía eléctrica activa [kWh] de corriente alterna, electromecánicos de inducción con clases de precisión 0.5, 1 y 2. Se divide en parte1 para medidores con normativa IEC y parte2 para medidores con normativa ANSI.
- NCh 2534. Of 2001 (referencias IEC61036, IEC60521 e IEC60687)
Aplica a medidores electrónicos de energía eléctrica activa [kWh] de corriente alterna con clases de precisión 1 y 2.
- NCh 2542. Of 2001 (referencia IEC60687 e IEC61036)
Aplica a medidores electrónicos de energía eléctrica activa [kWh] con clases de precisión 0.5S y 0.2S⁶.
- NCh 2597. Of 2001
Medidores estáticos de energía eléctrica bajo concepción ANSI
- NCh 2022. Of 1987
Medidores de energía eléctrica reactiva (var-hora) de corriente alterna con clase de precisión 3.

2.3.2 El sistema de facturación

El sistema de facturación presenta particularidades importantes de tener en cuenta para la propuesta de un sistema de medida. Algunas características son las siguientes:

⁴ En los próximos capítulos se examinará en detalle cómo funciona un sistema de medida avanzada. Posteriormente se hace referencia a las partes constitutivas de los sistemas ACME y DAT.

⁵ INN: Instituto Nacional de Normalización. <http://www.inn.cl>

⁶ La letra "S" significa "Static" o medidor estático.

- La lectura de medidores en Chile se realiza cada mes.
- Las compañías distribuidoras rentan el medidor, en el caso que el cliente no compre uno.
- En la tarifa se incluye la mantención y renta del equipo, en caso que sea arrendado. El cobro de mantención y renta debe ser cobrado por la distribuidora después de haber cumplido con la operación de mantención y renta.
- Las tarifas de mantenimiento y consumo se fijan cada 4 años por la CNE. La actual rige desde el 2005 hasta el 2008. Estas tarifas se calculan en base a la comparación de una empresa eficiente ficticia⁷.

Clasificación de los clientes

Para estudios técnicos de la red se diferencia entre clientes según el tipo de consumo (perfil de carga). La clasificación más utilizada se plantea de acuerdo a las actividades inherentes de los clientes a conectar. Típicamente se consideran consumos residenciales, comerciales, industriales y otros (iluminación nocturna y Metro).

- Clientes industriales: Grandes consumidores (alto consumo todo el día) con gran costo en corte de suministro.
- Clientes comerciales: Alto consumo durante la jornada laboral con alto consumo de activos y reactivos.
- Clientes residenciales: Consumo típico punta fuera de la jornada laboral (punta nocturna y diurna). A continuación se presenta la caracterización del cliente residencial según la potencia instalada.

Potencia Instalada (P.I.) por vivienda en kVA	
Tipo de Vivienda Según Tamaño y Nivel socioeconómico.	Potencia
Nivel Bajo (hasta 50 m ²)	4
Nivel Medio (de 50 a 80 m ²)	6
Nivel Alto (sobre 80 m ²)	10
Nivel Alto con Full Electric	18
Nivel Alto con Full Electric Pleno	22

Tabla 2: Potencia instalada por vivienda en [kVA]

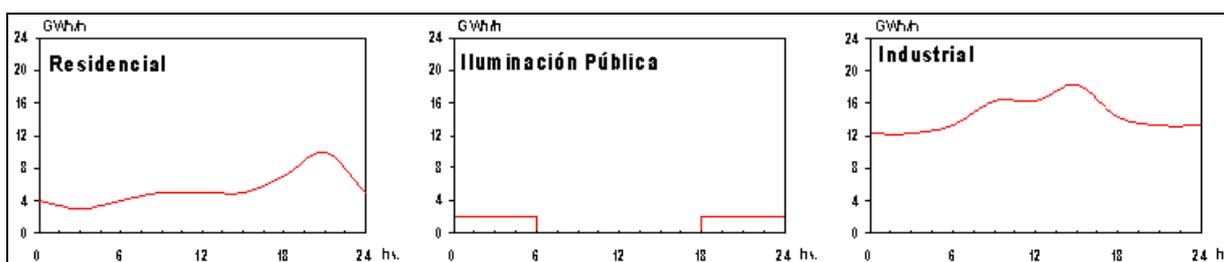


Figura 5: Ejemplificación de curvas de demanda para clientes en BT

⁷ Para más información revisar en anexos acerca de los sistemas de regulación de monopolios.

En esta memoria se entenderá a los clientes masivos residenciales, comerciales e industriales de 4[KW] a 500[KW] de potencia instalada; y a los clientes sobre 500[KW] como grandes clientes⁸.

2.4 La red eléctrica del futuro: Las redes inteligentes de distribución

2.4.1 Definición y focos de una red inteligente

Red inteligente (RI) es un concepto que apunta hacia el desarrollo de tecnologías que permiten la transmisión de datos automatizada de la red eléctrica, favoreciendo el sistema de monitoreo y control, convirtiendo el medio pasivo, mero transmisor unidireccional de energía, a un integrante activo de las decisiones, dotado de inteligencia propia, capaz de tomar decisiones y siendo un canal bidireccional entre la empresa distribuidora y el usuario[4][12][13][33][34]. Los beneficios de una RI apuntan hacia la confiabilidad, eficiencia, calidad y seguridad de las redes y los sistemas de comunicación.

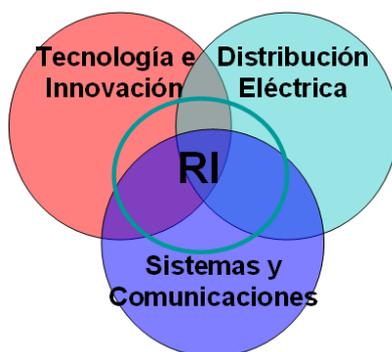


Figura 6: Estructuras de una RI en la empresa de distribución eléctrica.

Con el objeto de tener un marco común de crecimiento para las redes inteligentes mundiales, la “*National Energy Technology Laboratory (NETL)*”, parte de el “*Department of Energy (DOE)*”, de Estados Unidos, ha definido las siguientes funcionalidades:

1. *Auto-reparable (shelf-healing)*, capaz de detectar, analizar, responder y repararse ante perturbaciones en la red.
2. *Interactiva* con los consumidores y el mercado.
3. *Optimizada* para la gestión de la demanda y la oferta.
4. *Predictiva* en su mantención, que detecte y evite fallas sobre el sistema.
5. *De alta seguridad* tolerante a catástrofes naturales y ataques en el sistema de comunicación y control.

⁸ En realidad grandes clientes se refiere a aquellos clientes con una potencia superior a 500 kW y con asignación de un ejecutivo que atienda a sus requerimientos. La definición que acá se expone solo plantea el uso de potencia.

6. *De calidad (PQ, Power Quality)* adaptada a la necesidad del cliente. En este sentido la optimización de la gestión debe estar sujeta a niveles aceptables de calidad para cada tipo de usuario.
7. *Confiable* de modo que entregue un servicio continuo.
8. *Adaptativa (flexible)* para los cambios de la red en el futuro, como la integración en sincronía de la variedad de fuentes de generación de energía centralizada y distribuida.
9. *Participativa en mercados energéticos*, que sea colaboradora de entes organizadores del sistema eléctrico.
10. *Estándar y normalizada*, para aprovechar las economías de escala de la compra de dispositivos de la red.
11. *Económica, sostenible y eficiente*

En términos prácticos, los cambios necesarios para convertir la red eléctrica convencional en una RI son los siguientes:

Red del siglo 20	Red del siglo 21
Electromecánica	Digital
Comunicaciones en una sola dirección (si las hay)	Comunicaciones bidireccionales
Construidas para una generación centralizada	Es capaz de integrar GD
Algunos sensores	Red monitorizada y con sensores
Red “ciega”	Red Auto monitorizada
Restauración manual	Restauración semi-automática y eventualmente autorecuperable
Propensa a fallos y apagones	Protecciones adaptativas y creación de islas
Comprobación de los equipos de manera manual	Equipos con operación remota
Toma de decisiones de emergencia a través de comisiones y teléfono	Decisiones basadas en sistemas, fiabilidad predictiva
Control limitado sobre flujo de potencia	Total control sobre flujos de potencia
Información sobre el precio de la electricidad limitado	Información total sobre el precio de la electricidad
Consumidores sin elección de suministrador	Consumidores con amplias posibilidades de elección

Tabla 3: Comparación práctica entre la red convencional y una RI
Fuente: El paradigma renovador de una red inteligente, “*The Center for Smart Energy*”, Canadá, 2005.

2.4.2 Propuestas a nivel mundial

Tanto en Norteamérica como en Europa se han establecido diversos grupos de trabajo con el fin de establecer un marco común del futuro de las redes eléctricas. Cabe destacar que el enfoque Norteamericano se ha centrado en la robustez del sistema (la seguridad de las comunicaciones y entrega del servicio eléctrico), mientras que en Europa ha priorizado la entrega del servicio e integración de generación distribuida. Entre estas iniciativas las de mayor relevancia son las siguientes:

Organización	Proyecto/Programa	URL
DG TREN (CE) Distributed Generation Transport and Energy (Comisión Europea)	ETP-SmartGrids European Technology Platform 	Visión futura de la red europea http://www.smartgrids.eu/
EPRI (EEUU) Electric Power Research Institute	Intelligrid Consortium 	Programa del EPRI formado por la agrupación de empresas de servicio público para una visión compartida de RI http://intelligrid.epri.com/
DOE (EEUU) Department Of Energy	GridWise (PNNL) GridWise Architecture Council (GWAC) 	Pacific Northwest National Laboratory Consortio de entes públicos y privados para una visión compartida de RI http://gridwise.pnl.gov/ http://www.gridwiseac.org/
NETL (EEUU) National Energy technology Laboratory	Modern Grid Strategy (MGS) 	RI del noreste de EEUU http://www.netl.doe.gov/moderngrid/
IEEE (INTER) Institute of Electrical and Electronics Engineers	IEEE P1547	Estándar de interconexión entre sistemas distribuidos de generación (DER) y la red de energía eléctrica

Tabla 4: Principales Iniciativas de Redes Inteligentes en el mundo.

Los sistemas de medida avanzada forman parte de las Redes Inteligentes. Este sistema interactúa con otras estructuras de la red eléctrica, como se aprecia en la figura a continuación.

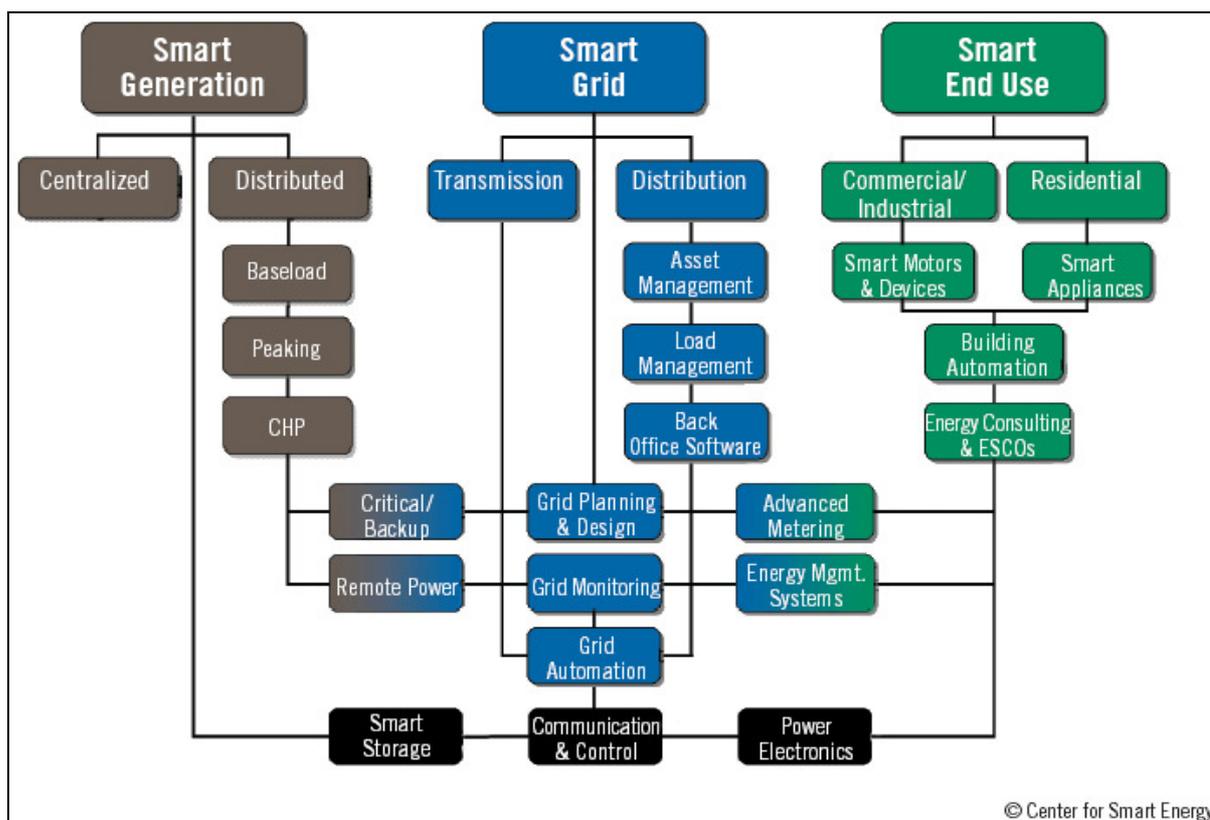


Figura 7: Interacción entre aplicaciones de una RI
Fuente: “The Emerging Smart Grid”, octubre de 2005

2.4.3 Focos e iniciativas a nivel local

En Chilectra S.A. se ha trabajado en proyectos de automatización principalmente en la red MT con el objeto de satisfacer los focos que se han propuesto en el proyecto de redes inteligentes. Estos son los siguientes:

- La gestión de la demanda y uso eficiente de la energía.
- La calidad y continuidad del servicio.
- La gestión y uso de los activos.

Entre las iniciativas que promueve Chilectra S.A. destacan[33]:

Plataformas

- Actualizaciones del sistema SCADA.
- Creación de la plataforma integrada de monitoreo (PIM)
- Plataforma AXON para aplicaciones GPRS.
- Plan piloto en estudio de redes con fibra óptica.

En Alta Tensión (AT)

Se ha centrado el interés en sistemas de protección y control en subestaciones, El Sistema de Desprendimiento Automático de Carga (SDAC), el monitoreo de Bancos de Condensadores (BBCC) y líneas de transmisión, incluida la capacidad dinámica de la línea (en estudio).

En Media Tensión (MT)

Automatización de la red rural (2006) y subterránea (2002), monitoreo y control remoto de reconectadores, control remoto de BBCC, detección de hurto y desprendimiento súbito de carga en alimentadores e integración de generación distribuida (en estudio).

En Baja Tensión (BT)

Monitoreo de TTDD, red ACME para detección de hurto de energía, monitoreo remoto de medidores concentradores, control remoto de alumbrado, monitoreo remoto de grandes clientes e integración de plataforma AXON para aplicaciones GPRS en BT (en desarrollo).

3 Capítulo III: Medidores en los sistemas de medida manual

Palabras claves: contador de electricidad, e-meter, electricity meter, medidor electromecánico, watt hour meter, medidor electrónico, solid-state meter, prepay meter e interval meter.

3.1 Introducción capítulo III

Un sistema de medida está constituido por tres componentes básicos: El medidor, la comunicación y el centro de control. En el caso de un sistema de medida manual, el medidor no posee comunicación autónoma a otros dispositivos, de hecho es necesaria la visita periódica de un operario para observar estado del medidor. La comunicación es de tipo manual; un operador se encarga de trasladar datos del medidor hacia el centro de control. El centro de control por tanto es donde se llevan los procesos de análisis y facturación de los clientes.

A continuación se hará énfasis en las tecnologías referentes a los medidores sin comunicación remota entre el medidor y el centro de control.

3.2 Medidor de energía

Los medidores o contadores de electricidad son los elementos que permiten medir y en algunos casos almacenan energía activa total consumida. Incluso se presentan dispositivos capaces de guardar eventos particulares orientados a identificar fallas o hurto de energía. El principio de funcionamiento permite clasificarlos en:

3.2.1 Medidor electromecánico

Los medidores electromecánicos o medidores de inducción fueron implementados desde finales del siglo XIX[16]. Estos dispositivos utilizan el principio de inducción para la medida. Se componen de un disco giratorio controlado por los efectos de un campo magnético generado por bobinas, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada.

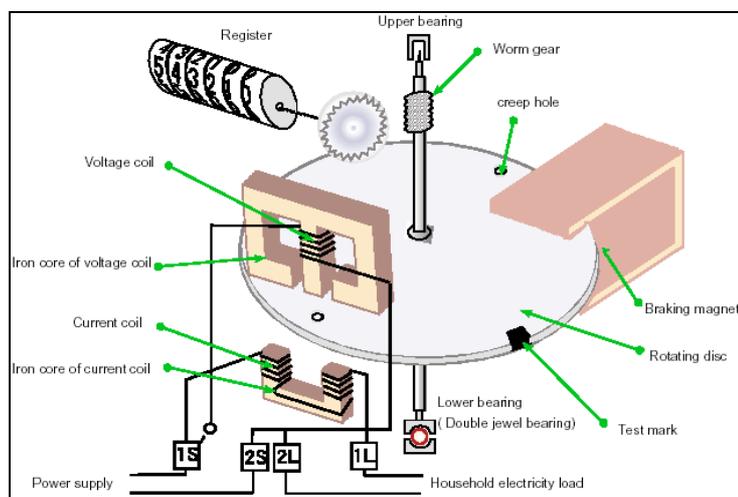


Figura 8: Principio de operación del medidor electromecánico

3.2.2 Medidor híbrido

Los medidores híbridos, también llamados medidores electromecánicos con registrador electrónico fueron desarrollados desde 1980 hasta 1995[16]. El disco giratorio se configura para generar un tren de pulsos, el cual mediante un captador óptico detecta las marcas grabadas. Estos pulsos son procesados digitalmente, almacenando la información de consumo. El medidor y el registrador pueden estar alojados en la misma unidad o en módulos separados, dependiendo del modelo.

3.2.3 Medidor electrónico (solid-state meter)

Los medidores electrónicos, medidores digitales o medidores estáticos de demanda fueron desarrollados a partir de 1985[16]. La medición y el registro de las variables se realizan por medio de un proceso análogo-digital, utilizando un microprocesador y memorias. El principio usado para la medición puede ser de tres tipos[27] :

1. Modulación por ancho de pulso o *Time Division Multiplier, TDM*

Es la multiplicación de las señales de tensión y corriente instantánea por serie de pulsos. La señal de tensión es modulada en acorde a la duración del pulso, mientras que la corriente es modulada según la amplitud del pulso. Este método es clasificado como el principio de mayor precisión entre los medidores. Provee de linealidad y fiabilidad de los datos, aunque su rendimiento es limitado ante la distorsión y es necesaria la calibración.

2. Sensor directo de campo (*Direct Field Sensor, DFS*)

El principio físico usado es el efecto Hall[20]. Para calcular la energía consumida la corriente es conducida en un material sujeta a un campo magnético a una tensión proporcional producto de la corriente y el campo magnético. Los primeros medidores basados en esta tecnología presentaron problemas de linealidad y estabilidad, que en la actualidad han sido superados. Entre sus ventajas destaca el no requerir calibración y una buena precisión.

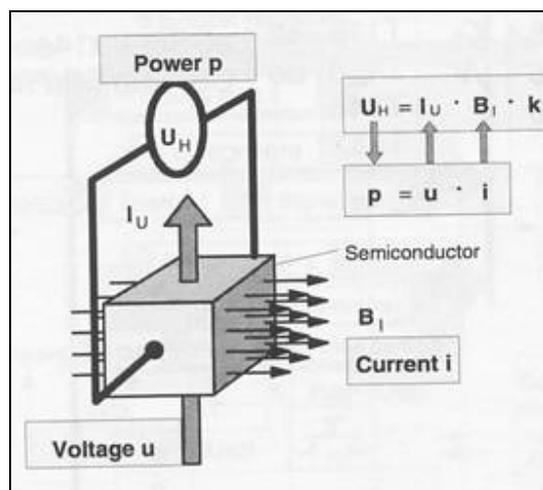


Figura 9: Efecto Hall y principio de inducción

3. Muestreo digital (*digital sampling*)

Es el único método que no necesita valores análogos de tensión y corriente, pues utiliza conversores análogo-digital y un multiplicador, al cual ingresan valores periódicos de tensión y corriente. Para el cálculo de energía consumida y operaciones programadas se suele utilizar un procesador de señales digitales (*Digital Signal Processing, DSP*) o un microprocesador. Cabe destacar que este método no necesita calibración y posee buena precisión, además de la opción de ser un dispositivo programable.

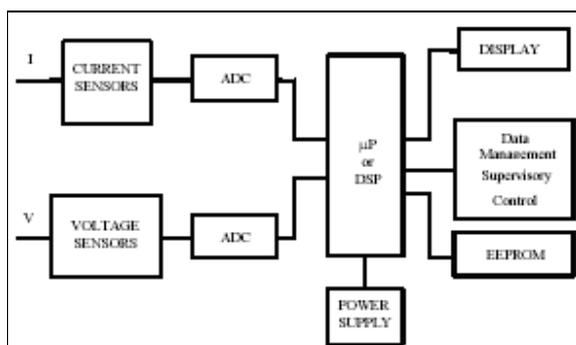


Figura 10: Esquema del muestreo digital en un medidor electrónico

3.2.4 Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos

A continuación se presenta un resumen con las principales características de ambos tipos de medidores. Cabe destacar que las características de los medidores varían dependiendo de las funcionalidades en las que se habiliten y el fabricante que los provea. Note que algunas de las funciones pueden estar ausentes, dependiendo del modelo y fabricante del medidor.

Comparación de medidores	
Medidor electromecánico	Medidor electrónico
Energía activa directa [kWh]	Energía activa [kWh] Energía reactiva [kVArh] 2 a 4 cuadrantes
Costo: US\$23 (mínimo)	Costo: US\$35 (mínimo)
Tiempo de vida: 30 años	Tiempo de vida : 10 a 20 años
Fidelidad de la medida solo para cargas lineales	Precisión y estabilidad para todo tipo de cargas
Con calibración	Sin calibración
Funciona incluso en condiciones de hurto	Desechable ante eventos de hurto
	En casos avanzados, habilidad para ser programado (uso de baterías)

Tabla 5: Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos

3.3 Medidores semi-inteligentes (multitarifa, prepago e intervalo)

Los medidores semi-inteligentes o también llamados medidores de intervalo poseen funcionalidades programables. La funcionalidad básica es almacenar valores de energía para distintos tramos en el período facturado, llamados tiempos de uso del dispositivo (*Time Of Use, TOU*). A estos medidores se suele denominar **medidores multitarifa**. Si además permiten facturación en el lugar “*in-situ*”, se les suele denominar **medidores de prepago** (*PrePay Meter, PPM*). Alternativamente, dependiendo del modelo, se registra y almacena otras variables, como energía reactiva, factor de potencia o factores adicionales, como reportes por excepción, los cuales se orientan a identificar fallas, hurtos y la calidad del servicio de suministro en la red. Existen modelos que limitan la corriente del cliente o que permiten el control básico de carga del cliente. A los medidores que permiten almacenar grandes volúmenes de información, se les denomina **medidores de intervalo o “interval meter”**. Estos medidores han existido durante años en los sistemas comerciales e industriales, y su masificación a nivel residencial no ha sido sencilla principalmente por el alto costo de inversión y la mantención a la cual se debe incurrir.

El mayor problema de penetración de los equipos electrónicos ha sido su alto costo y baja robustez⁹ con respecto a los medidores electromecánicos[37]. Sin embargo se han logrado importantes avances en estas materias, por lo que se estima a futuro la incorporación masiva de estos equipos en compañías distribuidoras empezando por la instalación de los nuevos clientes y el reemplazo de los equipos obsoletos.

⁹ Los modelos iniciales de medidores electrónicos sufrían de dependencia con la temperatura para la medición de la corriente y la tensión con respecto a la temperatura del equipo. Los actuales medidores cuentan con un sistema análogo-digital, que evita estos problemas.

4 Capítulo IV: Conceptos e iniciativas de sistemas de medida avanzada

4.1 Introducción capítulo IV

Los sistemas de medida avanzada¹⁰ representan avances tecnológicos de estas últimas décadas, orientados a la recolección de mayor cantidad de información de los sistemas de electricidad, agua, gas y calor¹¹ y a establecer comunicación entre los dispositivos de la red, permitiendo la conexión virtual entre el cliente y la(s) empresa(s) proveedora(s) de servicios.

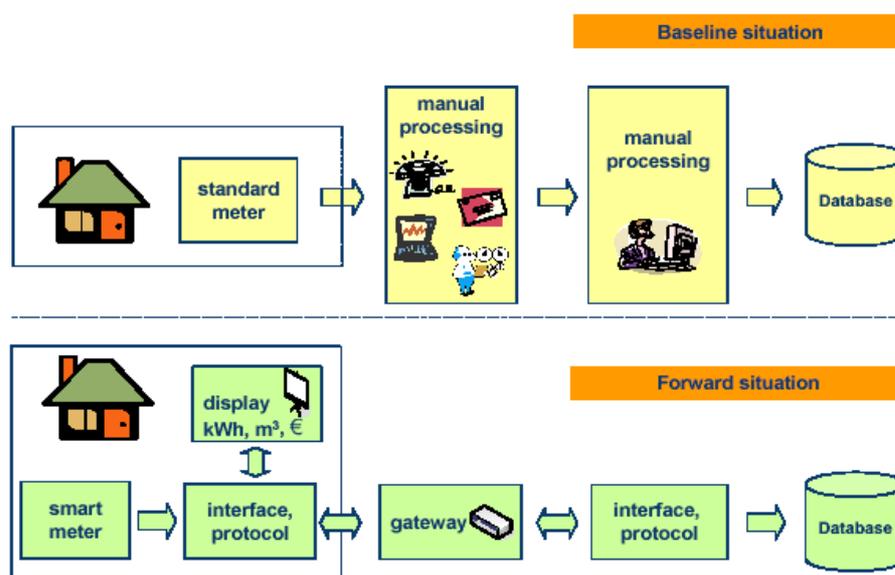


Figura 11: Lectura manual y lectura automatizada de la medida
Fuente: Consultora Kema

Apoyados generalmente por organismos gubernamentales¹², estos sistemas han surgido ante la necesidad de promover la participación de la demanda¹³, el déficit de generación energética futura, y el cumplimiento del consenso internacional de la cumbre de Kioto acerca de la reducción de emisiones de CO₂[2]. Como solución a estas necesidades se ha planteado la desregulación del mercado eléctrico¹⁴ y en conjunto el desarrollo de los sistemas de medida avanzada.

¹⁰ En agosto de 2006 la "Federal Energy Regulatory Commission (FERC)" de Norteamérica definió medida avanzada: "Advanced metering is a metering system that records customer consumption [and possibly other parameters] hourly or more frequently and that provides for daily or more frequent transmittal of measurements over a communication network to a central collection point."

¹¹ Este estudio se enfoca al caso de la distribuidora Chilectra S.A., por lo que hace referencia a los servicios de electricidad, por sobre los servicios de agua, gas o calor.

¹² http://www.smartgridnews.com/artman/publish/article_252.html

¹³ En un mercado regulado la participación de la demanda en general es baja (demanda inelástica), debido principalmente a que la electricidad es un bien difícil de sustituir en corto plazo.

¹⁴ Separación entre las figuras de generación, transmisión y distribución. En el caso de la distribución en algunos casos se habla de una subdivisión entre el comercializador y el operador de la red.

Las distribuidoras han analizado esta alternativa debido a la oportunidad de modernizar su sistema de lectura, orientados a incrementar la eficiencia energética, la necesidad de reemplazar los equipos sin vida útil y la oportunidad de reducir los costos operativos de la red eléctrica. Estas iniciativas han ayudado a ofrecer funciones extendidas como la lectura remota de datos, la detección remota de hurto, la desconexión remota de equipos, los cambios remotos de potencia, entre otras características centradas en el monitoreo y control de los dispositivos de la red eléctrica[17].

Por su parte, la Unión Europea en su plan de liberar la producción de electricidad en el año 1999 ha invitado a adoptar herramientas que permitan¹⁵:

- El desarrollo de la gestión de la demanda en tiempo real.
- Proveer a los clientes con facturas basadas en el consumo actual.
- Proveer información acerca de la energía consumida.

Los cuales a su vez se relacionan directamente con los focos propuestos de una red inteligente en Chilectra S.A., y en particular de un sistema de medida avanzada. Estos focos son:

- Gestión de demanda y uso eficiente de la energía.
- Calidad y continuidad del servicio.
- Gestión y uso de activos.

Un sistema de medida avanzada tiene la posibilidad de ofrecer mayores servicios que un sistema de medida manual, debido a la comunicación digital disponible entre los dispositivos de la red. Con respecto a su estructura, no presenta grandes variaciones en comparación a un sistema de medida manual; las diferencias radican en las funcionalidades del sistema escogido. Estas estructuras son[37]:

- **Las instalaciones de medición.**
- **El o los medios de comunicación.**
- **El centro de control.**

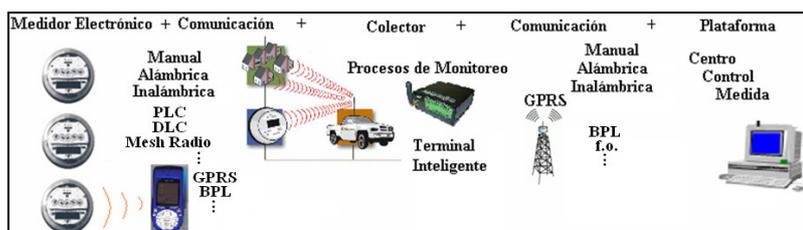


Figura 12: Esquema general de sistemas de medida avanzada.

¹⁵ Directiva Europea 2005/89/CE, Enero, 2006

4.2 La instalación de medición: medidor inteligente (smartmeter) ¹⁶

Los medidores en un sistema de medida avanzada además de habilitar la comunicación entre los dispositivos de la red, permiten la lectura en tiempo real (o cercano al real)[28]. La comunicación promueve la conexión de otros servicios de medida como agua, gas o calor ¹⁷ y ofrece mejorar la comunicación con el cliente, promoviendo la respuesta de la demanda (*Demand Response, DR*), domótica (*Home Automation, HA*), e incluso incursiones en la red de datos en aplicaciones basadas en IP (Protocolo Internet).

Medidor electrónico [Sistema de Medida] clientes masivos						
Función/Equipo		Básico	Prepago	Multitarifa	Inteligente básico	Inteligente avanzado
PARÁMETROS						
Energía						
+ activa [KWh] directa		✓✓	✓	✓	✓	✓
+ activa [KWh] inversa		-	☑	✓	✓	✓
+ reactiva [KVAh] (4 cuadrantes)		-	☑	☑	✓	✓
Medida en tiempo real	R	-	-	-	✓	✓✓
FUNCIONALIDADES						
Alarma de hurto	L R	✓✓ -	✓ -	✓ -	✓ -	✓ -
Prepago de energía	L R	- -	✓✓ -	☑ -	✓ -	✓ -
Tiempo de Uso (TOU)	L R	- -	- -	✓✓ -	✓✓ -	✓✓ -
Corte y reposición	R	-	-	-	✓	✓
Actualización de software	L R	- -	☑ -	☑ -	✓ ☑	✓✓ ✓
Detección de apagones	R	-	-	-	✓	✓✓
Tarifas dinámicas (on-line)	R	-	-	-	-	✓✓
Control de carga	R	-	-	-	-	✓✓

Notación:

- ✓✓ Funcionalidad Principal
- ✓ Incorporado
- ☑ Incorporado o NO incorporado dependiendo del modelo de medidor
- Sin funcionalidad a menos que se integre otro dispositivo
- L Comunicación Local
- R Comunicación Remota

Tabla 6: Comparación básica entre medidores en un sistema de medida ¹⁸

4.3 La comunicación entre dispositivos de la red eléctrica

La comunicación es el enlace entre los dispositivos de medida y el centro de control. En general se plantean esquemas híbridos de comunicación, dependiendo de las necesidades del sistema. Para definir el tipo de comunicación a utilizar es de interés conocer:

¹⁶ Según la organización DRAM (*Demand Response and Advanced Metering Coalition*), un medidor es inteligente sólo si 1) es capaz de medir y guardar medidas tal como lo especifican las autoridades reguladoras, 2) permite a los consumidores y proveedores participar en precios basados en la respuesta de la demanda, 3) los proveedores disponen de información acerca de la funcionalidad y calidad del suministro.

<http://www.dramcoalition.org/id19.htm>.

¹⁷ La interconexión de los servicios de electricidad y gas han ganado terreno por sobre los servicios de calor y agua.

¹⁸ En anexos se incluye una tabla con una caracterización más descriptiva de los medidores.

- El costo del sistema de medida (dispositivos).
- La topología de la red (la concentración del consumo, las distancias cubiertas y las interferencias de la comunicación).
- Los servicios a requerir (lectura remota, seguridad y/o control)[1][17], especialmente el grado de relevancia de los servicios de medida conjunta (agua, gas, calor o automatización del hogar).

La implementación las redes se pueden clasificar en su nivel de conexión, por medio del tipo de transmisión, su topología y su extensión. A continuación se detallan estas estructuras.

4.3.1 Canales de transmisión de información

Las redes pueden ser clasificadas en función del sentido en que viajan.

- Redes unidireccionales: De una vía de comunicación, en los cuales la información se transmite continuamente, siendo capturada por colectores de información.
- Redes bidireccionales: De dos vías de comunicación, en los cuales una entidad pregunta por el punto medidor y este envía la información. Es evidente la ventaja que presenta este sistema, ya que facilita no solo el envío de información hacia el cliente, sino que también las operaciones de control sobre la red.

En ambos casos los colectores de información pueden estar fijos o movilizados, aunque la tendencia es que los sistemas sean fijos hasta la plataforma de medida o el servidor que gestiona la información.

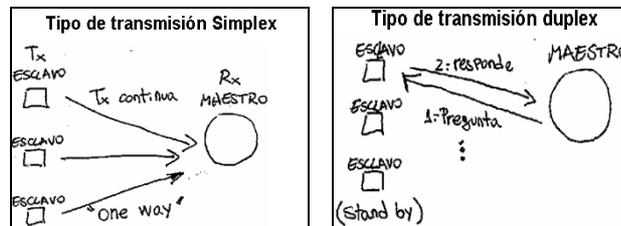


Figura 13: Una vía y dos vías de comunicación por la red

4.3.2 Topología física de la red

Existen variadas topologías para configurar los medidores. A continuación se presentan las más utilizadas:

- La topología estrella (star network) soportando operaciones punto a punto y multipunto, principalmente empleada para las tecnologías vía cable. Las operaciones punto a punto comunican la información directamente al colector de información. Las comunicaciones multipunto, permiten traspasar la información a medidores contiguos que estén conectados en una misma red.

- La topología enmallada (mesh network) principalmente empleada para las tecnologías inalámbricas permiten que los medidores actúen como portadores de información, por lo que existe mas de una ruta para enviar la información a uno o a varios colectores de la red.

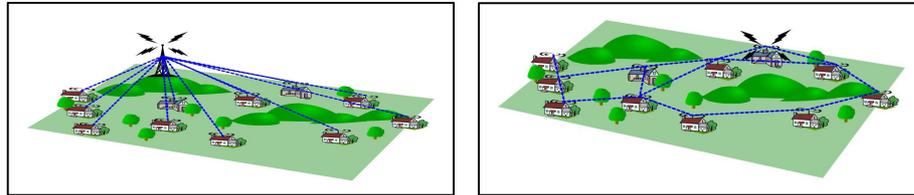


Figura 14: Topología en estrella (punto a punto) y enmallada

4.3.3 Clasificación por extensión de la red

Actualmente existen diversas tecnologías potenciales a participar en la interoperabilidad de un sistema de medida avanzada, abarcando:

- La red del hogar (*Home Area Network, HAN*) de alcance de decenas de metros para la comunicación entre medidores, con una HHU, o con el visor externo del cliente en el hogar, entre otras aplicaciones. Los principales medios físicos de interés actual son PLC y RF, para interconexión de medidores y el visor del cliente dentro del hogar, e IR y RS232 para interconexión de HHU's.
- La comunicación local (*Local Area Network, LAN*) de alcance de cientos de metros para la conectividad entre el medidor del cliente y el colector¹⁹, en caso que la tecnología lo requiera. Las tecnologías de interés en este sentido son la comunicación por la línea de transmisión (*PLC, DLC*) y en casos particulares BPL para servicios adicionales de ancho de banda. Para el caso de tecnologías inalámbricas el mejor candidato, es RF²⁰.
- La comunicación en la red de área extendida (*Wide Area Network, WAN*) de alcance de cientos de kilómetros, para la comunicación entre el cliente y la plataforma de la empresa de servicios públicos. Se suele considerar la tecnología GSM/GPRS para conectar clientes remotos con el centro de control, o desde el colector al centro de control y Fibra óptica o el híbrido BPL-fibra óptica para comunicar desde el colector a la subestación y desde la subestación al centro de control. Esto último justificado debido a la necesidad de contar con diversas plataformas, no solo la que se conecta al sistema de medida de clientes, lo que requiere de un ancho de banda, al que sumado a este proyecto podrían justificar una mayor inversión.

