

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN REDES DE COMUNICACIONES

INVESTIGACIÓN PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAESTRÍA

**“DISEÑO DE LA RED DE TELECOMUNICACIONES PARA EL SISTEMA DE
MEDICIÓN AVANZADA (AMI) DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CENTRO
HISTÓRICO DE LA CIUDAD CUENCA”**

CABRERA MEJÍA JAVER BERNARDO

QUITO, MARZO 2014

DEDICATORIA

Debo empezar dedicando con todo mi amor a mi compañera, amiga y esposa Gabriela, porque siempre esperó lo mejor de mí, supo ayudarme con el tiempo necesario para que pueda alcanzar esta meta; así como a mis hijos Joaquín y Brianna quienes son la razón para que siga progresando.

No puedo olvidar a mi madre, a mi hermano y con ello a los demás familiares a quienes debo agradecer el apoyo incondicional que ininidad de veces me han demostrado.

AGRADECIMIENTO

Al concluir mi trabajo de maestría, soy consciente que mis resultados son apenas una parte de los grandes trabajos realizados en la temática que abordo, es por ello que empiezo agradeciendo a cuantos ilustres, conocidos o anónimos que me han precedido.

Mi trabajo de maestría ha sido posible por un sinnúmero de profesores de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador que dedicaron su tiempo para educarme y transmitirme sus valores y conocimiento, en especial al Ing. Francisco Balarezo, que creyó en mí con su comprensión y apoyo.

No puedo olvidar a la Universidad Católica de Cuenca porque es la Institución que me brindó la oportunidad de poder estudiar.

RESUMEN

En este trabajo de investigación se describe el estudio, tecnologías, situación actual y un análisis económico para la implementación de un sistema AMI en el Centro Histórico de Cuenca, perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

La implementación del sistema permitiría realizar: lectura, corte y reconexión de manera remota, disminuyendo los gastos operativos que estas tareas conllevan; adicionalmente veremos que es tan útil para el control de pérdidas no técnicas, las cuales producen pérdidas económicas a la empresa distribuidora.

La primera parte del trabajo describe el esquema principal del trabajo como son los objetivos, alcance, justificación, etc.; luego se prosigue con un análisis teórico de las características y beneficios más relevantes de los sistemas Smart Grid y Smart Meter; posteriormente se presentan diferentes tecnologías de comunicación que permiten la transmisión de datos entre el sistema comercial de la Empresa y la medición de cada cliente; por último se presentan varias alternativas de diseño, así como los costos que involucran; para poder llegar a presentar unas conclusiones y recomendaciones del sistema de medición avanzado.

TABLA DE CONTENIDOS

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
RESUMEN.....	IV
TABLA DE CONTENIDOS	V
INDICE DE TABLAS.....	VII
INDICE DE FIGURAS	VIII
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	7
1.4 Objetivos	8
1.4.1 Objetivo General:	8
1.4.2 Objetivos Específicos:	8
1.5 Resumen de contenido de capítulos	9
CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE	10
2.1 Introducción	10
2.2 Características y funciones	11
<i>2.2.1 Sistemas de Medición Inteligente</i>	11
<i>2.2.2 Contadores o medidores</i>	11
2.3 Arquitectura de una red AMI	12
2.4 Componentes	14
2.4.1 Equipos de medición	14
2.5 Aplicación de la red inteligente	20
2.5.1 Generación distribuida	22
2.6 Sistema de telecomunicaciones	22
2.6.1 BPL	22
2.6.2 Redes de radio frecuencia (RF)	27
2.6.3 Redes de fibra óptica	29

CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ACTUAL	31
3.1 Problemática del sistema eléctrico actual	31
3.1.1 Pérdidas eléctricas	31
3.2 Redes inteligentes en el Ecuador	35
3.2.1 Generalidades de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.	35
4.1 Alternativa tecnológica de medición avanzada	49
4.1.1 Red BPL	49
4.1.2 Estructura de la red BPL	49
4.1.3 GPON	53
4.1.4 Wireless	54
4.1.5 Par trenzado	55
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO.....	56
5.1 Análisis de factibilidad económica de la instalación de medidores inteligentes en clientes residenciales del centro histórico	56
5.1.1 Costo de instalación de medidores inteligentes	56
5.1.2 Costos con los medidores electromecánicos	57
5.2 Estudio económico de la implementación de la red de telecomunicaciones	61
5.2.1 Implementar la red GPON	61
5.2.2 Implementar la red BPL	62
5.2.3 Implementar la red Wireless	63
5.3 Beneficio	63
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	67
ANEXOS.....	70

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de datos de Medidores Avanzados.....	18
Tabla 2. Alteraciones fraudulentas de los equipos de medición	33
Tabla 3. Distribución de clientes.....	37
Tabla 4. Sectores de lectura	38
Tabla 5. Distribución de clientes por rutas.....	39
Tabla 6. Diferencias de sistemas de medición manual y automatizada	43
Tabla 7. Ámbito de aplicaciones para la implementación AMI	44
Tabla 8. Deficiencias importantes de sectores, zonas o áreas de la Centrosur	45
Tabla 9. Características del Centro Histórico de Cuenca	46
Tabla 10. Características del parque Industrial de Cuenca	47
Tabla 11. Características del alimentador 0321.....	48
Tabla 12. Transformadores correspondientes al Centro Histórico de Cuenca	50
Tabla 13. Costo total de los medidores para el Centro Histórico de Cuenca.....	56
Tabla 14. Costo mensual de lecturas por rutas del Centro Histórico de Cuenca	57
Tabla 15. Costo mensual de gestión por cartera en el Centro Histórico.....	57
Tabla 16. Costo mensual de energía fuera de servicio en el Centro Histórico	57
Tabla 17. Costo mensual de cuadrillas para el corte o reconexión de energía en el Centro Histórico.....	58
Tabla 18. Costo mensual del mantenimiento de medidores en el Centro Histórico... 58	
Tabla 19. Costo por pérdidas de energía por pérdidas técnicas en el Centro Histórico	59
Tabla 20. Costo por facturación de demanda clientes no comerciales en el Centro Histórico	59
Tabla 21. Costo de penalización por bajo factor de potencia en el Centro Histórico. 60	
Tabla 22. Resumen de costos con medidores electromecánicos en el Centro Histórico.....	60
Tabla 23. Costo de implementación de la red GPON en el Centro Histórico.....	61
Tabla 24. Costo de implementación de la red BPL en el Centro Histórico.....	62
Tabla 25. Costo de implementación de la red Wireless en el Centro Histórico	63
Tabla 26. Resumen de inversión por cada tecnología en el Centro Histórico	63

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Smart Grid, modelo NIST y IEEE St 2030-2011. Caso AMI.....	2
Figura 2. Modelo de la capa de comunicaciones IEEE St. 2030 – 2011	3
Figura 3. Modelo de la capa de comunicaciones del proyecto SIGDE bajo IEEE St. 2030 – 2011	4
Figura 4. Red nacional de fibra óptica.....	5
Figura 5. Red de transporte DWDM entre Quito y Guayaquil	6
Figura 6. Conectividad a cada Empresa de Distribución y Centros de datos. Primera fase.....	7
Figura 7. Arquitectura de una red AMI	13
Figura 8. Tipos de modem de cabecera.....	23
Figura 9. Tipos de Home Gateway BPL.....	24
Figura 10. Tipos de módems de usuario BPL	25
Figura 11. Arquitectura de una red AMI con RF	27
Figura 12. Área de concesión de la Centro Sur C.A.	35
Figura 13. Área de Concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.....	36
Figura 14. Estructura orgánica de la Dirección de Comercialización de la Centrosur	37
Figura 15. Proceso de lectura del consumo de energía	40
Figura 16. Módulo de lectura de registro utilizado por la Centrosur	41
Figura 17. Inconvenientes de la toma de datos manual	41
Figura 18. PC Pocket para la lectura	42
Figura 19. Proceso del cálculo de consumo eléctrico	42
Figura 20. Integración de servicios	44
Figura 21. Ponderaciones de las bondades de AMI para CENTROSUR	45
Figura 22. Gateway.....	49
Figura 23. Equipo local de cliente	53
Figura 24. Suministro eléctrico para un usuario	54
Figura 25. Suministro de múltiples usuarios.....	55

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El presente trabajo, presentará el estado del arte referente a la fundamentación teórica de la medición avanzada de los contadores de energía, posteriormente se realizará un análisis de los procesos de la situación actual de la medición; además las problemáticas que con ello involucra tanto en la parte técnica como económica. Posteriormente se realizará un diseño de red de medición avanzada AMI o red inteligente Smart Grid. Finalmente obtendremos conclusiones y recomendaciones referentes al tema.

Dentro del proyecto SIGDE se ha diseñado una arquitectura de comunicaciones siguiendo el modelo de referencia del estándar IEEE 2030-2011, para lo cual se ha establecido una primera fase, en donde se encuentra instalado el equipamiento de networking en cada distribuidora y los nodos Quito, Guayaquil y Cuenca.

En una segunda fase se pretende poner en marcha la capa de contingencia de la red de comunicaciones para que cada Empresa Eléctrica de Distribución tenga la disponibilidad necesaria que demanda el proyecto y una tercera etapa que consiste en la conectividad al interior de cada Empresa Eléctrica de distribución, que en caso del control llega hacia las subestaciones y reconectores, y en el caso del AMI debe llegar hasta los medidores (incluye FAN), por lo que el presente trabajo de investigación pretende dar el diseño de la red.

1.2 Antecedentes

Para IEEE, la red eléctrica inteligente es vista como un “sistema de sistemas”, complejo y hecho para sistemas interrelacionados, donde cada dominio de NIST por sus siglas del inglés (*National Institute Standards and Technology*), es ampliado en tres capas: 1) la capa de sistemas de energía, 2) la capa de comunicaciones y 3) la capa de tecnología de la información y computación [1], denominado Modelo de Referencia para la Interoperabilidad de la Red Eléctrica Inteligente (SGIRM por sus siglas del inglés *Smart Grid Interoperability Reference Model*) detallado en el IEEE Std 2030 [2].

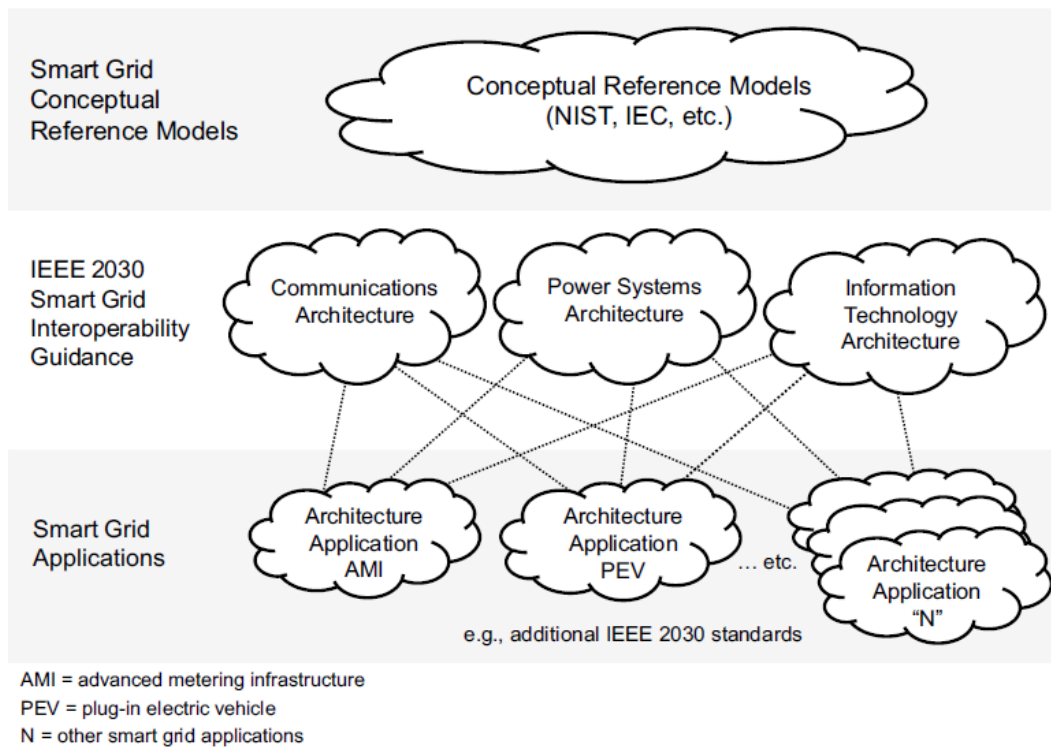


Figura 1. Smart Grid, modelo NIST y IEEE St 2030-2011. Caso AMI¹

¹ IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End - Use Applications, and loads

Cada una de las aplicaciones de la red eléctrica inteligente como por ejemplo AMI requiere del funcionamiento armónico de las tres capas del SGIRM de IEEE.

La capa de comunicaciones, implica la conectividad de los sistemas, dispositivos y aplicaciones, mediante las perspectivas de: redes de comunicación, medios de comunicación, rendimiento y protocolos. Figura 2.

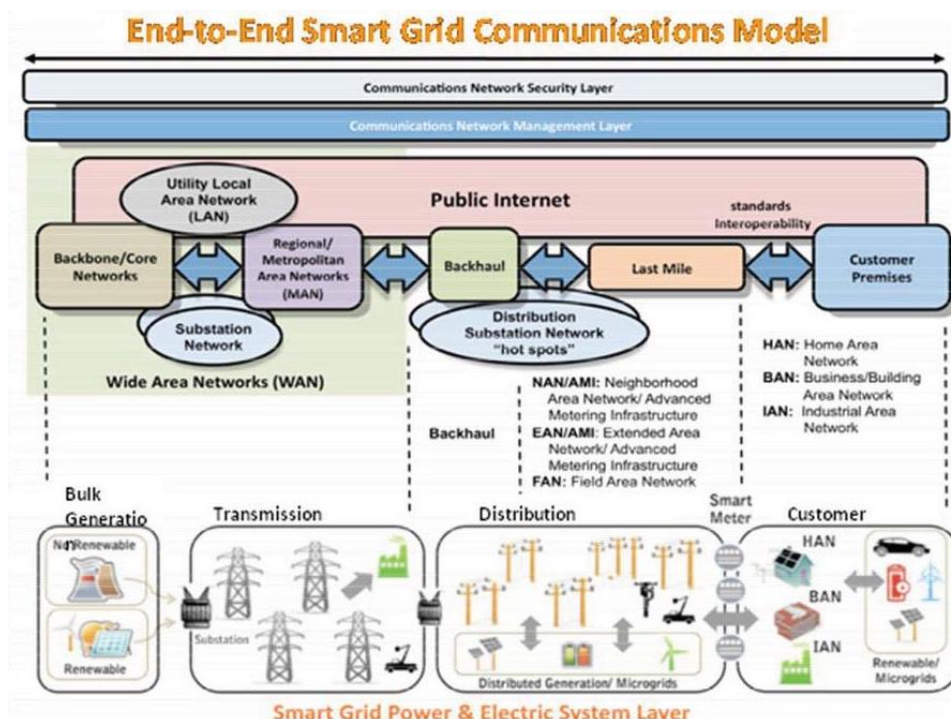


Figura 2. Modelo de la capa de comunicaciones IEEE St. 2030 – 2011²

En el proyecto SIGDE se ha diseñado una arquitectura de comunicaciones siguiendo el modelo de referencia del estándar IEEE 2030-2011 en 3 niveles:

1) La conectividad a nivel nacional para todas las Empresas Eléctricas de Distribución, MEER en primera instancia, esta red es denominada RENTSE,

² IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End - Use Applications, and loads

2) La conectividad al interior de cada Empresa Eléctrica de distribución, que en caso del control llega hacia las subestaciones y reconectores, y en el caso del AMI debe llegar hasta los medidores (incluye FAN),

3) la conectividad al interior de las casas (HAN), comercios (BAN) o industrias (IAN), que en primera instancia no ha sido prevista en virtud de que todavía no se dispone de proyectos concretos que apunten a ese uso (generación distribuida, vehículos eléctricos, artefactos eléctricos inteligentes), en todo caso, de llegar a ocurrir tal situación, esta conectividad debería estar a cargo del cliente.