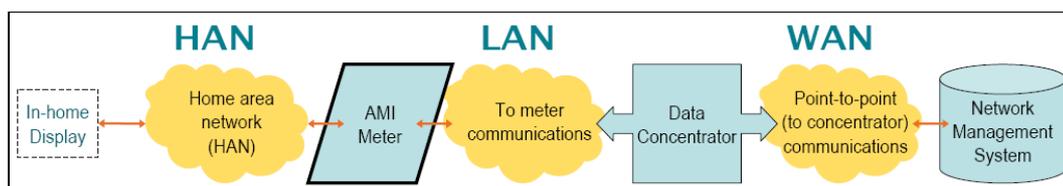


Figura 15: Comunicaciones por extensión entre el operador y el cliente de la red.

¹⁹ El colector es el encargado de transmitir datos localmente. Guardar registros de la información y ejecutar acciones a ser aplicadas por el medidor.

²⁰ Basado en precios, tendencias en el mercado y tecnologías vigentes.

4.3.4 Tecnologías para la comunicación de la red

Sin duda las tecnologías para la comunicación de la red han evolucionado permitiendo un mayor grado de automatización, ofreciendo nuevos servicios tanto para las empresas de servicios como para sus clientes. A continuación se revisan las principales tecnologías de comunicación local que abarcan este ámbito.

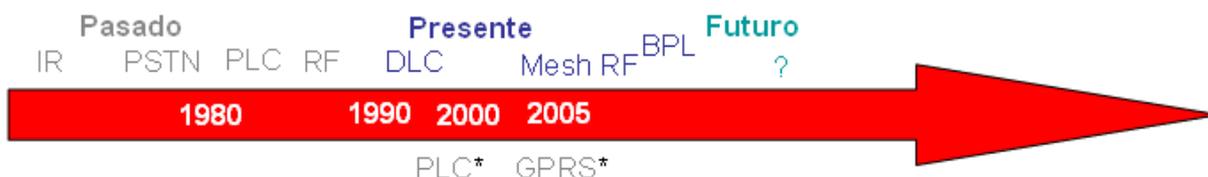


Figura 16: Evolución comunicaciones locales en sistemas de medida para clientes masivos

PSTN (Public Switched Telephone Network)

La red telefónica pública conmutada fue diseñada inicialmente para la transmisión de voz, aunque también puede transmitir datos. Tiene la ventaja de ser ampliamente abarcada para el uso telefónico, aunque es necesario el acceso discado (dial up). Estas redes se han desarrollado en proyectos de medida avanzada principalmente en Francia, con el protocolo Euridis. La utilización de estas redes para sistemas de medida avanzada se cuestiona, pues no todos los clientes están conectados a esta red, las redes son propietarias de las empresas de telecomunicaciones por lo que las empresas de electricidad deben rentarlas y su costo actual es elevado comparado con el precio de otras tecnologías tales como DLC y RF²¹.

PLC (Power Line Communication)

La tecnología PLC en baja frecuencia ha sido utilizada por las empresas distribuidoras para sus clientes masivos desde la década del '90. La tecnología PLC envía una señal sobre las líneas de tensión entre las subestaciones y el medidor. Esta señal puede pasar por los transformadores de distribución (TTDD) y alcanzar una distancia de hasta 15[km].

La experiencia señala que las velocidades de transmisión alcanzada por esta tecnología es relativamente lenta, aunque bastante fiable. Típicamente se habla de velocidades de transferencia en el orden de los 10 a 30 bps, mientras que la comunicación devuelta es del orden de los 20 a 600 bps, dependiendo del número de medidores en paralelo.

PLC es a menudo efectivo cuando las densidades de clientes son bajas, por lo que se ha preferido esta tecnología para áreas rurales. Referentes de tecnologías patentadas (propietarias) americanas son:

- El sistema TWACS (*Two-Way Automatic Communications System, DCSI*) de Aclara perteneciente al grupo ESCO Technologies Corporation. Utiliza una velocidad de transferencia de 60bps. Envío/recibo de mensajes en aproximadamente 30 segundos.

²¹ Basado en la comparación de costos de comunicaciones para tecnologías relacionadas con medidores inteligentes, analizadas en Bélgica.

- El sistema TS1 y TS2 (*Turtle System, Hunt Technologies*) del grupo Landis+gyr Holdings utilizando tecnología UNB (*Ultra Narrow Bandwidth*). En TS1 (una vía de comunicación) la velocidad de transferencia de datos es 1/1000bps. Envío y recibo de mensajes puede durar varias horas.
- El sistema AMR de Cannon Technologies, Cooper Power Systems, de dos vías de comunicación con lecturas de 4 a 6 segundos para cada ronda de lectura.

DLC (Distribution Lan Carrier)

DLC, también conocido como PLC en alta frecuencia, *NPL (Narrow Band over Power Line)* o *PLT (Power Line Telecommunication)*, es un sistema utilizado en BT con un colector ubicado cerca del transformador de distribución. Esta tecnología, a diferencia del PLC en baja frecuencia utiliza altas frecuencias para la transmisión. Los transformadores dificultan el acceso de la señal y las distancias abarcadas suelen abarcar cientos de metros (400 metros promedio en Europa) necesitando repetidores a partir de estos puntos. Esta tecnología ha sido utilizada principalmente en Europa por su bajo costo y gran cobertura de los transformadores por clientes (400 clientes por transformador en Europa, en comparación a 20 clientes por transformador en Norteamérica). La velocidad de transmisión de datos entre el medidor y el concentrador de datos típicamente está entre 100 bps a 5 kbps, aunque el número de medidores conectados al colector influyen en la tasa de transferencia. Desde el concentrador al centro de control se suele utilizar comunicación híbrida combinada con GSM/GPRS, BPL, entre otras.

Europa	200-300
EEUU	5-20
China	200-300
Japón	5-10

Tabla 7: Número de clientes por transformador en el mundo

Empresa	Modulación	Diversidad de frecuencias	Maxima tasa de transferencia
Echelon	BPSK	2 portadoras	3,6 kbps
AMIS	S-FSK	FSK-ASK	1,2 kbps
STMicroelectronics	SFSK	no	4,8 kbps
Yitran	DCSK	si	2,5 kbps
Adaptive	SS	si	4,8 kbps

Tabla 8: Principales fabricantes de chip para tecnologías DLC

Entre los estándares para empresas distribución eléctrica con tecnología DLC se recomienda revisar Lonworks, DLMS y ANSI C12.

BPL (Broadband over Power Line)

La utilización de banda ancha sobre la línea de distribución no fue pensada para el desarrollo de sistemas de medida avanzada, si no para ofrecer servicios de banda ancha a los clientes, como Internet, IPTV y VoIP²², sin embargo es una tecnología de interés, pues es una actualización de la tecnología DLC. DLC utiliza principalmente modulación FSK (*Frequency Shift Keying*) soportando comunicaciones del orden de los kbps. BPL, en cambio utiliza principalmente

²² *Voice over Internet Protocol*, Voz sobre IP o Telefonía IP

modulación OFMD (*Orthogonal Frequency Multiplex Modulation*), la cual distribuye la información en un gran número de portadoras con anchos de banda muy estrechos lo cual permite comunicaciones del orden de los Mbps. En algunos países como Gran Bretaña se ha propuesto como tecnología de comunicación WAN (comunicación entre el colector y la subestación eléctrica). Utiliza el mismo concepto de concentrador que la tecnología DLC, pero integrando un modem inyector de la señal al sistema, repetidores para abarcar mayores distancias de modo que la señal no sea afectada por atenuación y distorsiones de la línea, y un gateway con modem extractor que provee de conexión al cliente para los servicios de Internet. Típicamente, los dispositivos para control de hogar funcionan mediante la modulación de una onda portadora cuya frecuencia oscila entre los 1,6 a 30 MHz. Estos servicios alcanzan velocidades de alrededor de los 20 a 200Mbps. Las principales competencias de BPL son WiFi, WiMax y Fibra Óptica. Como tecnología de conexión con el cliente hay que aclarar que el negocio de la empresa de distribución eléctrica se centra en la electricidad y no en el ámbito de la Telecomunicación, aunque puede ser válido ofrecer este servicio a las empresas de telecomunicaciones.

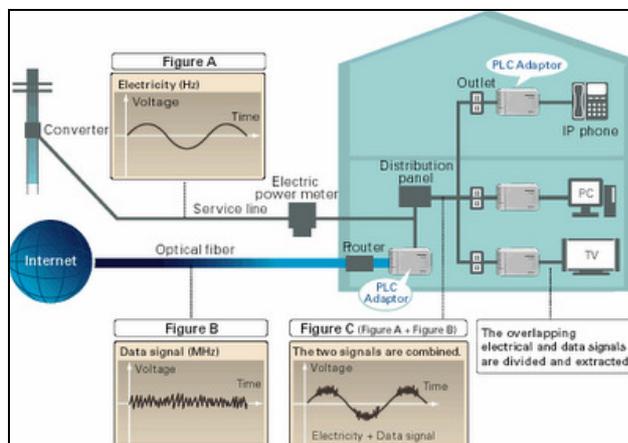


Figura 17: BPL al interior del hogar

RF (Radio Frequency)

Es una red privada o abierta de radio, en conexión estrella o enmallada para comunicación entre medidores ampliamente difundida en Norteamérica. Los sistemas de mayor avance en estas tecnologías son tal que si el camino de transmisión no está operativo en un momento dado, se pueda recorrer otros caminos a otros colectores utilizando como medio otros medidores²³. Para esto es necesario contar con dispositivos que permitan definir las rutas recorridas (enrutadores o *routers*). Los colectores pueden interactuar con alrededor de 1000 medidores en una malla, logrando tasas de transferencias entre 5 a 20 kbps. Esta tecnología presenta un mayor nivel de competencia entre protocolos que participan en la integración de sistemas de medidas tales como ZigBee, Wibree y Z-Wave, entre otros de potencial bajo costo y consumo.

GPRS (General Packet Radio Service)

Esta tecnología se basa en el estándar GSM utilizada para la comunicación de celulares. Es una mejora de este servicio con modificaciones en el software del sistema GSM. El sistema GPRS permite altas velocidades sobre los sistemas de redes públicas GSM (que opera del mismo modo

²³ Los sistemas que logran este tipo de acciones se suelen denominar Mesh RF, pues logran comunicación en una malla de dispositivos.

que un celular). GPRS soporta datos entre 40 a 114 Kbps, comparativamente de 3 a 5 veces más veloz que el uso GSM. Su cobro típico es por transferencias y no por tiempo de conexión como es el caso de GSM. Es un sistema válido para enviar información esporádica, como alarmas o información periódica. Con este sistema no es necesario un intermediario entre el medidor y la empresa de servicios públicos (conectividad LAN y uso de concentradores), por lo que se plantea para clientes aislados. En un futuro puede ser una alternativa factible para una instalación masiva de sistemas de medida avanzada.

Comparación del costo de las comunicaciones

El precio actual de estas tecnologías depende de las funcionalidades que se requieran del medidor y del grado de interoperabilidad entre medidores. A continuación se citan los precios de un estudio a 15 años de horizonte para tecnologías de sistemas de medida avanzada realizado en Flandes, Bélgica[11].

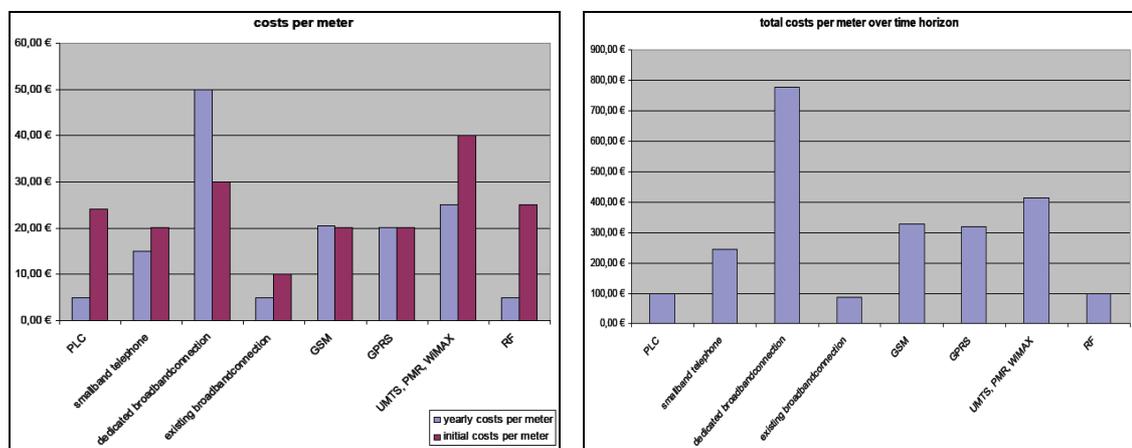


Figura 18 y Figura 19: Evaluación económica de comunicaciones para medidores inteligentes en Flandes, Bélgica, 2007.

Se debe tener en cuenta que en el futuro podrían entrar nuevas tecnologías en competencia para sistemas de medida avanzada, principalmente en el campo de las redes inalámbricas de radio frecuencia (RF) y sin olvidar las nuevas versiones de comunicación vía cable (DLC). Actualmente también es posible encontrar otras tecnologías utilizadas para sistemas de medida avanzada pero de menor penetración. Es el caso de las tecnologías PSTN (*Public Switched Telephone Network*) principalmente utilizadas en Francia.

Comunicaciones de área extendida

Para las comunicaciones de área extendida del orden de kilómetros, vale decir desde el colector, en caso que exista, hasta el centro de control, generalmente se ha utilizado la comunicación GSM/GPRS. Sin embargo, algunas empresas de distribución se ha apostado por comunicaciones con mayor ancho de banda, en especial, fibra óptica y BPL, con el objeto de facilitar el negocio de las telecomunicaciones, incrementar en monitoreo de las redes y favorecer la participación del cliente final. En este sentido las tecnologías de gran ancho de banda se han gradualmente integrado en una red troncal, a modo de favorecer el desarrollo de las comunicaciones GSM/GPRS.

Tecnología	Observación
PSTN	No es tendencia, pero actualmente se sigue utilizando
GSM/GPRS	Generalmente usada para sistemas actuales de medida avanzada
BPL	Tendencia potencial, en Europa, principalmente desde el colector hacia la subestación.
WiFi	Excepcionalmente combinada con BPL.
Fibra óptica	Tendencia potencial, en Norteamérica y Japón.
WiMax	Utilizado para zonas aisladas. Actualmente se trabaja en la incorporación de esta tecnología para áreas urbanas

Tabla 9: Comunicaciones de área extendida de mayor relevancia para el uso de sistemas de medida avanzada en clientes masivos y negocio estratégico de las telecomunicaciones.

4.3.5 Arquitecturas diseñadas para un sistema de medida avanzada

A continuación se describen las aplicaciones tecnológicas diseñadas específicamente para las aplicaciones en sistemas de medida avanzada, tanto para el monitoreo, transferencia de datos y automatización de la red eléctrica.

Estas soluciones en general soportan más de un protocolo de red y no siempre son compatibles con otras tecnologías, en lo que se refiere al medio físico, el protocolo y la información soportada.

Actualmente se trabaja para estandarizar las comunicaciones entre el cliente y la empresa suministradora de servicios. La dificultad para describir un estándar está relacionada con el tipo de aplicaciones que el sistema deba soportar.

En este sentido los estándares de mayor interés actual para la interacción entre el cliente residencial y la empresa de servicios se presentan a continuación[1].

DLMS/COSEM

Es un estándar europeo orientado a la interconexión de medidores de electricidad, agua, gas y calor²⁴. Iniciada por la empresa distribuidora eléctrica EDF (*Electricité de France*) en el '98, apoyada por el COSEM (*Companion Specification for Energy Metering*) y ratificada por la IEC (*Internacional Electrotechnical Comision*), basados en el estándar IEC-62056. En el 2002 se definió como un lenguaje para estandarizar el intercambio de datos de medición e información de control entre dispositivos de medida orientados al mercado abierto. Actualmente existen implementaciones masivas, especialmente locales y orientadas a clientes Industriales y Comerciales (I&C).

A través del tiempo se han ido incorporando diversos estándares, que permiten interconectar estas tecnologías con diversos proveedores. Los principales estándares acoplados a DLMS son: El protocolo Flag (IEC61107 por EIC TC13) para puerto óptico usado principalmente en Europa; el protocolo Euridis (IEC62056-31:1999 por IEC TC13) usado principalmente en Francia sobre el medio físico de par trenzado para medidores de electricidad, y el protocolo M-bus (EN1434-

²⁴ En <http://www.dlms.com/en/conformance/index.htm> se encuentra una lista con los medidores que cumplen con los requerimientos del estándar DLMS/COSEM.

3:1997 CEN TC294, futuro EN13757-2 and -3), desarrollado en Alemania, usado para interconectar medidores de calor.

Requerimientos de Usuario, Aplicaciones y Procedimiento IEC 61361, CEN TC294 (NS8-2)			Aplicaciones de gestión de cuentas de cliente
Objetos de medida Integrador Maxímetro Curva de carga	Objetos de tarifa y precio Tabla de mensajes, Calendario de Actividad, Programador, Tabla de días especiales	Servicios de valor añadido Control remoto Pasarela	Modelos de Unidades Remotas (DLMS / COSEM)
Especificación de Mensajes: DLMS TC57: IEC 61334			
Par trenzado IEC TC13 IEC 62056-31 CEN TC294 EN 1434-3	Teléfono IEC TC57 IEC 60870 IEC TC13 IEC 62056-41	Portadora por línea de distribución TC57 IEC 61334	Radio/GSM Protocolos de comunicación

Figura 20: Esquema del DLMS

ANSI C.12

Estos protocolos nacieron del esfuerzo conjunto de la ANSI (*American National Standards Institute*) en colaboración con la asociación AMRA (*Automated Meter Reading Association*), con el objeto de la interoperabilidad de los productos.

Los principales resultados de esta estandarización son los siguientes:

- C12.18: Protocolo de comunicaciones usando un puerto óptico.
- C12.19: Tablas de datos para usar con C12.18
- C12.21: Actualización de C12.18 para el uso con un modem telefónico.
- C12.22: Interfaz de comunicación de datos en la red.

El estándar Americano ANSI C.12.22, publicado a fines de 2007, fue diseñado para transportar tablas de datos basados en el estándar C12.19 sobre algún medio físico. Provee una capa de aplicación para la red de comunicación. Cabe señalar que este estándar no trata de unificar las capas de protocolo de las redes LAN o WAN, por lo que no es posible intercambiar el hardware del sistema de medida avanzado. No obstante permite que los comandos e instrucciones de medidores de distintas empresas sean interpretados de una misma manera por el sistema. La mayor desventaja que presenta el estándar es ser relativamente nuevo, por lo que existen pocos proveedores que lo hayan adoptado.

LonWorks, LON (Local Operation Networks)

Lonworks es una tecnología de banda estrecha de “control domótico” bidireccional diseñado tanto para el mercado residencial como industrial. Es un estándar propietario (software y hardware) desarrollado por la empresa “Echelon Corporation” de Norteamérica. Esta tecnología utiliza el protocolo LonTalk (lenguaje), estándar abierto homologado para las normas Europeas (EN14908), de EEUU (ANSI/EIA 709-1) y Chinas (GB/Z20177-2006), cumpliendo con las normativas de radiación FCC (*Federal Communications Commission*) de la industria Canadiense, MTP en Japón y CENELEC EN50065-1 en Europa. LonTalk cubre todas capas del modelo OSI y es soportado en hardware y firmware sobre un chip en sus dispositivos periféricos, denominado NeuronChip, el cual es programable en lenguaje Neuron C, una variante de ANSI C (lenguaje C). La red Lonworks está disponible para varios medios físicos como par trenzado (soporte de

1,25Mbps con topología bus@125mt), cable coaxial (<3,2 km; 9,6 a 128 kbps), fibra óptica (<3,2km; 1,25 Mbps), PLC (soportando 5,4kbps@dependiente del ambiente), RF (<3,2; 9,6 a 128 kbps) y redes IP sin límite de distancia con 10 Mbps a 10 Gbps. Lonworks sobre la red eléctrica utiliza modulación BPSK, protocolos de acceso al medio (*Medium Access Control, MAC*) y acceso múltiple por detección de portadora (*Carrier Sense Multiple Access, CSMA*). El sistema NES (*Networked Energy Services*) es la solución de plataforma de sistema AMR/AMI de Echelon basada sobre la tecnología LonWorks. Esta solución consiste en medidores conectados punto a punto a un concentrador mediante PLC. Un computador con el software del sistema NES se conecta al concentrador de datos mediante IP.

OSI Layer	Layer Name	LonWorks Software Services
1	Physical	TP, CX, FO, PL, IR, RF
2	Link	MAC: predictive CSMA, CA; Optional CD, priority
3	Network	Connectionless, domain-wide broadcast, loop-free, available learning routers
4	Transport	ACK/NAK multicast, unicast, authentication server; transaction control (ordering, duplicate detection)
5	Session	Sets up, coordinates, terminates application communication
6	Presentation	Syntax conversion
7	Application	CoS, authentication, privacy

Figura 21: Capas del protocolo LonTalk

Konnex, KNX

Konnex es parte de tres sistemas de control europeos (EIB, EHS y BatiBus) para crear un estándar europeo capaz de competir en calidad, prestaciones y precios contra otros sistemas americanos. La versión estandarizada en el 2003 se conoce como la EN50090²⁵.

Esta tecnología se basa en el protocolo EIB, y expande su funcionalidad añadiendo nuevos medios físicos y modos de configuración derivadas de BatiBUS y EHS.

El estándar KNX opera en los siguientes medios:

- Par trenzado (TP1): aprovechando la norma EIB equivalente.
- Par trenzado (TP0): aprovechando la norma Batibus equivalente.
- Ondas Portadoras (PL100): aprovechando la norma EIB equivalente.
- Ondas Portadoras (PL132): aprovechando la norma EHS equivalente.
- Ethernet: aprovechando la norma EIB.net.
- Radiofrecuencia: aprovechando la norma EIB.RF

La transmisión es de 9600bps en par trenzado y 2400 en PLC. El PLC usa las portadoras 110 o 132 kHz. KNX sobre IP todavía no ha sido estandarizada.

Comunicación a corta distancia

En algunos casos se utiliza la comunicación a corta distancia para terminales portátiles PDA, visores externos al interior de hogar, medidores de otras compañías y sensores externos.

²⁵ EN50090: Sistemas electrónicos en viviendas y edificios.

IR (InfraRed)

Estándar de comunicación por infrarrojo promovida por la IrDA (Infrared Data Association)²⁶ para cortas distancias (típicamente 1m), y velocidades típicas entre 9,6 kbps a 16 Mbps.

Ventajas	Desventajas
De bajo costo	De corto alcance
Inmune a interferencias de sistemas RF de altas frecuencias	No pueden traspasar objetos
	No inmune a interferencias de lluvia y niebla

Tabla 10: Ventajas y desventajas comunicación IR

Comunicación serie RS-232 y posteriores

Son estándares de comunicación serie que por su gran versatilidad, robustez mecánica e inmunidad al ruido, han conseguido una enorme difusión. Se utilizan para la conexión directa por ejemplo de una HHU a un medidor. Definen las interfaces físicas, funcionales y lógicas para comunicación de datos digitales punto a punto o punto-multipunto. No especifican un protocolo en particular dado que esto estará dado por las capas superiores. Soporta distancias de entre 30 a 60mts dependiendo de la velocidad de transmisión (menores a 20kbps). El estándar RS-485 es utilizado para comunicar a distancias (35 Mbps hasta 10 metros y 100 Kbps en 1.200 metros). Puede servir para conectar medidores en un edificio.

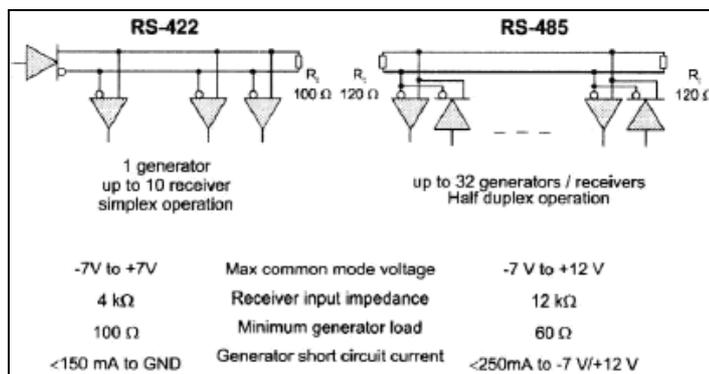


Figura 22: Comparación entre comunicaciones seriales RS-232 y RS-485

USB (Universal Serial Bus)

USB es un estándar que pretende reemplazar los puertos serie RS-232 y paralelo, y es que logra velocidades de transmisión del orden de (USB1.0) 1.5Mbps, y en los mas actuales (USB2.0) del orden de los 480Mbps, además de mejorar las capacidades Plug&Play²⁷.

M-bus (Meter bus)

M-Bus²⁸, formalmente EN 13757, es un estándar de bajo costo creado en Alemania, diseñado para la comunicación entre medidores de calefacción o electricidad. Soporta Par Trenzado y Red

²⁶ Mas información de IrDA visitar: <http://www.irda.org>

²⁷ Plug&play es la habilidad de permitir dispositivos ser conectados o desconectados al sistema sin necesidad de reiniciar, identificando automáticamente el hardware.

inalámbrica. Permite la comunicación entre un maestro y 250 esclavos. Trabaja a una frecuencia de 868 MHz, con una tasa de transferencia desde 300 a 38400 baudios. No se define la capa de transporte usando IP y es un estándar IEC desde el 2001.

OSI Model			
	Data unit	Layer	Standard
Host layers	Data	7. Application	EN1434-3
		6. Presentation	Empty
		5. Session	Empty
	Segment/Datagram	4. Transport	Empty
Media layers	Packet	3. Network	Optional
	Frame	2. Data link	IEC 870
	Bit	1. Physical	M-Bus

Tabla 11: Arquitectura de M-Bus

M-Bus es utilizado por la especificación de medidores holandés (Febrero de 2008), para medidores de calor en Alemania y propósitos de uso inalámbrico en Alemania y Austria. Cabe destacar que el estándar no está diseñado para aplicaciones internas del hogar.

ZigBee

Es un estándar inalámbrico IEEE 802.15.4, lanzado el 2004 y público desde el 2005, promovido por la organización ZigBee Alliance, orientado al monitoreo de diversos sistemas de medidas y control remoto de dispositivos. Si bien es posible de utilizar con topología estrella, árbol y enmallado, se prefiere esta última, por la potencialidad de conexión de una mayor cantidad de dispositivos. Diseñado para soportar más de 65.000 interconexiones (en teoría), con bajo consumo de batería. Cabe destacar que no se define como transportar utilizando IP (Protocolo Internet).

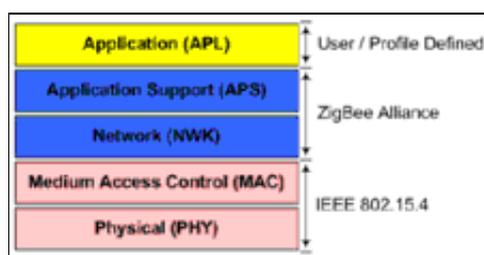


Figura 23: Pila de protocolos ZigBee

Bajo el punto de vista de sistemas de medida avanzada este protocolo está pensado para el monitoreo de otros medidores de agua, luz, electricidad y calor, para la comunicación y el control de la red fija local. En el ámbito de la investigación de tecnologías no se encontraron aplicaciones para medidores usando tecnología PLC con conexiones entre medidores internos al hogar con ZigBee. Sin embargo es posible la conexión desde el colector mediante una pasarela o gateway de medidas de redes PLC y redes ZigBee (fuente: Proyecto OPERA).

²⁸ Meter Bus: <http://www.m-bus.com>

	868 MHz	915 MHz	2.45 GHz
frequency band	ISM	ISM	ISM
area	Europe	USA Australia	World
bit-rate	20 kbps	40 kbps	250 kbps
number of channels	1	10	16
modulation	BPSK	BPSK	O-QPSK

Figura 24: Tres frecuencias para utilizar ZigBee

Para la comunicación en la red de área local con esta tecnología es necesario contar con tres dispositivos:

- **Coordinador:** Debe existir uno por red. Sus funciones son las de encargarse de controlar la red y los caminos que deben seguir los dispositivos para conectarse entre ellos.
- **Router:** Interconecta dispositivos separados en la topología de la red, además de ofrecer un nivel de aplicación para la ejecución de código de usuario.
- **Dispositivo final:** Posee la funcionalidad necesaria para comunicarse con su nodo padre (el coordinador o un router), pero no puede transmitir información destinada a otros dispositivos. De esta forma, este tipo de nodo puede estar dormido la mayor parte del tiempo, aumentando la vida media de sus baterías. El dispositivo final tiene requerimientos mínimos de memoria y es por tanto significativamente más barato.

Algunas aplicaciones en empresas de servicios son SCE (*Southern California Edison*) en California, EEUU; CitiPower en Victoria, Australia y como tecnología de última milla en Göteborg Energi en la ciudad de Gotemburgo, Suecia.

4.4 Centro de control de medidas

Palabras claves: Meter Data Management System (MDMS), Distribution Management System (DMS)

Para extraer la información de forma óptima es necesario el uso de paquetes de software orientados al procesamiento de la información. El sistema de gestión de datos (*Meter Data Management System, MDMS*) es la herramienta que en conjunto a la comunicación bidireccional, habilita la conexión directa entre el cliente y el operador. También es necesario contar con un software que integre otras plataformas de medidas, facturación, de análisis de datos, planificación, operación de la red e información en línea que a continuación se detallan.

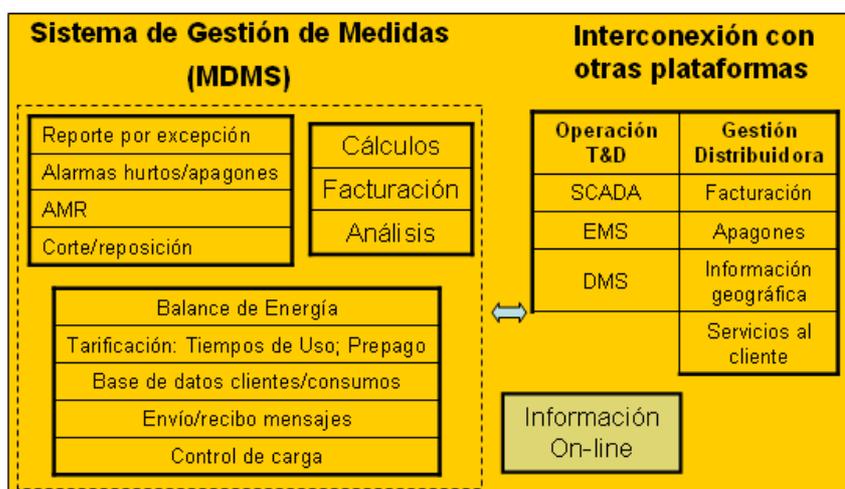


Figura 25: Esquema de centro de control de medidas

- **Facturación**
Se gestiona la base de datos del cliente: búsqueda y en comunicación al MDMS permite cargar la información del cliente. Esta plataforma debe tener la posibilidad de gestionar la carga (corte y reposición).
- **CIS (Customer Information System)**
Plataforma en línea con el cliente. Permite actualizar el consumo quincenal del cliente a través de la red de datos. En caso que el cliente tenga acceso de lectura, se debe configurar con password y codificación de la información.
- **OMS (Outage Management System)**
Es un sistema en el cual, ante un evento de falla, como la caída de un transformador de distribución, o la pérdida de una línea, entrega reportes por excepción, en el mejor de los casos en tiempo real.
- **DMS (Distribution Management System)**
En esta plataforma se monitorea la calidad del servicio, se analizan los datos, tales como la regulación de tensión de los clientes y alarmas, además se realiza la submedición o seguimiento de clientes seleccionados.

- *EMS (Energy Management System)*
Esta plataforma integra información relevante para el análisis del sistema de AT/MT. Contiene información del perfil horario de los transformadores, el estado operativo de los equipos de la red eléctrica y el perfil de carga de clientes seleccionados.
- *SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)*
Interactúa con esta plataforma para gestionar la entrega de la información de AT/MT para el sistema de control centralizado.
- *GIS (Geographic Information Systems)*
Entrega información relevante para ubicar equipos o problemas en la red, como la visualización zonas con falla del servicio.

A continuación se muestra la integración de la plataforma OMS con los sistemas de medida avanzada y otras plataformas de visualización como el GIS o de análisis de red como la plataforma EMS.

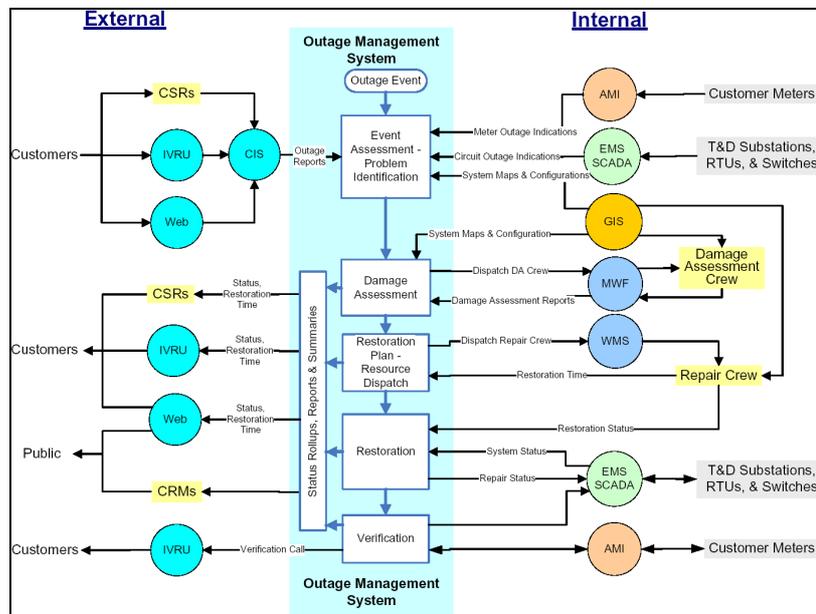


Figura 26: Integración entre la plataforma de medida avanzada y OMS
Fuente: Consultora Kema

4.5 Innovaciones tecnológicas

Palabras claves: Advanced Metering System (AMS), Remote Meter Reading (RMR)

A continuación se presentan los sistemas de medida avanzada utilizados para clientes masivos en empresas de servicios públicos²⁹.



Figura 27: Clasificación de sistemas de medida avanzada

4.5.1 Telemetida (Automated Meter Reading, AMR)

Palabras claves: Telelectura, Lectura Automatizada del Medidor, Automated Meter Reading (AMR), Mobile Meter Reading (MMR), Drive by AMR System, Walk by AMR System, Off-site Meter Reading (OMR), Fully Automatic Meter Reading (FAMR) y medidor de prepago (PrePay Meter, PPM).

El sistema de Telelectura a clientes, también llamado Telemetida o AMR fue desarrollado en la década de los '80[35]. La principal característica de este sistema es su habilidad para medir remotamente a través de un sistema de comunicación, disminuyendo los costos operacionales y dificultades de la lectura manual. Con respecto a la frecuencia de lectura, no se define claramente cuál debe ser, de hecho se presentan en el mercado sistemas de telemetida de lectura horaria, mensual, semestral o anual. La telemetida es un sistema utilizado para casos de alto consumo, concentrados geográficamente o de difícil acceso[37].

De este modo se habla que el sistema de telemetida tiene “una vía de comunicación entre el medidor residencial hasta el centro de control”. Esto significa que sólo puede mandar información, sin la posibilidad de mandar lecturas a pedido o realizar cambios remotos desde el centro de control³⁰. Los sistemas mas avanzados en esta materia permiten el envío de manera remota de reportes periódicos de fallas, detección de apagones e irregularidades en la red.

²⁹ Las funcionalidades varían respecto al sistema escogido y al vendedor del sistema de medida.

³⁰ Desde el punto de vista de la DRAM (Demand Response and Advanced Metering), AMR se define como: “Automatic Meter Reading - system where aggregated kWh usage, and in some cases demand, is retrieved via automated means such as a drive-by vehicle, or walk-by hand-held system”.