Estos tres esquemas de red se observan en la figura 3.

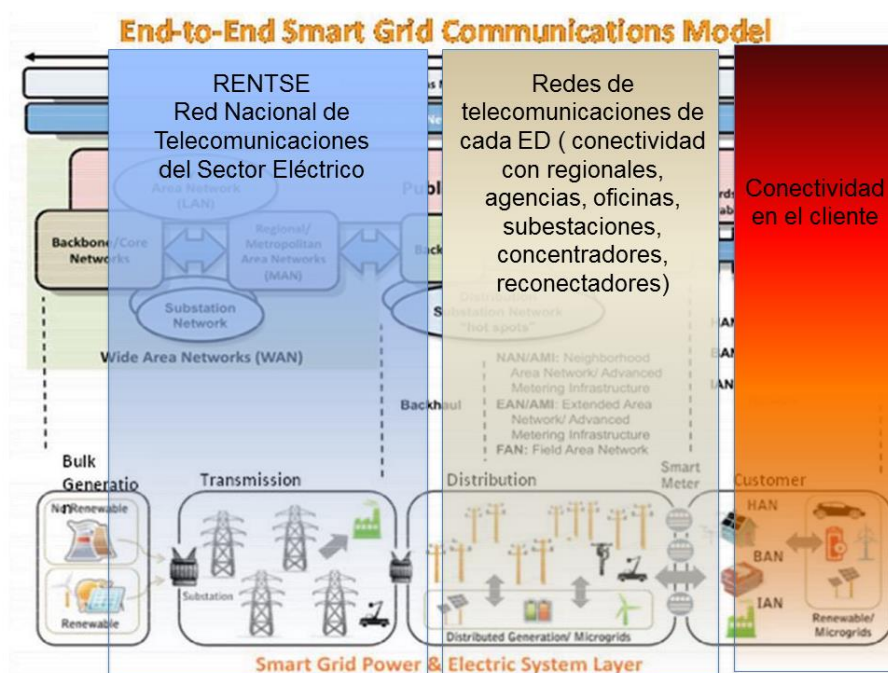


Figura 3. Modelo de la capa de comunicaciones del proyecto SIGDE bajo IEEE St. 2030 – 2011³

³ Fuente Propia

1.2.1 Proyecto Nacional de Telecomunicaciones para el Sector Eléctrico (RENTSE)

La necesidad principal es la existencia de 2 centros de datos, uno ubicado en Quito y otro en Guayaquil, a los cuales accederán todas las Empresa Distribuidoras para el consumo de sistema informáticos de misión crítica del proyecto SIGDE. Inicialmente se utilizarán los centros de datos de la Empresa Eléctrica Quito en Quito y la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP en Guayaquil.

Se hará uso de la conectividad natural de fibra óptica de la red la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC de la Corporación Eléctrica de Ecuador (CELEC EP). Figura 4. Como se puede observar existe un anillo natural de conexión entre Quito, Guayaquil y Cuenca. Mayoritariamente el tipo de fibra óptica en este esquema es OPGW (Optical Ground Wire), y unos segmentos radiales con cable de fibra óptica autoportado.



Figura 4. Red nacional de fibra óptica⁴

⁴ <https://www.celec.gob.ec/transselectric/>

La tecnología de la conectividad de fibra óptica es DWDM, por lo que se dispone del suficiente ancho de banda entre Quito (TRANSELECTRIC Matriz) Y Guayaquil (TRANSELECTRIC Subestación Policentro).

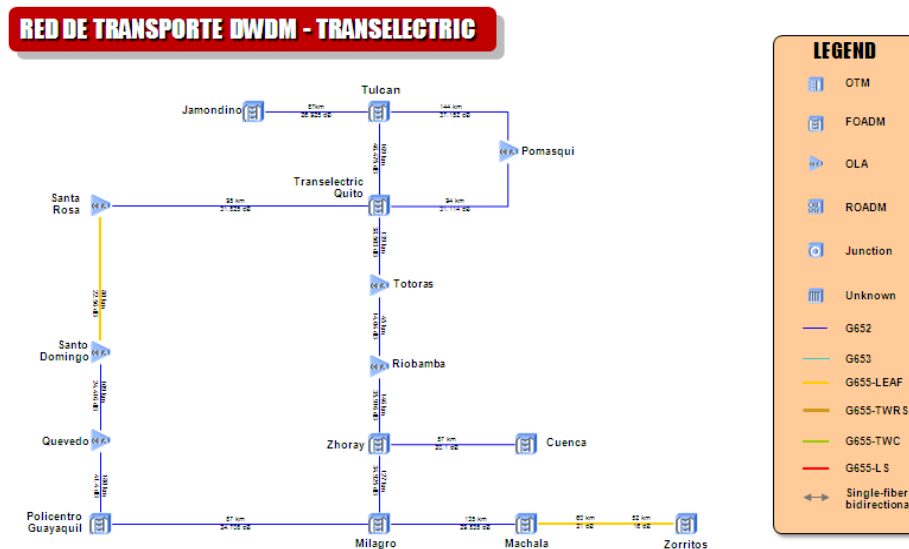


Figura 5. Red de transporte DWDM entre Quito y Guayaquil⁵

Se plantea una conectividad por nodos del resto de las Empresas Eléctricas, así el nodo Quito tendría su cargo: MEER, EE Quito (CNEL- Sucumbios), EE del Norte, EE Ambato (CNEL Bolívar), CNEL-Esmeraldas y EE Cotopaxi; el nodo Guayaquil: EEP Guayaquil, CNEL-Corporativo, CNEL-Manabí, CNEL-Guayas Los Ríos, CNEL-Sta. Elena, CNEL-EI Oro, CNEL-Milagro – CNEL Los Ríos y CNEL-Sto. Domingo; y el nodo Cuenca: EE Centro Sur, EE Sur (Loja), EE Azogues, EE Riobamba y EE Galápagos.

Entre Quito, Guayaquil y Cuenca existirá una conectividad a través de una red MPLS (*Multiple Protocol Layer Sistem*) de 10Gbps y hacia cada distribuidora 1Gbps.

⁵ <https://www.celec.gob.ec/transelectric/>

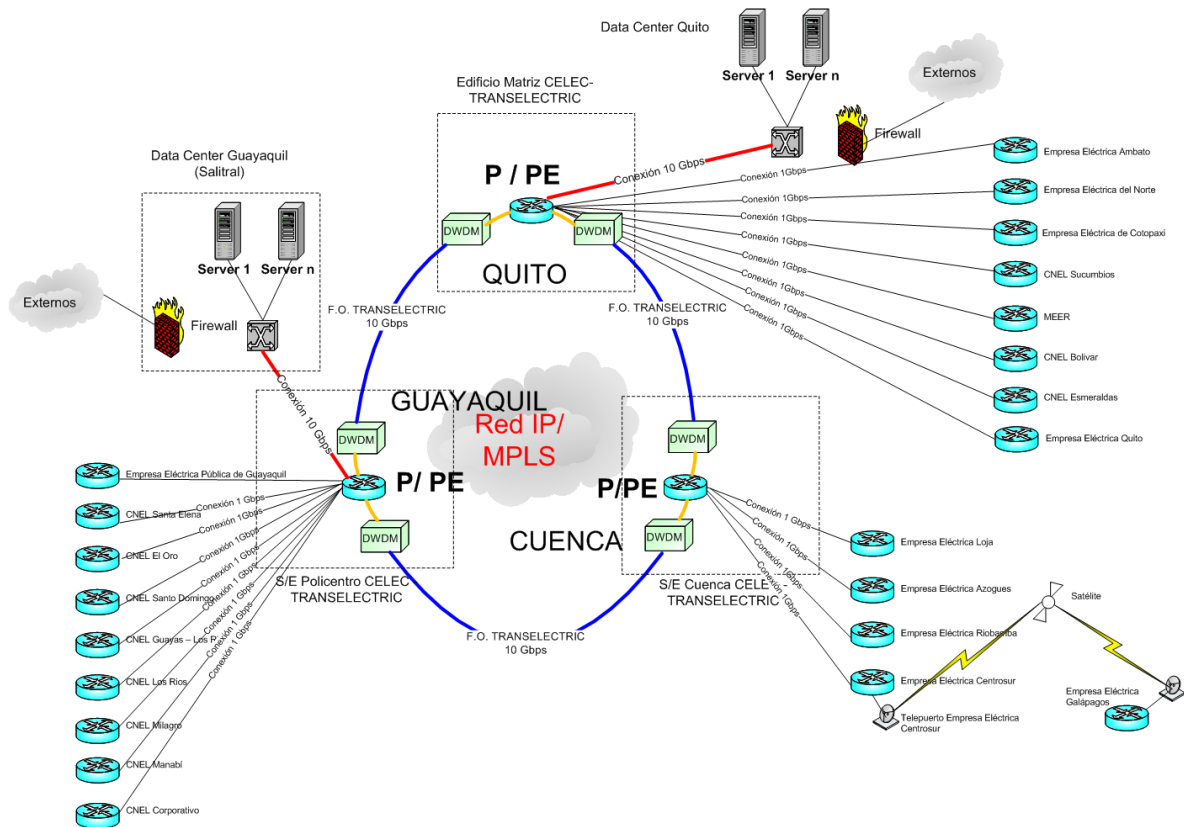


Figura 6. Conectividad a cada Empresa de Distribución y Centros de datos. Primera fase.⁶

1.3 Justificación

Ciertos lugares en Cuenca, presentan dificultades de acceso a los contadores de energía, debido a que la ordenanza municipal para la gestión y conservación de las áreas históricas y patrimoniales de la ciudad de Cuenca, demanda no alterar las fachadas de los inmuebles de este sector patrimonial, por lo cual actualmente la gran mayoría de los contadores de energía se encuentran ubicados al interior de los inmuebles.

Mencionada dificultad incide en la correcta ejecución de los procesos comerciales de la empresa, teniendo problemas en la facturación, con una consecuente insatisfacción de los clientes por errores de facturación, estimaciones, re-facturaciones y

⁶ www.centrosur.com.ec

complicaciones para la CENTROSUR en las acciones de Gestión de Cartera (corte y reconexión de energía), situación que dentro de los parámetros de calidad deterioran los indicadores de eficiencia de la Empresa. Adicionalmente, el hecho de que las redes de distribución y acometidas dentro de este sector de la ciudad son subterráneas, dificultan aún más las acciones operativas.

Esta situación, demanda y justifica la necesidad de contar con un sistema que sea capaz de permitir el intercambio de información entre los dispositivos de medición en el predio del cliente y la empresa distribuidora, para la obtención de la medición de los contadores de energía y de que adicionalmente se pueda efectuar una gestión directa y automatizada para las acciones de corte y reconexión, situación que a más de solucionar los inconvenientes, mejoran los tiempos de operación y eficiencia en los procesos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General:

Diseñar la red de telecomunicaciones para mejorar la gestión de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Cuenca.

1.4.2 Objetivos Específicos:

1. Analizar el estado del arte de las redes eléctricas inteligentes en particular la componente de medición inteligente (Advanced Metering Infrastructure AMI)
2. Analizar el estado del arte de las funcionalidades y necesidades de ancho de banda de los medidores electrónicos inteligentes.

3. Analizar el estado del arte de las comunicaciones en el Ecuador disponibles para AMI.
4. Analizar las soluciones de comunicaciones disponibles en el mercado internacional para AMI.
5. Diseñar las soluciones de comunicaciones para el AMI en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. S.A.

1.5 Resumen de contenido de capítulos

El presente trabajo de investigación es impulsado por el auge de la automatización en especial de las redes inteligentes, la tesis hace un recorrido por las conceptualizaciones teóricas más importantes y relevantes de los sistemas de medición avanzados, las normativas, arquitecturas vigentes relacionadas al tema; posteriormente se analiza el estado actual de la empresa distribuidora de energía eléctrica (Centro Sur), tanto en los problemas de medición como pérdidas técnicas y económicas. Finalmente, se plantea una solución de medición avanzada AMI para la optimización y automatización de la lectura, corte y reconexión de la energía eléctrica para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Como resultados se presenta el balance económico frente a los beneficios de la propuesta; y como último punto se da unas conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE

2.1 Introducción

En el sector de las empresas eléctricas ecuatorianas se ha realizado cambios importantes en la utilización e implementación de nuevas tecnologías con el objetivo de mejorar la eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Con el presente trabajo se podrá apreciar una descripción general de las características y funciones de las redes inteligentes, así como su arquitectura, componentes y su visión de nuevas aplicaciones.

Dentro del marco legal del Consejo Nacional de Electricidad, se contempla que debe proveerse de las herramientas para ejercer sus funciones de planificación para el desarrollo del sector, entendiéndose que debe permitir realizar los monitoreo en materia de generación y distribución de energía, facturación de los consumos a los usuarios, pérdidas técnicas y comerciales de energía, corte y reconexión de los suministros de energía, corrección de fallar y calidad de los servicios prestados, etc.

Con la mejora en la tecnología, específicamente de la medición de datos, hoy en día se puede contar con sistemas de medición inteligente, cuyo objetivo principal es el de establecer una comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre la empresa distribuidora y el medidor del usuario final.

Por estos antecedentes en el presente capítulo se analiza los conceptos y definiciones más relevantes de este sistema.

Smart Metering o conocido como medición inteligente se ha incrementado a escala masiva en muchas ciudades del mundo con miles e incluso millones de medidores inteligentes.

2.2 Características y funciones

2.2.1 Sistemas de Medición Inteligente

“Un sistema de medición que graba los consumos de los clientes (y posiblemente otros parámetros) por hora o con más frecuencia y proporciona diariamente o con más periodicidad la transmisión de las mediciones a través de una red de comunicación a un punto central de recolección” (FERC, 2010).

El sistema de medición inteligente soporta el intercambio de información entre el cliente y la empresa de distribución eléctrica, por lo que estos sistemas representan una oportunidad de mejorar sus procesos, optimizar la gestión de sus activos y disponer de información en tiempo real a nivel del cliente.

El elemento principal dentro de los sistemas de medición inteligente es el medidor inteligente (Smart meter), el cual ha evolucionado gracias a los avances de la electrónica y las telecomunicaciones.

2.2.2 Contadores o medidores.

Para realizar la medición del consumo de energía se utiliza un contador eléctrico que se clasifica según sus características en: Funcionales como monofásicos o trifásicos, energéticos como contadores de potencia activa y reactiva, tecnológicas como electromecánicos o electrónicos y operativas como registradores o programables. Dentro de los registradores pueden ser electromecánicos que miden solamente kwh o kVAh acumulados y no poseen discriminación tarifaria y los electrónicos que miden energía acumulada y registran la energía total mensual o por intervalos de tiempo

preferidos y contemplan comunicación bidireccional permitiendo la comunicación en tiempo real. (Observatorio industrial del sector de la electrónica).

Las compañías eléctricas pueden enviar señales de precios a termostatos y electrodomésticos inteligentes para alertar sobre próximos períodos de alto costo. Una opción es que el mismo consumidor determine la respuesta y la acción a tomar; otra, que dispositivos inteligentes pueden disminuir el uso de los electrodomésticos hasta que el período de alto costo (hora pico) haya terminado, o cambie el uso automáticamente y lo mueva a períodos de menor costo. (UCESI, 2013)

2.2.2.1 Contadores Inteligentes.

“Un medidor de avanzada (generalmente un medidor eléctrico) que registra el consumo en intervalos de una hora o menos y comunica esta información al menos una vez por día a través de una comunicación a la empresa de servicios para propósitos de facturación y monitoreo (tele-medicación). El medidor inteligente habilita dos vías de comunicación entre el medidor y el sistema central”. (FERC, 2010).

2.3 Arquitectura de una red AMI

La arquitectura de los sistemas de medición avanzada es una arquitectura orientada a servicios, normada por el ICE 61968-9 lectura y control de medidores; de los cuales podemos resaltar los siguientes componentes básicos de la arquitectura:

- Medidores inteligentes
- Concentrador
- Sistemas de telecomunicaciones
- Centro de control

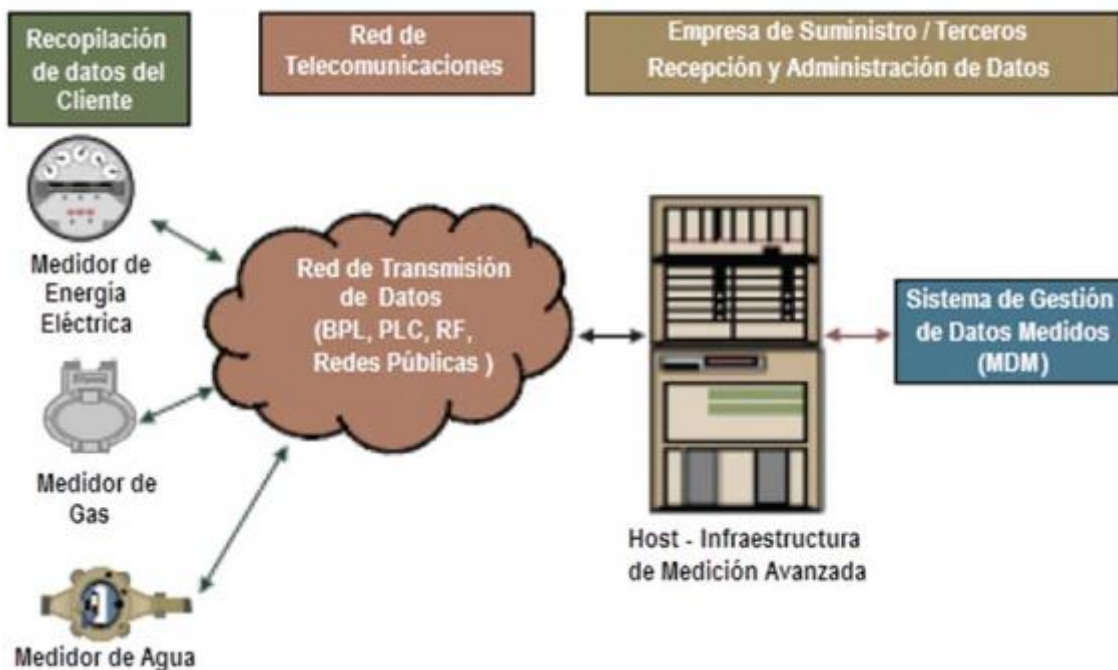


Figura 7. Arquitectura de una red AMI⁷

En la figura anterior podemos simplificar en tres componentes fundamentales en un sistema de medición avanzado, los cuales comprende:

1. El equipo de medición con la capacidad de transmitir los datos recolectados y eventos (ejemplo fallas, reportes de manipulación, etc.), aun sistema de adquisición de datos (DAS).
2. Un segundo componente que constituye el medio por el cual los medidores y/o los DAS transfieren los datos a la base de datos remota, es decir las redes de telecomunicaciones; comúnmente disponibles en banda ancha, a través de Broadband over Power Line (BPL), Power Line Carrier Communication (PLCC), redes fijas de radio frecuencia (RF), y las redes públicas (por ejemplo, teléfono fijo, celular, etc.).
3. Por último un sistema de hardware y software que controla la comunicación, recibe los datos enviados de los medidores y los almacena (un repositorio de datos - Host de

⁷ <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>

AMI); esta información puede ser administrada por un Sistema de Gestión de Datos de Medición (MDM), con la finalidad de conseguir el análisis y conversión a información de utilidad para la empresa.

La medición se la puede hacer en los alimentadores de red secundaria en las cabinas de transformación subterránea, con la finalidad de efectuar balances energéticos y contar con información para optimizar, planificar, etc.

2.4 Componentes

2.4.1 Equipos de medición

Es un dispositivo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información del consumo de energía (como principal característica), pero tienen la capacidad de registrar otros parámetros eléctricos y transmitirlos.

Los medidores estándar utilizados para AMI generalmente constan de dos componentes: el medidor y la unidad de interfaz del medidor o módulo MIU, que juntos se combinan para registrar, almacenar los datos e información y comunicarse con la red de área local.

Los medidores avanzados pueden ser agrupados en tres categorías generales: básico, avanzado y muy avanzado; dependiendo de la funcionalidad que ofrecen. (EPRI, 2007).

El Modelo Básico, típicamente incluye la posibilidad de:

- Registro mensual de kWh
- Registro mensual de la demanda en kW

El Modelo Avanzado, típicamente incluye la posibilidad de:

- Registro de intervalos de uso (diario, cada hora, o sub-hora) y demanda

- Provee notificación de fallas
- Provee notificación por manipulación
- Proporcionar alarmas por voltaje
- Puede ser programado a distancia
- Soporta TOU (Time Of Use)
- Desconexión del servicio a distancia (opcional según sea necesario)

El Modelo Altamente Avanzado, típicamente incluye la posibilidad de:

- Ser direccionado mediante IP
- Interfaz con una red de área local.

2.4.1.1 Estándar de comunicación

Los estándares de comunicación consisten en:

ANSI C12.18: Diseñado para el transporte de estructuras de datos a través del puerto de infrarrojos ópticos, utilizados actualmente en la mayoría de medidores de electricidad.

ANSI C12.19: Define un conjunto de estructuras de datos flexibles “tablas” para su uso en los productos de medición y una sintaxis para la identificación y descripción de estas estructuras para ser compartidos a través de cualquier combinación de medios físicos de red. Es la base para las estructuras de datos comunes y proporcionan un “vocabulario” común en la industria, para comunicaciones de los datos de medidores.

ANSI C12.22: Comprende las especificaciones del producto de comunicación para la interfaz de los datos a las redes que soporta el medidor.

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) tiene alrededor de 100 estándares que se aplican a las Smart Grids y muchos otros están en desarrollo con el

propósito de definir lineamientos para la interoperabilidad entre las redes inteligentes, entre los estándares se destacan:

- Estándar IEEE P2030 -2011 quién hace consideraciones de la vulnerabilidad de la red eléctrica a actividades maliciosas.
- Estándar IEEE 1901 para las comunicaciones por líneas eléctricas aclara el uso de la red como enlace de comunicaciones para administrar el flujo bidireccional de energía.
- Estándar IEEE 802 referente a redes inalámbricas se preocupa de la infraestructura de comunicaciones mediante tecnologías GSM, 3G y 4G.
- IEEE 1547 se refiere a la interconexión de recursos distribuidos en sistemas de potencia, dando un aporte para evitar que la integración de energías renovables o la mala gestión hagan colapsar al sistema.

En lo relacionado a medidores inteligentes, se tiene como referencia básica las siguientes normas internacionales:

- IEC 62053-21 Equipos de medida de la energía eléctrica. Requisitos particulares parte 21: Contadores de energía activa (clase 1 y 2)
- IEC 62053-22 Equipos de medida de la energía eléctrica. Requisitos particulares parte 22: Contadores estáticos de energía activa (clase 0.2 S y 0.5 S).

En los equipos concentradores de los datos o Gateway que se extraen desde los medidores inteligentes. La red de comunicación entre los medidores y el Gateway se basa principalmente en la tecnología RF y PLC, ambas con una red en malla "mesh".

2.4.1.2 Tipos de datos de un contador avanzado

Las capacidades de un medidor inteligente varían de acuerdo a las características de los numerosos y diferentes fabricantes, de los cuales podemos destacar los siguientes:

- Acceso oportuno a la información de la electricidad.
- Mejor confiabilidad.
- Disminución en las tarifas del servicio.
- Opciones expandidas de productor.
- Mayor privacidad. (Texas, 2014)
- Soporta la comunicación bidireccional vía radio frecuencia en el rango de 900 Mhz y/o a través de la comunicación mediante cable eléctrico (PLC).
- Comunicación basada en el protocolo IP.
- Detecta y notifica eventos en la red para verificar su estado como las interrupciones del servicio y su restauración.
- Soporta la recolección de información de manera programada o cuando se solicite.
- Dispone de seguridad robusta y cifrada para cumplir con los estándares de la industria.
- Soporta actualizaciones de “firmware” y la programación del medidor de manera remota.
- Monitoreo continuo del enlace y cálculo del enrutamiento.
- Dispone de alarmas ante manipulaciones maliciosas y no permitidas.
- Soporta diseño de inventarios.
- Soporta varios tipos y formas de conexiones (conexión directa, semi-directa, indirecta), para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- Soporte de varios planes tarifarios, incluyendo tiempo de uso, es decir precios de tarifas en rangos horarios.

- Medición, registro y envío de los parámetros de potencia.
- Permite maniobras de control a distancia (corte y reconexión).
- Medición de valores instantáneos.
- Consumo bajo de potencia lo cual disminuye las pérdidas.
- Soporta la comunicación con las redes HAN.
- Soporta aplicaciones inteligentes como respuesta de la demanda.
- Dimensiones compactas para ahorras espacio y simplificar el manejo e instalación. (Micheloud Rommel A. Vicini & Osvaldo M, 2012).

Todas las características anteriormente mencionadas se las puede agrupar en cinco tipos de datos: Consumo de energía, Metadatos, Operacional, Sistema de Monitoreo, Datos de Evento.

Tabla 1. Tipos de datos de Medidores Avanzados⁸

Tipo de Dato	Descripción	Requisito de persistencia	Requisito de latencia	Ejemplo
Consumo de energía	Datos de los intervalos de los tiempos de uso, incluyendo el promedio y el pico	Permanente	Desde 15 minutos hasta 24 horas	Lecturas de consumos en los sets de intervalos de tiempo, promedio y pico
Metadatos	Datos de información general	Permanente	Necesita estar sincronizado continuamente entre el sistema de registro y	EL ID del medidor, dirección, ubicación en la topología de la

⁸ The Emergence Of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report

			otros sistemas	red de distribución
Operacional	Datos sobre el rendimiento de la red sobre suministro de electricidad	Ninguno para el monitoreo, temporalmente para el análisis	Menores de un segundo para monitoreo, de varios minutos a varias horas para el análisis histórico	Perfiles de carga del cliente, perfiles de carga de transformadores
Sistema de Monitoreo	Datos sobre el rendimiento de los medidores y operaciones	Temporalmente para monitoreo y análisis	Tiempo real o con retraso corto (para el análisis)	Versión de firmware del medidor y fecha de la última actualización, indicador de encendido / apagado del medidor
Datos de eventos	Envío de mensajes de un medidor Inteligente cuando se ha excedido un umbral	Ninguno; sin embargo puede ser accedido para propósitos forenses	Tiempo real	Mensaje de "último suspiro" en interrupciones, cuando se supera un umbral

2.5 Aplicación de la red inteligente

Los servicios y aplicaciones que se generan con la implementación de la Red Inteligente son varias, de las cuales se pueden identificar: (Cooper Power Systems, 2010)

- Permitir el estampado de fecha y hora sincronizable
- Medición bidireccional del flujo de energía (recepción y entrega)
- Capacidad de proporcionar datos por cliente, en intervalos con marca de tiempo específico, al menos por cada hora, pero a menudo en intervalos cortos de 15 a 30 minutos.
- Opción de conexión / desconexión remota para algunos o la totalidad de los medidores
- Posibilidad de actualización del firmware (bloque de instrucciones de programa grabado en los equipos) de los medidores de forma remota.
- Capacidad de diagnosticar, vigilar.
- Notificación de interrupciones y de restauración del suministro,
- Alertas sobre la manipulación y detección de fraudes e informes sobre inversión, remoción, inactividad e intermitencias,
- Capacidad de lectura remota de medidores bajo demanda (cuando se lo solicite),
- Medición y reporte de eventos y parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, tensión mínima, máxima, perfiles), con capacidades de monitorización en tiempo real, configurable por la empresa y detección si el servicio se encuentra fuera del rango,
- Capacidad de modificación de bandas,
- Capacidad de lectura de la tensión en los mismos intervalos de lectura del medidor,

- Memoria para almacenar cantidad específica de días de lecturas (de 7 a 45 días, dependiendo de la empresa)
- Adaptabilidad de funciones para posibilidad de aplicaciones de prepago,
- Reporte y registros diario de lectura de contadores, a menudo en la medianoche,
- Inclusión de sistemas de almacenamiento de datos (data warehouse) visto como una necesidad de almacenamiento de grandes volúmenes de datos recolectados del sistema AMI,
- Estrecha integración con el Sistema de Gestión de Datos de Medición (MDM) y de éste con otros sistemas de Gestión - con enlaces a la contabilidad, facturación, reportes, gestión de interrupciones y otros aplicativos,
- Posibilidad de enviar mensajes a los artefactos y equipos de los clientes para soportar programas de Respuesta de la Demanda,
- Capacidad de extender el sistema AMI y Smart Grid a múltiples dispositivos del hogar interconectados como parte de una Red de Área del Hogar (HAN).
- Reconfiguración automática del sistema de distribución.
- Mejoras del desempeño de la red durante contingencias.
- Mejoras del desempeño de la red en condiciones normales.
- Optimización de la configuración para reducción de pérdidas.
- Optimización de la configuración para la mejora del perfil de tensión.
- Automatización de edificios/ hogares.
- Automatización Industrial
- Soporte a la recarga inteligente de vehículos eléctricos a nivel masivo
- Respuesta de la demanda y adjudicación de precios a las tarifas de electricidad para rangos horarios.
- Mejoras del monitoreo, control y gestión de la red eléctrica.
- Micro redes.