Las principales ventajas del sistema de telemedida son:

- ✓ Evitar el acceso a la vivienda.
- ✓ Reducir el costo y tiempo operacional de lectura y en algunos casos de facturación.
- ✓ Permitir el incremento de precisión de la medida.
- ✓ Ayudar a la detección del hurto de energía (registro periódico remoto, enviado a lo más en 30 días).
- ✓ Facilitar el cambio de comercializador, en caso que exista esta figura.
- ✓ Corte y reposición remota (opcional).

El medidor puede ser electromecánico con registrador electrónico. Sin embargo se prefiere el medidor electrónico, pues facilita la incorporación de nuevas funcionalidades. Estas pueden ser por ejemplo llevar una estadística de los consumos, y observar variaciones bruscas, facilitando la identificación del hurto.

Existen varias evoluciones de este modelo:

- En los años '70, *Automated Meter Reader, Walk by System*, o la utilización de unidades portátiles HHU (*Hand Held Units*) o *Touch Technology AMR System* que recolectan las lecturas cuando un trabajador pasaba caminando en frente del hogar.
- En los años '80, *Automated Meter Reading, Mobile Meter Reading (MMR) o Drive by System*, cuando un móvil cumplía la función de lectura por sectores.
- En los años '90 *Automatic Meter Reading* o también llamado *Off-site Meter Reading (OMR)*, para una red de comunicación fija por medio de comunicaciones móviles GSM/GPRS, radiofrecuencias (RF) de corto alcance o por vía alamburada (PLC) con una vía de comunicación.

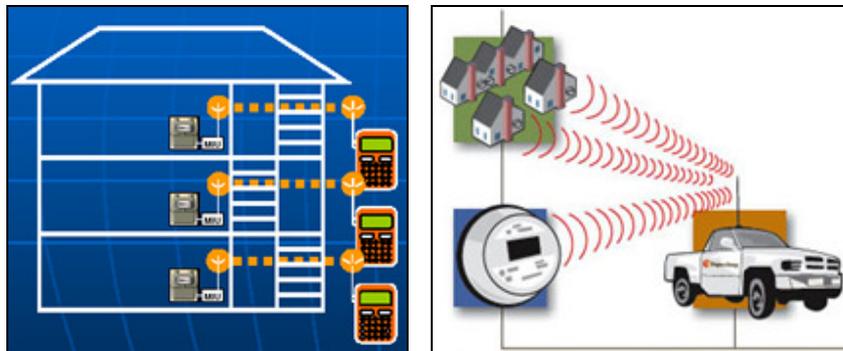


Figura 28 y Figura 29: Automated Meter Reader & Mobile Meter Reading

4.5.2 Telegestión o AMI básico

Palabras claves: Telegestión, Automated Meter Management (AMM), AMR avanzado y AMI básico.

Sistema con “dos vías de comunicación automática entre el medidor y el centro de control”[1]. Esto significa que puede mandar y solicitar información a pedido, o realizar cambios remotos desde el centro de control. Este concepto fue desarrollado en la década de los noventa en Europa, principalmente por el Reino Unido. Las nuevas funcionalidades que incorpora (incluidas las del sistema de teledistribución) son:

- Corte y reposición remota, por ejemplo en una emergencia, en una cuenta impaga (clientes morosos) o para el servicio de un sistema de prepago (opción disponible).
- Limitar corriente del cliente remotamente desde el centro de control, previniendo apagones y racionamiento, permitiendo tarifas por potencia contratada (característica opcional, enfocado principalmente para clientes con consumo contratado >100KW).
- Detección remota de hurto. Además de registrar eventos de fallas en el medidor, opcionalmente se puede detectar de forma remota y en tiempo mínimo posibles problemas en el sistema eléctrico debido al hurto.
- Opción de visualización y almacenamiento del uso de Energía en distintos períodos de tiempo, a los que corresponden diferentes tarifas (*Time Of Use, TOU*) desde el centro de control, lo que facilita la incorporación de una nueva gama alternativas tarifarias para el cliente.
- Agrupación de servicios de medida de electricidad, agua, gas y calor (*multiutility*)
- Permitir actualizaciones locales y remotas (opcional)

En Europa se suele llamar a los Sistemas de Telegestión como AMM (*Automated Meter Management*) o simplemente AMR, con tele corte y reposición y la posibilidad de controlar tarifas.

4.5.3 Infraestructura de medida avanzada (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*)

Palabras claves: Infraestructura de medición avanzada, Advanced Metering Infrastructure (AMI), Advanced Infrastructure Management (AIM), AMM + interval meter, smartmeter y medidor inteligente.

Tecnología desarrollada en el siglo XXI, definida y estructurada inicialmente en Norteamérica. Al igual que los sistemas de medida anteriores se componen de medidores, la comunicación y una plataforma, pero con las siguientes particularidades:

1. Los medidores, pueden recolectar información horariamente o con mayor frecuencia que la mensual (*interval meter*).
2. Dos vías de comunicación entre el medidor y la empresa de servicios, con la posibilidad de ser usada para enviar precios, controlar carga, actualización de softwares y firmwares u

otras informaciones como alarmas, mensajes de alertas, etc. desde la empresa de servicios hasta los clientes.

3. Sistema de gestión de medidas (*Meter Data Management System, MDMS*), que pueda manejar grandes cantidades de información relativa a cada cliente, mostrando en particular sus perfiles de carga.
4. Arquitectura orientada a servicios que permita la integración de otras plataformas de medida, de facturación, de análisis de datos, planificación, operación de la red e información en línea.
5. Plataforma o visor externo al medidor que permita mostrar la información de consumo, el perfil de carga del cliente, e interactuar con el cliente.

Las principales ventajas del sistema de medida AMI³¹ son:

- 1) Gestionar información mayor a la mensual desde el centro de control.
- 2) Detección remota y automática de hurto desde el centro de control.
- 3) Corte, reposición y limitación de corriente remota desde el centro de control.
- 4) Agrupación de servicios de medida de electricidad, agua, gas y calor (*multi-utility*).
- 5) Cambiar parámetros remotamente, tales como ofertas tarifarias o mensajes al cliente.
- 6) Permitir actualizaciones remotas de software.
- 7) Detección de apagones y aviso en tiempo real de caída y rehabilitación del servicio al centro de control.
- 8) Incorporación de programas de respuesta de la demanda, relacionadas con oportunidades de tarifas y control remoto de cargas. Estos programas promueven la gestión de la energía y la eficiencia energética.
- 9) Visor externo para la gestión energética de sistemas de medidas y automatización de equipos dentro del hogar.
- 10) Monitoreo de la calidad de la energía, potenciando el mantenimiento predictivo.

³¹ La FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) define a un Sistema AMI como: "...a metering system that records customer consumption (and possibly other parameters) hourly or more frequently and that provides for daily or more frequent transmittal of measurements over a communication network to a central collection point. AMI includes the communications hardware and software and associated system and data management software that create a network between advanced meters and utility business systems and which allows collection and distribution of information to customers and other parties such as competitive retail providers, in addition to providing it to the utility itself".

- 11) Servicios orientados a la red interna del hogar (*Home Area Network, HAN*), por ejemplo en el caso de domótica (*Home Automation, HA*), interfaces para la visualización del consumo, Internet residencial o servicios multimedia.

Además de estas características se ha trabajado en la estandarización de los sistemas, AMI principalmente en lo que refiere a la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes sin la necesidad de incorporar nuevos accesos al medio de comunicación, protocolos de comunicación públicos, sistemas actualizables y autoreparables, con altos niveles de seguridad y módulos de aplicaciones ampliables.

4.6 Propuestas adicionales relacionadas a los sistemas de medida avanzada

A continuación se presentan propuestas relacionadas a los sistemas de medida avanzada. El objetivo es analizar los posibles alcances técnicos, en los que ayude a definir el producto final a proponer.

4.6.1 Medición neta (net metering)

Net metering es un término o política que comenzó a principios de 1980, ofreciendo a dueños de vivienda un beneficio económico para incentivar la inversión en menor escala de generadores de fuentes de energía no contaminantes (generación distribuida), ayudando a bajar los niveles de emisión de gases invernadero.

Bajo la visión del sistema de medida avanzada es necesario medir la energía activa en directa y reversa, medido como flujo neto o en registros separados. La utilización de tiempos de uso no es relevante para la medida meta, sin embargo genera interés para ofrecer servicios apalancando la microgeneración para ciertos tramos horarios. La importancia de la medida continua (cada 30 o 60 minutos) asegura el balance de la energía del sistema.

Otro factor a cubrir es la distorsión generada por los clientes, por ejemplo, con sistemas propios de generación. Esto puede ser previsto normalizando las instalaciones de generación distribuida que puedan incorporarse al sistema. Una Iniciativa de estandarización en este sentido es el estándar IEEE 1547 “*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”, lanzado en Junio de 2003.

Los tipos de generación distribuida mas probables para el sector masivo de la región Metropolitana son CHP a nivel industrial[5] y en menor medida paneles solares a nivel residencial y comercial.

4.6.2 Detección de hurto

El uso de un medidor electrónico trae consigo una serie de ventajas a la seguridad del sistema. Entre estas ventajas se pueden enumerar las siguientes:

1. El medidor electrónico es insensible a campos magnéticos externos.
2. El medidor electrónico carece de disco giratorio, por lo cual no hay bloqueo de disco ni inversión mecánica del registrador como puede ocurrir en el caso de un medidor electromecánico convencional.
3. Opcionalmente dependiendo del medidor se detectan conexiones incorrectas.

Añadido a estas funciones un sistema de medida avanzada, permite detectar otros tipos de hurtos tales como el bypass al medidor y el bypass externo al medidor.

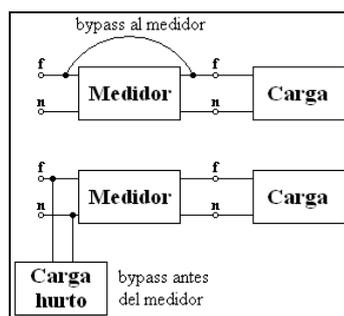


Figura 30: Tipos de hurtos de bypass

Para identificar estos tipos de hurto es esencial el monitoreo periódico, midiendo las corrientes de entrada y salida del medidor. Si las corrientes son nulas o existe una diferencia entre las corrientes de entrada y salida, se guarda una señal identificando el fallo la cual puede ser vista desde el centro de control.

4.6.3 Gestión de la demanda (*Demand Side Management, DSM*)

DSM, fue un concepto introducido en los '80 por la EPRI (*Electric Power Research Institute*), impulsadas por el Gobierno y empresas de servicio público, diseñadas para modificar el hábito de consumo eléctrico del cliente, incrementando el beneficio social o en particular la maximización del beneficio de las empresas y/o del consumidor. Este término cubre actividades tales como la gestión de la carga (*load management*), la eficiencia energética (*energy efficiency*) y ahorro de energía (*energy saving*)[36]. Este término es anterior al de respuesta de la demanda, explicada a continuación.

4.6.4 Respuesta de la demanda (*Demand Response, DR*)

La reestructuración y desregulación del Mercado Eléctrico dio paso a la reformulación del concepto de DSM a DR. La DR define cambios en el consumo normal del cliente en respuesta a variaciones en el precio de la electricidad en el tiempo o mediante incentivos económicos que induzcan a un menor consumo en las horas de mayor demanda³². Los programas de interés para analizar el alcance en el sistema de medida para clientes masivos son los presentados a continuación.

Control directo de carga (*Direct Load Control, DLC*)

Este programa hace referencia al control remoto de las empresas de distribución eléctrica sobre los equipos eléctricos del cliente en contingencias, con notificaciones y especificación del número de intervenciones (cuánto tiempo y cuantas veces) a cambio de un incentivo en la cuenta. DLC se suele utilizar en las demandas puntas del sistema, para evitar el colapso de la red eléctrica y disminuir las compras de potencia por el operador. Los equipos normalmente controlados son el aire acondicionado y la calefacción.

³² El Departamento de Energía (Department Of Energy, DOE) ha definido DR como: “Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes un the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized”. Más información: www.doe.gov, www.ferc.gov

Tiempos de uso (Time Of Use, TOU)

El programa de tiempos de uso hace referencia a la tarificación por bloques de tiempos. Usualmente el precio en períodos de carga baja es barato, en horarios intermedios es moderado y alto en períodos de punta. TOU está definido usualmente en períodos horarios, diarios y en días festivos.

Programa en tiempo real (*Real Time Pricing, RTP*)

En el mercado eléctrico, los precios por electricidad fluctúan horariamente, reflejando los cambios en el precio de la electricidad. Típicamente son aplicados a los clientes basadas en tarifas diarias u horarias.

Programa en tiempos críticos (*Critical Peak Pricing, CPP*)

CPP es un modelo híbrido entre TOU y RTP. La estructura base es TOU. Sin embargo en condiciones de mucha carga se puede limitar esporádicamente la condición de consumo.

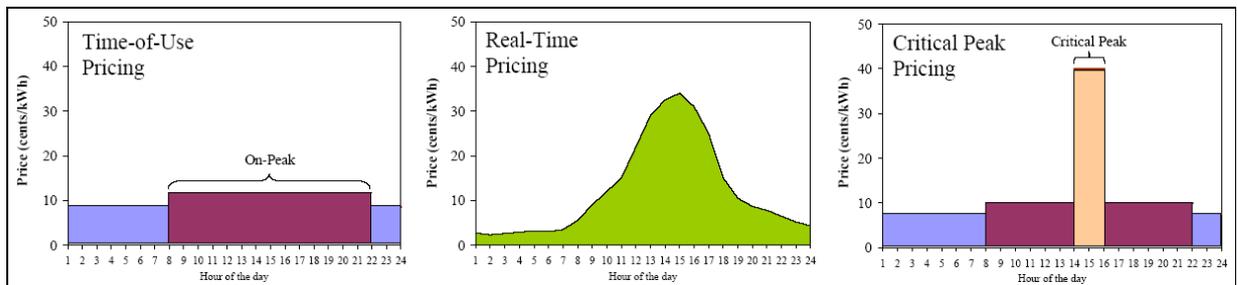


Figura 31: Programas DR basados en tiempos

4.6.5 Domótica (*Home Automation, HA*)

La automatización del hogar se logra, en un sistema de medida, al contar con una comunicación bidireccional. Si bien es conveniente contar con un protocolo estándar para la comunicación en la red (fuera del hogar), puesto que son muchos los dispositivos en juego, dentro del hogar pueden existir múltiples estándares para cada vivienda. Es el caso de las comunicaciones para domótica como X10, Bacnet, Insteon, *Konnex* (KNX), *Lonworks* (LON), CeBus, HomePlug, Zigbee, Zwave, Bluetooth, entre muchas otras.

4.6.6 Calidad de la energía (*Quality of Service, QoS*). Armónicos

En estos últimos años se ha ido incorporando cargas no lineales (electrodomésticos como televisores, computadoras, etc.), las cuales provocan la deformación de la forma de onda de la corriente, que en el escenario actual no resulta ser un fenómeno significativo. El costo de corrección es elevado y la corrección del factor de potencia en manos del cliente residencial puede provocar inconvenientes técnicos en la red[15] por lo que resulta conveniente realizar la corrección por el lado del distribuidor. Resulta además conveniente apoyar el incremento de las regulaciones comerciales sobre los fabricantes de electrodomésticos[3][15].

Bajo la visión del sistema de medida avanzada para medir el factor de potencia lo usual es registrar y medir valores de energía activa y reactiva[15].

4.6.7 Interfase para la gestión energética del hogar: Visor/Plataforma

En un sistema de medida avanzada es conveniente la medida y visualización de los suministros del hogar (agua, luz, electricidad y calor), permitiendo al cliente información actualizada y su historial para tomar decisiones en términos de participar en el mercado de precios, sugerencias ahorro energético en base al consumo del hogar y avisos ante consumos excesivos e inadecuados. Actualmente el cliente de Chilectra posee acceso a su consumo eléctrico mensual vía Internet.

En términos de un visor externo al medidor, es de interés mostrar el historial de consumo de electricidad, agua y gas, y mensajes en “tiempo real”, indicando el tipo de tarifa y el consumo de energía en términos monetarios. En términos de tecnologías alámbricas e inalámbricas, los principales estándares de interés son: ZigBee, Zwave, Bluetooth, WiFi, Lonworks, Insteon, KNX, Bacnet y Homeplug.



Figura 32: Visor “Ecometer” de Ampy (Landis+gyr Holding)

Como ejemplo se cita el caso australiano que ha adoptado el protocolo ZigBee como estándar del área al interior del hogar para sistemas de medida avanzada.

La plataforma de medida presente en Internet permite el acceso de información cargada periódicamente. Por ejemplo cada 15 días. Es importante recordar que es necesario que el cliente cuente con el servicio de Internet.

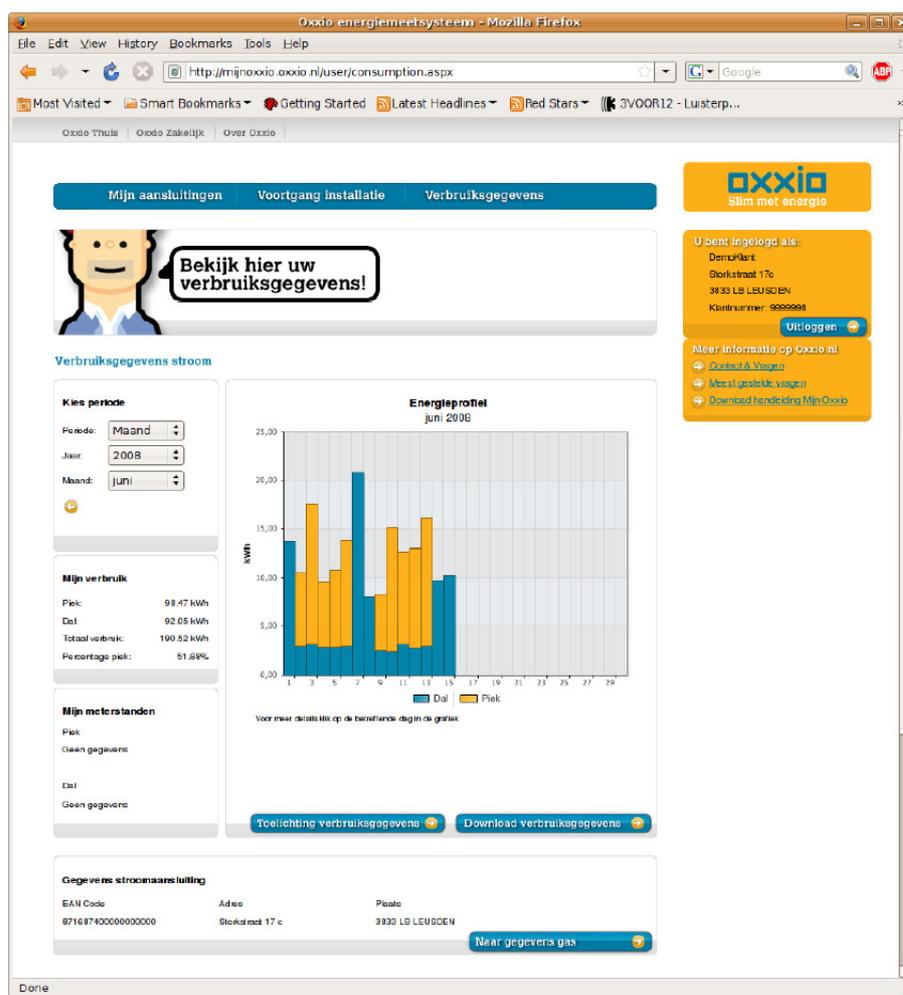


Figura 33: Página Web Oxxio, Países Bajos

4.6.8 Equipos de eficiencia energética

En la actualidad el cliente puede realizar acciones que permiten la eficiencia energética. Su relevancia trasciende a los sistemas de medida pues presentan otras alternativas principalmente orientadas al control de la red eléctrica. A continuación se mencionan los dispositivos de mayor relevancia:

- *Control de aire acondicionado*

En el mercado existen dispositivos capaces de regular el consumo de equipos como el aire acondicionado, ahorrando energía y reduciendo el malgasto.

- *Control de factor de potencia y luminaria*

En general estos sistemas se presentan para las industrias y el control del alumbrado público. Existen incluso soluciones para residenciales y edificios de gran consumo, con dispositivos electrónicos que regulan el factor de potencia y la luminaria para oficinas, universidades, etc. Su uso no es masificado.

4.7 *Iniciativas mundiales de instalaciones masivas*

A continuación se presentan las principales experiencias de sistemas de medida avanzada a nivel internacional. En la actualidad muchos de los avances tecnológicos se encuentran en etapa de evaluación, en proyectos pilotos y en planes de implementación. Aún en estas circunstancias es posible identificar beneficios, costos y medidas adoptadas, las cuales motivan a empresas y gobiernos para implementar estos sistemas de medida a nivel masivo.

4.7.1 *Motivaciones*

Los sistemas de medida avanzada han surgido debido a la necesidad de contar con herramientas que habiliten la comunicación de la red eléctrica. Dependiendo del contexto hay distintas necesidades que han impulsado a países y distribuidoras de electricidad a plantear la necesidad de esquemas particulares de sistemas de medida.

El incremento de la punta de demanda debido al uso de equipos como el aire acondicionado y la calefacción, ha llevado a países tales como Australia (Victoria), Estados Unidos (California) y Canadá (Ontario) a cuantificar el costo de utilización particular de estos equipos.

La necesidad de reducir los altos niveles de pérdidas por hurto de energía ha sido un tema relevante en países como Italia, el Norte de Irlanda y Brasil.

En Suecia y Noruega hasta hace poco se limitaba a realizar lecturas anuales a los medidores, incluso para sus grandes clientes, principalmente por la dificultad de lectura, debido al clima frío que presentan estos países.



Figura 34: Mapa Google de sistemas de medida avanzada en el mundo (2008)

Notación: Color rojo: Electricidad; Color Verde: Gas; Color Azul: Agua; Triángulo: piloto; Círculo: Proyecto

Link: <http://smartmeterpedia.synthasite.com>

El Estado con el fin de impulsar desarrollos de los sistemas de Medidas a clientes residenciales ha tomado diversas determinaciones, destacando las siguientes iniciativas:

- En Italia, la desregulación del mercado eléctrico a fines de 1999 motivó por parte de la empresa de servicios Enel, a la aplicación de un sistema AMI básico para 30 millones de clientes (todos sus clientes) comenzando el 2001 y finalizando el 2006.
- En Suecia, en la primera fase, se motivó a las empresas distribuidoras eléctricas a utilizar sistemas de medida AMI básico que le permitiesen entregar información mayor a la mensual. En una segunda fase se llamó utilizar un sistema de medida AMI avanzado, obligatorio para todos los clientes en el país para el año 2009.
- En los Países Bajos el Ministerio de Economía lanzó una legislación que impone la transformación de medidores residenciales a medidores inteligentes para el 2012. En Agosto de 2007 se lanzó una propuesta de estándar nacional, consolidada en el 2008, denominada la NTA 8130 “*Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers*”.
- En California, EEUU el regulador CPUC³³ en el marco legal denominado “Energy Action Plan I y II” demanda la instalación de sistemas AMI avanzado para el estado de California. Esto es 15 millones de clientes para fines del 2012.
- En Ontario, Canadá se ha motivado la utilización de sistemas AMI avanzado y la instalación masiva obligatoria para todo Ontario (alrededor de 5 millones de medidores de electricidad) para fines de 2011.

Proyectos masivos de Sistema de Medida Avanzada			
Compañía	Ubicación	Nº medidores	Fechas
PG&E	California	9,2 millones	2006-2011
SCE	California	5,0 millones	2008-2012
SDG&E	California	2,3 millones	2008-2010
TXU	Texas	2,0 millones	2007-2011
DTE	Michigan	4,0 millones	2007
Hydro One	Ontario	1,2 millones	2006-2010
Enel	Italia	30,0 millones	2001-2006
Vattenfall	Suecia	0,7 millones	2004-2008
E ON Sverige	Suecia	0,4 millones	2004-2008
CitiPower	Australia	2,4 millones	2008-2012
PREPA	Puerto Rico	1,4 millones	2007
ACEA	Italia	1,5 millones	2007-2009

Tabla 12: Implementaciones de sistemas de medida avanzada en el mundo

Fuente: New energy finance

4.7.2 Estadísticas

En todo el mundo, para fines del 2007 se presentaban alrededor de 2.460 millones entre medidores de agua, gas y electricidad (fuente: Consultora ABS). Dentro de este conjunto cerca de 30 millones componen al mercado centro y sudamericano (fuente: Proyecto OPERA).

³³ CPUC acrónimo de *California Public Utilities Commission*



Figura 35: Mercado mundial de medidores de electricidad, agua y gas.

Fuente: http://capgemini.emailreaction.net/go.asp?/_newsletter.france.fuelext.2007q4.editorial/bCGE001/u15195/xCF5J7

El mercado de sistemas de medida avanzada AMR/AMI se compone de un 73% en Norteamérica y un 27% en Europa y el resto del mundo. En total más de 138 millones de unidades (fuente: metering.com). Cerca del 25% está basado en la tecnología DLC y un 70% está basado en la tecnología RF. En Norteamérica es preferida la tecnología RF, mientras que en Europa se prefiere la tecnología DLC.

Acorde a proyecciones del mercado Norteamericano³⁴ los sistemas de medida AMI crecerán a una tasa de 20% anualmente hasta el año 2010[31][31]. Los precios de los contadores electrónicos se han ido reduciendo a un ritmo anual entre un 7% y 17% en Europa en los últimos años. La penetración a fines de 2007 de medidores inteligentes con control de carga es de un 6% para Norteamérica y del 6% para Europa. La penetración estimada de los medidores inteligentes con control de carga (AMI avanzado) será de un 41% en Europa y un 89% en Norteamérica para el 2012 (fuente: Datamonitor Research & SCE Smartconnect Project).

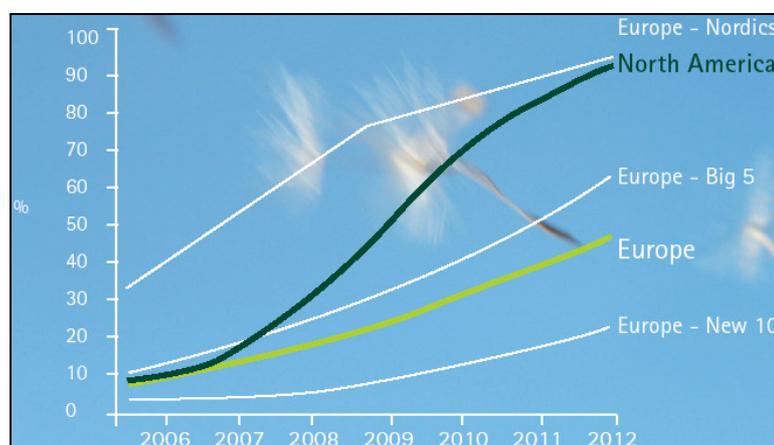


Figura 36: Penetración estimada de sistemas de medida avanzada

Fuente: Accenture research análisis; Datamonitor, 2007.

Basados en experiencias de empresas de servicio norteamericanas, las instalaciones masivas de sistemas de medida avanzada en promedio se realizan para 2,2 millones de clientes en un período de 5,7 años³⁵.

Con respecto al precio de los sistemas de medida avanzada, se ha encontrado una reducción considerable de precios, en el tiempo, y en base al aprovechamiento de instalaciones masivas.

³⁴ http://www.kema.com/consulting_services/cross_sector/INC/Automation_Insight/May_2007/Utility_Pilot.asp

³⁵ http://www.smartgridnews.com/artman/publish/article_252.html

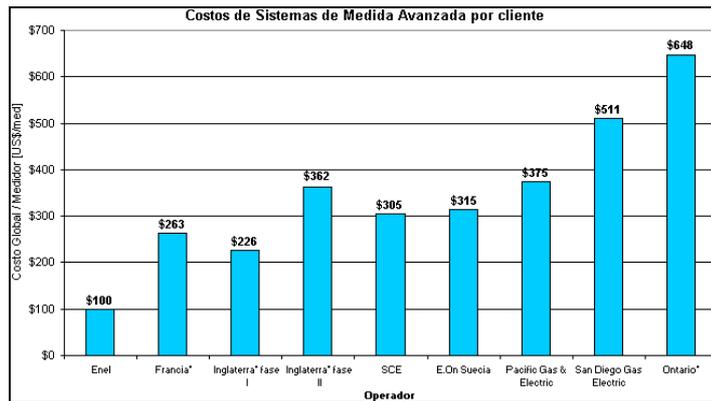


Figura 37: Costo Global/cliente de operadores con Sistemas de medida avanzada.
Fuente: Consultora CapGemini, 2007 (precios originales en €)[30].

Los principales beneficios, según la DRAM (Demand Response and Advanced Metering coalition) para la utilización de un sistemas de medida avanzada son la lectura remota, el aumento de precisión en la medida, la detección de problemas en la red y la reprogramación remota de parámetros.

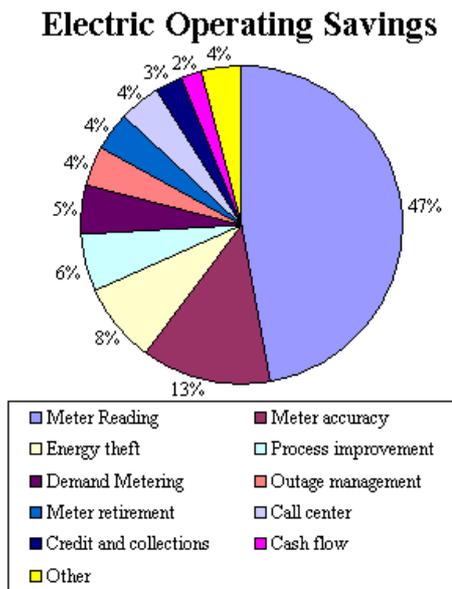


Figura 38: Beneficios de sistemas de medida avanzada en EEUU.
Fuente: Chris King, "Overview of System and Capabilities", DRAM, 2005.

Según la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), organización gubernamental de EEUU, las principales razones para implementar un sistema AMI avanzado son: permitir la mejor interacción con el cliente, el monitoreo constante de la red y la opción de respuesta de la demanda.

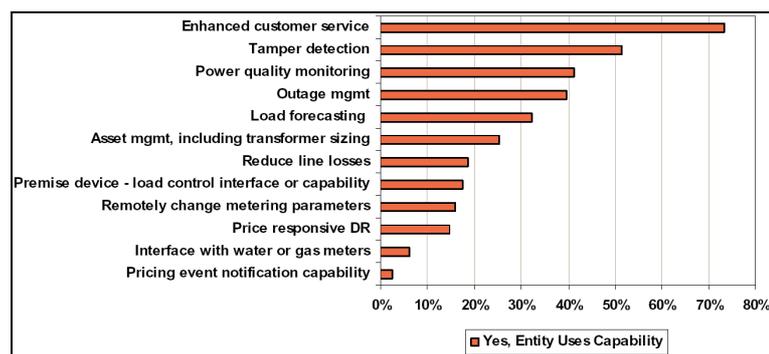


Figura 39: Principales motivaciones para un sistema AMI.

Fuente: FERC, EEUU, 2006.

En los sistemas de medida avanzada se destaca el efecto del ahorro energético en los clientes, debido a la reducción de períodos punta y facilitar la programación del cliente. Este factor depende principalmente de la respuesta de la población, el nivel de hurto existente y el plan tarifario utilizado. A continuación se muestran casos de proyectos pilotos analizados.

Ubicación	Ahorro Energético
Ontario - Hydro one, proyecto piloto	7%-10%
Norte de Irlanda - Medidores de prepago	3%-10%
Este de Australia, proyecto piloto	0%-25%
Suecia - proyecto piloto (Birka Teknik og Miljo)	20%
Estados Unidos - proyecto piloto (Niagara Mowhawk)	3%-27%
Canadá - proyecto piloto (1992)	12%
California - proyecto piloto con respuesta de la demanda	0%-4%

Tabla 13: Ahorro energético en proyectos pilotos de sistemas de medida avanzada

Fuente: Energy saving trust, Reino Unido, 2006

4.7.3 Victoria, Australia

Fecha de instalación masiva residencial: 2008 - 2013

Nº de medidores: 2,4 millones

Marco regulatorio y plazo de ejecución

Medidores inteligentes para toda la población en el 2013, según el mandato de la Comisión de Servicios Esenciales de Victoria (*Essential Services Commission of Victoria*). El proyecto debe ser realizado según los niveles de carga en los siguientes períodos:

- Medidores inteligentes instalados para el 2008 para consumidores de más de 160MWh/año, comenzando el 2006.
- Medidores inteligentes para el 2011 para pequeños comercios y clientes residenciales (entre 160MWh/año a 20MWh/año) con control de carga o medida trifásica, comenzando la instalación el 2006.

- Medidores inteligentes para el 2013 para pequeños comercios y clientes residenciales (menores a 20MWh/año) con control de carga o medida trifásica, comenzando la instalación el 2006.
- Medidores inteligentes sin control de carga para todos los pequeños comercios y clientes residenciales monofásicos, sin control de carga comenzando el 2008.

En septiembre de 2007, El departamento de industrias primarias de Victoria (*Department of Primary Industry*) lanza un estándar para medidores inteligentes a nivel residencial, denominado “*Minimum AMI Functionality Specification (Victoria)*”.

Estado actual del medidor

Distribuidores locales son responsables de arreglar fallas, y de la lectura de los medidores eléctricos, los cuales son revisados cada 3 meses.

El sistema en uso es un medidor de lectura manual o electrónico básico. El distribuidor es el responsable de la provisión y la lectura de medidores. El costo del medidor se incorpora en una combinación entre la tarifa y la conexión de carga.

Principales motivaciones del proyecto

Se observó que la carga de aire acondicionado, en verano, particularmente en los días de calor, causaba cortos períodos de muy alta demanda. La punta de demanda ha crecido desde 2,4% por año comparado con el crecimiento de la demanda promedio anual de un 1,9%.

Elección tecnológica

Se ha escogido los medidores inteligentes, puesto que los medidores electromecánicos no están habilitados para el soporte de nuevas aplicaciones requeridas. Cada distribuidora de electricidad es libre de escoger el sistema de medida avanzada, siempre y cuando cumpla con el mínimo de requerimientos impuestos por el estado de Victoria.

				
HV Power-line Carrier (PLC)				
				
LV Powerline Carrier (DLC) – LON				
				
LV Powerline Carrier (DLC) - DLMS				
				
Mesh Radio				
				

Tabla 14: Empresas proveedoras de medidores inteligentes en Victoria, Australia

4.7.4 Italia

Fecha de instalación masiva residencial: 2001 - 2006

Nº de medidores: 31 millones

Marco regulatorio y plazo de ejecución

Con el fin de tratar de adaptar la infraestructura, a fin de adaptarla a los cambios de las reglas del mercado, la autoridad reguladora italiana AEEG (*Autorità per l'energia elettrica e il gas*) decide, según la deliberación 292/06, la instalación de medidores inteligentes en reemplazo de los medidores electromecánicos existentes en la red de baja tensión.

Enel³⁶ es la compañía energética más importante de Italia, desmonopolizada el 2007. Es la principal distribuidora eléctrica implicada en el proyecto de telegestión masiva.

Para el 2005 de los 25 millones de medidores electrónicos instalados (mas del 80% de la población total), el 88% eran remotamente gestionados y leídos bimensualmente (cada 15 días desde el centro de control). La tasa de instalación promedio fue de 40.000 medidores aproximada cada día.

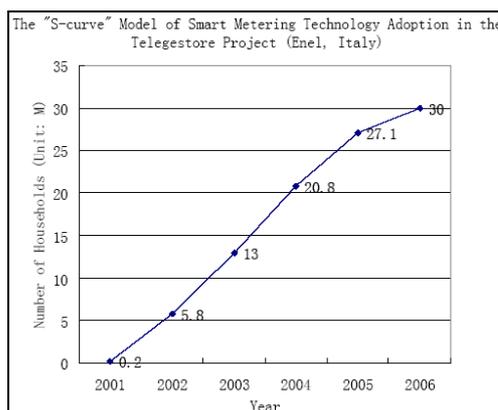


Figura 40: Curva S proyecto “Contatore Elettronico”, Enel, Italia
Fuente: An agent based simulation on smart metering technology adoption

Estado actual del medidor

La empresa Enel es la responsable por la lectura de los medidores. A partir de la implementación del proyecto de telegestión se registran lecturas mensuales o bimensuales del consumo residencial con un sistema propietario y lecturas de intervalo de datos con estándar DLMS para medidores no residenciales.

Principales motivaciones del proyecto

- El alto nivel de hurto y fraude, además de la autorización de cambio de potencia.
- Un alto grado de morosidad con áreas donde la población dificulta el acceso.
- Déficit energético de las generadoras y apagones. En el verano y otoño del 2003, Italia experimentó dos significativos apagones. Esto sugirió que la causa del problema fue la

³⁶ Acrónimo de, en italiano Ente Nazionale per l'Energía eLettrica

insuficiente reserva de capacidad de generación y el incremento de la dependencia de las importaciones.

- Deseo de desarrollo en el mercado competitivo.

Elección tecnológica

En el proyecto de telegestión “Contactore Electronico”, Enel demandó tener comunicación bidireccional, lecturas remotas, información acerca de hurto, la posibilidad de cortar y reconectar remotamente, el cambio de potencia, además de la posibilidad de tener tarifas diferenciadas y permitir actualizaciones a nivel de software. En un plan futuro Enel planea incluir control remoto del hogar y servicios de seguridad.

La tecnología utilizada en las comunicaciones es DLC entre el medidor y el poste, para comunicarse posteriormente a la plataforma de datos por medio de comunicación GSM/GPRS.

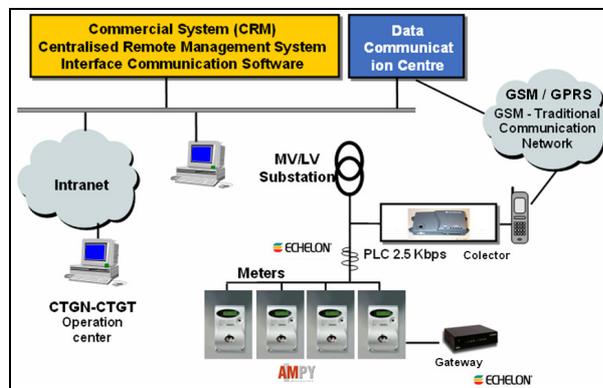


Figura 41: Sistema de telegestión Enel

Los medidores residenciales fueron fabricados por la empresa Ampy Metering, actualmente perteneciente al grupo Landis+gyr Holding. La comunicación (colector y medio de comunicación), la plataforma y la integración de los medidores Ampy, fue desarrollada por la empresa Echelon Corporation.

A continuación se presentan los estándares de comunicación utilizados para el proyecto de baja tensión.

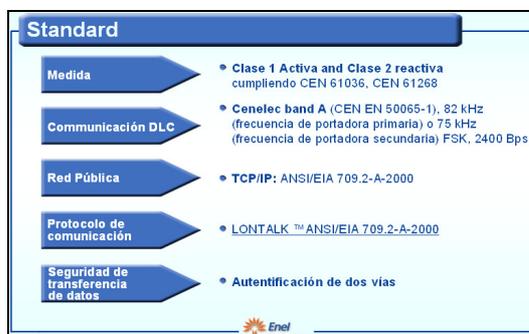


Figura 42: Estándares de la comunicación utilizadas en el proyecto de telegestión



Figura 43: Contadores en baja tensión Enel
A la izquierda medidor monofásico; a la derecha medidor trifásico

Entre los requerimientos del medidor se encuentran:

- Medición de energía y potencia acuerdo a: CEI EN 61036, CEI EN 62052-11, CEI EN 62053-21 clase 1 (precisión).
- Medición de energía reactiva y potencia de acuerdo a: CEI EN 61268, CEI EN 62052-11, CEI EN 62053-23 clase 2 (precisión).
- Vida útil del medidor: 15 años.
- Tasa de fallas: menor al 0.3%.
- Instalable en plataforma estándar.
- Consumo: menor a 1,3 Wh/fase.
- Condiciones ambientales normales de operación: -25° a 55°C.
- Condiciones ambientales límites: -40° a 70°C.
- Pulsos de LED 1000 pulsos = 1kWh; 1000 pulsos = kVArh.
- Visor alfanumérico con botón de cambio (16 caracteres y 15 íconos).
- Interfase de comunicación local.
- Comunicación bidireccional.
- Circuito de corte y reposición.

De acuerdo a lo reportado por Enel, el costo total del sistema de telegestión fue de MM€2.100, reembolsando ahorros de MM€500/año los tres primeros años y una proyección de ahorros de €80/cliente/año por concepto de multitarifas.

4.7.5 Países Bajos

Fecha de instalación masiva residencial: 2009-2014

N° de medidores: 7,7 millones

Marco regulatorio y plazo de ejecución

El Ministerio de Economía mediante un proyecto de ley (febrero de 2006), define los procedimientos para la conversión de todos los clientes de baja tensión, con capacidades de comunicación y conexión para softwares comerciales. Se impone, por mandato estatal, la implementación masiva de medidores inteligentes para el 2014.

Estado actual del medidor

Medidores electromecánicos para los clientes de baja tensión. Las empresas distribuidoras tales como Oxxio, Continuum, Nuon y Essent han lanzado proyectos pilotos en orden de preparar la

instalación masiva, principalmente basados en las tecnologías propietaria de la alianza Enel e IBM y el estándar LON.

Principales distribuidores eléctricos:

Nuon: 3 millones de clientes
Essent: 2,5 millones de clientes
Eneco: 1,7 millones de clientes
Oxxio: 600.000 clientes
E. On: 265.000 clientes
Delta: 197.000 clientes
Electrabel: 152.000 clientes

Principales motivaciones del proyecto

- Mejorar la relación entre el cliente y el distribuidor de energía
- Creciente demanda de la lectura automatizada
- Mejoras del servicio (evitar interrupciones o cortes)

Elección tecnológica

Los Países Bajos implementará parte del estándar IEC 62056 (DLMS/COSEM) para la medida de datos y la comunicación entre medidores, así como el desarrollo de un estándar nacional abierto de medidores inteligentes, denominado NTA³⁷ 8130, “*Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers*”. Este trabajo fue conducido bajo la dirección del Instituto de Estandarización Holandés (*Netherlands Standardization Institute*) finalizada en Abril de 2007.

El mínimo de funciones para conectar el consumo a la infraestructura de energía de distribución en los Países Bajos incluye:

- Lectura remota del consumo de energía (entre valores periódico, actuales y a pedido).
- Lectura remota de la generación distribuida individual (entre valores periódico, actuales y a pedido).
- Monitoreo de la calidad de la electricidad (apagones, subidas y bajas de tensión).
- Registro de intensiones violación y fraudes.
- Activación y desactivación remota de la energía alimentada.
- Límite umbral temporal de la electricidad alimentada.
- La posibilidad de conectar dispositivos externos de servicios.
- Enviar mensajes cortos al visor del medidor.
- Enviar mensajes largos al medidor para interacción on-line. Esto debiese ser enviado por dispositivos externos.
- Información de estado (errores, indicadores de tarifas, quiebres y posición de válvula, umbrales).
- La posibilidad de recibir software de actualizaciones.
- Proveer acceso y seguridad.

³⁷ NTA: *Netherlands Technical Agreement*

A continuación se muestra un sumario de protocolos utilizado en los países Bajos

Capa	Protocolo	Soporte
Física	IEC 61334-5-1	Obligatorio para todos los medidores holandeses
Enlace de datos	IEC 61334-4-32 IEC 62056-46 EIA/CEA 709.1-B-2002	Landis+gyr y Actaris Iskraemeco y Sagem Echelon
Red y Transporte	Usado para conectar con Ethernet	No usado en los Países Bajos
Aplicación	DLMS/COSEM EIA/CEA 709.1-B-2002	Landis+gyr, Actaris, Iskraemeco y Sagem Echelon

Tabla 15: Protocolos usados en los Países Bajos

El análisis de beneficios y costos lo llevó a cabo la consultora Kema quien identificó un valor presente neto del proyecto de MM€1.200³⁸.

4.7.6 Ontario, Canadá

Fecha de instalación masiva residencial: 2004-2010

Nº de medidores: 5,1 millones

Marco regulatorio y plazo de ejecución

El 16 de julio de 2004 la ley de regulación de electricidad de Ontario, se especifica que los clientes pueden optar por contrato a comercializadoras de electricidad. La transmisión y distribución de la electricidad es proporcionada por las distribuidoras.

En este marco los clientes y pequeñas empresas (con usos menores o iguales a 250 MWh al año), pueden optar por participar en el plan de tarifas reguladas por las comercializadoras de energía las cuales pueden tener diferentes esquemas de precios. Cada distribuidor seleccionará el sistema de medida avanzada que desee, siendo el responsable de la instalación, servicio y lectura del medidor.

Para el 27 de febrero de 2006 el gobierno, mediante la “Energy Conservation Responsibility Act” decide financiar los medidores avanzados. Para el 31 de diciembre de 2007 se exigió la implementación de 800.000 medidores (reemplazo coincidente con la caducación de los equipos electromecánicos anteriores). Para el 31 de diciembre de 2010 se exige la implementación masiva de todos los clientes (5,1 millones de clientes).

Estado actual del medidor

Para fines de 2007 se han instalado más de 1 millón de medidores avanzados, según los estándares gubernamentales³⁹.

³⁸ NEMMCO, Metering and Retail Market Development 2006 Annual Report, October 2006, p.35

³⁹ Lista de medidores acreditados em Canadá: <http://www.ieso.ca/imoweb/metering/meterlist.asp>

Principales motivaciones del proyecto

- Control de carga de los clientes
- Posibilidad de tarifas en tiempo real para clientes

Elección tecnológica

El proyecto AMI de medida avanzada ha estado en agenda en Ontario desde 1998. Entre los requerimientos especificados por el gobierno incluye la lectura de medidores de intervalos horarios, 2 vías de comunicación y una interfase abierta.

En Ontario el costo total del proyecto industrial es estimado en MMCA\$1.000, el cual representa mensualmente pagos mensuales de CA\$3-4 por cliente.

4.7.7 Suecia

Fecha de instalación masiva residencial: 2003-2009

Nº de medidores: 6 millones (5,2 millones residenciales; 0,8 millones empresas)

Marco regulatorio y plan de implementación

Desde el 1 de noviembre de 1999, todos los clientes han sido habilitados para escoger un comercializador de electricidad para comprar electricidad. Hay tres grupos multinacionales de energía dominando la distribución: Vattenfall, Fortum y Sydkraft. Cada uno posee un millón de clientes, con sobre el 50% de la posesión del mercado. El resto del mercado está distribuido entre 190 compañías. El parlamento impuso para todas las distribuidoras la obligación de instalar sistemas de medida avanzada en sus clientes para antes del 1 de julio de 2009.

Esta experiencia esta siendo evaluada de cerca por los países nórdicos. La autoridad de Energía Noruega NVE remienda la instalación masiva para el 2013 (en evaluación).

Estado actual del medidor

Previo al 2003, las facturas solo colectaban datos una vez por año, incluso para clientes que consumían más de 100 [GW/año]. Posterior al 2003, esto se requirió mensualmente.

Motivaciones del proyecto

Después de la desregulación del mercado de electricidad, los precios de la energía subieron a tal punto que grupos de clientes criticaban duramente la facturación de la electricidad por ser poco clara e inexacta. En mayo de 2002, la autoridad de energía sueca STEM presentó un resumen de los beneficios de la lectura más frecuente de electricidad. Como resultado, una nueva forma facturación fue propuesta en marzo de 2003 y pasó a requerir lecturas mensuales para todos sus usuarios para el 1 de julio de 2009 y horaria para sus clientes con fusibles mayores a 63 [A].

Elección de la tecnología

Cada empresa selecciona la tecnología a utilizar. En primera instancia Suecia consideró suficiente el uso de las tecnologías AMR avanzado de lectura mensual para sus clientes. Posteriormente el Parlamento favoreció e impuso la instalación de sistemas AMI.

Dentro de las empresas mas destacadas en instalaciones se encuentra Vattenfall. A continuación se presenta el proyecto AMR de Vattenfall, el cual está dividido en tres contratos[26][32]:

- Contrato I
Fecha: Junio de 2003
Proveedor: Actaris
Tecnología: RF
Número de medidores: 150.000
Plataforma: Senea

Los medidores utilizan el protocolo de comunicación DLMS/COSEM para el enlace con el colector. Los medidores no son remotamente actualizados. Su firmware puede actualizarse solo de forma local. Cada colector está habilitado para monitorear 1000 medidores, aunque en términos reales en promedio se conectan 80 medidores. En orden de incrementar el número de medidores, se puede utilizar antenas de radio extras. Cabe destacar que los datos son almacenados en el colector diariamente y subidos al centro de control una vez al mes.

- Contrato II
Fecha: Julio de 2004
Proveedor: Iskraemeco
Tecnología: DLC
Número de medidores: 150.000 + 300.000 (opcional)

Se utilizan tres tipos de medidores: el medidor MT351 trifásico, el medidor ME351 monofásico y el MT372 trifásico con módulo de comunicación GSM/GPRS. Los medidores MT351 y ME351 utilizan módulo de comunicación DLC. Cabe destacar que el modelo MT372 sólo es utilizado para el 2-3% de los clientes usualmente localizado en zonas remotas, donde la instalación es económicamente cuestionable. El medidor MT372 puede ser remotamente actualizado, sin embargo los modelos MT351 y ME351 solo pueden ser localmente actualizados por medio de una interfaz óptica. Los medidores utilizan el protocolo DLMS/COSEM para la comunicación con el colector. Los datos son almacenados diariamente en el colector. El colector está habilitado para reunir 1000 medidores, aunque el número real es significativamente menor. Cada colector es equipado con un módulo de comunicación GSM/GPRS con su correspondiente tarjeta SIM, soportando protocolo de comunicación TCP/IP. Cuando la información es reunida por el colector, es comprimida y transferida como un archivo XML, sobre protocolo FTP vía GSM/GPRS.

- Contrato III
 Fecha: Diciembre de 2005
 Proveedor: Telvent (Echelon)
 Tecnología: DLC
 Número de medidores: 300.000 + 400.000 (opcional)

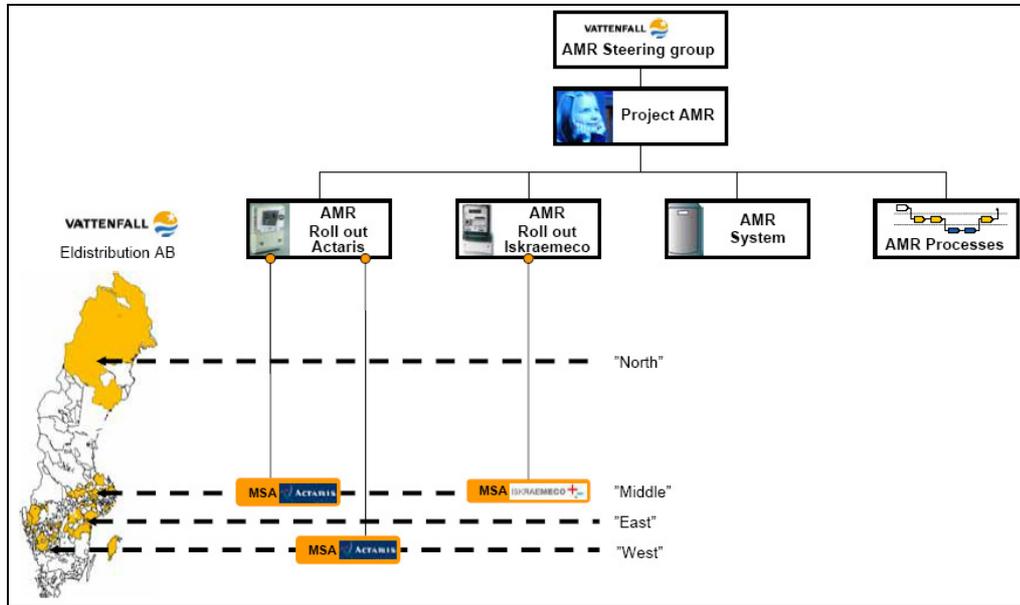


Figura 44: Proyecto de medida avanzada Vattenfall

	Installation and O & M	Communication
Radio Communication Meter Radio Collector WAN Central AMR system	<ul style="list-style-type: none"> • Placement of equipment up high to secure radio connection • May require installation of an external antenna • Requires 2 people to undertake service 	<ul style="list-style-type: none"> • Radio based communication on the free band, frequency 433MHz • After installation, the meters are logging on to the Collector by themselves and reports to the Central AMR system • The Central AMR system initiate the meter read collection by dialling up the Collector • GSM communication between collector and the central system • The system collects all meter reads stored in the meter • Weather sensitive – better radio communication when cloudy
PLC Communication Meter PLC Concentrator GPRS Central AMR system	<ul style="list-style-type: none"> • Placement of equipment low • No need for an installation of an extra antenna • Requires only 1 person to undertake service actions 	<ul style="list-style-type: none"> • PLC based communication on the dedicated A-band for power line communication • After installation, the set-up between the Concentrator database and the Central AMR system, is initiated by the AMR system. The delivery point must have been created in the Central AMR system • The Central AMR system initiate the meter read collection by using the network IP-addresses • GPRS communication between collector and the central system • The system only collects meter reads stored in the meter for the previous day. Missing data needs separate handling. • System influence from power line interference, eg. engines and pumps

Figura 45: Características del proyecto AMR Vattenfall fase I y II

La STEM reportó que la lectura con mayor frecuencia de los medidores de electricidad debería entregar beneficios por MM€64 por año. El costo de la reforma fue estimada en €1.000 millones y deberá ser pagada por el consumidor final.

4.7.8 California, Estados Unidos

Fecha de instalación masiva residencial: 2005 - 2012

Nº de medidores: 11,8 millones

Plazo de ejecución y marco regulatorio

El plan de acción de energía I (Energy Action Plan, EAP) en el 2003, recomienda medidores avanzados en orden del desarrollo de fórmulas tarifarias de tiempos de uso (para varios tramos del día y estaciones del año) e invitando a las empresas de distribución al desarrollo de sistemas de medida avanzada.

En julio de 2004 la entidad CPUC (*California Public Utilities Commission*) autorizó voluntariamente los programas de respuesta de la demanda para grandes clientes y un piloto de 2 años para estudiar las capacidades de respuesta de la demanda en clientes residenciales y pequeños clientes comerciales para las empresas distribuidoras PG&E⁴⁰ (*Pacific Gas & Electric*), SDG&E⁴¹ (*San Diego Gas & Electric Company*) y SCE⁴² (*Southern California Edison*).

Mientras PG&E aceptó rápidamente el requerimiento de la CPUC, la SCE no segura de la viabilidad del proyecto, presiona para la publicación del segundo plan de acción en el 2005, el cual motiva a que los distribuidores estudien los beneficios de un sistema de medida avanzada y lleven a cabo el desarrollo del proyecto en un tiempo razonable. En el segundo plan de acción se declara que con la implementación del diseño de programas de precios dinámicos y la respuesta de la demanda para todos los clientes, California puede bajar los costos e incrementar la fiabilidad del sistema eléctrico.

Estado actual del medidor

Actualmente California ha desarrollado ampliamente su proyecto hasta los clientes menores. Los clientes residenciales son al menos monitoreados remotamente. Actualmente las implementaciones masivas en progreso permitirán programas de precios dinámicos y el control de la demanda gracias el ajuste de equipos de aire acondicionado y calefacción.

Motivaciones del proyecto

- La crisis energética de abastecimiento y el aumento de los precios en el año 2000.
- El nivel de punta de demanda fluctúa con las variaciones de temperatura del verano. Las puntas solo ocurren entre 50 a 200 horas al año, suficiente como para generar la necesidad del control del sistema de aire acondicionado.

⁴⁰ <http://www.pge.com/smartmeter/>

⁴¹ <http://www.sdge.com/smartmeter/>

⁴² <http://www.sce.com/smartconnect/>

Elección tecnológica

California está requiriendo proyectos orientados a la respuesta de la demanda, que sean capaces de interactuar con tarifas dinámicas y control directo de carga, dependiendo del tipo de cliente a conectar. El mínimo de funcionalidades a disponer con respecto a las tarifas, según la CPUC, son las siguientes⁴³:

Para clientes residenciales y pequeños comerciales bajo los 200kW:

- i. Dos o tres tarifas TOU (*Time of Use*), con habilidades para cambiar la extensión de la tarifa.
- ii. CPP-F (*Critical Peak Pricing*) con notificación fija
- iii. CPP-V con notificación variable
- iv. Tarifas planas o especiales.

Para grandes clientes sobre 200kW

- i. CPP con notificación fija o variable
- ii. TOU
- iii. Dos ofertas al día de tarifas RTP

	PG&E	SDG&E	SCE
Scale	5.1 million electric meters 4.2 million gas meter modules	1.4 million electric meters 900,000 gas meter modules	5.3 million electric meters SoCalGas MAY connect to this system
Total Costs	\$1.74 billion approved \$623 million requested for upgrade	\$572 million approved	\$1.72 billion requested
Deployment timeline	2006-2012	2008-2011	2009-2012

Tabla 16: Precio, tiempo y escala de los proyectos AMI en California, EEUU
Fuente: California Public Utilities Commission (CPUC)

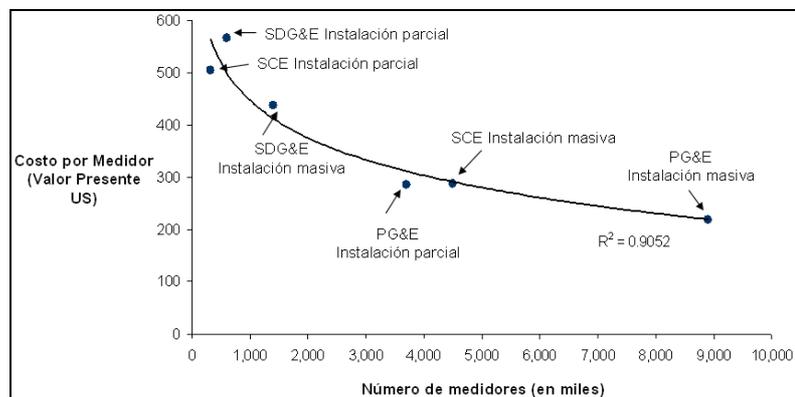


Figura 46: Economías de escalas en el proyecto AMI de California
Fuente: MADRI AMI “Toolbox” – AMI Business Cases (SCE, SDG&E y PG&E)

⁴³ Initial comments of the DRAM coalition, state of New York, 2005.

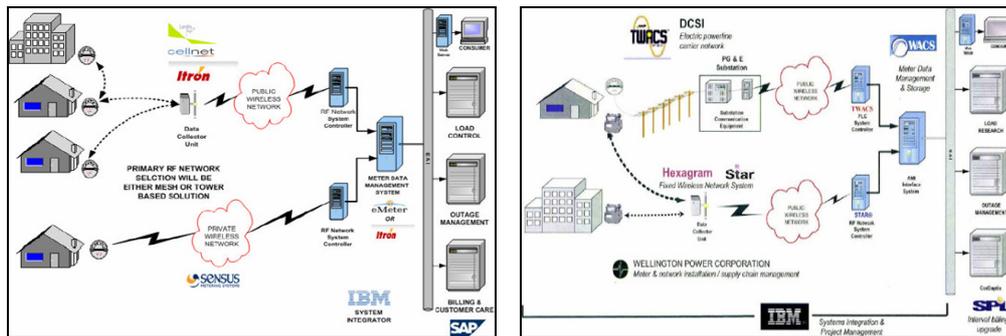


Figura 47: Proyectos Edison Smart Connect de SCE y proyecto AMI de PG&E

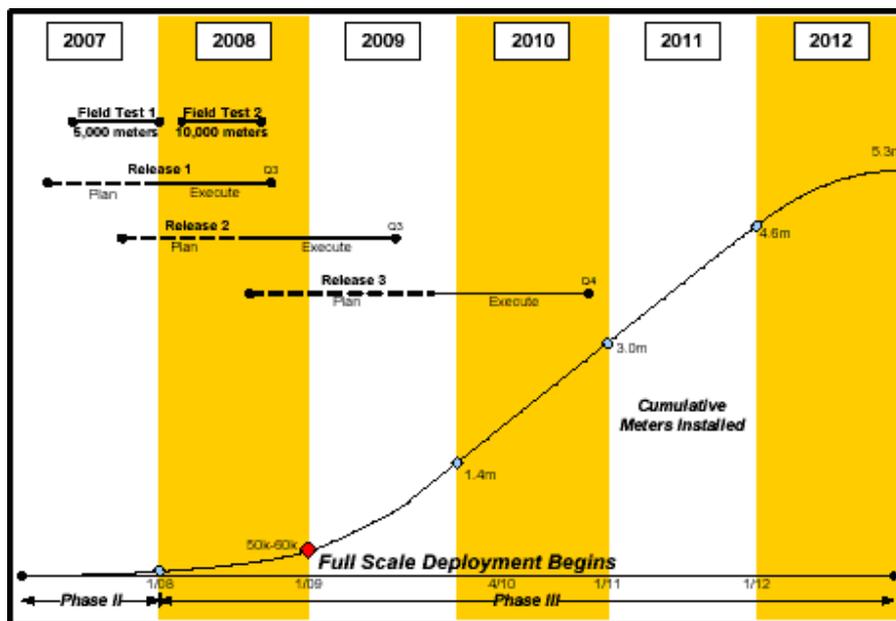


Figura 48: Curva S de instalación de medidores en SCE, California, EEUU.

4.7.9 Experiencias Latinoamericanas

En Latinoamérica, la penetración de estas tecnologías viene justificada por los altos niveles de hurto en las redes de electricidad. Básicamente se han establecido dos tendencias: El sistema de prepagó y el sistema AMR.

En el caso de la distribuidora AMPLA, Brasil, se ha desarrollado un sistema de medida residencial anti-hurto, denominado “Red Ampla” (antigua Red DAT). Este sistema conecta las medidas en un poste. La información de estos medidores se recolecta en un módulo de comunicación que transfiere la información mediante comunicación DLC a un colector ubicado aguas arriba. Los clientes no tienen acceso a la medida, sino a un visor comunitario instalado en el poste, el cual permite ver el consumo de forma alternada de los nueve medidores.

La información recolectada aguas arriba, de un promedio de 80 a 150 clientes por colector, cada 12 horas es enviada al centro de control por medio de la comunicación GSM/GPRS cada 30 días.

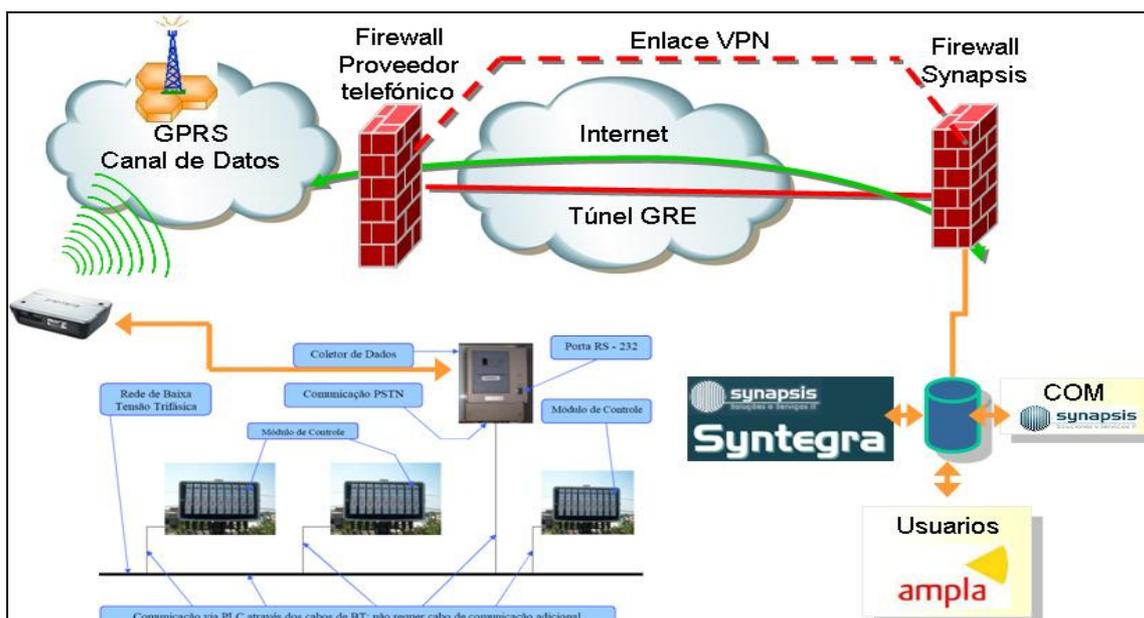


Figura 49: Sistema integrado de medida residencial, red DAT

La Red Acme, acrónimo de Acometida-Medida, es una adaptación de la red Ampla, desarrollada en Chilectra S.A., Chile. En este sistema el visor, independiente del medidor, se reparte para cada hogar.

Para el año 2007 en la Red Ampla, Brasil se han instalados cerca de 300.000 clientes leídos diariamente, con un promedio de 30.000 cortes y reposiciones al mes.

Para fines del año 2007 Chilectra cuenta con 7000 clientes conectados a la red Acme y cerca de 30.000 clientes conectados a medidores multitarifas.

4.7.10 Otras experiencias

España

En España no se ha trabajado en una implementación masiva, sin embargo se ha iniciado un proceso de actualización de la red eléctrica. El Real Decreto 809/2006, del 30 de junio, señalaba que a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 KW y los que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas (al menos 6 períodos programables y almacenamiento de curvas horarias mínimas de 3 meses) así como la telegestión. Cabe destacar que a la fecha la lectura del medidor se realiza cada 2 meses. En el año 2000 Endesa España realizó dos proyectos pilotos de sistemas de medidas AMM en Sevilla y en Barcelona con 750 medidores cada uno con tecnología híbrida DLC y GSM/GPRS. Se llegó a la conclusión a que la comunicación GSM/GPRS poseía elevados costos para la lectura de la red de área extendida de la zona local. Por otro lado otra gran empresa de distribución eléctrica española Iberdola, está planeando un sistema de medida avanzado para todos sus clientes antes del 2018.

Francia

El caso Francés es algo distinto que el caso tradicional. En este caso se provee un plan de Gestión de la demanda (*Demand Side Management, DSM*) usando medidores multitarifas (no remotamente leídos) y un sistema AMR para sus clientes comerciales e industriales desde finales del 2005, con gran expectación de un sistema de medida avanzada futuro para todos sus clientes masivos para fines del 2020.

Cabe destacar que varios países europeos (entre ellos España y Francia) trabajan en una propuesta de sistema de medida avanzada basado en la tecnología BPL⁴⁴.

Reino Unido

En Inglaterra y Gales hay cerca de 22,5 millones de medidores eléctricos residenciales. Cerca de 3 millones son de prepago; 3,3 son multitarifas y 16,2 millones son medidores de demanda (electromecánicos y electrónicos). El gobierno por su parte ha expresado su interés de monitorear todo el consumo de gas y electricidad para el 2017. La decisión de implementación masiva está en estudio. En este momento se discute una especificación de requerimientos principalmente por dos entidades[21]:

- La BEAMA (British Electrotechnical and Allied Manufacturers Association) representa los fabricantes de gas y electricidad en el Reino Unido, ha establecido las siguientes mínimo de funcionalidades:
 - Cumplimiento con los requerimientos de la directiva de industrias de medida
 - Capacidad de importar datos (la capacidad de exportar datos es opcional)
 - Capacidad de correr en inversa
 - Capacidad de dos tarifas (mas tarifas es opcional)
 - Capacidad de almacenamiento de datos mínimo
 - Reloj interno (para guardar registros de hurtos)
 - Comunicación local (estándar para la elección libre del mercado)
- La ERA (Energy Retail Association) ha sugerido las siguientes especificaciones mínimas:
 - El medidor de electricidad debe tener la capacidad de exportar e importar datos
 - Dos vías de comunicación entre el medidor y el operador de la red.
 - Configuración remota
 - Capacidad multitarifa
 - Prepago
 - Capacidad de corte y reposición remota

⁴⁴ Para mas detalles en anexos, se encuentra recopilada la experiencia en BPL del proyecto Europeo Opera, el estándar americano Homeplug y el estándar IEEE.

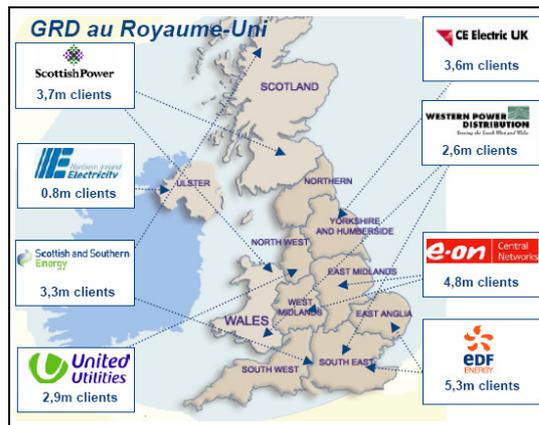


Figura 50: Sistema de distribución del Reino Unido

China

En China el interés se ha centrado en telemonitorear remotamente los sistemas conjuntos de electricidad, gas y agua para los nuevos clientes masivos. Las empresas de medidores están trabajando bajo los estándares nacionales locales y el desarrollo de las tecnologías DLC y ZigBee AMR.

India

El gobierno de la India ha incentivado el uso de un sistema AMI básico para los nuevos clientes masivos. También se ha desarrollado un estándar nacional basado en el estándar europeo DLMS/COSEM.

5 Capítulo V: Aspectos económicos y desarrollo del sistema de medida avanzada

5.1 Motivaciones de un sistema de medida avanzada para clientes masivos

A continuación se presentan las principales motivaciones y/o beneficios de un sistema de medida avanzada, al cual se ha denominado como AMI básico, orientado para tres actores interesados en el sistema⁴⁵:

- La distribuidora eléctrica Chilectra S.A.;
- La entidad reguladora, que en el caso chileno corresponde al Ministerio de Economía, la CNE y el SEC;
- El cliente final, el cual puede ser clasificado en cliente residencial, comercial e industrial, clientes particulares inmobiliarios o grandes clientes.

A continuación se presenta motivaciones de los actores para un cambio del sistema manual en la red eléctrica, con el fin de focalizar el interés en un determinado sistema de medida.

Para Chilectra

1. Proveer de herramientas para la regulación de punta y promover la participación del cliente en eficiencia energética.
2. Lectura remota y reducción de costos operacionales.
3. Reducción y detección de hurto.
4. Facilitar operaciones en la red y nuevos negocios en la red eléctrica.
5. Detectar y reparar apagones en el menor tiempo
6. Incrementar la calidad del servicio, específicamente facilidades para regular tensión.

Para la entidad reguladora

1. Promover la gestión de la demanda y la eficiencia energética.
2. Incrementar la calidad del servicio.
3. Facilitar la participación del cliente.
4. Posibilitar la medida remota de otros servicios de medida.

⁴⁵ Basado en los estudios de OFGEM (Oficina Gubernamental de Mercados Eléctricos de Gran Bretaña), estudios de la consultora internacional KEMA y la distribuidora eléctrica de California SCE (Southern California Edison), adaptado para el caso Chileno.

Para el cliente

1. Entregar seguridad. No entrar a la vivienda (seguridad) por medio de la lectura remota.
2. Opciones de pagos y tarifas que se adapten al cliente.
3. Incrementar la velocidad de reposición del servicio.

SISTEMA DE MEDIDA AVANZADA

✓✓ Muy interesado
✓ Interesado

Interesados (<i>Stake Holders</i>)	Chilectra S.A.	Regulador	Cliente
Motivaciones/Beneficios			
Promover la Participación del cliente			
Incentivar el consumo de energía eficiente (reducción de puntas)	✓✓	✓✓	
Servicios enfocados al ahorro energético	✓	✓✓	✓
Opciones de pagos y tarifas	✓	✓	✓✓
Incentivar la planificación de consumo del cliente	✓✓	✓✓	✓
Lectura Remota			
Reducción del costo de lectura (normal o a pedido)	✓✓		✓
Detección remota y en tiempo real de hurto de Energía	✓✓	✓	
No entrar en la vivienda (seguridad)			✓✓
Quitar el medidor de la fachada de la vivienda			✓✓
Reducción de Consumos No Registrados	✓✓	✓	
Facilitar el Monitoreo de la Energía			
Calidad del Servicio - Regulación de la tensión, nivel de armónicos y # de apagones) - Mantenimiento y análisis de la Red	✓✓	✓✓	✓✓
Factor de potencia del cliente (medida de energía en 4 cuadrantes)	✓✓	✓	
Identificación y localización de fallas en la red en menor tiempo y (detección de apagones)	✓✓	✓	
Monitoreo de transformadores	✓✓	✓	
Ventajas sobre la Facturación			
Detalle del consumo menor al mensual (transparencia en las cuentas)	✓✓	✓✓	✓✓
Facilitar el proceso de facturación	✓✓		
Facilitar el desarrollo de lecturas en línea + reducción de papel	✓	✓✓	✓✓
Menor cantidad de errores en la facturación	✓✓	✓✓	✓✓
Facilitar Operaciones en la red			
Corte - Más rápido; remoto	✓✓		
Reposición - Más rápido; remoto	✓	✓	✓✓
Facilitar el cambio de potencia del empalme en menos tiempo - sólo grandes clientes	✓		✓
Limitar corriente máxima	✓	✓	
Servicios Extendidos			
Servicios de automatización del hogar	✓		✓
Información en línea (consumo \$, pagos, etc) - visor al interior del hogar.	✓✓	✓✓	✓✓
Recomendaciones y ofertas para ciertas horas del día			
Facilitar incorporación de Generación Distribuida (medida de energía activa en ambos sentidos)	✓	✓✓	✓
Posibilidad de agrupar otros servicios de medida (agua, gas y calor)		✓	
Servicios de Internet para clientes en sectores seleccionados	✓	✓	✓

Tabla 17: Motivaciones e interesados de un sistema AMI básico.