2.5.1 Generación distribuida

La generación distribuida involucra la integración de pequeñas fuentes de generación y dispositivos de almacenamiento con el sistema de suministro eléctrico. Se debe tener presente que la generación distribuida se presenta en los Dominios de la Transmisión, Distribución y Cliente. (Farhangi, 2010)

2.6 Sistema de telecomunicaciones

2.6.1 BPL

2.6.1.1 Aspectos generales

El BPL (Broadband over Power Line), es una nueva forma de PLC, que está siendo utilizado por las empresas de electricidad para proporcionar las funcionalidades y aplicaciones de AMI, cuyo ancho de banda también es suficiente para cubrir otras aplicaciones de automatización, incluyendo tecnologías de Smart Grid.

Al igual que para el PLC, los medios de transmisión continúan siendo las líneas de transmisión y distribución eléctrica, pero es necesario una cantidad importante de equipo adicional para habilitar las vías de comunicaciones del medidor con los colectores (pueden estar en transformadores o capacitores). Este equipo adicional incluye los acopladores, repetidores, y enlaces adicionales de fibra, que se requieren cuando el BPL es desplegado en una reducida infraestructura de telecomunicaciones existente. Por lo indicado, este equipamiento aumenta el costo de construir los sistemas BPL AMI en comparación con los sistemas tradicionales de PLC, sin embargo, el costo adicional de este equipamiento normalmente se justifica para zonas que presentan una mayor densidad o cuando esta red se empleará también para proporcionar otros servicios, como de voz, datos y video. (C.Xiang, 2011)

2.6.1.2 Arquitectura. (Powerline Communication, 2012)

Módem de cabecera. (HE o Unidad de Acondicionamiento)

El módem de cabecera, "Head End" (HE) o "Transformer Premises Equipment" TPE). Coordina la frecuencia y actividad del resto de equipos que conforman la red BPL, de forma que se mantenga constante en todo momento el flujo de datos a través de la red eléctrica. Permite conectar el sistema BPL con la red externa (WAN, Internet, PSTN, RDSI, etc.) por lo que es el interfaz adecuado entre la red de datos y la red eléctrica.

Por lo general se instalan en las subestaciones de distribución o en el transformador de baja tensión, dependiendo de la configuración eléctrica más favorable y del ámbito del sistema BPL que se emplee.

Existen dos tipos de modem de cabecera, los de media tensión con un enlace de 2,5 km y los de baja tensión de 300 m.



Figura 8. Tipos de modem de cabecera⁹

La última generación de módems de cabecera tiene una configuración flexible basada en varias diferentes tarjetas. De forma, la tarjeta de baja tensión permite inyectar la señal BPL en la red de acceso a través de los cables de baja tensión, la tarjeta de media tensión se usa para la comunicación con los módems de otras subestaciones

⁹ <http://www.bectechnologies.net/main/2300R2.shtml>

incluidas en la red de distribución y la tarjeta Fast o Gigabit Ethernet que permite la interconexión de la red con las redes del backbone.

Unidad Repetidora o HG

Es el equipo que permite ampliar la cobertura y el alcance de la señal BPL, ya que está constituido por un repetidor intermedio (IR). Permite la transferencia de los datos entre las líneas de medio voltaje y bajo voltaje. Regenera la señal desagrada por la atenuación provocada por los cables eléctricos, asegurando la calidad en el enlace. Aumenta la cobertura del servicio ofrecido y consigue altas velocidades de transmisión en lugares alejados del modem de cabecera. Es instalado en el centro de distribución o cuarto de contadores de la empresa proveedora del suministro eléctrico. Provee servicio a un barrio, lote o sector específico, este tipo de dispositivo se con el modem del usuario. Es un módulo que se encuentra cubierto de manera especial para protegerse de interferencias, al encontrarse ubicado en un ambiente expuesto a elementos.



Figura 9. Tipos de Home Gateway BPL¹⁰

¹⁰ <http://www.bectechnologies.net/main/>

Unidad de usuario o Modem BPL

Customer Premises Equipment (CPE), es un módulo construido para proveer el interfaz hacia los servicios en el hogar. Proporciona la conexión al cliente final y convierte cada toma eléctrica en un punto de red, al cual se puede conectar un equipo informático.



Figura 10. Tipos de módems de usuario BPL¹¹

2.6.1.3 Aplicaciones comerciales

Hogares inteligentes

Permite el mantenimiento remoto y el control de aplicaciones básicas como electrodomésticos, sistemas de calefacción y alarmas contra incendios. Los estándares correspondientes a esta aplicación son HomePlug 1.0 y HomPlug AV.

Redes de Área Local

La tecnología BPL facilita el establecimiento de una red local o redes privadas virtuales sin cableado o cable o equipo adicional.

¹¹ <http://www.bectechnologies.net/main/>

El esquema se ajusta a la configuración básica ya descrita, en la que un HE se instala siempre en cabecera, con tantos módems CPE como usuarios. En este caso el HE debe situarse en el cuadro eléctrico del edificio, en donde se encuentra la acometida principal y tras los contadores de la compañía eléctrica.

Conviene inyectar la señal después del interruptor de potencia principal con el objeto de minimizar interferencias. El resto de la instalación BPL sigue los parámetros ya comentados, así se dispone de tantos módems de usuario como puntos de red se desean y se utilizan repetidores para mejorar la calidad de la señal en todos aquellos casos en que sean necesarios.

Acceso a Internet

Para los usuarios de Internet el servicio de BPL ofrece: Voz IP como servicio de telefonía a bajo costo sobre la red. Acceso de subida y bajada a alta velocidad. Navegación en sitios WEB complejos, videos de alta resolución, música en calidad de CD, software y juegos de video.

Telefonía

La posibilidad de emplear protocolos IP por medio de una red BPL permite que cada abonado tenga acceso a nuevos servicios, tal es el caso de la telefonía IP. Las ventajas del sistema son la posibilidad de conexión telefónica usando el Internet. Además se puede enviar y recibir mensajes de fax.

Seguridad

Mediante la red BPL es factible la creación y desarrollo de servicios de tele vigilancia y seguridad, sí como sistemas de monitoreo provistos de detectores visuales y de movimiento.

2.6.2 Redes de radio frecuencia (RF)

El uso de tecnología más popular para AMR es el de radio frecuencia, que funcionan con frecuencias licenciadas y no licenciadas. Los sistemas de RF sin licencia operan por debajo de las frecuencias con licencia y dado que en la misma banda se comparten otras aplicaciones (teléfonos inalámbricos, puertas de garaje, sistemas de seguridad, etc.), se tienen restricciones en cuanto al nivel de potencia, por lo cual, modulación especializada y técnicas de encriptación se incorporan en la mayoría de los sistemas para minimizar la interferencia. Estos sistemas normalmente requieren equipos destinados a estar mucho más cercanos y podrían limitar las opciones de tecnología del medidor dado al incremento de lugares. (IEEE). Los sistemas de RF con licencia permiten uso de una frecuencia específica en una determinada zona y normalmente permite una señal de mayor potencia, lo cual faculta una mayor cobertura, pero existe siempre la dificultad de conseguir las concesiones, lo cual puede restringir esta ventaja.

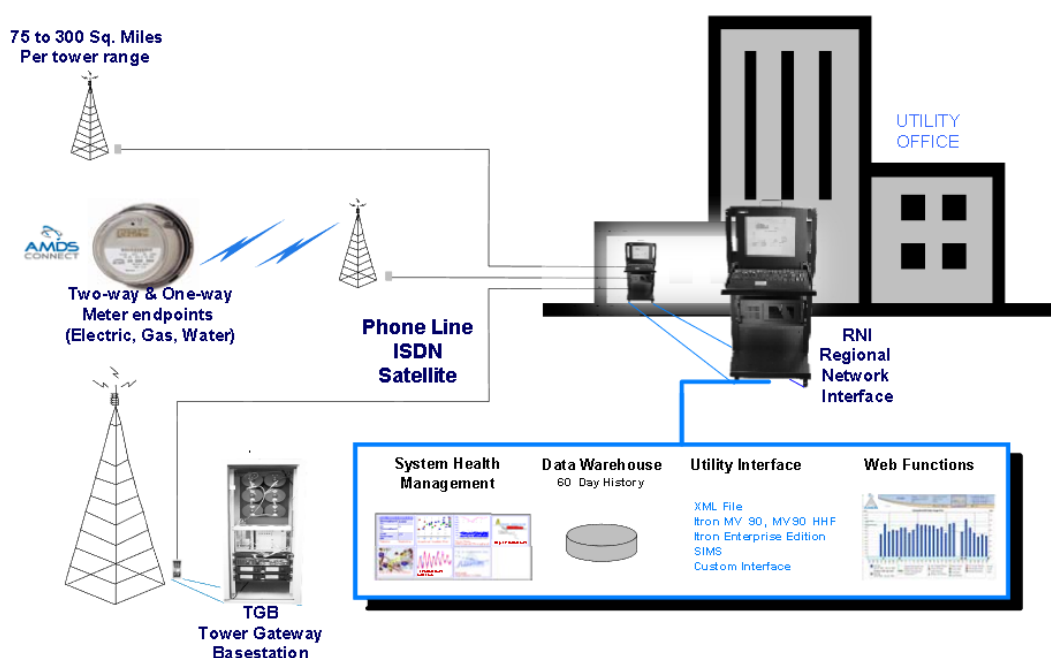


Figura 11. Arquitectura de una red AMI con RF¹²

¹² <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>

Los sistemas Punto a Punto suelen utilizar la parte superior del poste o colectores en torres para almacenar los datos y enviarlos de vuelta al data center, mientras que las redes peer-to-peer con frecuencia utilizan una tecnología inalámbrica de malla, que encamina los datos a través de otros medidores hasta uno de punto final, quien hará llegar a un colector. En ambos casos, una parte del sistema es una red WAN, que puede usar teléfono, celular u otras fuentes públicas como los satélites, las frecuencias con licencia, fibra o redes privadas de radio o microondas para backhaul de los datos del colector al data center.

Las principales normas relacionadas con RF consisten en:

802.11 (Wi-Fi): Estándar inalámbrico que especifican una interfaz entre un cliente inalámbrico y una estación base o punto de acceso. La norma se aplica a redes LAN inalámbricas y proporciona 1 o 2 Mbps de transmisión en la banda de 2,4 Ghz utilizando Hopping Spread Spectrum (FHSS) o secuencia directa de espectro extendido (DSSS). (Redes inalámbricas Wifi - WiMAX, 2014)

802.15.4 (Zigbee): Estándar abierto, el cual describe un protocolo inalámbrico normalizado para la conexión de una red de área personal inalámbrico WPAN, utilizado para el monitoreo y control de redes de baja potencia, basados en el estándar IEEE 802.15.4. (BAHL, 2004).

802.16 (WMAX): Una familia de estándares IEEE para acceso de banda ancha inalámbrica, que ofrece hasta 70 Mbps de transferencia conjunta de punto a multipunto con frecuencia entre los 10 a los 66 Ghz, con coberturas por entre los 60 km. (Benítez, 2007)

2.6.3 Redes de fibra óptica

La utilización de la fibra óptica en las Smart Grid juega un papel fundamental ya que ofrece la transmisión de datos a alta velocidad, en tiempo real, entre un número de ruteadores y estaciones separadas en distancia considerables, son de fácil adaptación a las características de entornos en los que resulta muy deseable disponer de ella representando una nueva corriente tecnológica eficaz para el desarrollo de las comunicaciones en los sistemas eléctricos inteligentes. (Tanenbaum, 2001)

Entre las ventajas más importantes de la implementación de fibras ópticas a los sistemas de comunicación de las Smart Grid son:

- Inmunidad electromagnética.
- Consideraciones de seguridad.
- Poca atenuación = aumento en la distancia de transmisión
- Potencia de ancho de banda aumentado
- Diámetro pequeño y poco peso
- Economía a largo plazo

Entre las desventajas podemos anotar:

- Un costo inicial mayor que el cobre
- Resiste menos el abuso que el cable de cobre
- Los conectores de fibra son más delicados
- La conexión de la fibra óptica requiere un mayor nivel de capacitación y conocimiento
- Los medidores y las herramientas de instalación son más caras

El cable de fibra óptica se utiliza comúnmente en aplicaciones de automatización de distribución subterránea, sin embargo, también es muy factible su empleo en la distribución de alimentadores, pero existe una gran desventaja que no permite su total

implementación en grandes sistemas eléctricos pues el costo de su instalación es muy elevado lo cual no es factible para dichas empresas.

CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ACTUAL

3.1 Problemática del sistema eléctrico actual

Para describir el sistema de lectura, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur EP comercializadora de energía realiza el registro de medición de energía eléctrica mediante métodos visuales, es decir, revisan cada uno de los medidores existentes en su área de concesión y toman su medida observando directamente el dial del equipo. Adicionalmente a estos errores que se generan en la toma de datos, procesamiento, existen problemas en las pérdidas eléctricas.

3.1.1 Pérdidas eléctricas

Se produce por causas inherentes al proceso de transporte y transformación, así como la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa distribuidora. Las pérdidas de energía se clasifican en:

3.1.1.1 Pérdidas técnicas.

Son propias a la conducción y transformación de la energía eléctrica, es decir, que obedecen a restricciones físicas fundamentales de los materiales utilizados, por lo tanto se puede decir que es la energía que se pierde durante la transmisión y distribución dentro de la red como consecuencia del efecto joule.

3.1.1.2 Pérdidas no técnicas.

Es la energía por el cual, la empresa no recibe pago alguno, o lo recibe tardíamente. En Ecuador según estudios las pérdidas no técnicas traen consigo grandes pérdidas financieras que afectan directamente a las empresas distribuidoras; de entre las pérdidas más comunes tenemos:

- Pérdidas en el registro de consumo, en instalaciones sin medidor.

- Conexiones ilegales: también llamados no suscriptores, con conexiones directas a la red, sin la autorización de la empresa.
- Errores en estimaciones de consumo: en los casos en que la empresa decida estimar la energía suministrada, en vez de medirla directamente, se pueden cometer errores por subestimación sistemática del consumo, además de que se sobreestima la demanda.
- Errores por instalaciones provisionales: es práctica común, la realización de contratos una vez elaborado el contrato definitivo. En ambos casos se pueden incurrir en errores de registro de consumo.
- Error en estimación de consumos propios de la empresa, no medidos: considerando la concentración geográfica de los consumos propios y el control que la empresa tiene sobre ellos, es casi inadmisibles la ausencia de medidores. Corresponde a la no contabilización de la energía consumida por la empresa, lo cual incluye el consumo no medido de alumbrado público, auxiliar de subestaciones, etc.
- Pérdidas en el registro de consumo, instalaciones con medidor: los usuarios con medidor, generalmente presentan un volumen mayor de pérdidas no técnicas.
- Errores de medición: este tipo de error se puede presentar por: descalibración natural o accidental (transporte del medidor), daño del mismo, instalaciones defectuosa.
- Errores en procedimientos administrativos del registro de lecturas: errores al momento de tomar la lectura de los datos.
- Fraude: en este grupo, se incluyen todas las alteraciones fraudulentas de los equipos de medición, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2. Alteraciones fraudulentas de los equipos de medición¹³

POSIBLES ALTERACIONES	DESCRIPCIÓN
PUENTE DE TENSIÓN ABIERTO	Consiste en desplazar el puente de tensión de su posición original
CORRIENTE CORTOCIRCUITADA	Consiste en colocar puentes de cortocircuito con conductor entre los tornillos donde llegan los terminales de la bobina de corriente
PUENTE DE CONTADOR	Consiste en realizar un puente desde un punto anterior al medidor, hasta un punto posterior al mismo
LINEA DIRECTA	Consiste en conectar una o varias fases directas de los postes de baja tensión
PERFORACIÓN Y CUERPOS EXTRAÑOS EN EL MEDIDOR	Consiste en introducir negativos de fotografía o películas al contador hasta llegar al disco para detenerlo
INCLINACIÓN DEL MEDIDOR	Consiste en inclinar el medidor con respecto a su posición vertical para reducir la velocidad del disco
CORTE DEL NEUTRO	Consiste en interrumpir el neutro antes del contador y cerrar el circuito de la carga con un neutro tomado desde otro punto de la red de servicio.