5.2 Caracterización económica del proyecto

5.2.1 Comparación de sistemas de medida avanzada

A continuación se presenta la evaluación llevada a cabo para tres tipos de sistemas de medida aplicados sobre clientes masivos. La evaluación no pretende ser exhaustiva y compara el diferencial de beneficios y costos de interés del nuevo sistema con respecto a un sistema base, con las siguientes características:

Sistema Base: Escenario actual, con la utilización de un medidor electromecánico y un sistema manual de lectura.

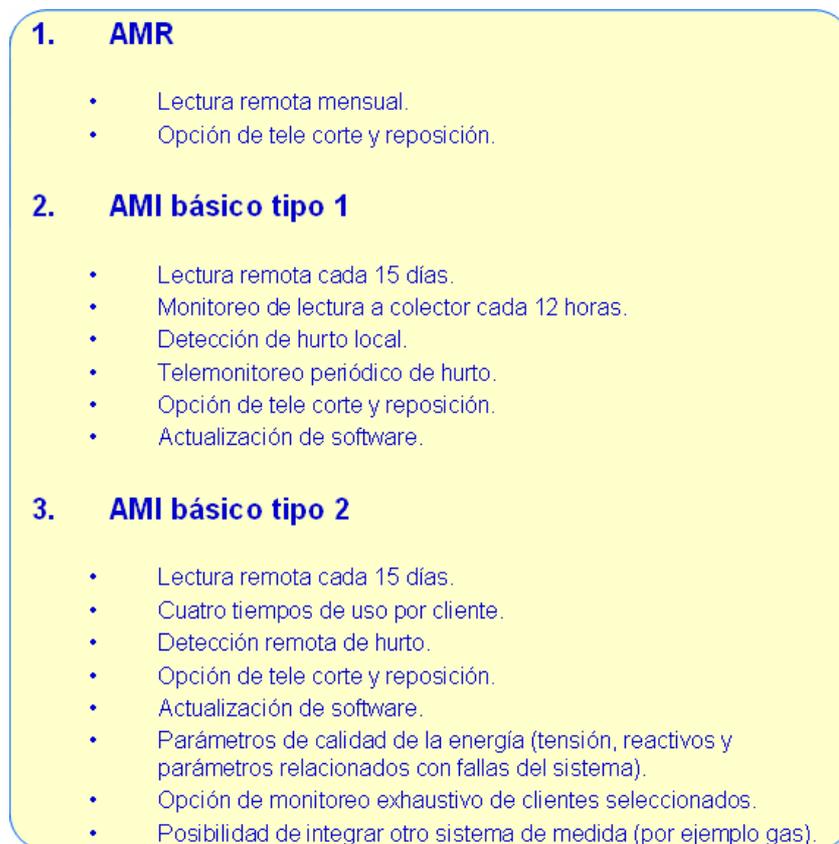
- 
- El diagrama muestra tres tipos de sistemas de medida evaluados, presentados en un recuadro con fondo amarillo y borde azul. Cada tipo incluye una lista de características.
- 1. AMR**
 - Lectura remota mensual.
 - Opción de tele corte y reposición.
 - 2. AMI básico tipo 1**
 - Lectura remota cada 15 días.
 - Monitoreo de lectura a colector cada 12 horas.
 - Detección de hurto local.
 - Telemonitoreo periódico de hurto.
 - Opción de tele corte y reposición.
 - Actualización de software.
 - 3. AMI básico tipo 2**
 - Lectura remota cada 15 días.
 - Cuatro tiempos de uso por cliente.
 - Detección remota de hurto.
 - Opción de tele corte y reposición.
 - Actualización de software.
 - Parámetros de calidad de la energía (tensión, reactivos y parámetros relacionados con fallas del sistema).
 - Opción de monitoreo exhaustivo de clientes seleccionados.
 - Posibilidad de integrar otro sistema de medida (por ejemplo gas).

Figura 51: Sistemas de medida evaluados

A continuación se muestran datos de utilidad en el proyecto de sistemas de medida (fuente: Chilectra S.A.):

Ventas de energía 2007	12.923 GWh
Crecimiento del consumo	6,3% (6-8%)
Tasa de interés	8,98%
N° clientes masivos dic 2007	1.432.069
Tasa de crecimiento clientes masivos	2,45%
Consumos No Registrados (CNR) 2007	15 GWh
Pérdidas totales	807,4 GWh
Tiempo de vida medidor electromecánico	30 años
Tiempo de vida medidor eléctrico	15 años

Tabla 18: Datos generales del proyecto de telegestión

La evaluación compara el reemplazo gradual durante todo el período de evaluación de los medidores electromecánicos con respecto al cambio de medidor electrónico en un plazo de 3 años⁴⁶.

5.2.2 Beneficios esperados de los sistemas de medida

Los precios de los sistemas están calculados en base a implementaciones masivas de al menos 10.000 unidades. A continuación se presentan los costos de los dispositivos propuestos:

M.CLS	Electro_mecánico	AMR	AMI básico tipo 1	AMI básico tipo 2	Unidad
INVERSIÓN					
MEDIDOR					
Costo Medidor Electricidad	\$ 12	\$ 37	\$ 43	\$ 55	MS/cliente
Costo Instalación	\$ 20	\$ 20	\$ 20	\$ 20	MS/cliente
COSTO TOTAL	-\$ 32,00	-\$ 57,00	-\$ 63,00	-\$ 75,00	MS/cliente
COLECTOR					
Medidores por Colector	0	150	150	150	puntos
Costo Colector	\$ 0	\$ 250	\$ 300	\$ 350	MS/colector
Costo Instalación	\$ 0	\$ 40	\$ 40	\$ 40	MS/colector
COSTO TOTAL	\$ 0,00	-\$ 1,93	-\$ 2,27	-\$ 2,60	MS/cliente
PLATAFORMA					
Software+Hardware	\$ 0	\$ 10.000	\$ 20.000	\$ 30.000	MS
Costo instalación	\$ 0	\$ 0	\$ 40	\$ 40	MS
COSTO TOTAL	\$ 0,00	-\$ 0,01	-\$ 0,01	-\$ 0,02	MS/cliente
Compra de equipos	-\$ 12,00	-\$ 38,67	-\$ 45,01	-\$ 57,35	MS/cliente
Instalación	-\$ 20,00	-\$ 20,27	-\$ 20,27	-\$ 20,27	MS/cliente
% MEDIDOR C/R SIST. DE MEDIDA (medidor+colector+plataforma)	100,00%	95,67%	95,53%	95,90%	

Tabla 19: Precios de los escenarios de sistemas de medida

Con el fin de preservar la confidencialidad de los datos de la empresa, el escenario base que representa el ahorro del cliente por cada año se presenta en términos porcentuales. Cabe destacar que para efectos prácticos el escenario de medida manual se consideró el escenario base.

⁴⁶ Según la extrapolación de casos internacionales de implementaciones masivas Chilectra S.A. demoraría entre 3 a 5 años para la instalación de todos sus clientes.

	AMR	AMI básico tipo 1	AMI básico tipo 2
\$/cliente/año			
Empresa eléctrica de distribución			
AHORROS ANUALES POR CLIENTE			
Lectura remota	30%	10%	7%
Consumos no registrados	12%	8%	6%
Reducción de hurto	30%	27%	23%
Prepago	0%	9%	6%
Tele corte y reposición	28%	19%	13%
Servicios tarifarios	0%	11%	10%
Planificación de la red + OMS	0%	2%	3%
Servicios adicionales al cliente	0%	1%	10%
Beneficios externos: Regulador y Generador			
AHORROS ANUALES POR CLIENTE			
Conexión con otros servicios de medida	0%	1%	6%
Servicios tarifarios	0%	11%	15%

Tabla 20: Porcentaje de ahorro anual por cliente

Los ahorros considerados son los siguientes:

- **Lectura remota:** Se reduce el costo de la lectura manual. En el caso del AMR se registra la lectura cada 30 días y en los casos de AMI básico se registran cada 15 días. Este costo fue obtenido normalizando el costo de la lectura total, incluido personal administrativo u otros.
- **Consumo no registrados (CNR):** Son los clientes a los cuales no se lee. En este caso la distribución se ve afectada por sanciones, viajes innecesarios y cuentas inexactas.
- **Reducción de hurto:** El sistema AMR guarda información de hurto en el medidor, mientras que el sistema AMI básico permite transferirla a otros dispositivos de la red. En total se tienen pérdidas por concepto de hurto de MM.CL\$5.500 anuales (fuente: Chilectra S.A.).
- **Prepago:** Nuevo negocio de la empresa. Este servicio se centra en la disminución de los clientes morosos del sistema (aproximadamente 20.000 al mes).
- **Tele corte y reposición:** Se considera la reducción del costo operacional de corte (20.000 clientes por mes) y reposición (25.0000 clientes por mes) del servicio.
- **Servicios tarifarios:** Este ítem se reparte entre la distribución, pues permite el recorte de punta y la generación en conjunto con el regulador, pues permite la reducción de la capacidad instalada de la matriz energética, además de facilitar la participación de la demanda y la reducción de emisiones de CO₂.
- **Planificación de la red y gestión de apagones (OMS):** Este ítem considera la calidad del servicio, posibilidad de resolver fallas del sistema en menos tiempo y la mejor planificación de la red.

- **Servicios adicionales al cliente:** Se evalúa una mejor interacción con el cliente y envío de mensajes, la facilitación de servicios de domótica e integración de generación distribuida.
- **Conexión con otros servicios de medida:** Ganancia del sistema por la conexión de generación distribuida, y la opción de interconectar el servicio AMR de gas para el caso del sistema AMI básico tipo 2, con la respectiva reducción de los consumos no registrados del servicio de gas.

A continuación se presentan beneficios asociados al Regulador, Generador y Distribución

1. Reducción de las pérdidas no técnicas (PNT), Ganancia para la distribución.

Cabe recordar que las pérdidas no técnicas están constituidas por el hurto, pérdidas en el medidor debido a la falta de calibración o a fallas del equipo, errores de lectura y de facturación.

PNT en BT 2007: 2% o 280 GWh (fuente: informe de sostenibilidad Chilectra S.A.)
 Precio de compra de energía por la distribuidora eléctrica: 35 \$/kWh[6]

Reducción de las PNT AMR: 30%
 Reducción de las PNT AMI básico tipo 1: 40%
 Reducción de las PNT AMI básico tipo 2: 50%

2. Ahorro del consumo eléctrico residencial (prepagado)

Asociados a los servicios de prepago, disminución de la morosidad del cliente y menores operaciones en la red.

Consumo de clientes masivos Chilectra S.A. 60% con respecto a las ventas de energía
 Consumo de clientes masivos Chilectra S.A. 7.754 GWh
 Consumo promedio por cliente \$20.000/mes
 Precio medio de kWh por cliente residencial \$70[6]
 Media de consumo anual: 3.500 kWh

Ahorro AMR: 0%
 Ahorro AMI básico tipo 1: 2,5%
 Ahorro AMI básico tipo 2: 2,5%

3. Reducción de las puntas (servicios tarifarios). Ganancia para la distribución

Número de horas punta por año 400 horas (actual 380 horas).
 Potencia promedio días de punta 2.500 MW
 Costo adicional de abastecimiento 10.000 \$/kWh-mes

Ahorro AMR: 0%
 Ahorro AMI básico tipo 1: 3%
 Ahorro AMI básico tipo 2: 4%

4. Reducción de las puntas (servicios tarifarios). Evitar inversiones en generación.

Consumo máximo de energía residencial: 3936 MW

Crecimiento de potencia estimada para clientes masivos en 15 años: 5.496 MW

Crecimiento del consumo punta 6%

Costo de instalación MW de generación con hidráulica: \$1.500 US

Costo de instalación MW de generación con gas: \$500 US

Costo de instalación MW de generación con combustible: \$1.000 US

Costo de instalación MW de generación con carbón: \$2.000 US

Matriz eléctrica 2007 (fuente: CNE)

Hidráulica 38%

Gas Natural 37,5%

Carbón 16,1%

Diesel fuel oil 6,9%

Otros 1,5%

Matriz energética futura estimada:

Hidráulica 48%

Gas: 10%

Carbón: 29%

Diesel: 3%

Eólica: 10%

Ahorro AMR: 0%

Ahorro AMI básico tipo 1: 3%

Ahorro AMI básico tipo 2: 6%

5. Emisiones de CO₂ evitadas

Cabe destacar que los niveles de emisiones de Chile son 0,2% con respecto a las emisiones mundiales (2,4% en Latinoamérica). En proyectos europeos es un aspecto relevante de la evaluación, sobre todo por el compromiso de cumplimiento con el tratado de Kyoto.

Emisiones de contaminantes en la producción de electricidad: todo el ciclo de combustible (fuente: www.los-verdes.es)

Hidráulica 6,6 toneladas/GWh

Gas Natural 4,0 toneladas/GWh

Carbón: 1052,2 toneladas/GWh

Eólica: 7,4 toneladas/GWh

Emisiones de CO₂ Chile 66,19 millones de toneladas métricas (Fuente: <http://paises.enerclub.es/>)

Consumo cliente comercial, público y residencial en Chile 27% (fuente: CNE)

Consumo de clientes masivo Chilectra S.A. 60% (fuente: Informe de Sostenibilidad Chilectra S.A.)

Emisiones producto a clientes masivos 10,72 millones de toneladas métricas anuales.

Tasa de crecimiento acelerada por la incorporación de fuentes de carbón 12%

Emisiones ahorradas por incorporación de generación distribuida y planes de gestión de la energía 3%

En base a los datos de entrada y los ahorros anuales del sistema, se modeló la situación para el escenario de 15 años. Claramente se puede apreciar que los beneficios de mayor interés del proyecto son la lectura remota, la reducción del hurto, tele corte y reposición, además de los servicios tarifarios.

MS/cliente/año	AMR	AMI básico tipo 1	AMI básico tipo 2
AHORROS para 15 años			
Empresa eléctrica de distribución			
Lectura remota	\$ 15.389.744	\$ 7.694.872	\$ 7.694.872
Consumos no registrados	\$ 6.328.647	\$ 6.328.647	\$ 6.328.647
Reducción de hurto	\$ 15.052.567	\$ 21.490.241	\$ 25.087.612
Prepago	\$ 0	\$ 6.842.076	\$ 6.842.076
Tele corte y reposición	\$ 14.238.634	\$ 14.238.634	\$ 14.238.634
Servicios tarifarios	\$ 0	\$ 8.210.491	\$ 10.947.321
Planificación de la red + OMS	\$ 0	\$ 1.751.571	\$ 3.503.143
Servicios adicionales al cliente	\$ 0	\$ 684.208	\$ 10.947.321
Beneficios externos: Regulador y Generador			
Conexión con otros servicios de medida	\$ 0	\$ 750.357	\$ 7.014.702
Servicios tarifarios	\$ 0	\$ 9.004.289	\$ 18.008.579
AHORRO SISTEMA Dx	\$ 51.009.592	\$ 67.240.739	\$ 85.589.625
AHORRO SISTEMA Sc	\$ 51.009.592	\$ 76.995.386	\$ 110.612.906

Tabla 21: Ahorros para 15 años de los escenarios planteados

Con respecto a los costos del proyecto interesa fundamentalmente el incremento del precio de los medidores, tal como se aprecia en la tabla de incremento de costos a continuación.

	AMR	AMI básico tipo 1	AMI básico tipo 2
INCREMENTO DE COSTOS para 15 años			
Compra de equipos	-\$ 52.982.256	-\$ 63.429.128	-\$ 83.762.135
Instalación de equipos	-\$ 15.493.332	-\$ 15.493.378	-\$ 15.493.378
M&O equipos y comunicación	-\$ 5.132.816	-\$ 3.805.563	-\$ 3.805.563
Costo Total	-\$ 73.608.404	-\$ 82.728.068	-\$ 103.061.076

Tabla 22: Incremento de los costos capitales para 15 años de los escenarios planteados

Como resultado de la comparación de los escenarios con respecto al sistema base (sistema de medida manual) se observa la necesidad cuantificar beneficios de la generación y el regulador.

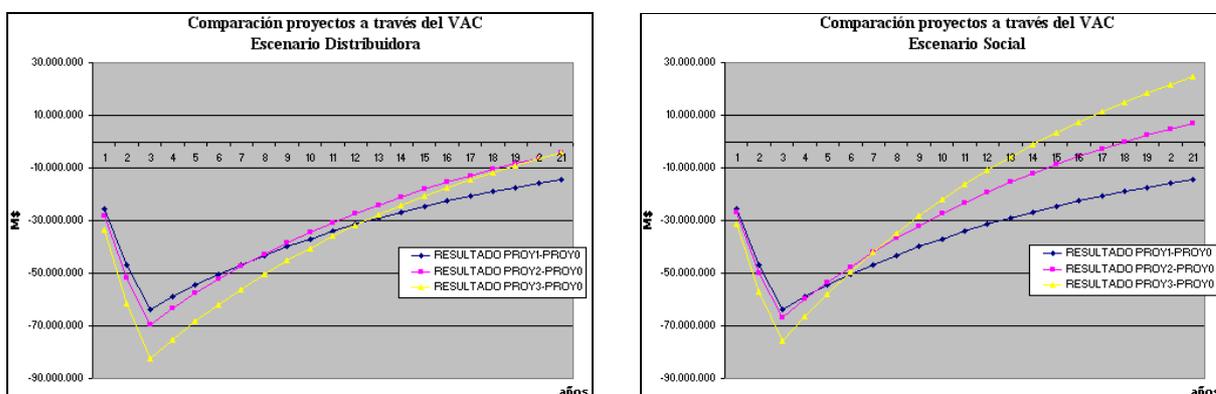


Figura 52: Rentabilidad de los proyectos evaluados a 15 años

Luego para el caso del sistema AMR, según el modelo planteado en esta memoria, no es rentable y no se justifica un apoyo gubernamental. Por otro lado el sistema de medida propuesto y definido como AMI básico, si bien no es rentable bajo el punto de vista de la distribución si merece ser analizado desde un punto de vista social, donde un organismo gubernamental subvencione parte de la inversión.

Extrapolando evaluaciones europeas y proyectando los valores de los sistemas para el escenario de Chilectra S.A. se llega a los siguientes resultados.

Evaluación económica para 15 años			
MMUSD	AMR	AMI Básico 1	AMI básico 2
Costos			
Capitales	55	65	83
Instalación	30	30	30
O&M	8	8	10
Comunicación	40	45	42
Costo Global	133	148	165
Beneficios			
Beneficios distribuidor esperados	96	104	116
Subvención	0%	30%	30%

Tabla 23: Evaluación económica de escenarios para 15 años

De esta forma el proyecto se justificaría con un 30% de subvención. Aunque cabe destacar que los beneficios dependerán en gran medida cómo se comporte el escenario chileno y mundial en los próximos años, producto del aumento del costo de la energía y de la deficiencia energética. Las consecuencias probablemente serán un aumento del hurto y aumento de la mano de obra, lo cual incrementaría la necesidad de desarrollar este proyecto.

Un piloto permitiría distinguir los beneficios de este proyecto, el cual independiente de su rentabilidad debe asegurar el cumplimiento de los focos propuestos del sistema, pues es probable sean las herramientas futuras que justifiquen la implementación. A continuación se presentan los costos para un piloto de 1000 puntos.

Piloto		
AMI básico 2 evaluado para 15 años		
ÍTEM	USD	CL\$
Costo Global	110.000	57.200.000
Beneficio Distribución	77.000	40.040.000
Subvención	30%	30%

Tabla 24: Propuesta de Piloto de 1000 puntos

5.2.3 Alternativas de financiamiento

Los beneficios para la distribución eléctrica no son suficientes para justificar la implementación masiva del sistema. Los beneficios conjuntos del regulador, el cliente final y la generación pueden aportar para la solvencia del proyecto. Bajo este escenario se plantean las siguientes soluciones para solventar el proyecto:

- La subvención del estado para la inversión inicial.
- Pago de parte de la inversión inicial por el cliente y retribución posterior.
- Cuota mensual para todo el período de evaluación del cliente.
- Una combinación de las anteriores.

5.3 Riesgos del proyecto

A continuación se resumen los principales riesgos al que está sometido el proyecto. Este punto tiene por objeto orientar la decisión de arquitectura a implementar y las políticas a definir para asegurar la viabilidad del proyecto.

- **Riesgo operacional**

- La visita no regular podría incrementar hurtos a través de bypass al medidor.
- El corte y reposición del cliente podría depender de la presencia de un operador.
- Tecnología no adaptable al crecimiento de la población
- Cambio de tecnología es un proceso irreversible. Una vez instalado no hay cambio sino dentro de 15 años mas.

- **Riesgo comercial**

- Aprobación de la tecnología por el cliente y por la entidad Reguladora.
- Cambios en la legislación.
- Adaptabilidad de la tecnología con otros sistemas de medida eléctricos.
- Imposición de tarificación horaria de clientes. Cambios en la legislación.
- Decremento de la credibilidad de la compañía (poca transparencia, mal funcionamiento, etc.)
- Mala reputación de la empresa en caso de fallas.

- **Riesgos financieros**

- Inversión inicial alta, puede repercutir en la viabilidad del proyecto.
- Los costos pueden ser superiores a los beneficios.
- Costos operacionales y de mantención de los equipos y las comunicaciones pueden incrementarse ante el incremento de las fallas.

- **Riesgos tecnológicos**

- Dificultad física de instalar los medidores (tiempo o imposibilidad de acceso)
- Desfase tecnológico (no adecuado a los requerimientos futuros).
- Productos discontinuados (baja probabilidad futura de disponer de tecnología compatible en el mercado).
- Limitación del desarrollo del plan estratégico de Redes Inteligentes.
- El uso de baterías podría tener un tiempo de vida útil menor al de los dispositivos de medida. Las baterías son necesarias para el reloj interno de los medidores, el uso de los tiempos de uso y el control de carga.
- Los dispositivos de medida pueden tener una alta tasa de fallas (corto tiempo de vida del medidor, imprecisión de la medida, fallo de funciones).
- Ataques a la seguridad de las comunicaciones (cyber ataques). Falta de privacidad de los datos.

5.4 Plan de desarrollo y políticas que incrementan la viabilidad del proyecto

A continuación se presenta la carta Gantt y la curva S que representa la implementación futura del sistema de medida avanzada para clientes masivos. En la siguiente tabla se detallan las etapas a seguir y se presenta un plan de implementación masiva para todos los clientes de Chilectra S.A. Cabe destacar, que en base a los resultados obtenidos en el modelo económico, el proyecto presenta limitantes, por lo que respecta a su rentabilidad en caso de no ser subvencionado. Por ello el enfoque recomendado es el cambio de los nuevos clientes y los clientes con medidores con más de 20 años de vida útil, dejando a los clientes masivos restantes preparados para una implementación futura. Las políticas a seguir de modo de favorecer el desarrollo de los sistemas de medida avanzado a nivel masivo son las siguientes:

- El desarrollo de la comunicación AT y MT de gran ancho de banda (fibra óptica o BPL). Facilitará el desarrollo de nuevos servicios y nuevos negocios de la red eléctrica.
- Mayor integración entre las plataformas del sistema permitiendo el acceso a plataformas compartidas tales como podrían ser la gestión de apagones y el sistema de información geográfica y la información en línea de los diversos procesos que se llevan a cabo de la empresa.
- Piloto de sistema de medida avanzada que permita un estudio acerca de los eventuales beneficios en terreno. El piloto AMI básico expuesto en esta memoria cumple con los focos que se esperan sean las tendencias locales de los próximos años. Su implementación significará promover a otras entidades para analizar efectos que no solo afectan a la distribución eléctrica.
- Propuesta de mínimo funcional para el escenario local y el manejo del estado en lo que se refiere a mandato y a financiamiento.
- Proyecto de implementación para clientes masivos de potencias sobre 100 KW. Cabe destacar que la experiencia mundial destaca el hecho que los sistemas de grandes potencias se deben priorizar por sobre los sistemas de potencias menores.

Actividades		Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
		Mes						
1	Fase I [teórico]							
1.1	Estado del arte de los sistemas de medida		■					
1.2	Comparación técnico - económica de alternativas de sistemas de medida		■					
1.3	Requerimientos propios & especificación funcionalidades		■	■				
1.4	Diseño & costo preliminar		■	■				
1.5	Planificación sistema de medida masivo		■					
2	Fase II [piloto]							
2.1	Piloto plataforma de medida			■	■			
2.2	Piloto AML básico residencial 1000 puntos			■				
2.3	Seguimiento de costos y beneficios			■				
2.4	Aspectos regulatorios / estándares a adoptar / subvención estatal			■	■			
3	Fase III [Desarrollo]							
3.1	Incremento de las comunicaciones en AT y MT			■	■	■		
3.2	Integración con otras plataformas de la red			■				
3.3	Integración de plataformas de medida			■				■
3.4	Licitación de sistemas de medida			■		■		■
3.5	Instalación clientes > 100[KW]			■				
3.6	Instalación Nuevos clientes			■	■	■	■	■
3.7	Reemplazo clientes masivos. Equipos >25 años de vida.			■		■		
3.8	Reemplazo clientes masivos - Equipos >20 años de vida				■	■		
3.9	Reemplazo clientes masivos - resto				■	■	■	■
3.10	Reemplazo clientes rurales 50.000 puntos							■
3.11	Reemplazo clientes aislados 10.000 puntos							■

Tabla 25: Carta Gantt del proyecto de telegestión de sistemas masivos

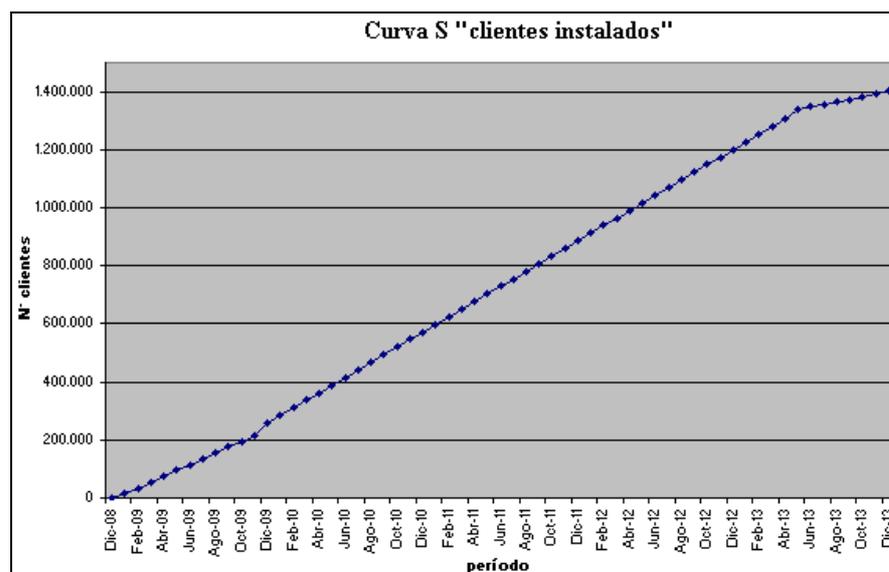


Figura 53: Curva S de propuesta de sistema de medida avanzada para clientes masivos

6 Capítulo VI: Descripción funcional del proyecto AMI básico

Cabe destacar que el modelo AMI básico desarrollado fue escogido pues cumple con los focos de desarrollos planteados en una red inteligente. Estos focos se pueden apreciar en la siguiente figura.

	Gestión dda y efic. energ.	Calidad y cont. del servicio	Gestión y uso eficiente de activos
Multitarifa	Si	No	No
AMR	No	No	No
AMI Básico 1 (antihurto)	Si	No	Si
AMI Básico 2	Si+	Si	Si

Figura 54: Focos de desarrollos de una red inteligente en un sistema de medida

Para el desarrollo masivo, en base al apoyo que se consiga se plantearon dos sistemas:

1. AMI básico tipo 1

- Lectura remota cada 15 días.
- Monitoreo de lectura a colector cada 12 horas.
- Detección de hurto local
- Telemonitoreo periódico de hurto.
- Opción de tele corte y reposición.
- Actualización de software.

2. AMI básico tipo 2

- Lectura remota cada 15 días.
- Cuatro tiempos de uso por cliente.
- Detección remota de hurto.
- Opción de tele corte y reposición.
- Actualización de software.
- Parámetros de calidad de la energía (tensión, reactivos y parámetros relacionados con fallas del sistema).
- Opción de monitoreo exhaustivo de clientes seleccionados.
- Posibilidad de integrar otro sistema de medida (por ejemplo gas).

Figura 55: Sistemas de medida avanzada AMI básico

6.1 Funcionalidades mínimas propuestas para el sistema AMI básico

A continuación se describen la funcionalidad mínima (no exhaustiva) de los principales componentes a utilizar en el sistema de medida avanzada para clientes masivos⁴⁷. Los elementos a definir serán los siguientes:

- Medidor de energía
- Dispositivo de corte y reposición
- Colector
- Visor externo
- Centro de control (software)
 - Plataforma de medida (MDMS)
 - Plataforma integradora

6.1.1 Medidor de energía

Descripción

El medidor de energía es el dispositivo encargado de monitorear el consumo del cliente. Interna y adicionalmente cuenta con un microprocesador, una memoria y un reloj que permiten realizar el cómputo de los tiempos de uso y almacenar las variables, además de puertos de entrada y salida que permiten comunicarse con otros dispositivos del sistema.

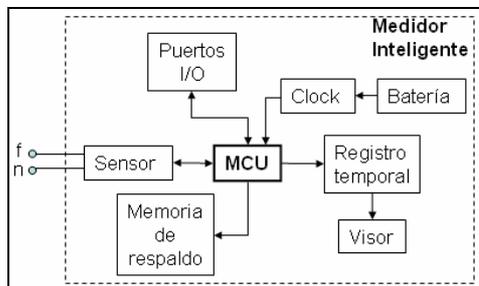


Figura 56: Esquema interno de un medidor inteligente



Figura 57: Esquema externo componentes del medidor

⁴⁷ La elaboración de esta propuesta se basa en lo desarrollado al caso holandés NTA8130, italiano desarrollado por Enel, canadiense en Ontario y la propuesta británica de la ERA y la BEAMA. Se han tomado como referencia varios modelos de medidores en el mercado entre estos Echelon con el sistema NES e Iskraemeco con el sistema AMM.

Normas recomendadas

A continuación se presenta una lista con las normas internacionales IEC actuales que se utilizan en los sistemas de medida avanzada residencial.

- IEC 62052: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) - Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo.
Parte 11 (2004-02; antes IEC 61036; IEC 61268): Equipos de medida.
Parte 21 (2004-05; antes IEC 61068): Equipos de tarificación y control de carga.
- IEC 62053: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) - Requisitos particulares
Parte 21 (2003-01; antes IEC 61036): Contadores estáticos de energía activa (clases 1 y 2)
Parte 23 (2003-01; antes IEC 61268): Contadores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3)
- IEC 62056: Medida de electricidad – Intercambio de datos para la lectura del medidor, tarifa y control de carga.
Parte 21 (2002-05; antes IEC 1107:1990): Intercambio de datos a nivel local. Descripción uso COSEM sobre puerto local (óptico).
Parte 53 (2006-12): Capa de aplicación COSEM.
Parte 61: Sistema de identificación del objeto (*OBIS, Object Identification System*).
Parte 62 (2006-11): Clases de interfaces.
- DIN 43857 (carcaza)
- BS7856; BS5685: Dimensiones de los medidores de electricidad

Características mínimas para medidores bajo los 100[kW]

El medidor debe estar habilitado para ser usado en la red de baja tensión de Chilectra bajo las normas anteriormente descritas y con las siguientes características funcionales.

- Monitoreo y registro re-escritable de :
 1. Energía activa directa e inversa en consumo y acumulada del mes anterior [kWh] (4 datos).
 2. Energía reactiva en consumo y acumulada del mes anterior [kVAr] (2 datos).
 3. Tensión actual [V] (1 dato)
 4. Potencia máxima activa del mes actual y del mes anterior (2 datos).
- Memoria con el consumo diario acumulado de energía activa y reactiva (4 cuadrantes) por un período de 95 días (mayor a 3 meses) e idealmente para 150 días (5 meses).
- Tabla re-escritable con, 3 tarifas y 4 bloques diarios (idealmente 4 tarifas con 8 bloques diarios), 3 tipos de días (idealmente 7 tipos de días con 15 días feriados) y 4 estaciones al año, cargada localmente. Idealmente la tabla de tiempos de uso idealmente será cargada de forma remota.
- Envío diario de parámetros de energía activa, energía reactiva y tensión instantánea al colector.
- Reloj interno del medidor sincronizado con el reloj del colector no excediendo $\pm 1,5$ minutos al mes.

- Precisión mínima de las medidas clase 1 para energía activa [kWh] y reactiva [kVArh] según IEC 62053.
- Corriente máxima de 80A (idealmente 100A).
- Vida útil del medidor: 15 años.
- Tasa de fallas: <0.3%.
- Consumo: <2W/fase.
- Señal física detectando estado activo del medidor y la importación/exportación de la información (2 leds u otro medio de identificación).
- Puesta de medidor simple, en lo posible sin necesidad de desconectar la tensión de la red, con niveles mínimos de seguridad eléctrica y protección ante desconexión voluntaria del cliente.

Colector	Centro de control	Datos mínimos a exportar e importar desde el medidor
Período de recolección		
diario	Cada 15 días	Resultado del cálculo de consumo de Energía activa por bloques [kWh] - Tiempos de uso
diario	mensual	Potencia reactiva [kW]
mensual	mensual	Tensión actual [V]
mensual	Cada 15 días	Reporte por excepción

Modo de prueba:

Debe presentar un estado opcional de testeo de funcionalidades. Las funciones a testear serán las siguientes:

- Lectura de todos los parámetros de medida.
- Asignación correcta de parámetros para la lectura en el visor.
- Funcionamiento del sistema de detección de hurtos y apagones.
- Reporte por excepción.
- Verificación de la posición correcta de las conexiones.

Reporte por excepción remoto

El reporte por excepción debe poseer al menos los siguientes parámetros.

- ✓ Fecha [dd-mm-aa].
- ✓ Hora [hh-mm-ss].
- ✓ N° equipo.
- ✓ Horas de uso del equipo.
- ✓ Estado de la batería.
- ✓ Alarma de incendio.
- ✓ Alarma de apertura de equipo.
- ✓ Contador de cortes en el mes.

- ✓ Detección de tensión sin carga en el mes.
- ✓ Detección de diferencia de corrientes de entrada y salida del medidor en el mes.
- ✓ Aviso de sobre o baja tensión.

Puertos disponibles en el medidor

P1: Equipo auxiliar HHU. IEC62056-21

Interfaz física: puerto óptico bidireccional (lectura y escritura de comandos).

Extracción de datos: Serial, Asíncrono, ACII, 300 a 19.200 baudios.

Control de acceso: Password y codificación. Habilitado solo para el distribuidor de electricidad

P2: Conexión con otros sistemas de medida (por ejemplo gas) o acceso al hogar (visor externo o domótica). Puerto disponible sólo para la lectura.

P3: Acceso al centro de control. Posibilidad exportar e importar datos de medida particulares, sincronizar los medidores, enviar mensajes al cliente y en el caso ideal configurar todas las tarifas horarias (TOU) remotamente.

Características mínimas para medidores entre 24 a 100 [kW]

Para clientes entre 24 y 100 [kW] (clientes principalmente trifásicos) se deben incluir, en suma de las funcionalidades anteriores las siguientes:

- Monitoreo horario de clientes.
- Recolección de la información cada 15 días al centro de control.
- Memoria de consumo diario para 150 días (5 meses)
- Tabla reescribible con 4 tarifas, 8 bloques diarios, 7 tipos de días y 4 estaciones al año cargada localmente.

Características mínimas para medidores sobre 100 [KW]

Para cargas superiores a 100 [KW] se debe incluir además de lo anterior:

- Registro de 240 días (8 meses).
- La funcionalidad de corte automático de carga (autodesconexión configurable desde colector para limitar la carga del cliente). Si se sobrepasa la carga máxima, se efectúa un corte desde el medidor, enviando una señal, la cual deberá ser enviada a su vez al centro de control. El medidor sólo puede realizar corte automático (no reposición). Sin embargo si el colector identifica corte, la reconexión desde el colector es automática seteable entre 1 a 60 minutos, después del instante de corte.

$$I \approx \frac{Er}{V \cdot \cos \varphi}; \cos \varphi = \frac{Ea}{\sqrt{Er^2 + Ea^2}}$$

Visor de información del medidor

Permite visualizar la información medida e información adicional. El visor de información del medidor deberá poseer las siguientes características.

1. Permisos de lectura y escritura del medidor
 - El cliente solo puede leer información.
 - El distribuidor puede monitorear los parámetros y controlar cuáles parámetros aparecerán en la pantalla.
 - El distribuidor debe controlar la información a desplegar (mensajes de alarma, o informaciones varias).
 - Posibilidad de extender información de lectura a otros servicios de medida (agua, gas, calor, etc.).
 - Posibilidad de extender información de lectura de otros servicios como domótica.
2. Permiso de despliegue en visor

En el visor se debe desplegar la siguiente información del distribuidor de electricidad:

- ✓ Energía activa neta en consumo y acumulada del mes anterior [kWh] (2 datos).
- ✓ Precio de la electricidad y tarifa aplicada en el medidor en el período de consumo (2 datos).
- ✓ Aviso de cuenta impaga, intento de hurto, batería baja y desconexión.
- ✓ Información adicional de servicios compartidos.

3. Características de la información en el visor

La actualización de los parámetros debe ser en el menor tiempo que el sistema pueda. El máximo largo del mensaje deberá ser de 160 caracteres (largo de un mensaje de SMS).

6.1.2 Dispositivo de corte y reposición

Descripción

Dispositivo actuador de corte y reposición del servicio del cliente mediante una orden remota. Puede estar ubicado en el medidor o en el poste, dependiendo del modelo que se utilice.

Normas recomendadas

- IEC 62054-21 (2004-05; antes IEC 61068) Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) - Requisitos particulares de los tiempos del switch.

Funcionalidades generales

- Todos los clientes deben disponer de un módulo plug&play para identificar la instalación automática del dispositivo de corte y reposición (identificación en el colector y centro de control).

- El corte podrá ser gestionado por el medidor. Sin embargo el centro de control deberá habilitar que el medidor pueda realizar la acción.
- El corte y reposición deberá ser posible desde el colector y el centro de control
- Debe soportar dispositivos de corte y reposición de diversos fabricantes.
- El estado del dispositivo de corte y reposición será identificable desde el centro de control. Al cambiar de estado el dispositivo de corte y reposición debe mandar una señal al centro de control, indicando el estado.

6.1.3 Colector

Descripción

Gestiona los medidores y provee de conectividad entre el medidor, colector y plataforma de medida.

Normas recomendadas

- EN 50065: Transmisión de señal por las líneas de baja tensión, entre las bandas de 3kHz a 148.5 kHz.
- EN 50160:2000 Características de la tensión suministrada por el distribuidor de electricidad
- IEC 61334: Automatización de la distribución usando tecnología DLC.
- IEC 61334-5 Mecanismos para la transmisión de datos por medio de la línea de transmisión.

Funcionalidades

- Determinar y mantener la comunicación.
- Gestionar los dispositivos conectados a la comunicación.
- Transferir tarifas y configuración de los medidores.
- Mantener la sincronización de la comunicación. Sincronización de medidores en un tiempo menor a 1,5 minutos por día.
- Monitoreo diario de consumo de energía activa [kW] para todos los clientes. Respaldo de la información diaria en colector por cada cliente >37 días (un mes y una semana).
- Respaldo de la información mensual (último cómputo del mes) energía reactiva [kVAr], potencia máxima [kW], y tensión [V] por cada medidor.
- Envío al centro de control de información mensual (Energía activa [kWh], Energía reactiva [kVAr], potencia máxima [kW], y tensión [V]), además del registro por excepción de todos los medidores.
- Posibilidad de cortar y reponer desde el colector y centro de control para cualquier cliente.
- Monitoreo en tiempo real de todos los clientes para detectar operación del dispositivo de corte y reposición.
- Tiempo de lectura sin tensión principal mayor a 1 día.
- Monitoreo en tiempo real de al menos el 5% de los clientes para detectar interrupciones de línea (apagones).
- Posibilidad de monitorear en tiempo real al 1% de los clientes instalados ante eventuales escenarios de hurto.

- Perfil de carga horaria de al menos el 1% de los clientes durante 30 días. Cualquier cliente puede ser seleccionado.
- Posibilidad de monitorear horariamente los transformadores de distribución.
- Balance de energía y cálculo de pérdidas técnicas diario.
- Actualizaciones remotas de software y firmware.

Características mínimas

- Módulo de comunicación DLC.
- Módulo de comunicación GSM/GPRS.
- Dos módulos de comunicación disponible.
- Interfase RS232 u otra interfaz para la comunicación local.
- Cortafuegos.

Características deseables

Interoperabilidad entre medidores de diversos fabricantes.

- Soportando características distintas.
- Soportando distinto medio físico.
- Requiriendo estándares internacionales.

Identificación automática de medidores en la red.

Disponibilidad de datos > 30 días.

6.1.4 Centro de control de medidas

Descripción

Se integran las plataformas de medida y otras plataformas de la red.

- Las plataformas de medida se encargan de recolectar los datos de los medidores y determinar problemas en la red de baja y media tensión.
- Las plataformas integradas permiten monitorear en línea, interactuar con los clientes, otros negocios asociados a la medida, además de la interacción con la plataforma de facturación.

Aplicaciones estándares

En lo posible los softwares estarán disponibles para Windows 95, Windows 98, Windows 2000, Windows XP y Windows NT. El formato de la información deberá ser en todos los casos XML (por defecto). Todas las aplicaciones serán actualizables, según el tipo de software.

Plataformas de gestión de medidas (*Meter Data Management System, MDMS*)

Características

- Reunir la información medida desde los colectores (lectura remota) o integrada a través de las HHU.
- Gestionar mensajes a visualizar en el visor del medidor o en el medidor externo
- Controlar tarifas de los medidores.

- Sincronizar reloj y calendario.
- Ejecutar corte y reposición remota (estado on-off del dispositivo de conexión y reconexión).
- Agregar y remover medidores y colectores del sistema implementado (identificación automática de hardware para los medidores del sistema de medida seleccionado)
- Gestionar alarmas de hurto y de apagones para medidores y colectores.
- Gestionar reportes por excepción (de hurto, diagnósticos de errores, de apertura de equipos e identificación de apagones)
- Monitorear horariamente al menos el 1% de la población instalada.
- Acceso a la información de un cliente en particular (información guardada en el colector) en un mínimo de tiempo.
- Disponibilidad de controlar servicios básicos de domótica.
- Chequeo de funcionamiento de colectores y medidores
- Debe permitir actualizaciones de software y firmware

Integrador de plataformas de red

Características

- Debe interactuar con las plataformas de medida, Facturación, GIS, DMS, OMS, EMS, SCADA y CIS, B2B⁴⁸.

6.1.5 Visor de información externo (opcional)

Descripción

El visor de información externo puede ser un dispositivo independiente, aunque lo que se plantea en esta propuesta es integrar los mensajes de consumo a dispositivos a corta distancia como los celulares, PDA's, Laptops, TV's u otros dispositivos de uso común en el hogar.

Funcionalidades

En caso de contar con un dispositivo externo, éste deberá mostrar la información del visor del medidor. La actualización de los mensajes de un medidor del 99,9% de la población debe ser a lo más en una hora. El sistema deberá estar habilitado para enviar mensajes remotos.

6.1.6 Portal con el cliente

El portal con el cliente es una herramienta que permite conectar al distribuidor con el cliente, facilitando la visualización de la medida e información adicional en la red de datos (Internet).

Las mínimas funcionalidades que deberá tener esta plataforma serán:

- Histograma con el consumo diario de energía activa cargado cada 15 días.
- Histograma con el consumo diario expresado en pesos cargado cada 15 días.
- Información clara del tipo de tarifa aplicada.

⁴⁸ Las plataformas externas del sistema de medida a integrar se definen en el marco teórico en el capítulo 4.

6.2 Selección de comunicación

6.2.1 Selección de tecnología en área local

La tendencia en comunicaciones de un sistema de medida avanzada no es única sino una combinación de tecnologías de comunicación, dependiendo principalmente de la topología de la red eléctrica (cobertura de la zona, subterránea o aérea, disposición de la señal ante edificios, densidad de medidores por colector y el número de transmisores), la calidad de la señal en el medio físico de transmisión escogido y la distancia abarcada.

En general para una zona típica europea o latina se puede distinguir cuatro tipos de tecnologías, dependiendo del tipo de asentamiento poblacional:

Tecnología	Sector
DLC	Urbano
RF	Suburbano
PLC	Rural
GPRS	Aislado

Tabla 26: Tecnologías para la red de área local

Aspectos a destacar de las tecnologías de comunicación remota son los siguientes⁴⁹:

- La tecnología DLC, o PLC de alta frecuencia, funciona óptimamente en zonas de 500 medidores en un radio de 50 metros, con la posibilidad de extender hasta un radio de 500 metros. En casos excepcionales la zona se puede extender hasta 1km o más, siendo necesario equipos repetidores.
- La tecnología RF es semejante en términos de número de equipos que la tecnología DLC. Se plantea para zonas suburbanas y, en casos especiales para zonas donde el nivel de distorsión de la señal por la línea de transmisión lo justifique.
- La tecnología PLC de transmisión de baja frecuencia es utilizada donde las distancias de las líneas sean apreciables, del orden de hasta 15 Km. Normalmente atraviesan con facilidad los transformadores de distribución. Sin embargo se han registrado algunos casos donde el transformador posee una impedancia más alta de lo normal, siendo necesario el uso de equipos especiales para la transmisión.
- La tecnología GSM/GPRS está pensada para clientes aislados, donde se tiene difícil acceso de la señal. En general este sistema se ha utilizado para un porcentaje menor al 5% de la población total.
- En donde no se pueda llegar con ninguna de las tecnologías anteriores, se ha planteado utilizar la tecnología PSTN, donde las líneas telefónicas tengan uso.

⁴⁹ Las características dependen del fabricante. En esta memoria se presenta un marco general de el promedio de las tecnologías que fueron revisadas en el plano de la investigación

Otros aspectos a considerar acerca de la elección tecnológica son:

- Frecuencia disponible (propietaria/abierta).
- Potencia de salida.
- Tasa de éxitos de lectura del medidor.
- Tiempo de lectura de los medidores (lapso de tiempo que toma para completar la lectura).
- Ruidos que puedan intervenir la señal.
- Instalación en cable aéreo o subterráneo.
- Capacidad del receptor.
- Mantenimiento de la batería.
- Complejidad de la instalación.
- Pruebas de certificación y estandarización de equipos.
- Garantía del sistema.
- Seguridad ante ataques físicos y cibernéticos.

6.2.2 Selección de tecnología en área extendida

Para las comunicaciones de área extendida del orden de kilómetros, vale decir desde el colector, hasta el centro de control, se recomienda el uso de la comunicación GSM/GPRS. Sin embargo el uso de fibra óptica y BPL puede ser un aporte en combinación con la tecnología anterior, apoyando a la tecnología GSM/GPRS como una red troncal de gran banda ancha, asociado a otros negocios y aplicaciones del sistema.

6.2.3 Definición de capacidades y disponibilidad de la información remota

A continuación se presenta un resumen con las características mínimas que debiese disponer la comunicación remota. Las tablas mostradas a continuación no son exhaustivas y pretenden reunir la información necesaria para definir el producto adecuado a las necesidades del cliente sujeto a la disponibilidad tecnológica del mercado⁵⁰.

Requerimientos mínimos de la comunicación remota					
Rutina de lectura		AMI básico			
Función/Equipo		FRECUENCIA DE ALMACENAMIENTO		PERÍODO DE ALMACENAMIENTO	
		1% de los clientes escogidos*	99% de los clientes	deseable	mínimo
PARÁMETROS					
Energía Activa consumida [kWh]	COL	cada 30 min	cada 12 hr	35 d	30 d
	CC	cada 1 hr	cada 24 hr	∞	∞
Energía Reactiva consumida [kWh]	COL	cada 30 min	cada 15d	90 d	30 d
	CC	cada 1 hr	cada 30d	∞	∞
Cambios tarifarios, elección de parámetros a recolectar, reseteo e información adicional al cliente.	CC	cada 15 min	cada 1 hr	∞	∞

* Al 1% de los clientes se puede realizar un seguimiento horario de sus parámetros (Energía activa, energía reactiva y tensión) y detección de hurtos.

COL Colector
CC Centro de Control

Tabla 27: Requerimientos mínimos de la comunicación remota: Frecuencia y período de almacenamiento de la información

⁵⁰ Como referencia se han tomado estándares nacionales como el australiano y sistemas de medida desarrollados por fábricas particulares como Echelon e Iskraemeco para el año 2007.

Requerimientos mínimos de la comunicación	
Clientes individuales	AMI
Función/Equipo	VELOCIDAD DE nominal
HARDWARE	
Visor de energía en el medidor	<5 seg
Visor de energía externo	<10 seg
PARÁMETROS	
Energía activa y reactiva consumida [kWh]	30 min
FUNCIONALIDADES	
Sincronización del clock	< 1,5 min
Alarma de hurto/Apagón	1 min
Reporte por excepción	10 min
Cambios tarifarios, parámetros a recolectar, reseteo e información adicional al cliente.	
90% de los clientes	30 min
99% de los clientes	1 hr
99.9% de los clientes	12 hr
Corte y reposición	
90% de los medidores	1 hr
99% de los medidores	2 hr
99.9% de los medidores	12 hr
Actualizaciones Software	10 min

nominal Refiere al mínimo tiempo de espera para recibir el valor del parámetro o ejecutar la acción actualizada para clientes desde el centro de control, considerando el funcionamiento normal, con el máximo de puntos monitoreados remotamente.

Tabla 28: Requerimientos mínimos de la comunicación remota: Velocidad de respuesta

7 Conclusiones y futuras líneas de investigación

En general los sistemas de medida avanzada para clientes masivos han sido abarcados por las empresas de servicio de electricidad por sobre las empresas de agua y gas, pues se necesita convertir la señal y un medio de comunicación para su envío.

Las empresas conjuntas de electricidad y gas, y los monopolios de generación, transmisión y distribución han sido pioneros en desarrollos de esta materia. Todo indica que el beneficio de un sistema de medida avanzada no solo relaciona los beneficios de la empresa de distribución, sino que se tendrá que analizar el efecto de estos sistemas sobre otras partes interesadas como es el caso de la generación, el regulador y el cliente final. Será de importancia la relación mantenida con el o los reguladores y agentes gubernamentales, pues es necesaria una legislación, un estándar mínimo funcional y subvenciones en caso de existir beneficios que trasciendan al distribuidor.

La tendencia global es el reemplazo gradual y progresivo de un medidor electrónico por sobre un medidor electromecánico por la facilidad que otorga para incurrir en nuevas herramientas. Para los sistemas con clientes que consuman grandes niveles de potencia, vale decir, sobre 100[kW] la tendencia es utilizar sistemas de medida avanzada con control de carga. Para clientes masivos menores a 100 [kW] la tendencia es el uso de medidores con control tarifario que permitan la comunicación remota idealmente bidireccional.

Chilectra para sus clientes masivos necesitará un sistema que permita el control tarifario de sus clientes, con un mayor nivel de información para incrementar la calidad del sistema, mayores resguardos antihurto y que permita la interacción con otras plataformas.

En términos tecnológicos, cumpliendo con los focos de desarrollo de gestión de la demanda y calidad de servicio, se propone un sistema de medida con detección de hurto, cuatro tiempos de uso, lectura de consumo diario desde el colector, recolectando la información por el centro de control cada 15 días, la posibilidad de actualizar el software, un módulo de corte y reposición remoto y un módulo opcional para interconectar otros servicios de medida tal como el servicio de gas.

Se concluye que para la implementación masiva Chilectra deberá utilizar políticas que incrementen la viabilidad del proyecto como el desarrollo de las comunicaciones y un análisis económico exhaustivo que abarque a otras entidades.

Para la interconexión de otros servicios se plantea la opción de establecer sectores, que bajo un estudio conversado con las partes involucradas, permita llegar a un común acuerdo.

La realización de un piloto permitirá el estudio de los beneficios estimados en terreno. Por otra parte, el piloto AMI básico expuesto en esta memoria cumple con los focos que se esperan sean las tendencias locales de los próximos años. Su implementación significará promover a otras entidades para realizar este tipo de proyectos a nivel Latinoamericano.

En términos de costos globales un sistema de medida avanzada, dependiendo del grado de implementación y el tipo de tecnología usada para el escenario de Chilectra para la totalidad de

sus clientes costará mínimo \$150 MMUS, con período de implementación entre 3 a 5 años y una subvención estimada de un 30% del costo global.

Para la implementación en los clientes masivos, se recomienda comenzar por los nuevos clientes y clientes con mas de 20 años de vida en la zona urbana con tecnología DLC. La tecnología de RF enmallada puede ser una alternativa de interés en el futuro, en especial con la masificación de estas tecnologías.

Bajo el aspecto económico se evaluaron tres escenarios. Un sistema de lectura remota con corte y reposición, y dos sistemas que incluyen el control de tarifas. Bajo los focos de desarrollo propuestos los sistemas de medida deben incluir control de tarifas y un sistema de comunicación remoto que permita facilidades de intercambio de información y condiciones antihurto.

Los principales beneficios obtenidos de este tipo de sistema son la lectura remota, la gestión de la demanda, la detección de hurto y el corte y reposición del sistema.

Otros beneficios como servicios de lectura, domótica, Internet entre otros, dependerán del nivel de negociación de la compañía, pues permite que se perciba un beneficio social, no solo por la distribuidora eléctrica, si no por el cliente final y negocios relacionados con el servicio.

Los riesgos que se incurren en el proyecto son principalmente financieros y comerciales. Son muchos los factores que entran en juego por lo que se deberá implementar una etapa de prueba para asegurar la viabilidad del proyecto y la conformidad de las partes involucradas.

Otras líneas de investigación que se proponen son analizar la posibilidad de implementar la tecnología BPL para sectores seleccionados, basado en un estudio del comportamiento de la demanda.

Se propone desarrollar un módulo de comunicación a corta distancia dentro del hogar con el objeto de visualizar los consumos basados en precios, visualizar avisos eventuales de la empresa y avisos publicitarios externos en dispositivos tales como un computador y un televisor.

8 Anexos

8.1 Índice de figuras

Figura 1: Red de AT de la región Metropolitana.....	- 8 -
Figura 2: Red MT/BT Chilectra S.A.	- 8 -
Figura 3: Densidad energética del centro de Santiago	- 9 -
Figura 4: Concentrador de medida multiusuario	- 10 -
Figura 5: Ejemplificación de curvas de demanda para clientes en BT.....	- 12 -
Figura 6: Estructuras de una RI en la empresa de distribución eléctrica.....	- 13 -
Figura 7: Interacción entre aplicaciones de una RI	- 16 -
Figura 8: Principio de operación del medidor electromecánico	- 18 -
Figura 9: Efecto Hall y principio de inducción	- 19 -
Figura 10: Esquema del muestreo digital en un medidor electrónico	- 20 -
Figura 11: Lectura manual y lectura automatizada de la medida	- 22 -
Figura 12: Esquema general de sistemas de medida avanzada.	- 23 -
Figura 13: Una vía y dos vías de comunicación por la red.....	- 25 -
Figura 14: Topología en estrella (punto a punto) y enmallada.....	- 26 -
Figura 15: Comunicaciones por extensión entre el operador y el cliente de la red	- 26 -
Figura 16: Evolución comunicaciones locales en sistemas de medida para clientes masivos ..	- 27 -
Figura 17: BPL al interior del hogar.....	- 29 -
Figura 18 y Figura 19: Evaluación económica de comunicaciones para medidores inteligentes en Flandes, Bélgica, 2007.	- 30 -
Figura 20: Esquema del DLMS	- 32 -
Figura 21: Capas del protocolo LonTalk.....	- 33 -
Figura 22: Comparación entre comunicaciones seriales RS-232 y RS-485	- 34 -
Figura 23: Pila de protocolos ZigBee.....	- 35 -
Figura 24: Tres frecuencias para utilizar ZigBee	- 36 -
Figura 25: Esquema de centro de control de medidas.....	- 37 -
Figura 26: Integración entre la plataforma de medida avanzada y OMS	- 38 -
Figura 27: Clasificación de sistemas de medida avanzada.....	- 39 -
Figura 28 y Figura 29: Automated Meter Reader & Mobile Meter Reading.....	- 40 -
Figura 30: Tipos de hurtos de bypass	- 45 -
Figura 31: Programas DR basados en tiempos.....	- 46 -
Figura 32: Visor “Ecometer” de Ampy (Landis+gyr Holding).....	- 47 -
Figura 33: Página Web Oxxio, Países Bajos	- 48 -
Figura 34: Mapa Google de sistemas de medida avanzada en el mundo (2008).....	- 49 -
Figura 35: Mercado mundial de medidores de electricidad, agua y gas.....	- 51 -
Figura 36: Penetración estimada de sistemas de medida avanzada.....	- 51 -
Figura 37: Costo Global/cliente de operadores con Sistemas de medida avanzada.....	- 52 -
Figura 38: Beneficios de sistemas de medida avanzada en EEUU.	- 52 -
Figura 39: Principales motivaciones para un sistema AMI.....	- 53 -
Figura 40: Curva S proyecto “Contactore Elettronico”, Enel, Italia	- 55 -
Figura 41: Sistema de telegestión Enel	- 56 -
Figura 42: Estándares de la comunicación utilizadas en el proyecto de telegestión	- 56 -
Figura 43: Contadores en baja tensión Enel	- 57 -

Figura 44: Proyecto de medida avanzada Vattenfall.....	- 62 -
Figura 45: Características del proyecto AMR Vattenfall fase I y II.....	- 62 -
Figura 46: Economías de escalas en el proyecto AMI de California	- 64 -
Figura 47: Proyectos Edison Smart Connect de SCE y proyecto AMI de PG&E.....	- 65 -
Figura 48: Curva S de instalación de medidores en SCE, California, EEUU.	- 65 -
Figura 49: Sistema integrado de medida residencial, red DAT.....	- 66 -
Figura 50: Sistema de distribución del Reino Unido.....	- 68 -
Figura 51: Sistemas de medida evaluados.....	- 71 -
Figura 52: Rentabilidad de los proyectos evaluados a 15 años	- 76 -
Figura 54: Curva S de propuesta de sistema de medida avanzada para clientes masivos	- 81 -
Figura 55: Focos de desarrollos de una red inteligente en un sistema de medida.....	- 82 -
Figura 56: Sistemas de medida avanzada AMI básico.....	- 82 -
Figura 57: Esquema interno de un medidor inteligente.....	- 83 -
Figura 58: Esquema externo componentes del medidor.....	- 83 -
Figura 59: Logotipos de Chilectra	- 103 -
Figura 60: Áreas de concesión de Chilectra S.A.	- 103 -
Figura 61: Estadísticas de Chilectra S.A.	- 104 -
Figura 62: Evolución de las pérdidas de energía.....	- 104 -
Figura 63: Distribución de clientes por tarifas en Chilectra S.A.	- 107 -
Figura 64: Principales modelos y funcionalidades de medidores electrónicos	- 108 -
Figura 65: Costo total y ahorros del sistema de medida propuesto	- 114 -
Figura 66: Beneficios de la respuesta de la demanda.....	- 114 -
Figura 67: Advanced Metering Infrastructure , SCE.....	- 115 -
Figura 68: Smart metering for households, cost and benefits for the Netherlands, SenterNovem ...	- 116 -
Figura 69: Instalación masiva de sistema AMR con estructura de mercado existente.....	- 116 -
Figura 70: Instalación masiva de sistema AMM con estructura de mercado existente.....	- 117 -
Figura 71: Costos y beneficios del escenario global en Francia (en millones de euros).....	- 117 -
Figura 72: Rango de frecuencias y limites de señal especificadas en EN50065.....	- 122 -
Figura 73: Banda de frecuencias usado por Norteamérica y Europa	- 122 -
Figura 74: Distribución de frecuencias para PLC según la ETSI.....	- 122 -
Figura 75: Bandas ISM menores a 1GHz en el mundo	- 123 -
Figura 76: Bandas ISM mayores a 1 GHz en el mundo	- 124 -
Figura 77: Estructura OBIS	- 126 -
Figura 78: Capas ISO a definir por la ETSI y la CENELEC	- 127 -

8.2 Índice de tablas

Tabla 1: Distancias de las líneas por nivel de tensión	- 7 -
Tabla 2: Potencia instalada por vivienda en [kVA].....	- 12 -
Tabla 3: Comparación práctica entre la red convencional y una RI.....	- 14 -
Tabla 4: Principales Iniciativas de Redes Inteligentes en el mundo.....	- 15 -
Tabla 5: Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos.....	- 20 -
Tabla 6: Comparación básica entre medidores en un sistema de medida	- 24 -
Tabla 7: Número de clientes por transformador en el mundo	- 28 -
Tabla 8: Principales fabricantes de chip para tecnologías DLC.....	- 28 -
Tabla 9: Comunicaciones de área extendida de mayor relevancia para el uso de sistemas de medida avanzada en clientes masivos y negocio estratégico de las telecomunicaciones.....	- 31 -
Tabla 10: Ventajas y desventajas comunicación IR	- 34 -
Tabla 11: Arquitectura de M-Bus.....	- 35 -
Tabla 12: Implementaciones de sistemas de medida avanzada en el mundo	- 50 -
Tabla 13: Ahorro energético en proyectos pilotos de sistemas de medida avanzada.....	- 53 -
Tabla 14: Empresas proveedoras de medidores inteligentes en Victoria, Australia	- 54 -
Tabla 15: Protocolos usados en los Países Bajos	- 59 -
Tabla 16: Precio, tiempo y escala de los proyectos AMI en California, EEUU	- 64 -
Tabla 17: Motivaciones e interesados de un sistema AMI básico.....	- 70 -
Tabla 18: Datos generales del proyecto de telegestión.....	- 72 -
Tabla 19: Precios de los escenarios de sistemas de medida	- 72 -
Tabla 20: Porcentaje de ahorro anual por cliente	- 73 -
Tabla 21: Ahorros para 15 años de los escenarios planteados	- 76 -
Tabla 22: Incremento de los costos capitales para 15 años de los escenarios planteados.....	- 76 -
Tabla 23: Evaluación económica de escenarios para 15 años	- 77 -
Tabla 24: Propuesta de Piloto de 1000 puntos	- 77 -
Tabla 25: Carta Gantt del proyecto de telegestión de sistemas masivos	- 81 -
Tabla 26: Tecnologías para la red de área local	- 91 -
Tabla 27: Requerimientos mínimos de la comunicación remota: Frecuencia y período de almacenamiento de la información.....	- 92 -
Tabla 28: Requerimientos mínimos de la comunicación remota: Velocidad de respuesta	- 93 -
Tabla 29: Pérdidas técnicas y no técnicas de energía.....	- 104 -
Tabla 30: Checklist de funcionalidades 1	- 111 -
Tabla 31: Checklist de funcionalidades 2.....	- 112 -
Tabla 32: Costos asociados a diversas tecnologías de medidores	- 113 -
Tabla 33: Costo medidor inteligente de electricidad.....	- 113 -
Tabla 34: Estándares de interés	- 119 -

8.3 Índices de siglas utilizadas

AEEG	Autorità per l'energia elettrica e il gas
AMR	Automatic Meter Reading
AMRA	Automated Meter Reading Association
AMS	Advanced Metering System
ANSI	American National Standards Institute
BPL	Broadband over Power Line
BPSK	Binary Phase Shift Keying
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
COSEM	COmpanion Specification for Energy Metering
CPP	Critical Peak Pricing
CSMA	Carrier Sense Multiple Access
CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection
DLC	Distribution Lan Carrier
DLMS	Device Language Message Specification
DMS	Distribution Management System
DOE	Department Of Energy
DR	Demand Response
DRAM	Demand Response and Advanced Metering
DSM	Demand Side Management
EDF	Electricité de France
EMS	Energy Management System
ENEL	Ente Nazionale per l'Energía eLettrica
EPRI	Electric Power Research Institute
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
FAMR	Fully Automatic Meter Reading
FCC	Federal Communications Commission
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GIS	Geographic Information System
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile communication
HA	Home Automation
HAN	Home Area Network
HG	Home Gateway
HHU	Hand Held Unit
HTML	HyperText Transfer Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Internet Protocol
IPTV	Internet Protocol TeleVision

IR	InfraRed
IrDA	Infrared Data Association
ISO	International Organization for Standardization
LAN	Local Area Network
LON =	
LonWorks	Local Operation NetWorks
MAC	Medium Access Control
M-Bus	Meter Bus
MDMS	Meter Data Management Services
MMR	Mobile Meter Reading
MTP	Ministry of Post and Telecommunications
NES	Networked Energy Services
NPL	Narrow Band over Power Line
NTA	Netherlands Technical Agreement
OEB	Ontario Energy Board
OMR	Off-site Meter Reading
OMS	Outage Management System
PHY	Physical
PLC	Power Line Communication = Power Line Carrier
PLT	Power Line Telecommunication = Power Line Technologies
PPM	PrePay Meter
QoS	Quality of Service
RF	Radio Frequency
RMR	Remote Meter Reading
RTP	Real Time Pricing
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCE	Southern California Edison
SOAP	Simple Object Access Protocol
SS	Spread Spectrum
TCP	Transmission Control Protocol
TOU	Time Of Use
TP	Twisted Pair
TS	Turtle System
TWACS	Two-Way Automatic Communications System
UDP	User Datagram Protocol
UNB	Ultra Narrow Bandwidth
VoIP	Voice over Internet Protocol
WAN	Wide Area Network
XML	eXtensible Markup Language

Siglas en Español

AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
BBCC	Banco de Condensadores
CNE	Comisión Nacional de la Energía
DAE	Distribución Aérea Económica
MT	Media Tensión
PNT	Pérdidas No Técnicas
PT	Pérdidas Técnicas
RI	Redes Inteligentes
SDAC	Sistema de Desprendimiento Automático de Carga
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
THR	Tarifa Hogar Residencial

8.4 Reseña histórica de la compañía Chilectra S.A.

8.4.1 Introducción

La Compañía Chilena de Electricidad Ltda.⁵¹ nació como una empresa privada de generación y distribución en el año 1921, producto de la fusión de la Chilean Electric Tramway and Light Co. y de la compañía Nacional de Fuerza Eléctrica. En 1931 la South American Power Co. agrupa a varias compañías de electricidad, entre ellas la Compañía Chilena de Electricidad Ltda. El 14 de Agosto de 1970, Chilectra Ltda. se estatiza en su totalidad mediante la Ley N°17.323, transformándose posteriormente en 1971 en la Compañía Chilena de Electricidad S.A. (Chilectra S.A.). La empresa se vuelve a reestructurar en 1981, siendo dividida en una casa Matriz y tres empresas filiales, respectivamente como sigue:

- La Compañía Chilena de Electricidad S.A. (Chilectra S.A.)
- La Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. (Chilectra Metropolitana S.A.)
- La Compañía Chilena de Distribución Eléctrica Quinta Región S.A. (Chilectra Quinta Región)
- La Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación).

En 1983 la empresa Chilectra Metropolitana S.A. inicia su proceso de privatización, quedando en 1987 en su totalidad en manos del sector privado. En ese mismo año se crea la primera empresa subsidiaria, la Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., la cual en 1989 se divide creándose la filial Distribución Río Maipo S.A.

En 1991 se inician estudios sobre oportunidades de negocio en el exterior. En ese mismo año se colocaron acciones de la compañía en el exterior, con promisorios resultados. En 1992 empieza el proceso de creación de filiales en el exterior participando en mercados eléctricos Latinoamericanos.

En 1996 Chilectra S.A. adquiere la Empresa Eléctrica de Colina S.A. de Chile (hoy Empresa Eléctrica de Colina Ltda.). En 1997 el Decreto N°621 del Ministerio de Economía permitió a Chilectra S.A. distribuir energía eléctrica en la provincia de Chacabuco, constituyendo el área de concesión vigente hasta el día de hoy, sin considerar las filiales futuras adheridas. En 1998 Chilectra a través de su filial Luz Andes S.A. (hoy Luz Andes Ltda.) suministra energía al centro invernal Valle Nevado y en ese mismo año se adquiere la empresa municipal de Lo Barnechea.

En el 2003, Chilectra vende a CGE su filial Río Maipo, para enfrentar resultados no esperados en Brasil y Argentina.

En marzo de 2004 se amplía el objeto social de la compañía permitiendo la comercialización y distribución de toda clase de mercadería que guarde relación con la energía, el hogar, deportes, esparcimiento o la computación.

⁵¹ Referencias Historia de Chilectra: [1], [2] y [3].

En junio de 2005 Chilectra S.A. mediante la participación de sus filiales con la sociedad Endesa Brasil pasa a tener participación financiera en negocios de generación y transmisión eléctrica.

En marzo de 2006 se acordó la fusión entre Elesur S.A. y Chilectra S.A., modificando en igual fecha la razón de Elesur S.A. por Chilectra S.A.



Figura 58: Logotipos de Chilectra
A la izquierda logotipo antiguo, a la derecha logotipo siglo XXI

8.4.2 Descripción de la empresa

En el 2007 Chilectra S.A. obtuvo una utilidad del ejercicio de M\$122.314.926 y una dotación de 728 trabajadores. En términos de ventas físicas de energía Chilectra S.A. es la empresa de distribución más grande de Chile y la segunda más grande, en términos de su área de concesión. Las ventas físicas de energía eléctrica durante el 2007 fueron 12.923[GWh]. Su área de concesión consta de 2.037 [km²], abarcando 33 comunas de la región Metropolitana. Si se incluye las zonas abarcadas por las filiales empresa eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda. el área de concesión total asciende a 2.118 [km²].

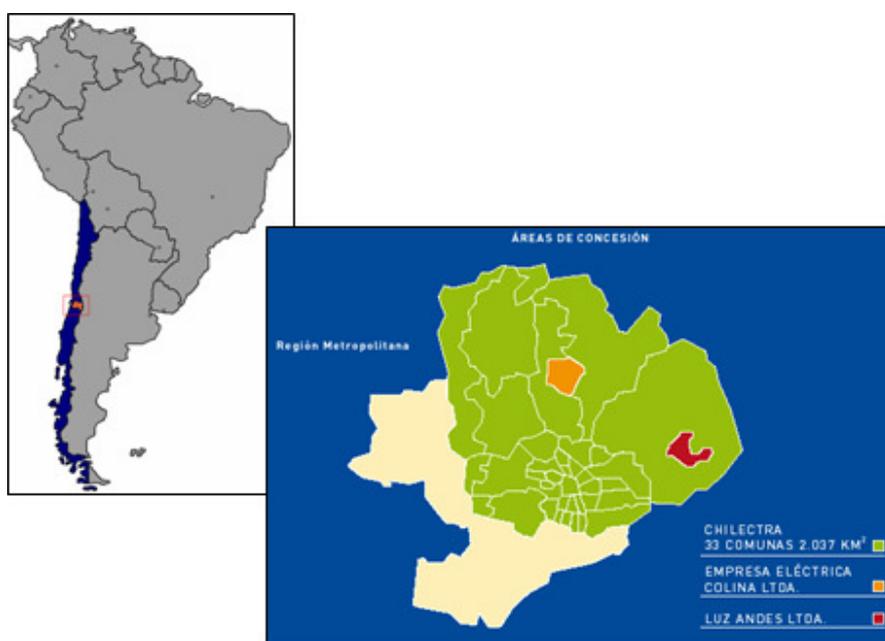


Figura 59: Áreas de concesión de Chilectra S.A.
Fuente: Memoria Chilectra 2006

Al 31 de diciembre de 2007 el total de clientes de Chilectra S.A. fue de 1.483.240, con un crecimiento de 3,2% comparado con el año anterior.

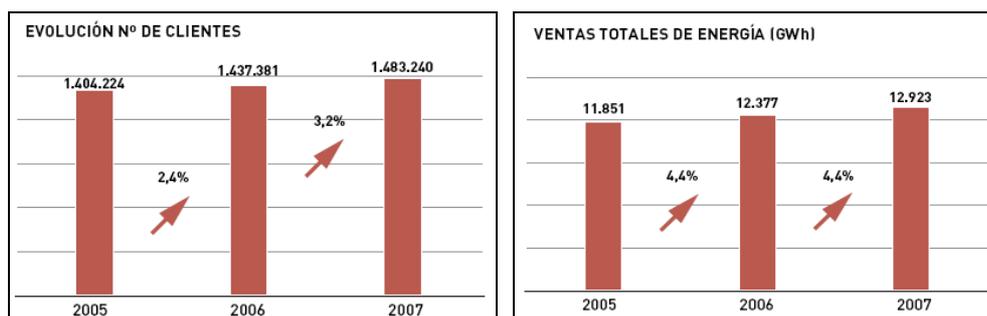


Figura 60: Estadísticas de Chilectra S.A.
Fuente: Memoria Chilectra 2007.