En la distribución y comercialización de la energía eléctrica, es mínimo el control que se logra sobre las pérdidas no técnicas dentro de los sistemas de distribución, las

¹³ The Emergence Of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report

cuales repercuten de manera negativa sobre los ingresos requeridos para mantener el nivel de calidad del servicio prestado por parte de las empresas encargadas del suministro. Entre los factores determinantes de dicho problema se encuentran: la falta de formación del usuario sobre el correcto uso del servicio, dificultad para la realización de contratos de servicio con las empresas, falta de continuidad en proyectos de planificación y control de la energía suministrada por las empresas, además de otros, esta problemática se evidencia al registrar la diferencia existente entre la energía total entregada y la energía total facturada, ocasionando que el porcentaje de pérdidas dentro del sistema sea elevado.

3.2 Redes inteligentes en el Ecuador

3.2.1 Generalidades de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.



Figura 12. Área de concesión de la Centro Sur C.A.¹⁴

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur tiene un área de concesión de 28,962km² que comprende las provincias de Azuay, Cañar (excepto Azogues) y Morona Santiago.

¹⁴ www.centrosur.com.ec

EXTENSIÓN POR CANTÓN

Cantón	Extensión (km ²)	%
CUENCA	3.128,80	10,80
GIRÓN	349,20	1,21
GUALACEO	367,70	1,27
NABÓN	647,20	2,23
PAUTE	272,70	0,94
PUCARÁ	856,50	2,96
SAN FERNANDO	141,70	0,49
SANTA ISABEL	785,70	2,71
SÍGSIG	667,00	2,30
OÑA	298,00	1,03
CHORDELEG	110,60	0,38
EL PAN	138,50	0,48
SEVILLA DE ORO	322,80	1,11
GUACHAPALA	40,90	0,14
PROV. AZUAY	8.127,30	28,06
CAÑAR	1.787,00	6,17
BIBLIÁN	204,90	0,71
EL TAMBO	66,10	0,23
SUSCAL	49,90	0,17
PROV. CAÑAR	2.107,90	7,28
MORONA	4.211,00	14,54
HUAMBOYA	2.132,80	7,36
SUCÚA	1.828,10	6,31
SANTIAGO	1.979,60	6,84
TAISHA	4.480,90	15,47
LIMÓN	2.205,20	7,61
SAN JUAN BOSCO	1.039,20	3,59
GUALAQUIZA	850,00	2,93
PROV. MORONA SANTIAGO	18.726,80	64,66
TOTAL SISTEMA	28.962,00	100,00

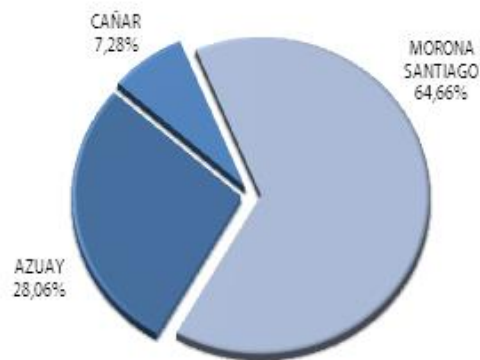


Figura 13. Área de Concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur¹⁵

¹⁵ www.centrosur.com.ec

La empresa cuenta con 312.603 clientes aproximadamente, distribuidos según se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Distribución de clientes¹⁶

Tipo de tarifa 2011	
Residencial	275.250
Comercial	26.588
Industrial	6.614
Otros	4151
Total	312.603

El departamento encargado de controlar el consumo eléctrico en la Centrosur es la Dirección de Comercialización, la cual tiene los siguientes departamentos a su cargo:

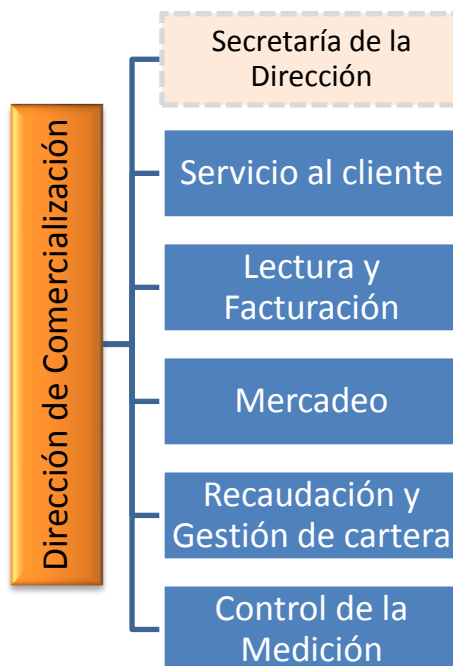


Figura 14. Estructura orgánica de la Dirección de Comercialización de la Centrosur¹⁷

¹⁶ <http://www.centrosur.com.ec/?q=clientes-tarifa>

¹⁷ Fuente propia

Dentro del Departamento de Lectura y facturación, se realiza las actividades de:

- Definir el plan de lecturas
- Entregar información física y por correo electrónico
- Registrar y entregar las lecturas tomadas

En lo relacionado al registro del consumo eléctrico, el personal en su mayoría utiliza registros manuales (formatos impresos) o simples hojas de cuaderno, es decir el margen de error en la toma de datos es alto.

Para la tener un control de la medición, la Centro Sur ha dividido el área de concesión en:

- Sectores: conjunto de grupos encargados de la medición,
- Grupos: conjunto de rutas, y,
- Rutas: el recorrido que el lector contratado realiza diariamente

Tabla 4. Sectores de lectura¹⁸

Provincia	Sectores de lectura
Azuay	91
Cañar	34
Loja	2
Morona	41
Santiago	

Cada uno de los sectores se encuentra dividido en 2775 rutas:

¹⁸ www.centrosur.com.ec

Tabla 5. Distribución de clientes por rutas¹⁹

Provincia	Cantón	Rutas
Azuay	Cuenca	1456
	Girón	77
	San Fernando	28
	Gualaceo	95
	Paute	71
	El Pan	14
	Sevilla de Oro	20
	Guachapala	11
	Sigsig	73
	Nabón	86
	Santa Isabel	92
	Chordeleg	36
	Oña	33
	El Carmen de Pijilí	48
	Pucará	33
Molleturo	34	
Cañar	Biblián	58
	Cañar	207
	Tambo	34
	Suscal	42
Morona Santiago	Macas	88
	Sucua	35
	Méndez	35

¹⁹ www.centrosur.com.ec

	Limón	50
	San Juan Bosco	17
Loja	Saraguro	2

Los períodos de medición de las rutas son mensuales, bimensuales y trimestrales. Dentro de la ciudad de Cuenca, se tienen 25 lectores contratados, encargados de hacer las lecturas de la parte urbana y rural de la ciudad. Aproximadamente se realizan entre 11 y 12 rutas por cada lector. Y así, una ruta está constituida por 500 contadores aproximadamente dentro del centro histórico de la ciudad, entre 200 a 300 contadores en las avenidas, y 200 contadores en la parte rural.

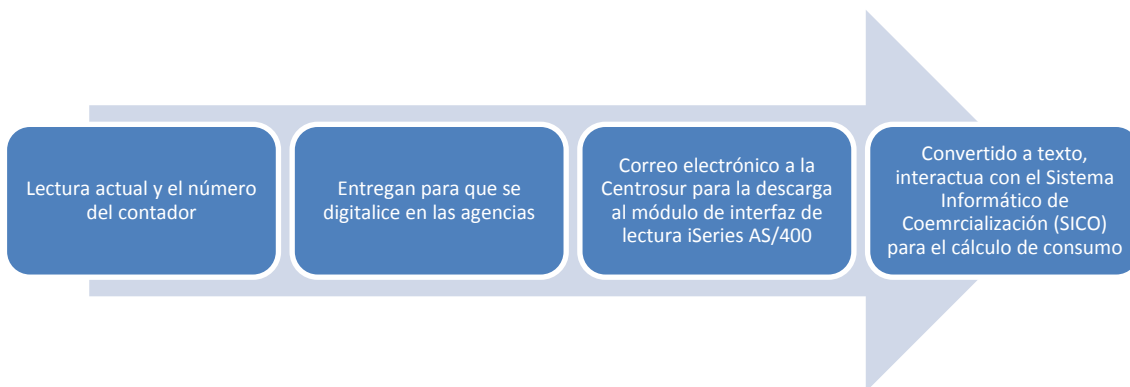


Figura 15. Proceso de lectura del consumo de energía²⁰

²⁰ Fuente Propia

Código	Nombre	Prv	Cnt	Sec	Rta	Sec	T	M	Medidor	Fecha	Lectura
191171	QUIZHPI PATIWO HERNAN MARCELO	01	01	20	9	43000	A	KRI	70006704	20070208	15432
191171	QUIZHPI PATIWO HERNAN MARCELO	01	01	20	9	43000	A	KRI	70006704	20070208	15432
966473	SOC.RAFANEL M.ARIZAGA	01	01	20	9	96000	A	KRC	128064	20070208	2092
966473	SOC.RAFANEL M.ARIZAGA	01	01	20	9	96000	A	KRC	128064	20070208	2092
966481	HERNANAS MERCEDARIAS	01	01	20	9	94000	A	FAE	11370030	20070208	11778
966481	HERNANAS MERCEDARIAS	01	01	20	9	94000	A	FAE	11370030	20070208	11778
966499	SALON PARROQUIAL	01	01	20						20070208	476
966499	SALON PARROQUIAL	01	01	20						20070208	476
966507	GORDILLO FAUSTO/SINC	01	01	20						20070208	4249
966507	GORDILLO FAUSTO/SINC	01	01	20						20070208	4249
966515	ARIAS JULIO /Q	01	01	20						20070208	3964
966515	ARIAS JULIO /Q	01	01	20						20070208	3964
966523	MUNOZ ROSA/RENDEZ	01	01	20						20070208	36327
966523	MUNOZ ROSA/RENDEZ	01	01	20	9	92000	A	KRI	70001178	20070208	36327
966531	SINCHI FELIX /G	01	01	20	9	38000	A	FAE	11427637	20070208	1008
966531	SINCHI FELIX /G	01	01	20	9	38000	A	FAE	11427637	20070208	1008
966549	JIMBO JULIO/SINCHI	01	01	20	9	39000	A	FAE	11370039	20070208	4448
966549	JIMBO JULIO/SINCHI	01	01	20	9	39000	A	FAE	11370039	20070208	4448

Figura 16. Módulo de lectura de registro utilizado por la Centrosur²¹

Inconvenientes en el método manual

- error en la apreciación visual de los números en el contador de energía
- mal entendimiento de la letra de cada lector
- error involuntario al transcribir las lecturas
- errores de digitación

Figura 17. Inconvenientes de la toma de datos manual²²

Otro método que se utiliza para la toma de datos en la parte urbana específicamente es con el uso de PC Pocket, mismos que al estar cargados con un software específico permite que la lectura ingresada se verifique con el consumo promedio antes de ser ingresada.

²¹ www.centrosur.com.ec

²² Fuente propia



Figura 18. PC Pocket para la lectura²³

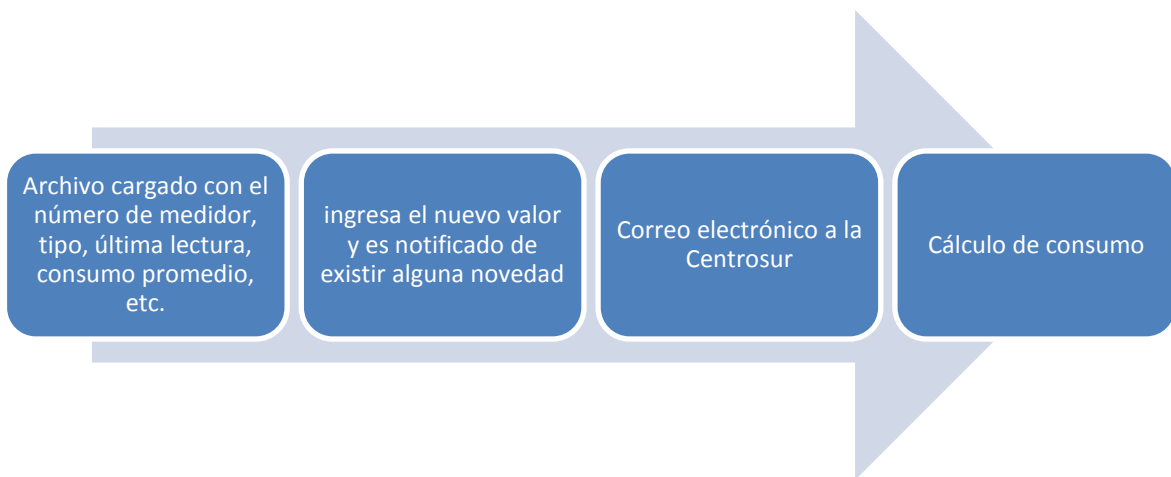


Figura 19. Proceso del cálculo de consumo eléctrico²⁴

3.2.1.1 Proyecto piloto de redes inteligentes en el sistema de distribución eléctrica en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur

Con los antecedentes e inconvenientes antes mencionados, podemos ver que todos esos errores representan un gasto para la Empresa Eléctrica; por lo que la visión y/o características para poder pasar de un sistema de medición manual a uno automatizado son las siguientes:

²³ www.mobilereview.es

²⁴ Fuente Propia

Tabla 6. Diferencias de sistemas de medición manual y automatizada²⁵

Red electromecánica / lectura manual	Red Digital /lectura automatizada
Infraestructura eléctrica separada de la infraestructura de telecomunicaciones	Infraestructura eléctrica compartida con la infraestructura de telecomunicaciones
Largos tiempos de gestión y operación	Gestión y operación en tiempo real o cercano a esto
Uso de sistemas por separado	Integración de los sistemas
Telecomunicaciones limitadas	Telecomunicaciones en arquitectura abierta
Comunicación en una dirección	Comunicación bidireccional
Construidas para una generación centralizada y flujos eléctricos en un solo sentido	Es capaz de integrar generación distribuida y con flujos eléctricos flexibles
Algunos sensores	Red monitorizada y con miles de sensores
Red "ciega"	Red Auto monitorizada
Reposición manual	Reposición semi-automática y eventualmente auto-reposición
Propensa a fallos y apagones	Protecciones adaptativas
Comprobación manual de los equipos	Equipos con operación remota
Toma de decisiones de emergencia a través de comisiones y llamadas telefónicas del cliente	Decisiones basadas en sistemas de confiabilidad predictiva
Control limitado sobre el flujo de potencia	Total control sobre el flujo de potencia
Información sobre el precio de la electricidad limitado	Información total sobre el precio de la electricidad para cada momento

²⁵ Modern Operating System

Consumidores con mínima elección del suministro	Consumidores con amplias posibilidades de elección
---	--

La integración de la red AMI Figura 20 a la plataforma de mensajería de la Centrosur está normalizada por el modelo CIM, mismo que utiliza la norma IEC-61968.