Chilectra S.A. posee las pérdidas de energía más bajas de Latinoamérica, que durante el 2007 fueron de 763[MWh], lo que equivale al 5,9% de las ventas de energía.

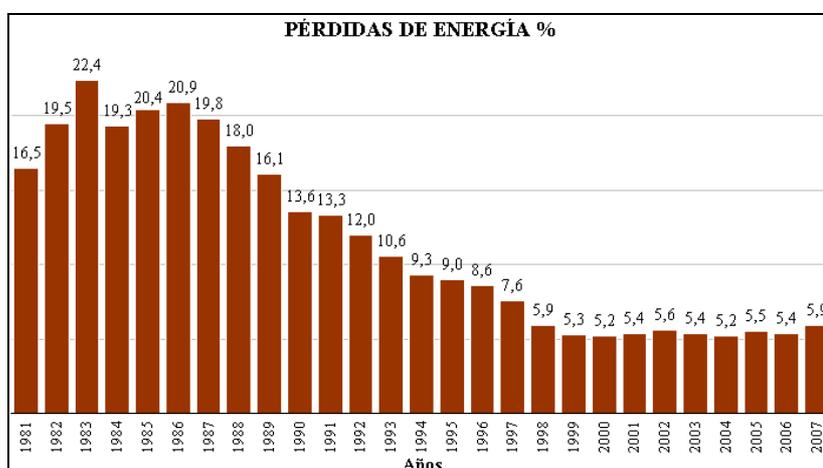


Figura 61: Evolución de las pérdidas de energía.
Fuente: Memoria Chilectra 2007 e Informe de Sostenibilidad 2006.

Las pérdidas se suelen diferenciar entre Pérdidas Técnicas (PT) y Pérdidas No Técnicas (PNT), con una proporción aproximada de 60% y 40% respectivamente. Las PT corresponden a los consumos debido al transporte de la energía por la red eléctrica y son relativamente constantes, mientras que las PNT son debidas principalmente al hurto, pérdidas en el medidor debido a la falta de calibración o a fallas de equipos, a errores de lectura y facturación. Las PNT son variables comparadas con las PT, acrecentándose en épocas de bajas temperaturas.

Tipo de Pérdida	Cantidad (%) 2007
Técnicas	3,71
No técnicas	2,17
TOTAL	5,88

Tabla 29: Pérdidas técnicas y no técnicas de energía
Fuente: Informe de Sostenibilidad 2007

El crecimiento de la demanda esperado es de 6,3% anual en el consumo y 2,45% anual en el número de clientes de la red.

8.5 Clasificación tarifaria clientes de interés

En Chile las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución (monopolio geográfico), con la obligación abastecer los consumos de los clientes ubicados en cierta zona geográfica explícitamente especificada (zona de concesión) y con tarifas reguladas para el suministro de clientes regulados⁵²

Los consumidores clasificados según la magnitud de su demanda, de acuerdo a lo establecido por el artículo 90 del DFL N° 1 de 1982[25], del Ministerio de Minería, son los siguientes:

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es ≤ 2 [MW].
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es > 2 [MW].

Conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004 (Ley Corta I), se agrega un tercer grupo de clientes:

- Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, cuya potencia conectada es superior a 500[kW] e inferior o igual a 2[MW].

Los clientes regulados pueden elegir libremente una opción tarifaria, con las limitaciones establecidas en cada caso. Las opciones tarifarias eléctricas del mercado regulado y las condiciones de aplicación se definen según el decreto N°311 de 2008[23], del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las que regirán hasta noviembre del 2008, y que son influidas por:

- La potencia requerida por el cliente y/o la distribución (temporal) de sus consumos máximos.
- El tipo de instalación A=Aérea y/o S=Subterráneas.
- El tipo de tensión para clientes de AT (tensión mayor a 400[V]) o para clientes de BT (tensión menor o igual a 400[V]).

Debido a las modificaciones incorporadas en los clientes, se ha caracterizado a los clientes de la distribuidora en⁵³:

- Grandes clientes: cuya capacidad de consumo es mayor o igual a 500[kW], tales como industrias o empresas de servicios.
- Clientes masivos: cuya capacidad de consumo es menor a 500[kW], compuesto principalmente por clientes residenciales, y en una proporción menor, por comerciales e industriales.

⁵² El cálculo tarifario está basado en la comparación con una empresa ideal de distribución que opera eficientemente (metodología *PriceCap*). El pago conjunto de costos del uso de todos los recursos a nivel de distribución, calculados en base a una empresa modelo se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD).

⁵³ Concepto acuñado desde Septiembre de 2005.

Para efectos de esta memoria se enfocará el estudio hacia el sector de clientes masivos (regulados), vale decir cuya capacidad de consumo es menor a 500[kW], conectados a la red de BT.

A continuación se presentan las principales características para clientes de tarifas de BT. Cabe destacar que en todas éstas se mide energía consumida [kWh], se cancela cargo fijo mensual⁵⁴, posibilitan el cargo por mal factor de potencia si corresponde al caso y se cobra por arriendo del medidor en caso que el cliente no sea dueño del equipo

- *Tarifa BT-1*, Energía consumida (principalmente residencial).
Potencia conectada o demandada (con limitador de potencia) menor a 10[KW].
Única que incluye valor adicional en invierno, aplicado en los meses de mayo a septiembre si el consumo excede los 250 [kWh/mes].
- *Tarifa BT-2*, Potencia contratada (principalmente comercial y alumbrado público, conveniente para clientes con consumo constante en el tiempo).
Tarifa de potencia contratada fija. Se cobra independiente si el consumidor la utilizó o no.
Cargo por potencia presente en punta⁵⁵.
Cargo por potencia parcialmente presente en punta⁵⁶.
- *Tarifa BT-3*, Demanda máxima leída (conveniente en requerimientos de potencia fluctuante).
Tarifa de potencia máxima leída⁵⁷.
Cargo por potencia presente en punta.
Cargo por potencia parcialmente presente en punta.
- *Tarifa BT-4*, Tarifas horarias (conveniente cuando la demanda en horas punta es inferior al 65% de la demanda de potencia en otras horas).
Esta tarifa depende si los consumos son en horas punta o no.
Cargo por demanda máxima suministrada.
Cargo por demanda máxima en horas de punta.

⁵⁴ El cargo fijo mensual cubre los costos en que incurre la empresa por concepto de lectura de medidores, facturación, reparto de boletas y facturas, recaudación y atención de clientes.

⁵⁵ Se considera que el consumo del cliente es “presente en punta” cuando el cociente entre su demanda media en horarios de punta y su potencia contratada es mayor o igual a 0,50.

Además, si dentro de periodos de 60 minutos consecutivos en periodos de horas punta el cociente entre la demanda media y la potencia contratada es superior a 0,85, y esto ocurre por lo menos 5 días hábiles al mes, se considera que el consumo del cliente es “presente en punta”.

⁵⁶ Si el cociente entre la demanda media (es el resultado de dividir la energía consumida durante las horas punta por la cantidad de horas punta) y la potencia contratada es menor a 0,5, se considera que los consumos del cliente son “parcialmente en punta”.

⁵⁷ Se entiende por demanda máxima leída en un mes como el valor más alto de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos en un mes.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes se obtiene de elegir el mayor valor entre:

- Cargo por demanda máxima facturado en el mes. (cargo por demanda máxima es la más alta que resulta de comparar la demanda máxima leída en el mes, con el promedio de las dos más altas demandas registradas en los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de los últimos doce meses incluido el mes que se factura).
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

Existen subgrupos de tarifas horarias:

- *BT-4.1: Potencia contratada total y contratada en horas punta.*
- *BT-4.2: Potencia contratada total y leída en horas punta.*
- *BT-4.3: Potencia leída total y leída en horas punta.*

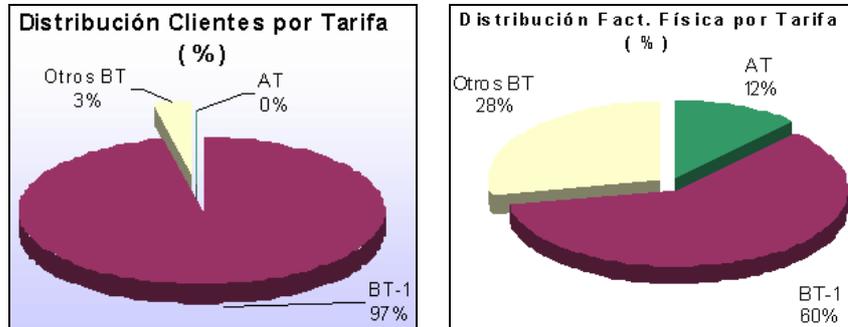


Figura 62: Distribución de clientes por tarifas en Chilectra S.A.
Fuente: Informe de Gestión, Chilectra S.A. 2007, Santiago de Chile.

8.6 Mercado de medidores y sistemas de medida avanzada

Un medidor inteligente en un sistema de medida avanzada presenta beneficios y/o funcionalidades superiores a la de un medidor convencional. A continuación se presenta un resumen con las principales tecnologías en este ámbito.

Función/Equipo		AMR			AMI	
		Básico	Energía	Prepago	Multitarifa	Inteligente básico
PARÁMETROS						
Energía Total consumida						
+ activa [kWh] directa	LyR	✓✓	✓✓	✓	✓	✓
+ activa [kWh] inversa	LyR	-	☑	☑	✓	✓
+ reactiva [kVAr] (4 cuadrantes)	LyR	-	☑	☑	☑	✓
Medida en tiempo real	R	-	-	-	-	✓✓
Calidad de la energía***	R	-	-	-	-	☑
Perfil de carga	R	-	-	-	-	☑
FUNCIONALIDADES						
Alarma de hurto*	L	✓✓	✓✓	✓	✓	
	R	-	☑	-	-	✓
Prepago de energía	L	-	-	✓✓	☑	
	R	-	☑	-	-	✓
Tiempo de Uso (TOU)**	L	-	-	☑	✓✓	
	R	-	☑	-	-	✓
Corte y reposición	R	-	☑	-	-	✓
Actualización de software	L	-	-	☑	☑	✓
	R	-	-	-	-	✓✓
Detección de hurto (on-line)	R	-	-	-	-	☑
Detección de apagones (on-line)	R	-	-	-	-	☑
Tarifas dinámicas (on-line)	R	-	-	-	-	✓✓
Control de carga	R	-	-	-	-	✓✓
Conexión con otros medidores	R					
+ Electricidad		-	-	-	-	☑
+ Otros: Agua, gas, calor, etc		-	☑	-	-	☑
Domótica	R	-	☑	-	-	☑
HARDWARE						
Visor de energía						
+ contador mecánico		✓	☑	-	-	-
+ digital		-	☑	✓	✓	✓
+ display externo al medidor	R	-	☑	☑	☑	✓
Puerto I/O						
+ Puerto óptico		-	-	✓	✓	✓
+ Otro		-	-	-	☑	✓
Costo % por cliente aproximado instalación masiva****		8-10%	10-25%	12-20%	20-30%	25-35%
						50-100%

Notación:

- ✓✓ Funcionalidad Principal.
- ✓ Incorporado.
- ☑ Incorporado o NO incorporado dependiendo del modelo de medidor (NO OPCIONAL).
- Sin funcionalidad, a menos que se integre otro dispositivo.
- L Comunicación Local (en el medidor).
- R Comunicación Remota al centro de control (es necesario el uso de dispositivos adicionales).
- plug&play Permitir conexión y desconexión de módulos, identificando automáticamente el hardware.

* Existen diferentes sistemas de alarmas en el mercado:

- Encendido de led en el medidor.
- Memoria de eventos sospechosos.
- Envío de reporte por excepción remoto.

** Parámetros tarifarios ajustables.

*** Registro de números de cortes, tensión, corriente, demanda máxima leída u otras variables.

**** Considera costo del medidor + comunicación + plataforma + instalación sistema.

Figura 63: Principales modelos y funcionalidades de medidores electrónicos

Para el año 2007 las mayores ventas registradas de medidores inteligentes fueron para las empresas⁵⁸ Elster metering (USMM\$1.784), Itron Inc. (USMM\$1.659) y Landis+gyr Holding (USMM\$1.2). También son de relativa importancia las empresas Sensus metering (Jordan

⁵⁸ http://www.researchandmarkets.com/reportinfo.asp?report_id=586433&t=t&cat_id=

Company), Aclara Technologies (Grupo ESCO), Neptune Technologies (Roper Industries Group Holdings) en Norteamérica, Alianza Enel+IBM, Echelon Company e Iskraemeco en Europa. Estas tecnologías se presentan en breve a continuación.

8.6.1 Elster metering group. Web <http://www2.elstermetering.com/en/index.shtml>

Elster Metering (Ex ABB Electricity Metering) de origen alemán nace el 2005, activo a escala mundial. Aunque vende medidores de electricidad, se centran en el mercado de los contadores de gas y agua. Su sistema de medida inteligente llamado Energy Axis se basa en tecnologías de Radio Frecuencias. Un distribuidor local de sus productos es AMMY (Chile).

8.6.2 Itron/Actaris. Web <http://www.itron.com>

Itron Inc. es una empresa Norteamericana de Sistemas de Medida. El 90% de sus ventas de medidores electrónicos residenciales se registra en EEUU y Canadá. En 1986 lanza su primer Sistema de Medida AMR. En el 2004 lanza medidores electrónicos. En el 2003 Adquiere SEM (*Schlumberger Electricity Metering*) y en el 2007 adquieren *Actaris Metering System* (Luxemburgo). Su sistema de medida inteligente, de dos vías de comunicación, llamado OpenWay, se basa en tecnología de Radio Frecuencias. También presentan un sistema AMR en Radio Frecuencias el cual se denomina ChoiseConnect. Actaris por su parte promueve un sistema basado en GSM/GPRS. Un distribuidor local de sus productos es ELO (Brasil).

8.6.3 Landis+gyr Holding. Web <http://www.landisgyr.es/es/pub/>

Landis+gyr Holding Grupo (ex grupo Bayard) está formado por las empresas Landis+gyr (2004, Suiza), Ampy (2003, Reino Unido y Australia), Enermet (2005, Finlandia), Cellnet (2006, EEUU), Hunt Technologies (2006, EEUU) y Stat Signal (EEUU). El mercado de sistemas de medida abarcado de estas empresas son agua, gas, electricidad y calefacción. Posee diversas tecnologías de sistemas inteligentes basadas en RF (Radio Frecuencia), PLC (Comunicación por líneas de tensión de baja frecuencia), DLC (Comunicación por líneas de tensión de alta frecuencia) y BPL (Comunicación por líneas de tensión de alta frecuencia y servicios de banda ancha). Entre los sistemas de medida Avanzada de interés destacan el sistema AIM (Enermet) en versiones PLC, DLC y GSM/GPRS y el sistema TS2 (Hunt Technologies) en PLC. Un distribuidor local de sus productos es Comulsa (Chile).

8.6.4 Otros vendedores

Echelon Web <http://www.echelon.com>

Cerca de 1 millón de medidores vendidos en Australia, Austria, Dinamarca, los Países Bajos, Rusia, Suecia y Estados Unidos. Echelon estuvo a cargo de la comunicación del proyecto Enel en Italia, donde se utilizaron 350.000 colectores en el sistema de medida. Posteriormente Echelon desarrolló la infraestructura trabajando en colaboración con las empresas Telvent, Görlitz, Ferranti, Strom, B-Systems, EVB y Eltel, encargadas del desarrollo de la plataforma del sistema de medida. Las principales referencias de este sistema de medida son Vattenfall (Suecia), E.On (Suecia), Energoauditcontrol (Rusia) y Nuon (Países Bajos). Su sistema se basa en la tecnología DLC. Distribuidores locales del producto son Telvent (España) y FAE Tecnología (Brasil).

Iskraemeco (Iskra) Web <http://www.iskraemeco.si/emecoweb/eng/home.htm>

Grupo esloveno productor de contadores de electricidad, a nivel europeo, es uno de los vendedores más importantes. Su gama de medidores cumple con el estándar DLMS. Su sistema es denominado AMM basado en tecnología DLC. Un distribuidor local del producto es Metrega (España)

Enel IBM Alliance

El proyecto Telegestore trató de generar un negocio propio, luego de su exitosa puesta en marcha en Italia. En el 2004 Enel firma una alianza con IBM para vender su sistema. En Julio de 2006 la empresa Oxxio (Países Bajos) instala su sistema⁵⁹. IBM aporta con softwares en los que destacan el software Tivoli para la medida remota de los clientes, y el software Websphere que introduce una arquitectura orientada a servicios e integración de plataformas.

Otras vendedores

Otras empresas con tecnologías de interés en sistemas de medida avanzada de interés para clientes masivos son: Esco Technologies (sistema TWACS, basado en tecnología PLC), NuriTelecom (sistema AiMiR, basado en tecnología Mesh RF), LS industries (medidores bajo el estándar DLMS y propuesta tecnológica en Mesh RF), ADD grup (sistema AIM basado en tecnología DLC), Sagem Communications (sistema basado en comunicaciones PSTN), Holleymeter (propuesta de sistema AMR basado en tecnología MeshRF) y Genus Meter (sistema DLC). Distribuidores locales de Sistemas de Medidas residenciales son Mobix (Brasil), Nansen (Brasil), ELO (Brasil) y Comulsa (Chile).

⁵⁹ <http://www-01.ibm.com/software/success/cssdb.nsf/cs/JSTS-6R7KLY?OpenDocument&Site=corp>

8.6.5 Checklist de funcionalidades para sistemas de medida avanzada

Para seleccionar una tecnología en cuestión son múltiples los aspectos que se deben revisar. A continuación se presenta una tabla que permite abordar aspectos que pueden ser relevantes al momento de seleccionar una tecnología en cuestión.

Inspección de funcionalidades para sistemas de medida avanzada

Checklist	Si/No	Observaciones
Monitoreo remoto		
Medida no alterable ante imanes o campos electromagnéticos		
¿Se requiere calibración de medidores, posterior a la calibración de fábrica?		
Lectura de activos y reactivos (4 cuadrantes)		t medidor: t:
Registro de activos en directa e inversa (2 registros)		
Reporte por excepción		t:
Monitoreo (horario) de transformadores		t:
Detección apertura de bornes		
Detección de hurto en tiempo real		t:
Detección de fallas durante fallas de energía		
Bypass al medidor		
Bypass a la línea de tensión		
Detección de apagones por fase en tiempo real		t:
Calidad de la Energía (tensión, corriente, # apagones, dda máxima, nivel de armónicos)		t:
Disponibilidad de datos en colector > 35 días		t:
Perfil de carga horaria del 1% de la población instalada		t:
Nº de medidores reales y teóricos a conectar por colector		t:
Distancia abarcada por colector		t:
Gestión remoto		
Corte y reposición remota		t:
Limitación de corriente máxima		t:
Control de carga (aire acondicionado/calefacción)		t:
Interactivo		
Mensajes en el visor del medidor		t:
Comunicación bidireccional remota		
Transferencias de tarifas		t:
Configuración de parámetros a recolectar		t:
Tarifas		
Prepago		
Nº bloques de Tiempos de uso diario		
Soporte para días festivos y feriados		
Nº tiempos de uso en la red (distintos clientes)		
Tarifas en periodos horarios críticos (CPP)		t:
Colector programable remotamente (cada 5 minutos)		t:
Tiempo de sincronización con el centro de control (1,5min)		t:
Medidores parámetros programables remotamente cada 1 hr		t:
Interactivo con otras plataformas facturación, planificación y operación		

Tabla 30: Checklist de funcionalidades 1

Inspección de funcionalidades para sistemas de medida avanzada

Checklist	Si/No	Observaciones
Actualizable		
Soporte de actualizaciones de software y firmware remoto		t:
Permite remotamente cambiar claves de seguridad		
Autorreparable		
Operación ante apagones		
Permite integrar medidores de otra área en caso de falla de un colector		
Correcciones de errores en la comunicación		
Estándar		
¿Cuál?		
DLMS/LON/ANSI C12.X		
Compatibilidad con otros medidores de electricidad		
Compatibilidad con tecnología BPL		
Especificación de interfaz pública		
XLM		
Certificación		
Seguridad		
Detecta ataques e intrusiones en el medidor		
Detecta ataques e intrusiones en la línea de tensión		
Robustez ante ataques cibernéticos		
Permisos de entrada dependiendo del usuario		
Servicios adicionales		
Servicios de medida agua, gas o calor		
Servicios de domótica		
on-off de equipos		t:
regulación de equipos		t:
Visor residencial externo al medidor		
Mensajes/avisos en el visor externo		t:
Plataforma con el cliente		
Permite al cliente revisar el perfil de carga horaria/diaria en un computador?		
Garantía del producto		

t: tiempo de envío/recibo de información desde/hasta centro de control

Tabla 31: Checklist de funcionalidades 2

8.6.6 Costos asociados a sistemas de medida

Basado en los estudios de la DRAM⁶⁰, EEUU y la consultora Sustainability first⁶¹, Gran Bretaña, los cuales a su vez calcularon los precios para instalaciones masivas con más de 10.000 unidades, se construyó la siguiente tabla con los costos asociados a un sistema de medida:

Costo promedio medidores de electricidad < 100kW		
M.CL\$	monofásico	trifásico
Medidor electromecánico	\$12-15	-
Medidor electrónico básico	\$15-20	\$35-70
Medidor de prepago	\$20-30	\$30-80
Medidor multitarifa	\$30-45	\$40-100
Medidor inteligente AMI básico	\$40-70	\$100-160
Medidor inteligente AMI avanzado	\$70-150	\$110-200

Tabla 32: Costos asociados a diversas tecnologías de medidores

Costo medidor inteligente de electricidad					
\$25.000-\$35.000					
Comunicación GPRS "directa" al MDMS		Comunicación PLC		Comunicación RF	
Modem	\$34.000-\$40.000	PLC a colector	\$ 10.000	RF a colector	\$10.000-\$20.000
SIM	\$5.000-\$10.000	GPRS a MDMS	\$ 5.000	GPRS a plataforma	\$ 5.000
MSM	\$30-80/mensaje	+ costo de uso GPRS		+ costo de uso GPRS	
Costo total con GPRS		Costo total con PLC		Costo total con RF	
\$55.000-\$75.000		\$40.000-\$50.000		\$40.000-\$60.000	
+ costo de uso		+ costo de uso GPRS		+ costo de uso GPRS	
Costo medidor electrónico de Gas					
\$40.000-\$60.000					
Costo total E+G con GPRS		Costo total E+G con PLC		Costo total E+G con RF	
\$95.000-\$135.000		\$80.000-\$110.000		\$80.000-\$120.000	
+ costo de uso		+ costo de uso GPRS		+ costo de uso GPRS	
OTROS COSTOS					
Costo de instalación					
1 medidor		2 medidores			
\$25.000-\$30.000		\$40.000-\$55.000			
Costo dispositivo de corte y reposición					
\$3.000-\$5.000					
Costo visor externo extra					
\$15.000-\$30.000					
Costo colector					
\$250.000-\$500.000					
Costo de plataforma de medida					
\$10.000.000-\$30.000.000					

Tabla 33: Costo medidor inteligente de electricidad

⁶⁰ DRAM, "White Paper Metering Table 4.04", 2006, EEUU.

⁶¹ Gill Owen y Judith Ward, "Smart meters: commercial, Policy and regulatory drivers", marzo de 2006, Gran Bretaña.

8.6.7 Proyectos internacionales seleccionados de sistemas de medida

California

Pacific Gas and electric (PG&E)

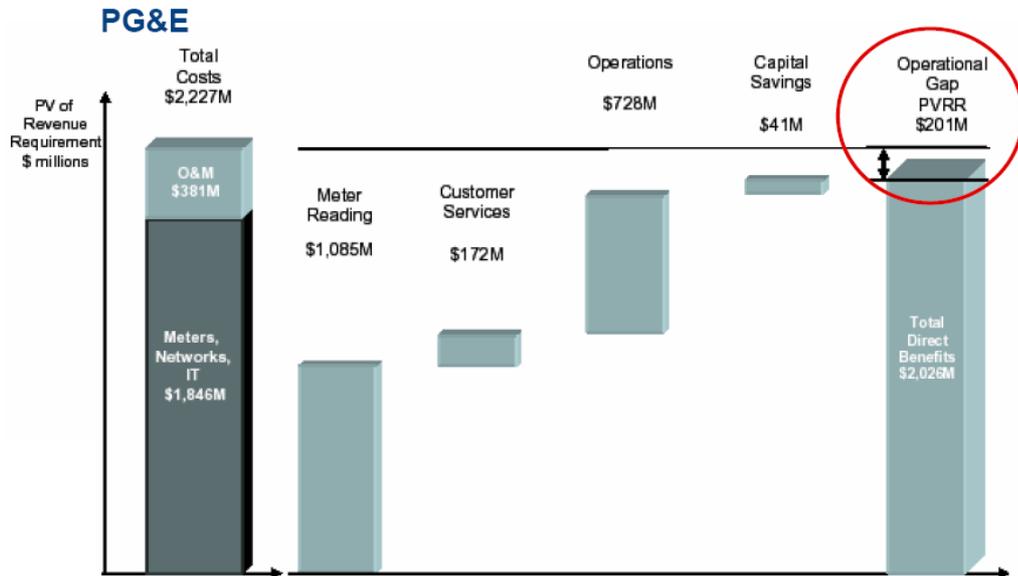


Figura 64: Costo total y ahorros del sistema de medida propuesto

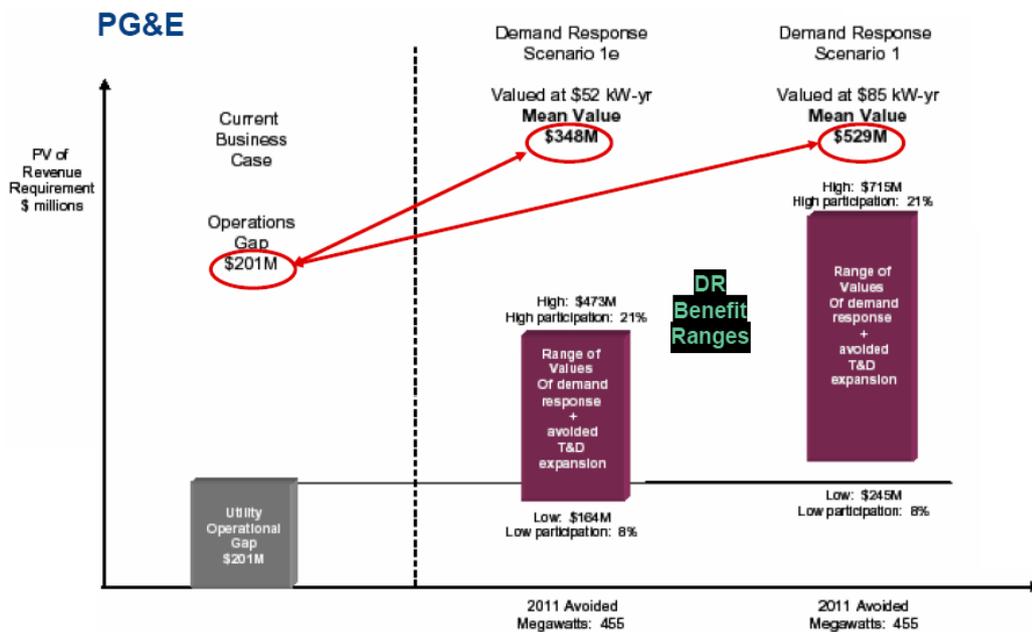


Figura 65: Beneficios de la respuesta de la demanda

Fuente: CapGemini y Comisión de regulación de la energía, Comparatif international des projets de compteurs évolués sur les marchés électriques de sept États, febrero de 2007.

Southern California Edison (SCE)

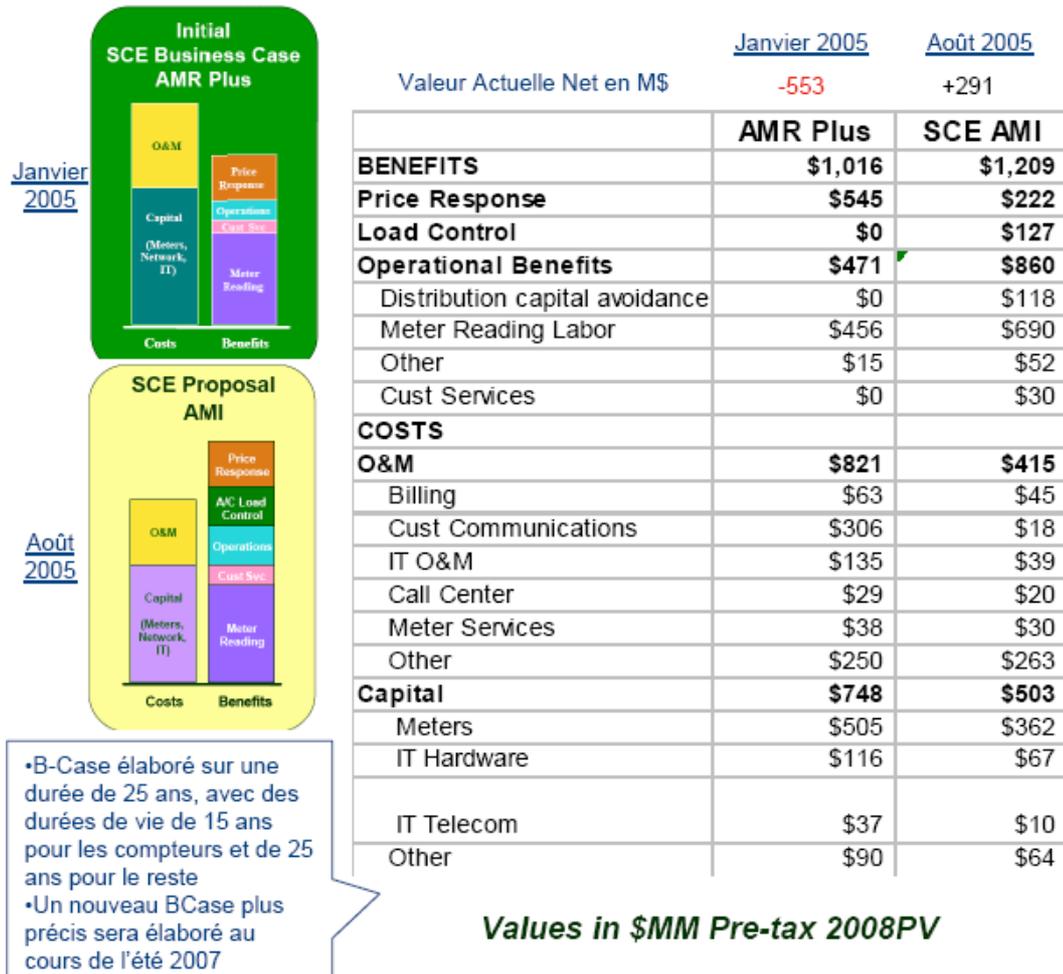


Figura 66: Advanced Metering Infraestructure , SCE

Fuente: CapGemini y Comisión de regulación de la energía, Comparatif international des projets de compteurs évolués sur les marchés électriques de sept États, febrero de 2007.

Países Bajos

SenternNovem

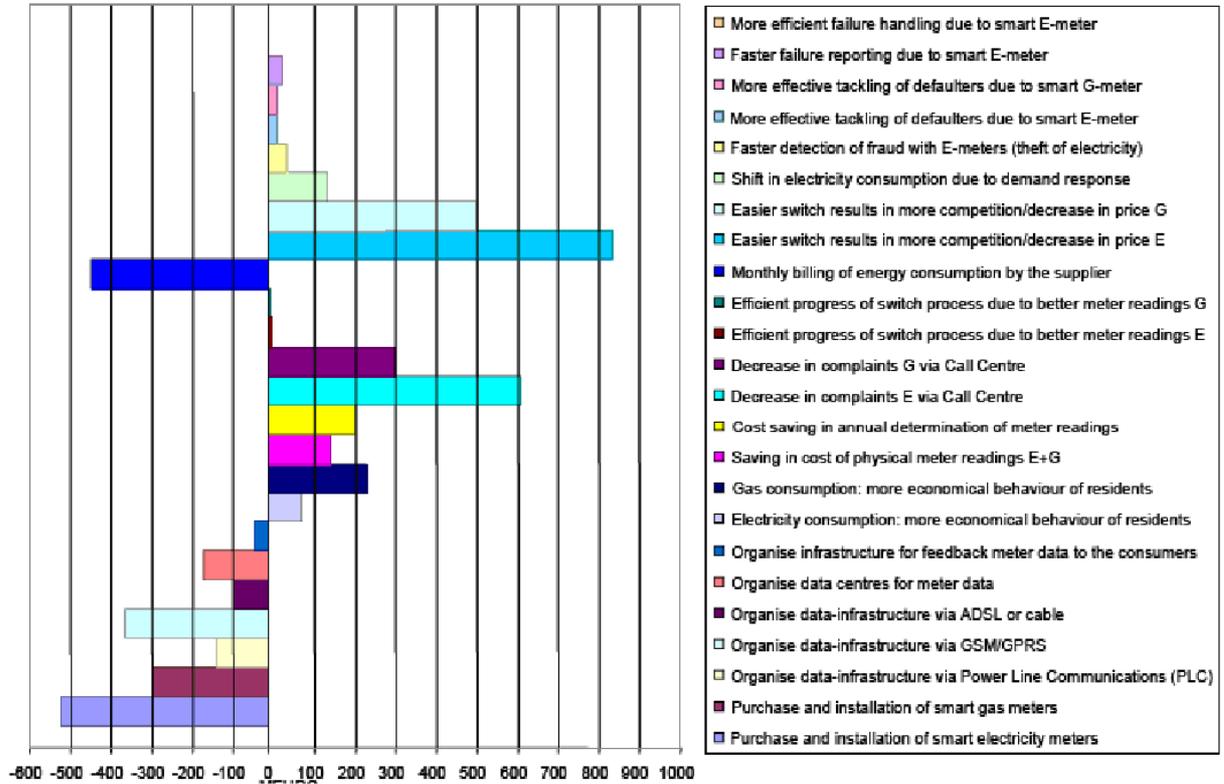


Figura 67: Smart metering for households, cost and benefits for the Netherlands, SenterNovem

Fuente: CapGemini y Comisión de regulación de la energía, Comparatif international des projets de compteurs évolués sur les marchés électriques de sept États, febrero de 2007.

Gran Bretaña

Costs (£)	NPV £m	Benefits (£)	NPV £m
Total capital costs	3,249	Energy Saving Elec £	1,707
Installation costs	2,636	Energy Saving Gas £	1,412
O&M costs	394	Reduced Losses	127
Comms costs	2,450	Total Consumer Benefits (£)	3,133
Energy Cost (£)	287	Avoided cost of carbon Gas (£)	586
Disposal Costs	39	Avoided meter reading	2,977
System Costs	65	Inbound enquiries	1,058
Pavement Reading Inefficiency	1,138	Customer service ovhds	183
Legal & Contractual	253	Debt Handling	248
Total Costs (£)	10,510	Total Supplier Benefits (£)	4,466
		Reduced Theft	115
		Reduced Losses	127
		Supplier switching benefits	1,151
		Total Other Benefits (£)	1,393
		Total Benefits (£)	9,578
		Net Benefits (£)	(933)

Figura 68: Instalación masiva de sistema AMR con estructura de mercado existente

Costs		NPV £m	Benefits		NPV £m
Total capital costs		5,425	Energy Saving Elec £		1,707
Instalation costs		2,918	Energy Saving Gas £		1,412
O&M costs		732	TOU		468
Comms costs		2,450	Losses - bill reduction		136
Energy Cost (£)		356	<i>Total Consumer Benefits</i>		3,601
Disposal Costs		39	Avoided cost of carbon Gas (£)		586
IT System Costs		65	Avoided meter reading		2,977
Pavement Reading Inefficiency		1,138	Inbound enquiries		1,058
Legal & Contractual		253	Customer service ovhds		183
Total Costs (£)		13,374	Debt Handling		1,091
			Avoided PPM COS premium		456
			Remote Connect/Disconnect		248
			Avoided site visit		423
			<i>Total Supplier Benefits</i>		6,436
			Reduced Losses		127
			Reduced Theft		115
			Microgeneration		11
			Supplier switching benefits		1,151
			<i>Total Other Benefits</i>		1,404
			Total Benefits		12,027
			Net Benefits		(1,348)

Figura 69: Instalación masiva de sistema AMM con estructura de mercado existente

Fuente: Rob Thornes, Impact assessment of smart metering roll out for domestic consumers and for small businesses

Francia

	Scenario A		Scenario B		Scenario C	
	5	10	5	10	5	10
Total costs	-5 444	-4 675	-5 810	-5 003	-6 283	-5 427
Total benefits	4 420	3 760	5 188	4 443	5 188	4 443
Net result	-1 023	-915	-622	-560	-1 095	-984
ROI	0,6%	0,9%	2,6%	2,8%	0,8%	1,2%

Figura 70: Costos y beneficios del escenario global en Francia (en millones de euros)

Fuente: Yves Rosseau, "Assesment for the launch of a smart metering Project: Illustration with the French business case"

Escenario A: Lecturas mensuales

Escenario B: Datos a intervalos cada 60 minutos, leídos mensualmente. Servicios adicionales complementarios a la lectura de intervalos como el control de carga, visor externo en el hogar (no probado).