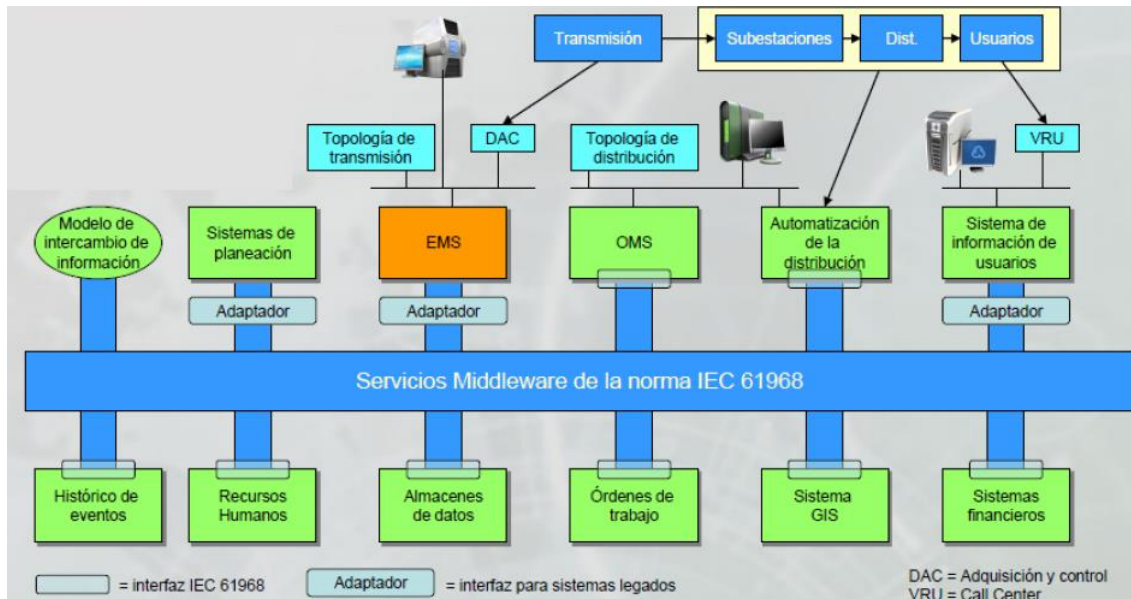


Figura 20. Integración de servicios²⁶

Desde el punto de vista de la Centrosur los pasos para la implementación piloto de la red AMI son:

Características técnicas.- Con la finalidad de mejorar los siguientes aspectos:

Tabla 7. Ámbito de aplicaciones para la implementación AMI²⁷

Ámbito de aplicación
Pérdidas comerciales
Calidad del producto
Eficiencia y efectividad en la toma de lectura de medidores

²⁶ Instituto de Investigaciones Eléctricas

²⁷ Medición inteligente en Santiago de Chile

Indicadores de confiabilidad
Información para clientes
Tiempos de corte/ reconexión de medidores
Información de la cargabilidad

Grado de importancia.- Se tiene diferentes grados de importancia en función del ámbito de cada ámbito de aplicación.

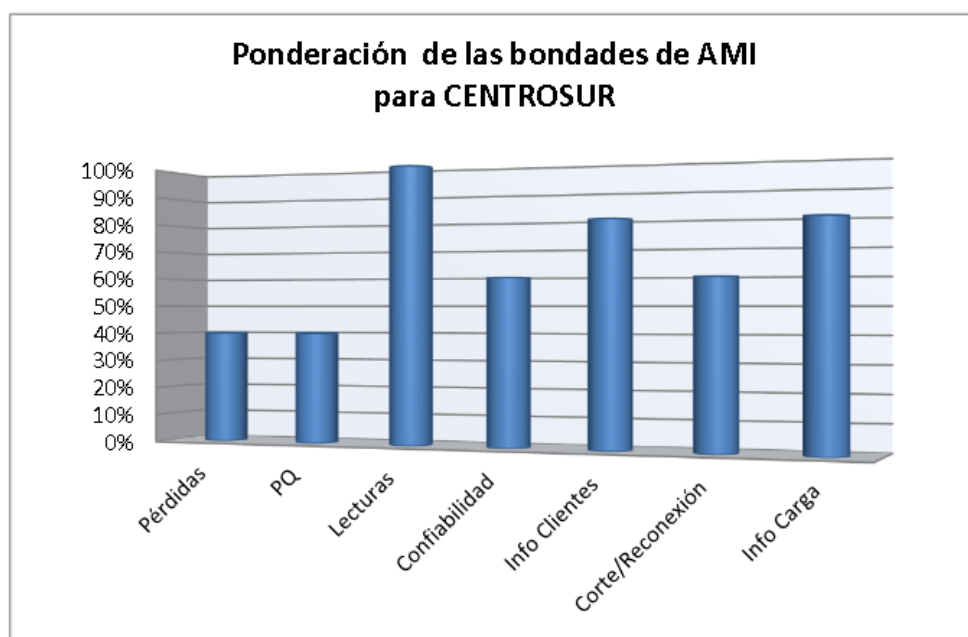


Figura 21. Ponderaciones de las bondades de AMI para CENTROSUR²⁸

Bondades que AMI provee.- Se establece los sectores, zonas o áreas con ciertas deficiencias, y que podrían ser mejorados con la implementación de AMI.

Tabla 8. Deficiencias importantes de sectores, zonas o áreas de la Centrosur²⁹

²⁸ Acta comisión AMI Centrosur N° 03-2012-05-24

1. Sector con mayor dificultades de medición y gestión de cartera	Centro Histórico de Cuenca
2. Alimentador con los mayores problemas de confiabilidad	0321
3. Alimentador con mayor densidad de carga y grandes clientes	0421
4. Alimentador urbano con mayores pérdidas comerciales	0321 y 0421
5. Alimentador donde se implementaría Automatización de Distribución	0321, 0322, 0325, 0421 y 0422
6. Un sondeo preliminar que mencione otros sectores no considerados	Unos coincidentes con los anteriores y otros sin criterio multiplicidad

Las diferentes características de cada uno de los sectores de Cuenca, hace que dentro del plan piloto para la automatización se considere a los siguientes lugares por presentar el mayor inconveniente.

Centro Histórico de Cuenca

Tabla 9. Características del Centro Histórico de Cuenca³⁰

Antecedentes	Corresponde a un sector colonial y declarado por la UNESCO como Patrimonio Cultural de la Humanidad en 1999.
--------------	--

²⁹ Fuente Propia

³⁰ Fuente Propia

Distribución eléctrica	Su red es subterránea
Capacidad instalada	22MVA, 21,7km de red a 6,3kV y 127,5km en BT, 141 transformadores de los cuales 43 son cabinas de transformación subterráneas y que contienen alrededor de 300 circuitos de alimentadores en BT
Clientes	13795
Distribución	53% sector residencial, 45% comercial, 1% industrial y 1% a otros
Ordenanza municipal	No dañar las fachadas por eso los medidores se encuentran al interior de las fachadas
Grado de confiabilidad de las redes de distribución	Alto

Parque Industrial de Cuenca

Tabla 10. Características del parque Industrial de Cuenca³¹

Antecedentes	Sector industrial (tamaño corto y gran demanda)
Capacidad Instalada	17,2MVA, 6,4km de red en BT. 65 unidades de transformación de las cuales 14 de la Centrosur y 51 de particulares
Clientes	219
Distribución	41% residenciales, 26% comerciales,

³¹ Fuente Propia

	34% industriales
--	------------------

Alimentador 0321

Tabla 11. Características del alimentador 0321³²

Antecedentes	Cubre sectores urbanos de Cuenca, parroquias y sectores rurales
Capacidad Instalada	23,3MVA, 382km de red en MT, 843 unidades de transformación.
Clientes	14839
Distribución	96,2% residencial, 1,3% comercial, 1,3 industrial y 1,2 a otros

³² Fuente Propia

CAPÍTULO 4: PROPUESTA

Tomando como base lo expuesto en los capítulos anteriores, en el presente capítulo se establecerán los criterios más importantes que permitirán a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur poder tener una propuesta de implementación de redes inteligentes en las redes de distribución.

4.1 Alternativa tecnológica de medición avanzada

4.1.1 Red BPL

La red BPL basa su estructura de funcionamiento en los conductores instalados de MT como su red de transporte, desde el transformador al cliente.

4.1.2 Estructura de la red BPL

4.1.2.1 Módem de cabecera

Como vimos en la Tabla 9 el centro histórico de Cuenca está abastecido por dos subestaciones; la SE1 que se encuentra ubicada en la calle Luis Cordero y Rafael María Arízaga y la SE2 ubicada en la calle Benigno Malo y Calle Larga; con 127,5km en BT, 141 transformadores y 13795 clientes, por lo que se considera dos Gateway (Figura. 22) de cabecera, uno para cada subestación. Anexo 1.



Figura 22. Gateway³³

³³ <http://www.corinex.com/product/smartgrid-200-gateway>

4.1.2.2 Repetidoras

Para las repetidoras se utilizará el mismo dispositivo que se planteó para el modem de cabecera, en cada uno de los 141 transformadores.

Tabla 12. Transformadores correspondientes al Centro Histórico de Cuenca³⁴

Repetidora	Transformador	Potencia	Repetidora	Transformador	Potencia
01	6555	300	36	19999	30
02	3773	60	37	18806	200
03	19	50	38	6552	400
04	2136	200	39	6553	400
05	714	200	40	2179	45
06	6574	75	41	3791	50
07	13410	100	42	6550	300
08	5973	300	43	19991	75
09	270	75	44	318	50
10	20141	75	45	4672	225
11	3789	112.5	46	1003	50
12	1982	75	47	6559	400
13	1995	30	48	3015	112.5
14	1802	60	49	4730	45
15	6548	250	50	3643	90
16	2053	125	51	16644	75
17	2556	150	52	3652	90
18	3395	37.5	53	3790	50
19	20112	4545	54	3648	45
20	3753	75	55	6565	300
21	4032	60	56	20303	50

³⁴ www.centrosur.com.ec

22	3751	60
23	18848	125
24	20151	500
25	6564	400
26	6578	250
27	6570	300
28	6582	300
29	2528	50
30	3937	60
31	525	112.5
32	875	160
33	5971	400
34	2440	45
35	6559	400
Repetidora	Transformador	Potencia
71	3787	75
72	2248	75
73	6579	200
74	20894	50
75	2669	200
76	4735	50
77	3784	25
78	1135	75
79	1136	200
80	20348	500
81	16637	200
82	17327	200
83	3793	30

57	2847	125
58	6584	200
59	3800	150
60	67	112.5
61	20336	100
62	20336	100
63	6556	300
64	6583	400
65	6557	300
66	6580	400
67	17880	75
68	3782	50
69	5972	300
70	4069	75
Repetidora	Transformador	Potencia
105	2506	100
106	6551	400
107	19604	225
108	16647	30
109	1848	50
110	20109	100
111	183	225
112	6581	250
113	6567	400
114	6554	300
115	1291	60
116	272	50
117	511	75

84	4577	160	118	5977	150
85	2021	100	119	1814	50
86	4228	75	120	5952	200
87	6547	250	121	5976	200
88	798	250	122	2118	100
89	3767	75	123	2689	112.5
90	1412	50	124	6577	400
91	283	50	125	6568	250
92	3769	60	126	18039	100
93	3770	50	127	6546	150
94	5972	200	128	5975	150
95	3765	120	129	6549	250
96	346	30	130	17002	150
97	18816	200	131	6560	300
98	5974	400	132	16971	250
99	2899	50	133	8041	50
100	7762	75	134	13409	50
101	3774	200			
102	1783	60			
103	1284	300			
104	2354	75			

4.1.2.3 CPE (Customer Premise Equipment)

Equipo local de cliente o modem de usuarios. Este producto fue diseñado para filtrar el ruido de la señal eléctrica, minimizando los impactos que pueden afectar a la red de BPL. Este producto ha sido diseñado para un usuario final en la red de BPL con una

conexión filtrada al encendido de cualquier dispositivo. Este conector eficaz filtra el ruido potencial generado por cualquier aplicación eléctrica sobre la operación del BPL la que es minimizada. Es completamente compatible con todos los otros productos. Están contruidos para promover el interfaz hacia los servidores en el hogar convirtiendo una toma eléctrica en un punto de red.

Como se ve en la Tabla 9, existen 13795 clientes o abonados, por lo que el número de CPEs a considerar en la propuesta serían igual.



Figura 23. Equipo local de cliente³⁵

4.1.3 GPON

En la ciudad de Cuenca la Unidad Municipal de Transito (UMT) en el año 2009 realizo la implementación del sistema de semaforización computarizado en el centro histórico, para lo cual se construyó una red de fibra óptica subterránea. Si se pudiera lograr realizar un convenio con esta empresa municipal el costo de implementación de la red se reduciría significativamente en sus valores; pero considerando que no se puede lograr un acuerdo, se plantea la solución en donde se tenga que realizar el tendido de cable de fibra óptica, así como toda la obra técnica y civil que involucra. Anexo 2.

³⁵ <http://www.elecsol.cl/productos/bpl/bpl200p-filtro.php>

4.1.4 Wireless

Los colectores deben estar al exterior de los inmuebles a una altura “h”. Según las ordenanzas municipales en el Centro Histórico de Cuenca no existen postes por lo que adosar los colectores a la pared no resultaría conveniente ya que no todas las edificaciones tienen la misma línea de fábrica ni la misma altura. Y como se mencionó en el capítulo III los medidores en su gran mayoría están en al interior de las edificaciones.

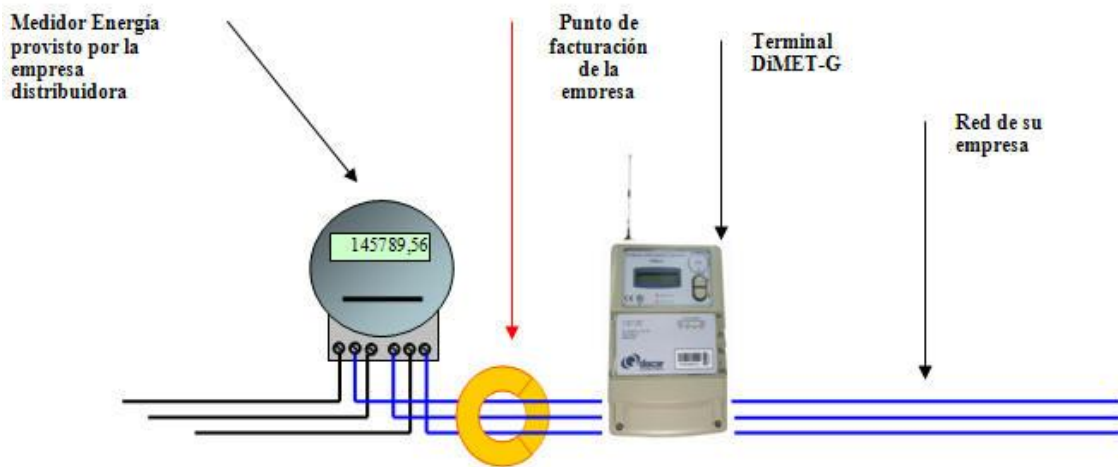


Figura 24. Suministro eléctrico para un usuario³⁶

³⁶ <http://www.metering.com.ar/es/submetering.php>

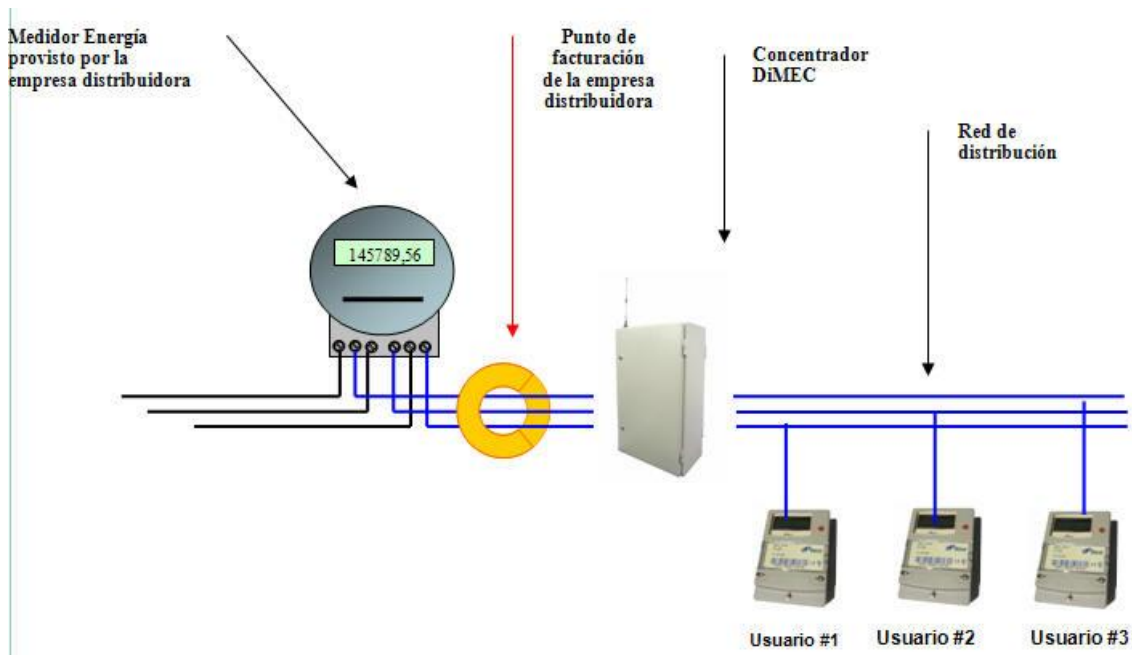


Figura 25. Suministro de múltiples usuarios³⁷

Otro de los aspectos importantes a considerar en esta propuesta es la topología del terreno en el Centro Histórico de Cuenca. Anexo 3.

4.1.5 Par trenzado

En el Centro Histórico de Cuenca existe una red primaria, red secundaria, aéreas y subterráneas, armarios de distribución que pertenecen a ETAPA brindando el servicio de Telefonía y de Internet, si consideramos el realizar un convenio entre la CENTROSUR y ETAPA, para la creación de una red LAN esto reduciría notablemente los costos para la implementación de una red inteligente para la automatización de los medidores. Para la implementación se necesitaría la creación de los dos cuartos de comunicación en las subestaciones, los medidores con un puerto Ethernet y los patch cord en categoría 6 para su conexión, Anexo 4.

³⁷ <http://www.metering.com.ar/es/submetering.php>

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO

5.1 Análisis de factibilidad económica de la instalación de medidores inteligentes en clientes residenciales del centro histórico

Los medidores tradicionales (electrónicos) tienen un costo de alrededor de \$20, mientras que los inteligentes cuestan entre \$250 y \$350, valor que es asumido por la empresa eléctrica al momento del reemplazo. (Explored, 2013)

5.1.1 Costo de instalación de medidores inteligentes

Los costos de los 13795 medidores Anexo 5, se deben considerar la mano de obra y soporte:

Tabla 13. Costo total de los medidores para el Centro Histórico de Cuenca³⁸

Descripción	Costo por medidor	Costo total
Medidores y concentradores	\$ 196,53	\$ 2'711.131,35
Instalación	\$ 37	\$ 510.415
Soporte	\$ 16,47	\$ 227.203,65
TOTAL	\$ 250	\$ 3'448.750

³⁸ Fuente Propia

5.1.2 Costos con los medidores electromecánicos

5.1.2.1 Costo del personal para las lecturas manuales del Centro Histórico

Tabla 14. Costo mensual de lecturas por rutas del Centro Histórico de Cuenca³⁹

Costo mensual de lectura por ruta	Número de rutas	Costo mensual	Costo anual
\$ 16,47	31	\$ 510,57	\$ 6.126,84

5.1.2.2 Costo de gestión por cartera en el Centro Histórico

Tabla 15. Costo mensual de gestión por cartera en el Centro Histórico⁴⁰

Costo mensual de gestión de cartera por cliente	Número estimado de clientes involucrados en un mes	Costo mensual	Costo anual
\$ 1,87	735	\$ 1.374,45	\$ 16.493,40

5.1.2.3 Costo de energía fuera de servicio en el Centro Histórico

Tabla 16. Costo mensual de energía fuera de servicio en el Centro Histórico⁴¹

Promedio mensual estimado de clientes para corte de servicio	Promedio estimado de consumo diario en el área urbana [kWh]	Tiempo promedio fuera de servicio [horas]	Costo neto del kWh en centavos de dólar	Costo mensual	Costo anual
100	8,3	24	2,95	\$587,64	\$7.051,68

³⁹ Fuente Propia

⁴⁰ www.centrosur.com.ec

⁴¹ www.centrosur.com.ec

5.1.2.4 Costo de cuadrillas en el Centro Histórico

Tabla 17. Costo mensual de cuadrillas para el corte o reconexión de energía en el Centro Histórico⁴²

Costo de mano de obra	Número de clientes involucrados	Costo mensual	Costo anual
\$ 37	10	\$ 370	\$ 4.440

5.1.2.5 Costo de mantenimiento de medidores en el Centro Histórico

El porcentaje de recuperación de energía promedio es de 7.75%.

Tabla 18. Costo mensual del mantenimiento de medidores en el Centro Histórico⁴³

Total de clientes	Promedio de consumo diario en el área urbana [kWh]	Consumo promedio mensual en el área urbana [kWh]	Costo neto del kWh	Costo mensual	Costo anual	Total con el 7,75% de recuperación de energía
13795	8,3	249	\$ 0,07	\$ 240.446,85	\$ 2'885.362,20	\$ 223.615,57

⁴² Fuente Propia

⁴³ Fuente Propia

5.1.2.6 Costo por pérdidas de energía por pérdidas técnicas en el Centro

Histórico

Tabla 19. Costo por pérdidas de energía por pérdidas técnicas en el Centro Histórico⁴⁴

Cantidad de clientes	Consumo mes de Marzo 2011 kWh	Porcentaje de pérdidas	Energía recuperada mensual kWh	Costo kWh	Recuperación económica mensual	Recuperación económica anual
13795	3137912	1,40%	43930,768	0,07	\$ 3.514,46	\$ 42.173,54

5.1.2.7 Costo por facturación de demanda eléctrica en el Centro Histórico

Tabla 20. Costo por facturación de demanda clientes no comerciales en el Centro Histórico⁴⁵

Potenciales clientes en BT para facturación por demanda eléctrica mediante el sistema de medición inteligente	Estimación de consumo de demanda [kW]	Costo del kW	Costo mensual	Costo anual
15	13,017	\$ 4,57	\$ 892,32	\$ 10.707,78

⁴⁴ www.centrosur.com.ec

⁴⁵ Fuente Propia

5.1.2.8 Costo de penalización por bajo factor de potencia en el Centro Histórico

$$\text{Factor de penalización} = \frac{0,92}{\text{Factor de potencia del cliente}} \quad (\text{ecu. 1})$$

Tabla 21. Costo de penalización por bajo factor de potencia en el Centro Histórico⁴⁶

Cantidad de clientes sin registro de factor de potencia	Consumo de energía registrado en Marzo de 2011 kWh	Costo de kWh	Costo mensual	Factor de penalización	Costo estimado de penalización por bajo factor de potencia mensual	Costo estimado anual
6032	1048066	\$0,07	\$83.845,28	1,16	\$13.797,32	\$82.783,92

5.1.2.9 Resumen de costos con los medidores electromecánicos

Tabla 22. Resumen de costos con medidores electromecánicos en el Centro Histórico⁴⁷

Resumen de Costos	Valor anual
Lecturas por rutas	\$ 6.126,84
Gestión de cartera	\$ 16.493,40
Energía fuera de servicio	\$7.051,68
Cuadrillas	\$ 4.440
Mantenimiento	\$223.615,57
Pérdidas técnicas	\$ 42.173,54

⁴⁶ www.centrosur.com.ec

⁴⁷ Fuente Propia

Demanda clientes no comerciales	\$ 10.707,78
Penalización factor de potencia	\$82.783,92
TOTAL	\$ 376.899,33

5.2 Estudio económico de la implementación de la red de telecomunicaciones

5.2.1 Implementar la red GPON

Tabla 23. Costo de implementación de la red GPON en el Centro Histórico⁴⁸

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNIT	PRECIO TOTAL
1	Switch terminal	u	146	\$ 250,00	\$ 36.500,00
2	OLT	u	2	\$ 35.700,00	\$ 71.400,00
3	ONT	u	13.795	\$ 90,00	\$ 1'241.550,00
4	Patch panel	u	146	\$ 160,00	\$ 23.360,00
5	Cable Fibra óptica ADSS para ducto	m	3.264,63	\$ 2,05	\$ 6.692,49
6	Cable Fibra óptica centro de carga	m	983.040	\$ 0,75	\$ 737.280,00
7	Tubería PVC 4" de 6m	m	2.364,62	\$ 16,80	\$ 39.725,62
8	Splitter	u	141	\$ 5,00	\$ 705,00
9	ODFs	u	13.795	\$ 12,99	\$ 179.197,05
10	Mufa para empalme de fibra	u	141	\$ 40,00	\$ 5.640,00
11	Herrajería	lote	141	\$ 5,00	\$ 705,00
12	Tendido de cable fibra óptica ADSS subterráneo	m	3.264,63	\$ 0,80	\$ 2.611,70
13	kit de accesorios para montaje	m	141	\$ 1,25	\$ 176,25
14	Montaje de mangera corrugada	m	141	\$ 25,00	\$ 3.525,00
15	Etiquetado de cajas de empalme	u	141	\$ 3,50	\$ 493,50
16	Armado de caja de empalme	u	141	\$ 125,00	\$ 17.625,00
17	Pruebas OTDR	u	141	\$ 80,00	\$ 11.280,00
18	Tapas de cemento para pozos	u	141	\$ 60,00	\$ 8.460,00
SUBTOTAL					\$ 2'378.466,61
IVA 12%					\$ 285.415,99
TOTAL					\$ 2'663.882,60

⁴⁸ Fuente Propia

5.2.2 Implementar la red BPL

Tabla 24. Costo de implementación de la red BPL en el Centro Histórico⁴⁹

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Lineas de media tensión subterránea	m	2.364,62	\$ -	\$ -
2	Modem de cabecera	u	6	\$ 5.000,00	\$ 30.000,00
3	Repetidoras	u	408	\$ 5.000,00	\$ 2'040.000,00
4	CPE	u	13.795	\$ 120,00	\$ 1'655.400,00
5	Banda de fijación	u	408	\$ 0,55	\$ 224,40
6	Terminales	u	13.795	\$ 0,43	\$ 5.931,85
7	Cable coaxial	m	2.365	\$ 16,50	\$ 39.022,50
8	Presintos plásticos	u	141	\$ 2,27	\$ 320,07
9	Suelda cadweld	u	13.795	\$ 13,00	\$ 179.335,00
10	Cable de cobre desnudo #8 AWG	m	30	\$ 1,08	\$ 32,40
11	Varilla copperweld de 5/8" x 1.5m	u	141	\$ 13,46	\$ 1.897,86
12	Herrajería	lote	13.795	\$ 5,00	\$ 68.975,00
13	Conexión de modem de cabecera	u	6	\$ 1.000,00	\$ 6.000,00
14	Conexión repetidora	u	408	\$ 550,00	\$ 224.400,00
15	Conexión CPE	u	13.795	\$ 15,00	\$ 206.925,00
16	Conexión y puesta a tierra caja de distribución principal	u	1	\$ 10,86	\$ 10,86
17	Soldadura de puesta a tierra	u	7	\$ 21,00	\$ 147,00
18	Pruebas	u	13.795	\$ 90,00	\$ 1'241.550,00
SUBTOTAL					\$ 5'700.171,94
IVA 12%					\$ 684.020,63
TOTAL					\$ 6'384.192,57

⁴⁹ Fuente Propia

5.2.3 Implementar la red Wireless

Tabla 25. Costo de implementación de la red Wireless en el Centro Histórico⁵⁰

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Concentradores	u	141	\$ 180,00	\$ 25.380,00
2	Repetidoras	u	2	\$ 25.000,00	\$ 50.000,00
3	Kit de montaje	lote	141	\$ 360,00	\$ 50.760,00
4	Herrajería	lote	141	\$ 25,00	\$ 3.525,00
5	Instalación de concentradores	u	141	\$ 120,00	\$ 16.920,00
6	Instalación de repetidoras	u	2	\$ 2.500,00	\$ 5.000,00
7	Pruebas	u	13795	\$ 90,00	\$ 1'241.550,00
SUBTOTAL					\$ 1'393.135,00
IVA 12%					\$ 167.176,20
TOTAL					\$ 1'560.311,20

Tabla 26. Resumen de inversión por cada tecnología en el Centro Histórico⁵¹

Costos Tecnología (incluido Contadores)	Valor anual
GPON	\$ 6'112.632,60
BPL	\$ 9'832.942,57
Wireless	\$5'099.061,20

5.3 Beneficio

Como podemos ver las ventajas no son solo técnicas o tecnológicas sino también económicas, siendo tarea de la empresa distribuidora determinar la propuesta que mejor se adapte a sus necesidades.