Escenario C: Incluye perfiles horarios, lecturas semanales o diarios, opción de prepago e incorporación de servicios de lectura de agua y gas desde la misma plataforma.

8.7 Clasificación de evaluaciones económicas de proyectos

De acuerdo con las características propias del tipo de inversión que se plantea será el análisis de rentabilidad exigido. En función de las clases definidas, a continuación se describe la evaluación económica que será aplicable para cada una de ellas.

- Clase A (Inversiones Obligadas)

Indicadores mínimos: Valor Actualizado de Costos (VAC)

Aún cuando es obligatoria la realización de las inversiones señaladas, cada iniciativa o proyecto debe ser presentada con diferentes alternativas de solución. Debido a que esta clase de proyecto debe realizarse y todas las alternativas que se generen tienen el mismo beneficio de la solución del problema, se utilizará como indicador de rentabilidad al Valor Actualizado de Costos (VAC). Se elegirá la alternativa que presente el menor VAC.

- Clase B (Inversiones originadas al superarse los criterios de riesgo técnico)

Indicadores mínimos: Valor Actualizado Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

La evaluación contempla la comparación de costos y beneficios entre la situación con proyecto y la situación sin proyecto mejorada, para cada una de las alternativas analizadas. En cada caso se calculará el VAN y TIR.

Se elegirá como mejor alternativa a aquella que presente el mayor VAN. La TIR representa la rentabilidad diferencial que aporta la inversión que se realiza y permite conocer que tan resistente es el proyecto a la variación de los flujos de caja (inversión, beneficios y costos).

- Clase C (Inversiones destinadas a mejorar la red o que surgen por su conveniencia económica)

Indicadores mínimos: Valor Actualizado Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Esta clase de proyectos se caracteriza por la necesidad de demostrar su rentabilidad económica. Al igual que en la clase anterior, la evaluación de las distintas alternativas de solución se hará contabilizando sólo los efectos diferenciales en costos y beneficios entre las situaciones con y sin proyecto. El criterio de selección de inversiones que se usará en ellos es el de máximo VAN. Se deberá determinar el VAN y la TIR del proyecto. Como en los casos anteriores, se deben presentar distintas alternativas de inversión, las que deben compararse con la situación sin Proyecto mejorada.

- Clase D (Inversiones originadas por planteamientos estratégicos o por decisión de la alta dirección de la compañía)

Indicadores mínimos: Antecedentes que avalan el proyecto

Esta clase de proyectos, aún cuando la decisión de su ejecución sea de tipo estratégico, deberían presentarse con la documentación respectiva que avala su generación. No

obstante, es importante que éstos cuenten con una evaluación económica en donde sea posible conocer su rentabilidad y como impacta a los resultados de la compañía. En consecuencia, en la medida que sea factible, debe determinarse el VAN y TIR del proyecto seleccionado.

8.8 Soportes, asociaciones y alianzas

8.8.1 Instituciones y especificaciones de interés

País	Sigla	Institución	web
---	---	Estándares Europeos	http://www.cenelec.eu/Cenelec/CENELEC+in+action/Web+Store/Standards/default
Unión Europea	IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch/
Norteamérica	ANSI	American National Standards Institute	http://www.ansi.org/
Unión Europea	CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization	http://www.cenelec.org/
Norteamérica	FCC	Federal Communications Commission	http://www.fcc.gov/

Tabla 34: Estándares de interés

Selección de soportes de medidores para clientes masivos

Institución/Organización **KEMA**

Tópico de interés Medidores testados en normas IEC.

Página Web

http://www.kema.com/products_and_processes/product_testing_and_certification/conformity_testing/Type_approval/kwh/

Institución/Organización **CPRI**

Tópico de interés Medidores testados en normas IEC.

Página Web http://www.cpri.in/testing/id/energy_id.html

Institución/Organización **DLMS**

Tópico de interés Medidores que cumplen requerimientos del estándar DLMS.

Página Web <http://www.dlms.com/en/conformance/index.htm>

Institución/Organización **OFGEM**

Tópico de interés Medidores recomendados en Gran Bretaña.

Página Web <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Techn/Metrology/Pages/Metrology.aspx>

Institución/Organización **Measurement Canada**

Tópico de interés Lista de proveedores con servicios de medida acreditados en Canadá.

Página Web <http://strategis.ic.gc.ca/epic/site/mc-mc.nsf/en/lm02566e.html>

Institución/Organización **UtilityAMI**

Tópico de interés Empresas recomendadas para proyectos AMI Norteamérica.

Página Web <http://www.ucaiug.org/UtilityAMI/Lists/AMI%20Vendor%20List/AllItems.aspx>

Institución/Organización **Energymetering**

Tópico de interés Empresas con Sistemas de Medida recomendada en Europa.

Página Web <http://energymetering.eu/>

Institución/Organización **ESNA**

Tópico de interés Empresas asociadas para el sistema NES de Echelon.

Página Web <http://www.esna.org/>

Institución/Organización **EPRI**

Tópico de interés Organismo Norteamericano encargado de estandarizar sistemas de medidas.

Página Web <http://my.epri.com>

Institución/Organización **ERA**

Tópico de interés Alianza de distribuidoras de Gran Bretaña para medidores inteligentes.

Página Web <http://www.energy-retail.org.uk/>

Institución/Organización **ESMA**

Tópico de interés Alianza de compañías para Sistemas de Medidas residenciales de Gran Bretaña.

Página Web <http://www.esma-home.eu>

Institución/Organización **DRAM**

Tópico de interés Respuesta de la Demanda, EEUU.

Página Web <http://www.dramcoalition.org>

Institución/Organización **IESO**

Tópico de interés Empresas de medidores permitidas en Ontario, Canadá.

Página Web <http://www.ieso.ca/imoweb/metering/meterlist.asp>

Institución/Organización **Kalkitech (KALKI)**

Tópico de interés Adaptación de DLMS para el escenario Indú.

Página Web <http://www.kalkitech.com/dlmsopcserver.htm>

Institución/Organización **OEB**

Tópico de interés Entidad Regulatoria de Ontario, Canadá.

Página Web <http://www.oeb.gov.on.ca/OEB>

Especificaciones varias de sistemas de medida avanzada

Especificación AMI Ontario, Canadá

<http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=electricity.smartmeters>

Especificación mínima medidor inteligente, Países Bajos

<http://www2.nen.nl/nen/servlet/dispatcher.Dispatcher?id=220438>

Especificación mínimo AMI Victoria, Australia

<http://www.dpi.vic.gov.au/DPI/dpinenergy.nsf/childdocs/-384C1AC0F3D5716CCA25729D00102547-A8BAF6E4E66C900FCA2572B20004C403-4EC2E4EA42B821FCCA2572B10079A930?open>

8.8.2 Normas homologadas chilenas

Se presentan las normas actuales vigentes de en Chile para medidores electrónicos. Estas normas, deben ser actualizadas, acorde a las especificaciones actuales IEC y ANSI.

- NCh 2034 (homologación a la norma internacional IEC 61036, con referencias a las normas IEC 60521 e IEC 60687): Aplicada a medidores estáticos (electrónicos) de energía eléctrica activa (kWh) de corriente alterna con clases de precisión 1 y 2.
- NCh 2022: Aplicada a medidores de energía eléctrica reactiva (kVArh) de corriente alterna con clase de precisión 3.

8.8.3 Normativas para el uso de frecuencias en PLC

El estándar Europeo actual es la EN50065⁶², desarrollada en los años '80 por el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (European Committee for Electrotechnical Standardization, CENELEC), relativa a la transmisión de señal por las líneas de baja tensión, el cual permite la comunicación entre las bandas de 3kHz a 148.5 kHz. Esta banda de frecuencias permite alcanzar velocidades de transmisión de hasta 150kbps y limitando el rango de modo de no interferir con otros sistemas que trabajan a otras frecuencias. La comunicación está dividida en 4 bandas.

- La banda A de 3-95 kHz (*A-Band*) se adjudica a las empresas de servicios para sistemas AMR o de control de carga. No hay necesidad de utilizar protocolo de acceso cuando se opera en esta banda.

El rango de frecuencias entre 95-148.5 kHz es reservado para el uso privado.

- La banda B de 95-125 kHz (*B-Band*) no requiere protocolo de acceso para establecer comunicación. Esta banda es diseñada para el uso de aplicaciones tales como monitores de bebés e intercomunicadores.
- La banda C de 125-140 kHz (*C-Band*) requiere protocolo de acceso CSMA para los dispositivos con una baja probabilidad de transmisión de mensajes simultáneos. Las aplicaciones para estos dispositivos podrían ser comunicaciones entre computadoras.
- La banda D de 140-148.5 kHz (*D-Band*) es parecida a la banda A y no requiere protocolo de acceso al medio y por ende es factible la colisión de mensajes.

⁶² EN50065: Transmisión de señales por la red eléctrica de baja tensión en la banda de frecuencias de 3kHz a 148.5 kHz. Parte1: Reglas generales, bandas de frecuencia y perturbaciones electromagnéticas.

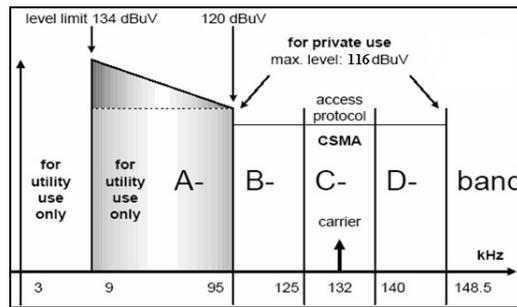


Figura 71: Rango de frecuencias y límites de señal especificadas en EN50065

Aparte del uso de frecuencias en el estándar Europeo EN50065, los niveles en la Banda A deben ser de hasta 134dB μ V (5V) entre 3 a 9 kHz, y decreciendo exponencialmente hasta los 120dB μ V (1V) hasta los 95 kHz. Para las frecuencias sobre los 95 kHz no se deben exceder los 116 dB μ V (0,63V), aceptando excepcionalmente hasta los 134 dB μ V.

En otras regiones tales como EEUU (FFC parte 15) o Japón (MTP), las regulaciones permiten un rango de frecuencias para PLC superior a los 500kHz.

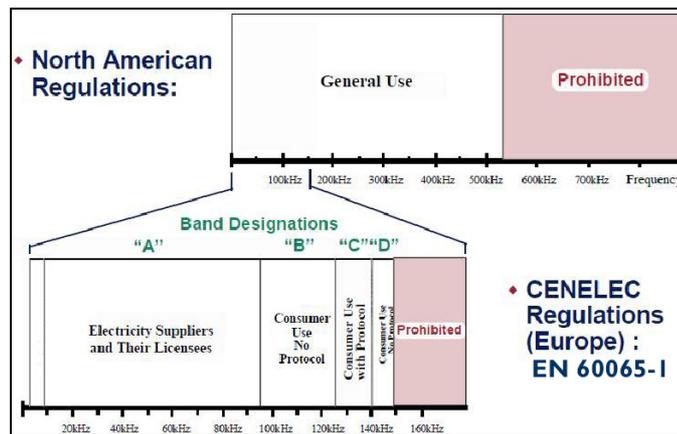


Figura 72: Banda de frecuencias usado por Norteamérica y Europa

Según la ETSI (European Telecommunications Standards Institute) recomienda en la TS101867, publicada en Noviembre de 2000, condiciones para la coexistencia entre los sistemas de acceso y la red al interior del hogar, tal como muestra la figura a continuación:

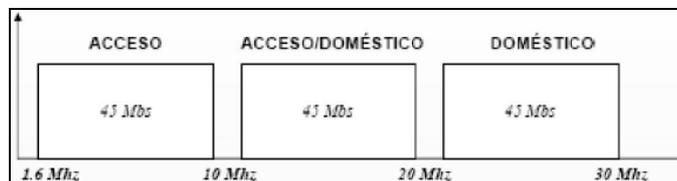


Figura 73: Distribución de frecuencias para PLC según la ETSI

Donde:

- Acceso, se refiere a la red de media y baja tensión (*outdoor*).
- Doméstico, hace referencia a las aplicaciones dentro del hogar (*in-home*).

Por otra parte existen otras regulaciones específicas por países para el uso de banda ancha tales como:

- La norma Reg TP NB30 Alemana, especificada para transmisiones electromagnéticas guiadas por cables (hasta 3GHz), sólo de aplicación a nivel nacional. Es importante denotar que los límites de la norma Alemana son más exigentes que la FCC, por ejemplo en la frecuencia de 10 MHz, la norma USA exige no superar límites de 70 dB μ V frente a los 30 dB μ V exigidos por la NB30 alemana.
- La norma MTP 1570, la cual es una especificación del Reino Unido, para emisiones electromagnéticas guiadas por cable de hasta 300 MHz.

Para las tecnologías BPL de interés son importantes los estándares IEEE P1675:2006; IEEE P1775; e IEEE P1901:2008⁶³

8.8.4 Normativas para modulación por PLC

La serie de estándares IEC 61334-5 define mecanismos para la transmisión de datos por medio de la línea de transmisión. Cada uno de los estándares presenta distintos esquemas de modulación.

- IEC 61334-5-1 S-FSK (Spaced Frequency Shift Keying)
- IEC 61334-5-2 FSK (Frequency Shift Keying)
- IEC 61334-5-3 SS-AW (Spread Spectrum Adaptive Waveband)
- IEC 61334-5-4 OFMD (Orthogonal Frequency Multiplexing Division)
- IEC 61334-5-5 SS-FH (Spread Spectrum Fast Hopping)

8.8.5 Bandas ISM para sistemas de RF

Las Bandas ISM (*Industrial, Scientific and Medical*), son las que no necesitan licencia (siempre que no sobrepasen los límites de potencia) y gratuitas en cuanto a utilizar protocolos normalizados. Por ello se presentan como una alternativa en los sistemas de medida avanzada.

Regulaciones en las bandas ISM menores a 1GHz en el mundo

Las frecuencias de trabajo estandarizadas por debajo de 1GHz son: 915 MHz en Norteamérica y 868 MHz en Europa.

USA/Canada: 260 – 470 MHz (FCC Part 15.231; 15.205) 902 – 928 MHz (FCC Part 15.247; 15.249)
Europa: 433.050 – 434.790 MHz (ETSI EN 300 220) 863.0 – 870.0 MHz (ETSI EN 300 220)
Japón: 315 MHz (Aplicaciones de muy baja potencia) 426-430, 449, 469 MHz (ARIB STD-T67)

Figura 74: Bandas ISM menores a 1GHz en el mundo

⁶³ En anexos se presenta un resumen de las iniciativas IEEE, Homeplug y OPERA.

Regulaciones en las bandas ISM mayores a 1GHz en el mundo

En general estas bandas no utilizan un protocolo estándar. Se mantienen por separado de las bandas menores, pues los transmisores son diferentes (a mayor frecuencia de trabajo menor la distancia de trabajo). Por otro lado en las bandas superiores se trabaja en todo el mundo y se alcanzan mayores velocidades de transmisión, con un mayor número de canales.

La banda de frecuencias a 2.4 GHz está normalizada en casi todo el mundo, con algunas diferencias con respecto a la potencia máxima de salida en EEUU de 1W y en Europa de 100 mW y para 802.15.4 (ZigBee) es de 10mW.

USA/Canada:	2400 – 2483.5 MHz (FCC Part 15.247; 15.249)
Europa:	2400 – 2483.5 MHz (ETSI EN 300 440 or ETSI EN 300 328)
Japón:	2400 – 2483.5 MHz (ARIB STD-T66) 2471 – 2497 MHz (ARIB RCR STD-33)

Figura 75: Bandas ISM mayores a 1 GHz en el mundo

8.8.6 Descripción estándar DLMS/COSEM

DLMS define comunicaciones generalizadas de entidades
COSEM define reglas estándares para extraer datos.

IEC/TR 62051: Glosario de términos. Todo TC13

IEC/TR 62051-1: Glosario de términos. Extracción de datos DLMS/COSEM

La IEC TC57 desarrolló la especificación para estándares tecnologías PLC, cubriendo las capas inferiores física y MAC del modelo OSI bajo el nombre de **IEC61334**.

IEC 61334 (1995-11): Distribution automation using distribution line carrier systems

- Part 1: General considerations
 - Section 1 (1995-11): Distribution automation system architecture
 - Section 2 (1997-12): Guide for specification.
 - General considerations - Section 4 (1995-11): Identification of data transmission parameters concerning medium and low-voltage distribution mains.
- Part 3: Mains signaling requirements
 - Section 1 (1998-11): Frequency bands and output levels.
 - Section 21 (1996-03): MV phase-to-phase isolated capacitive coupling device.
 - Section 22 (2001-01): MV phase-to-earth and screen-to-earth intrusive coupling devices.
- Part 4: Data communication protocols
 - Section 1 (1996-07): Reference model of the communication system.
 - Section 32 (1996-09): Data link layer - Logical link control (LLC).
 - Section 33 (1998-07): Data link layer - Connection oriented protocol.
 - Section 41 (1996-08): Application protocol - Distribution line message specification.
 - Section 42 (1996-10): Application protocols - Application layer.
 - Section 61 (1998-07): Network layer - Connectionless protocol.
 - Section 511 (2004-04): Systems management - CIASE protocol.

- Section 512 (2001-10): System management using profile 61334-5-1 - Management Information Base (MIB).

La serie de estándares **IEC 61334-5** define mecanismos para la transmisión de datos por medio de la línea de transmisión. Cada uno de los estándares presenta distintos esquemas de modulación.

- Part 5: Lower layer profiles
 - Section 1 (2001-05): The spread frequency shift keying (S-FSK) profile.
 - Section 2 (1998-02): Frequency shift keying (FSK) profile.
 - Section 3 (2001-01): Spread spectrum adaptive wideband (SS-AW) profile.
 - Section 4 (2001-06): Multi-carrier modulation (MCM) profile.
 - Section 5 (2001-09): Spread spectrum - fast frequency hopping (SS-FFH) profile
- Part 6 (2000-06): A-XDR encoding rule.

La IEC TC13 WG 14 define la especificación DLMS/COSEM bajo el nombre de **IEC 62056** “Equipos de medida de la energía eléctrica. Intercambio de datos para la lectura de contadores, control de tarifas y de la carga”.

- Parte 21 (2002-05; antes IEC 1107): Intercambio de datos a nivel local. Descripción uso COSEM sobre puerto local (óptico).
- Parte 31 (1999-11; antes IEC 1142): Utilización de redes locales sobre par trenzado (Euridis) con señal portadora. (capa física, capa de enlace de datos).
- Parte 41 (1998-11): Public switched network (PSTN) with LINK + protocol.
- Parte 42 (2002-02): Servicios de la capa física y procedimientos para el intercambio de datos asíncrono orientado a la conexión.
- Parte 46 (2002-02); (2007-02) Ed. 1.1: Capa de enlace de datos utilizando el protocolo HDLC.
- Parte 47 (2006-11): COSEM transport layers for IPv4 networks.
- Parte 51 (1998-11): Application layer protocols.
- Parte 52 (1998-11): Communication protocols management distribution line message specification (DLMS) server.
- Parte 53 (2006-12): COSEM application layer.
- Parte 61 (2006-11): Object identification system (OBIS).
- Parte 62 (2006-11): Clases de la interfaz.

OBIS (OBject Identification System) IEC 62056-61

Define una estructura jerárquica de 6 grupos de valores

- Medida de valores (energía y demanda instantánea)
- Información relacionada con el medio
- Información abstracta
- Información histórica
- Uso del visor y como nombre lógico para la interfaz de objetos

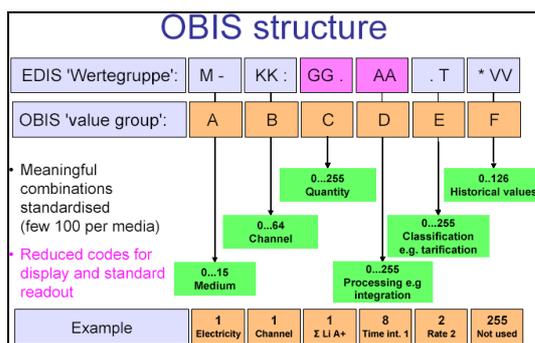


Figura 76: Estructura OBIS

El comité CEN/TC294 define la especificación **EN 13757** “Communication systems for meter and remote reading of meters” (Comunicación con medidores de gas, agua y calor). La especificación por capas es la siguiente:

1. Intercambio de datos (2002)
2. Capa física y enlace de datos (2004)
3. Capa de aplicación (2004)
4. Lectura de medidores inalámbricos (868-870 MHz) (2005, bajo revisión)
5. Lectura de medidores inalámbricos
6. Bus local.

8.8.7 Descripción estándar ANSI/IEEE

- C12.1-2001 Códigos para medidores de electricidad.
- C 12.10-2004 Aspectos físicos de medidores electrónicos.
- C 12.18-1996 “*Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port*” Especificaciones para puerto óptico tipo 2. Protocolo de comunicaciones para el transporte de estructuras de datos según se define en C12.19, utilizando un puerto óptico infrarrojo.
- C 12.19-1997 “*Utility Industry End Device Tables*”. Tablas para dispositivos terminales en el sector eléctrico. Define la estructura de datos a utilizar en medidores.
- C 12.20-1997 Precisión para clase 0,2 y 0,5
- C 12.21-1998 “*Protocol Specification for Telephone Modem Communication*” Especificación de protocolo para modem telefónico.
- C 12.22-2007 “*Protocol Specification for Interfacing to Data Communications Networks*” Especificación de protocolo para interfaz con comunicación de datos de red.
- C 12.23-200x Testeo de protocolos estándares y tablas.

8.8.8 Descripción estándar LON

Homologado para las normas Europeas (EN14908), de EEUU (ANSI/EIA 709-1) y Chinas (GB/Z20177-2006).

Norma EN14908 “*Open data communication in building automation, controls and building management*”. Comunicación abierta de datos para automatización, control y gestión de edificios.
 Parte 1 (2005): “*Building network protocol. Protocol stack*” Definición de las capas del protocolo (7 capas modelo OSI).

- Parte 2 (2005): “Control network protocol. Twisted pair communication”. Comunicaciones por par trenzado.
- Parte 3 (2006): “Control network protocol. Power line channel specification”. Especificaciones para comunicaciones por línea de potencia (CENELEC).
- Parte 4 (2006): “Control network protocol. IP communication”. Comunicaciones por IP.
- Parte 5 (2006): “Control network protocol. Implementation Guideline”. Guía de implementación.

8.8.9 Descripción normas Chinas

- GB/T 17215 – (1994)2002 “Alternating current static watt-hour meters for active energy (classes 1 and 2)”. Medidor a.c. electrónico kWh clase 1 y clase 2.
- GB/T 15284 – (1994)2002 “Multi-rate (time-of -use) watt-hour meter”; “Multirate (TDM) Meter”. Medidor ac electrónico kWh con TOU
- DL/T645-1997 “Multi-functional Watt-hour Communication protocol stipulation”
- DL/T 698-1999 “Automatic meter reading for LV customers”

8.8.10 Normativas para el uso de frecuencias en BPL

Actualmente la CENELEC ha estado normalizando los requerimientos actuales para aparatos usando PLC en instalaciones de bajo voltaje en las frecuencias de 1,6MHz a 30MHz como la CENELEC EN 50412-1y2:2004, ”Immunity requirements for PLC apparatus and systems used in LV installations 1,6 MHz - 30 MHz. Part 1: Residential, commercial and industrial environment”. Immunity requeriments.

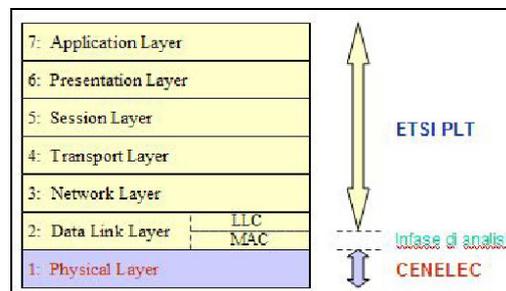


Figura 77: Capas ISO a definir por la ETSI y la CENELEC

La ETSI por su parte ha presentado las siguientes especificaciones técnicas:

- TS 101 896 V1.1.1, Publicada en Febrero de 2001. Referencia de modelo de arquitectura de red.
- TS 102 049, publicada en Mayo de 2002. Especificación técnica para la calidad de servicios requeridos en equipos instalados en el domicilio del cliente.
- TR 102 175. “PLT Channel characterization and measurement methods”. Caracterización de canales de transmisión y métodos de medida.
- TR 102 258. “PLT LCL Review & Statistical Analysis”
- TR 102 259. “PLT EMI Review & Statistical Analysis”
- TR 102 269. “Hidden Node review and statistical analysis”
- TR 102 270. “Basic Low Voltage Distribution Network (LVVDN) measurement data”

- TR 102 324. “Radiated emissions characteristics and measurement method of state of the art Powerline communication networks”
- TR 102 370. “Basic data relating to LVDN measurement in the 3 MHz to 100 MHz frequency range”
- TR 102 494. “PLT Technical requirements for In-House PLC modems”

IEEE

A continuación se presentan los siguientes grupos de trabajo:

- IEEE P1675:2006 (Hardware/Instalación)

Estándar para el desarrollo de hardware de BPL (Standard for Broadband over Power Line Hardware). Se trata de un grupo de trabajo especializado en instalaciones (hardware) y asuntos de seguridad para promover el uso de la tecnología BPL sobre las líneas de transmisión aéreas y subterráneas.

- IEEE P1775 (Compatibilidad electromagnética)
“Powerline Communication Equipment – Electromagnetic Compatibility Requirements - Testing and Measurement Methods”. Es un grupo de trabajo centrado en los requerimientos de compatibilidad electromagnética del equipamiento PLC y en las metodologías de pruebas y medición.
- IEEE P1901:2008 (MAC/PHY, Control de acceso al medio y control de enlace lógico)
“Draft Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications”. El objetivo de este grupo de trabajo es la definición de los procedimientos de control de acceso al medio y las especificaciones de capa física, para toda clase de dispositivos PLC. Basándose en la multiplexación OFDM, se describe:
 - La capacidad de llegar a velocidades de 200 Mbps.
 - Un ambiente maestro-esclavo a nivel de capa MAC.
 - Mecanismos de calidad de servicio que aseguren ancho de banda y latencia.
 - Los procedimientos de seguridad para proveer privacidad de los datos.

Entre las compañías y organizaciones de estandarización que participan en el desarrollo de IEEE P1901 destacan OPERA (*Open PLC European Research Alliance*) y ETSI (*European Telecommunications Standards Institute*) en Europa, UPA (*Universal Powerline Association*) y HomePlug Powerline Alliance en Norteamérica. Se espera que sea publicada en el 2008.

OPERA

A continuación se resumen los principales objetivos del proyecto OPERA:

1. Velocidades mayores a los 200 Mbps, por línea de tensión (tecnología BPL).
2. Que sea una alternativa para redes de datos.
3. Reducir los costos de fabricación de equipos y de adaptación de la red eléctrica.

4. Filtrado inductivo, de esta manera las interferencias sean mínimas o incluso nulas (sin conflictos con radiodifusión).
5. Cobertura del 100% de Europa.
6. De uso masivo.
7. Normalizado a nivel europeo.
8. Productos y servicios que usen esta tecnología.
9. Mejorar la seguridad.
10. Compatible con la línea telefónica y el teléfono
11. Uso empresarial eficiente.

Homeplug Powerline Alliance

HomePlug es la estandarización Norteamericana, únicamente válido para instalaciones en interiores y no en exteriores. Esta alianza definió una serie de estándares entre los que destacan:

- HomePlug 1.0. Especificación para la conexión de dispositivos vía líneas eléctricas dentro del hogar.
- HomePlug AV. Diseñado para la transmisión de Audio y Video dentro del hogar.
- HomePlug BPL. Define un grupo de trabajo para el desarrollo de especificaciones orientadas a la conexión dentro del hogar.
- HomePlug CC. Para comando y control a bajas velocidades y muy bajos costos. Esta especificación es capaz del control de luminarias en el hogar, control de climatización, seguridad y otros dispositivos.

El espectro de trabajo de las especificaciones HomePlug está comprendido entre los 4,3 y los 21 MHz, con técnicas de modulación OFDM, cuya capacidad de transmisión es de alrededor de los 14 Mbps.

8.8.11 Estándares de presentación de información

XML (Extensible Markup Language)

XML⁶⁴, es un estándar abierto que inició en 1998, para presentar estructurar, almacenar e intercambiar datos entre diferentes aplicaciones, fácil de integrar con bases de datos, hojas de cálculo y otras aplicaciones. Actualmente se plantea como el estándar para las aplicaciones soportadas por el sistema de medida avanzada.

IPv4 (Internet Protocol version 4)

Protocolo de red. Adecuado para aplicaciones con una plataforma en línea que reúna la información de diversos sistemas. IPv4 es la cuarta versión de IP, la primera versión ampliamente extendida de Internet. Ante la limitación de direcciones disponibles, especialmente por países como China e India se impulsa la salida de IPv6. IPv6 todavía no es ampliamente utilizado, pero se espera su uso masivo aproximadamente en los próximos 3 años.

⁶⁴ Mas información en: <http://www.w3.org/XML/>

TCP (Transmission Control Protocol)

Protocolo de nivel de transporte creado para soportar IP para la transmisión de datos sin errores

Otros estándares

- UDP (User Datagram Protocol) es un protocolo de nivel de transporte, orientado hacia el envío de datos con pérdida de información (por ejemplo voz)
- SOAP (Simple Object Access Protocol) es un protocolo estándar que define como dos objetos en diferentes procesos pueden comunicarse mediante intercambio de datos en XML.
- HTML (HyperText Transfer Protocol) es un protocolo de la capa de aplicación. Define la sintaxis y semántica para comunicarse con el usuario.

9 Bibliografía

- [1] Albretsen, Aleksander, “Investigate M2M-related communication standards that exist on the global market today”, tesis, Agder University Collage, junio de 2006, Grimstad, Noruega.
- [2] Baldock, Mark, “*Domestic Metering Innovation*”, <http://www.ofgem.gov.uk>, *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) , febrero de 2006, Londres, Gran Bretaña.
- [3] Brugnoli, Mario, “El Factor de potencia y el URE en el sector Residencial”, tesis, Departamento de Electrotecnia, Universidad de Buenos Aires, 2006, Buenos Aires, Argentina.
- [4] Comisión Europea, “*European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future*”, 2006, Europa.
- [5] Chilectra S.A., Análisis de la factibilidad técnico económica de cogeneración en la zona de concesión de Chilectra S.A., área de planificación técnica, subgerencia de planificación e ingeniería, gerencia gestión redes, Chilectra S.A., noviembre de 2005, Santiago, Chile.
- [6] Chilectra S.A., “Antecedentes para la evaluación de proyectos de inversión año 2008”, subgerencia planificación e ingeniería, área de planificación técnica, Chilectra S.A., abril de 2007, Santiago, Chile.
- [7] Chilectra S.A., Estudio de factibilidad de cogeneración en cecinas San Jorge, Chilectra S.A., Ingnova, diciembre de 2005, Santiago, Chile.
- [8] Chilectra S.A. “Historia de Chilectra”, <http://www.chilectra.cl/link.exe/Compania/Historia/>, última visita: 29 de mayo de 2008, Santiago, Chile.
- [9] Chilectra S.A. “Informe de sostenibilidad 2007”, Chilectra S.A., marzo de 2008, Santiago, Chile.
- [10] Chilectra S.A. “Memoria Anual 2007”, Chilectra S.A., marzo de 2008, Santiago, Chile.
- [11] Deconinck, Geert; Leuven, K.U., “*An evaluation of communication jeans for smart metering in Flanders*”, Esat/Electa, octubre de 2007, Flandes, Bélgica.
- [12] Departamento de energía de los Estados Unidos “DOE”, oficina de transmisión y distribución de electricidad, “*Grid 2030. A national vision for electricity’s second 100 years*”, 2003, Estados Unidos.
- [13] Departamento de energía de los Estados Unidos “DOE”, oficina de transmisión y distribución de electricidad, “*National Electric Delivery Technologies Roadmap*”, 2004, Estados Unidos.
- [14] EPRI, “*Capitalizing on Two-Way Communications for Demand Response - Vendor Overview*”, EPRI, reporte técnico, diciembre de 2003, Estados Unidos.

- [15] Galinski, A.; Issouribehere P.; Bibé, D.; Esteban, D.; Barbera G.; “Control del factor de potencia en pequeños usuarios en presencia de armónicas”, Congreso nacional de distribución eléctrica, CIDEL, 2006, Argentina.
- [16] Gyozo, Kmethy, “*An overview on AMR satandarization*”, Presentación en “*European utilities intelligent metering*”, abril de 2005, Estocolmo, Suecia.
- [17] Harrison, Simon, “*SRMS and Beyond - Local Communication Development*”, versión 021, Energy Retail Association (ERA), Gran Bretaña, abril de 2008, <http://www.scribd.com/doc/2544872/SRSM-Local-Communications-Development-0-2-1-Clean>. Última visita: mayo de 2008.
- [18] Jaramillo, Jaime, “Propuesta para utilización de sistemas de medición de energía eléctrica en Chile”, Universidad de Chile, 2003, Santiago, Chile.
- [19] Lomucio, Leonardo “Rentabilidad de las empresas de distribución y su relación con las fijaciones tarifarias”, tesis, Pontificia Universidad Católica de Chile, Págs 27-30, 2004, Santiago, Chile.
- [20] Lorber, Erich, “Principio de funcionamiento DFS ó Efecto Hall”, <http://www.comulsa.cl/articulos.htm>, última visita: mayo de 2008.
- [21] MacDonald, Mott, "*Appraisal of Cost & Benefits of Smart Meter Roll Out Options*", abril de 2007, Reino Unido.
- [22] Makwarela, ME, “*Introducing Smart Meters in South African Utilities*”, 2007, SudAfrica.
- [23] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Fija precios nudo para suministros de electricidad”, Decreto N°311, diario oficial de la República de Chile, enero de 2008, Chile.
- [24] Ministerio de Economía y Hacienda, “Informe del servicio de defensa de la competencia”, Ministerio de Economía y Hacienda, Madrid, España, 2004.
- [25] Ministerio de Minería, “Fija texto refundido y sistematizado del decreto con fuerza de ley DFL N°1, de Minería de 1982, Ley general, de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica”, Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, diario oficial de la República de Chile, febrero de 2007, Chile.
- [26] Mohamad, Ali Farek, “*PLC – The access technology for realizing AMM and broadband services*”, Tesis, Technical University of Denmark, DTU, noviembre de 2006, Dinamarca.
- [27] Ortiz, A; Lehtenen M.; Mañana, M.; Renedo, C.; Eguiluz, L. I., “*Energy meter behaviour under non sinusoidal conditions*”, Paper IEEE, Universidad de Cantabria, noviembre de 2006, España.
- [28] Owen, Gill; Ward, Judith, “*Smart meters: commercial, regulatory and policy drivers*”, Sustainability first, marzo de 2006, Reino Unido.

- [29] Riess, Timo; Pauritsch, Günter; Sprongl, Helmut, “Smart Metering requires smart regulation”, C I R E D 19th international conference on electricity distribution, 21-24 de Mayo de 2007, Vienna, Austria.
- [30] Rousseau, Yves, “*Assessment for the launch of a smart metering project: Illustration with the French business case*”, consultora Capgemini, 2007.
- [31] Thorne, Jomo, “*An Assessment of National Trends and Implications for Detroit Edison and the State of Michigan*”, agosto de 2007, Michigan, EEUU.
- [32] Tsoi, Jevgenij, “*Device Management of Largescale AMR Systems*”, tesis, 2006, Estocolmo, Suecia.
- [33] Valenzuela, Alejandro, “Libro blanco: Los desafíos futuros”, proyecto de redes inteligentes, Chilectra S.A., 2006, Santiago, Chile.
- [34] Valenzuela, Alejandro, “Bases conceptuales para el desarrollo del plan director”, proyecto de redes inteligentes, Chilectra S.A., mayo de 2007, Santiago, Chile.
- [35] Williamson, Mark, “Detroit Edison and Demand Response”, DTE Energy, “*An Assesment of National Trends and Implications for Detroit Edison and the State of Michigan*”, agosto de 2007, Estados Unidos.
- [36] Yousefi, G. R., “*Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs*”, departamento de ingeniería eléctrica, Universidad Tarbiat Modares, documento IEEE, 2008, Iran.
- [37] Zapata, Juan; Vidrio, Gilberto; Gómez, José, Mijárez R., “Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado”, instituto de investigaciones eléctricas, boletín IIE, enero-febrero de 2001, México.