⁵⁰ Fuente Propia

⁵¹ Fuente Propia

Con la automatización de los contadores eléctricos la empresa distribuidora podrá tener una mejor gestión con el cliente, evitando errores de lectura, digitación y por ende de facturación, además de otros servicios como son disminución de tiempos y contingencias que se pueden presentar en la red eléctrica, brindando un mejor mantenimiento preventivo – correctivo de una manera eficaz y oportuno.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Al implementar un sistema AMI, se puede ver que se ahorra un 13,06% (376.899,33 USD – Tabla 22), mismo que nos sirve para costear el sistema que se escoja.
2. Desde el punto de vista económico se puede apreciar que el sistema Wireless es el más barato, pero por la irregularidad del terreno no se lo puede usar; el sistema GPON es el siguiente, pero por problemas internos entre el Municipio y la CentroSur no se puede usar los ductos de telecomunicaciones subterráneos de ETAPA; quedando únicamente el sistema BPL como una solución para el Centro Histórico de Cuenca.
3. En la actualidad los sistemas eléctricos y de telecomunicaciones son los pilares fundamentales para el desarrollo de la sociedad, por tal motivo es necesario mejorar la infraestructura de comunicaciones de las empresas eléctricas del país para el desarrollo de las redes inteligentes.
4. Los sistemas AMI son un aporte a las regulaciones de calidad del servicio eléctrico de distribución, establecidos por el CONELEC.
5. En lo relacionado a los costos, se determina que es un gran ahorro con los sistemas AMI, pero para la implementación de la red de telecomunicaciones se debería considerar el uso compartido de infraestructura para que los costos se reduzcan aún más.
6. Con la implementación del sistema AMI, se tendrían mejoras considerables en lo relacionado a control de pérdidas técnicas, debido a que los medidores estarían enviando la información constantemente; así como el control de pérdidas no técnicas provocadas por la manipulación de los medidores.

7. Los medidores inteligentes ofrecen una solución efectiva a los errores de lecturas no realizadas, o mal leídas; debido principalmente a la dificultad de acceso del Centro Histórico y al tiempo que éstas conllevan.

8. En lo relacionado al servicio al cliente, mejora gracias a que la empresa tendría información detallada del consumo eléctrico y problemas de cada cliente, por lo que cualquier reclamo por un usuario la empresa tendrá información exacta y oportuna para responder los reclamos.

6.2 Recomendaciones

1. Se debe trabajar en conjunto con los organismos de control para determinar la mejor estrategia para migrar a los sistemas inteligentes.

2. Para generalizar la red a otros lugares dentro del área de concesión, se debe analizar la posibilidad de tener un sistema híbrido de telecomunicaciones para su funcionamiento, dependiendo de las características geológicas de cada lugar.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Redes inalambricas Wifi - WiMAX. (Noviembre de 2014). Recuperado el 20 de Diciembre de 2014, de <http://www.ibersystems.es/blogredesinalambricas/802-11-wifi/>

BAHL, V. (septiembre de 2004). *Competitive or Complementary?* Recuperado el 20 de diciembre de 2014, de www.rose-hulman.edu/~minnicml/ECE362/ZigBeeandBluetood.pdf

Benítez, G. P. (Noviembre de 2007). *Unión Internacional de Telecomunicaciones UIT.* Recuperado el 18 de Diciembre de 2014, de <http://www.itu.int/ITU-D/ams/PDF/2007/reports/rep-guiatechnologiasconectividad.pdf>

C.Xiang, W. R. (2011). Research of OFDM POver Line Carrier Communication based on AMI. *IET International Conference Communication on Wireless Mobile and Computer*, 278-281.

Chet, G. (Agosto de 2010). The Emergence Of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report. *GM RESEARCH.*

Cooper Power Systems. (2010). Soluciones Smart Gride .

Coronel, M. (2011). *Estudio para la implementación dle sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.* Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.

EPRI. (Febrero de 2007). *Advanced Metering Infrastructure (AMI).* Recuperado el 25 de Octubre de 2014, de www.epri.com

Explored. (25 de enero de 2013). *Explored*. Recuperado el 18 de enero de 2015, de <http://www.explored.com.ec/noticias-ecuador/el-gobierno-cambia-los-medidores-para-evitar-el-desperdicio-de-luz-572462.html>

Farhangi, H. (2010). The Path of the smart grid. *IEEE Power & energy magazine*.

FERC. (Septiembre de 2010). *Federal Energy Regulatory Commission Assessment of Demand Response and Advanced Metering* . Recuperado el 8 de Septiembre de 2014, de <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>

IEEE. (s.f.). *IEEE SmartGrid*. Recuperado el 10 de december de 2013, de <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>

Micheloud Rommel A. Vicini & Osvaldo M. (2012). *SMART GRID. Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. México D.F.: Cengage Learning.

Observatorio industrial del sector de la electrónica, t. d. (s.f.).

Powerline Communication. (2012). *Powerline Communication*. Recuperado el 28 de Diciembre de 2014, de <http://www.powerlinecommunications.net/powerline-news-sources.htm>

Ramila, P., & Rudrick, H. (2009). *Medición inteligente en Santiago de Chile*. Metering International América Latina.

Tanenbaum, A. S. (2001). *Modern Operating System*. Pearson.

Texas, A. (2014). *AEP Texas*. Recuperado el 1 de 10 de 2014, de <https://espanol.aeptexas.com/save/SmartMeters/Benefits.aspx>

The Institute of Electrical and Electronics Engineer, Inc (IEEE). (2011). *IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End - Use Applications, and loads*. New York: IEEE.

UCESI, U. (2013). *Sistemas y Telemática*. Recuperado el 8 de 10 de 2014, de
http://www.icesi.edu.co/sistemas_teleomatica/

Vehbi C. Güngör, D. S. (s.f.).

<https://www.youtube.com/watch?v=bZonMwxFgUg>

ANEXOS

Anexo 1.

Red BPL

Anexo 2.

Red GPON

Anexo 3.

Red Wireless

MDS Mercury Series

Secure, Long Range IP/Ethernet & Serial



*Covering Subscriber, Base, and Outdoor Subscriber Units
of the Mercury 16E Series*

MDS 05-6302A01, Rev. D
JANUARY 2013



Digital Energy
MDS

Technical Manual

1.0 PRODUCT DESCRIPTION

GE MDS Mercury Series™ transceivers are an easy-to-install WiMAX solution offering extended range, secure operation, and multi-megabit performance in a compact and rugged package. Mercury is ideally suited for wireless data applications in Smart Grid Electric, Oil and Gas, Water/Wastewater, and other industrial uses where range, reliability, throughput, and security are paramount.



Figure 1. Mercury MIMO Series Transceiver
(Top: Base Station, Bottom: Subscriber Unit)

The transceivers are commonly used to convey SCADA traffic, automated metering, distribution automation, command and control traffic, text documents, graphics, e-mail, video, Voice over IP (VoIP), and a variety of other application data between field devices and WAN/LAN-based entities.

Based on multi-carrier Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM), the transceiver features high speed/low latency, Quality of Service (QoS), Ethernet/serial encapsulation, and MIMO (multiple input and multiple output)-enhanced performance. It also provides enhanced security including 128-bit AES encryption and EAP-TLS Device Authentication. These features make the Mercury system the best combination of security, range, and speed of any industrial wireless solution on the market today.

Table 1. Mercury Models and Available Interfaces (Continued)

GPS	Internal receiver with SMA connector	Optional internal receiver with SMA connector	None
Antenna	External	External	15 dBI panel ant. for 1800 model 18 dBI panel ant. for 3650 model 18 dBI panel ant for 5800 model
Wi-Fi	–	Optional reverse SMA connector	Optional N-Female connector

1.2 Key Features

The Mercury transceiver supports:

- WIMAX IEEE 802.16e-2005 interoperability
- Scalable OFDM using 512 or 1024 subcarriers
- 2x2 MIMO on all models supporting Matrix A and Matrix B Space Time Coding, Spatial Multiplexing, Maximum Ratio Combining, and Maximum Likelihood Detection
- PKMv2 security including AES-CCMP 128-bit encryption, EAP-TLS, and X.509 digital certificates
- Ethernet Convergence Sub-layer
- Hybrid ARQ up to Category 4
- Adaptive modulation from QPSK with 1/2-rate FEC coding to 64-QAM with 5/6-rate coding
- Quality of Service (QoS) including:
 - Unsolicited Grant Service (UGS), Real-time polling service (RTPS), Non-real-time polling service (nRTPS), Enhanced real-time polling service (eRTPS), Best Effort (BE)
- Wi-Fi service available as an option for indoor and outdoor Subscriber units

1.3 Key Specifications

Table 2 lists key operating specifications for the Mercury Transceiver.

Table 2. Key Specifications

Primary Wireless	IEEE 802.16E-2005 WIMAX
Local Interfaces (Indoor models)	Two channel WIMAX, TNC connectors (1800, 3650 models) Two channel WIMAX, SMA connectors (5800 model) Dual 10/100 Ethernet, RJ-45, auto-sense, auto-mdix DB9 Serial Port USB host and device ports GPS receiver, SMA connector (Optional on Subscriber)

High Level Network Features

- Simple, Elegant "Star" Topology
- Long Range – Less Infrastructure
- Connections to Enterprise Apps
- Rapid deployment
- Supports AMI and DA in one network
- Battery powered devices – water & gas
- Predictable latency
- Supports Public or Private WAN
- High Capacity Access point
- Security by Design

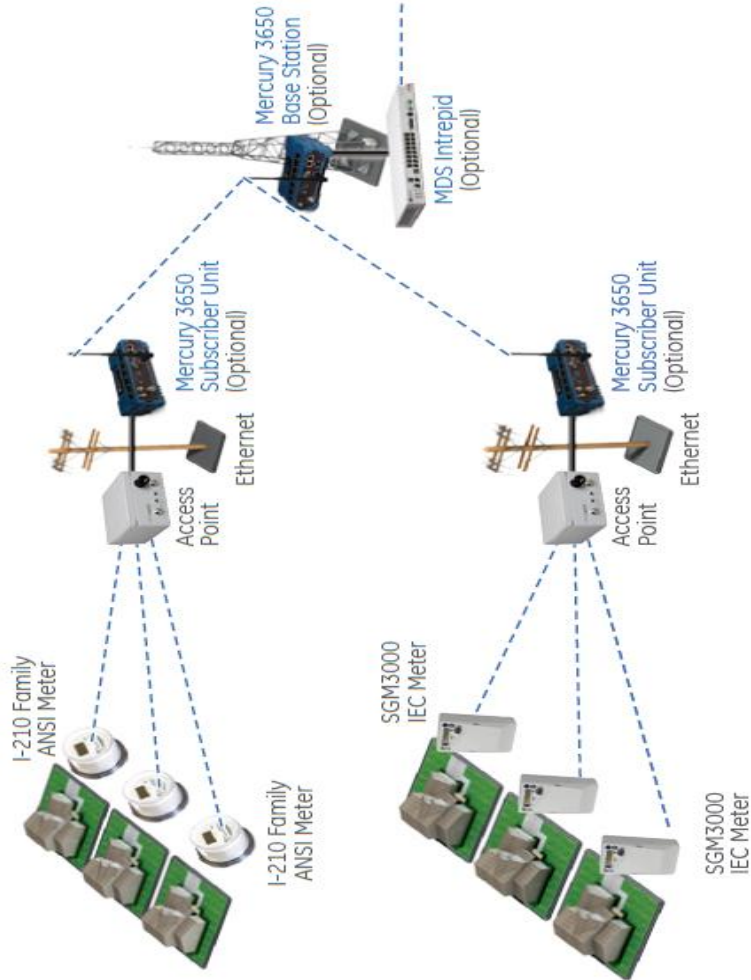
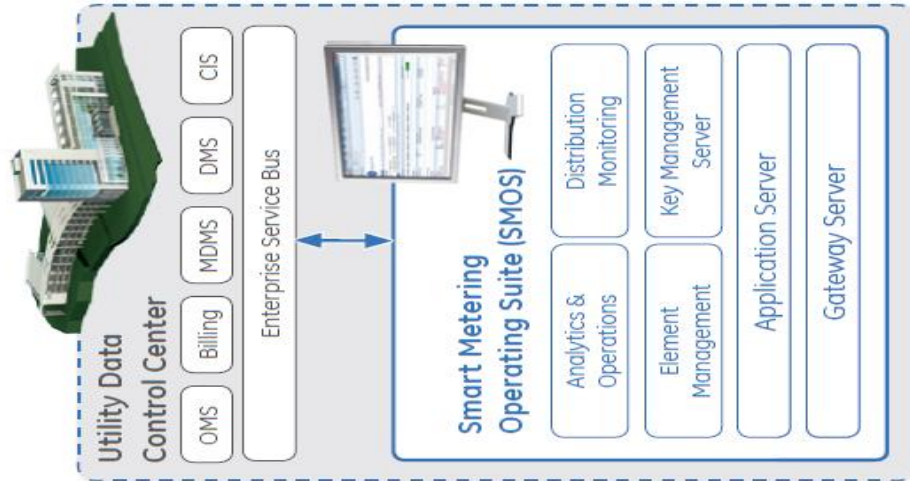


Table 2. Key Specifications (Continued)

Local Interfaces (ODU models)	(1) 10/100 Ethernet, RJ-45, auto-sense, auto-mdix DB-9 Serial Port USB Host Port Wi-Fi, N-Female connector (Optional)
Frequency Bands	1800 to 1830 MHz (Industry Canada) 3650 to 3700 MHz (FCC, Industry Canada) 5725 to 5800 MHz (FCC) 5725 to 5875 MHz (ETSI) 3575 to 3700 MHz (ACMA)
Frequency step size	250 kHz
Bandwidth	3.5, 5, 7, and 10 MHz
Wi-Fi (optional)	2.4 GHz, 802.11b/g protocol
RF Power Output	1800 and 3650 models: 30 dBm for all units, except 23 dBm for 3650 ODU 5800 FCC model: +18.0 dBm for ODU; 23 dBm for IDU 5800 ETSI model: +12 dBm for ODU; +20 dBm for IDU
Transmitter Dynamic Range	60 dB, 1 dB step size
Antennas	1800 Subscriber: 15 dBi panel, dual-polarized 1800 Base Station: 12 dBi sector, dual-polarized, 120° beamwidth 3650 Subscriber: 18 dBi panel, dual-polarized 3650 Base Station: 14 dBi sector, dual-polarized, 120° beamwidth 5800 Subscriber: 18 dBi panel, dual-polarized 5800 Base Station: 15.5 dBi sector, dual-polarized, 90° beamwidth, 10 dBi dual-polarized omni
Input Power	Indoor units: 10 to 60 VDC Outdoor units: Power over Ethernet 10 to 60 Vdc
Power Consumption (average ratings)	1800 Base: 17 Watts 1800 Subscriber: 10 Watts 1800 ODU: 10 Watts 3650 Base: 13 Watts 3650 Subscriber: 8 Watts 3650 ODU: 8 Watts 5800 Base: 14 Watts 5800 Subscriber: 9 Watts 5800 ODU: 9 Watts Note: The power consumption is not proportional to modulation rate. The numbers above are the power consumption at QPSK through 64QAM
Operating Temperature	-40 to +70 degrees C
Unit Dimensions (excluding connectors)	Indoor Base/Subscriber: 4.5 x 7.75 x 2.75 inches (11.43 x 19.69 x 6.99 cm) ODU: 14.5 x 14.5 x 4.5 inches (37 x 37 x 11.5 cm)
Radio Sensitivity	See chart which follows

Anexo 4.

Red Par Trenzado

Anexo 5.

Contadores AMR y sistema SCADA