

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE - QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN
AVANZADA (AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y
BENEFICIOS

AUTORES:

OMAR ENRIQUE MORÁN MORA
LUIS FRANKLIN ORTIZ FERNÁNDEZ

DIRECTOR

ING. SANTIAGO ESPINOSA

QUITO, JUNIO 2012

CERTIFICACIÓN

Certifico haber dirigido y revisado la Tesis Previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico que titula: **“ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS”**, la cual ha sido desarrollada por los estudiantes: **OMAR ENRIQUE MORAN MORA** y **LUIS FRANKLIN ORTIZ FERNÁNDEZ**, cumpliendo con las disposiciones emitidas por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 11 de junio de 2012

**ING. SANTIAGO ESPINOSA G.
DIRECTOR DE TESIS**

DECLARACIÓN

Nosotros, Omar Enrique Morán Mora y Luis Franklin Ortiz Fernández, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

Los conceptos desarrollados, guías metodológicas y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Quito, Junio del 2012

Omar Enrique Morán Mora

Luis Franklin Ortiz Fernández

AGRADECIMIENTO

Nuestros sinceros agradecimientos hacia todos los docentes, por haber impartido sus conocimientos y experiencias a lo largo de mi formación académica y profesional.

Al Ing. Santiago Espinosa director de Tesis, por la labor conjunta, el tiempo y el esfuerzo brindado durante la realización de este proyecto.

A todas las entidades que han aportado con la información necesaria para la culminación de nuestro proyecto de tesis, como son, el Ministerio De Electricidad y Energía Renovable, la Empresa Eléctrica Quito S.A., al Consejo Nacional de Electricidad.

Los Autores

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a aquellos familiares y amigos que me impulsaron a seguir con mis estudios y brindaron su apoyo, principalmente a mi hermana Mery.

Omar Enrique Morán Mora

Este trabajo está dedicado a mis padres Alicia y Luis que con su apoyo y amor constante han hecho posible me supere en mis estudio, a mis hermanos Wladimir, Esteben y hermanas Anita, Mayra, Nayeli quienes con su compañía me ayudaron seguir adelante como persona, gracias a mis compañeros y maestros de aula que en todos estos años me brindaron sus enseñanzas y amistad para logras una de mis metas a seguir.

Luis Franklin Ortiz Fernández

Quito, 22 de Junio del 2011

Ing.

Esteban Inga

Director de Carrera

Ingeniería Eléctrica.

Ciudad.

De nuestras consideraciones:

Nosotros, Morán Mora Omar Enrique y Ortiz Fernández Luis Franklin, estudiantes de Ingeniería Eléctrica, solicitamos se nos autorice realizar el trámite correspondiente para la aprobación del proyecto de Tesis, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, que versará sobre el tema:

“ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS”

Tiempo de duración: 9 meses.
Tema propuesto por: MEER
Director Sugerido: Ing. Santiago Espinosa

Atentamente,

Morán Mora Omar Enrique

Ortiz Fernández Luis Franklin

Ing. Santiago Espinosa

1.- TÍTULO DEL TEMA.

“ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS”

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Actualmente las empresas distribuidoras del país, constan con un sistema de medición desactualizado, el cual está compuesto por medidores electromecánicos, otros de estado sólido y algunos pequeños sistemas AMR- *Automatic Meter Reading*-(Lectura Automática del Medidor), esto limita a las empresas distribuidoras a obtener la medición del consumo del cliente a través de una lectura manual, lo cual produce demora y errores en la facturación; adicional a lo mencionado, también se realizan aproximaciones en los consumos de ciertos clientes de difícil acceso, en este contexto, con el actual sistema de medición no se obtienen todos los parámetros necesarios para mejorar tanto la facturación y recaudación, así como otros procesos que mejorarían la calidad de servicio de la empresa distribuidora.

Para un fortalecimiento en el sistema de medición de las empresas distribuidoras, se ha desarrollado los AMI – *Advanced Metering Infraestructura* – (Infraestructura de Medición Avanzada), la cual optimiza la lectura remota, medición en tiempo real, corte y reconexión remota. Mejorando así la calidad del servicio que recibe el cliente. En este sentido y con el fin de dar aplicación a la AMI, se requiere un análisis consensuado de lo que se refiere a la infraestructura de medición actual y los requerimientos para un futuro desarrollo de AMI en el país.

En la actualidad las empresas distribuidoras del país por lo general solo miden el valor de la energía consumida por el usuario para facturar su

consumo mientras que con AMI se tendrán más parámetros del suministro de energía eléctrica del usuario, los cuales serán recopilados por un Smart Meter y administrada por un MDM, teniéndose una base para la futura aplicación del sistema DMS *-Distribution Management System-* (Sistema de Gestión para la Distribución eléctrica). A través de la implementación de las estructuras antes señaladas, el sistema tradicional de medición de las empresas distribuidoras, que solo brinda el dato del consumo de energía eléctrica del usuario para ser facturado, se convertirá en un sistema que brindara parámetros para el desarrollo del análisis más consensuado dirigidos al abastecimiento de la demanda, produciendo beneficios tanto a la distribuidora como al usuario.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

El estudio de una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), pretende mostrar los beneficios que percibiría la empresa distribuidora con su implementación, entre los principales se puede mencionar: optimización en tiempos de lectura, corte y reconexión remota, opciones de precios diferenciados por punto medido, registros de la demanda y una eficiente administración de datos medidos.

Por otra parte, es importante señalar que las mejores prácticas a nivel mundial han sido plasmadas a través de la norma IEC, el estándar más difundido es el IEC 61968-9, éste detalla la parte de Control y Lectura de Medidores (MR), y servirá como base a los sistemas DMS y en un futuro a los Smart Grid. En tal sentido, el estudio que se plantea, también presentara información técnica que detallará el funcionamiento del sistema,

componentes y requerimientos que servirán como marco de referencia para un futuro desarrollo de AMI en el país.

4.- ALCANCES.

1. Estudio de los principales componentes que conforma AMI

- Medidor Inteligente-Smart Meter (MS).
- Redes de comunicación.
- Data Collection Systems (Sistema de recolección de datos).

2. Análisis general de los sistemas vinculados al MR- Control y Lectura de Medidores, entre ellos:

- RMR-Lectura del medidor.
- DR-Respuesta de la Demanda.
- LDC-Control de Carga.
- MOP- Medidor de operaciones.
- MDM-Administración de datos medidos.
- MS-Sistema de medición.
- MD-Datos Medidos.
- MM-Medidor de Mantenimiento.

3. Análisis del Lenguaje de Modelación Unificado- UML aplicado al CIM-Modelo de Información Común el cual es utilizado por los Smart Meter y el MDM.

En base a lo expuesto, el estudio pretende determinar los requisitos técnicos y además servirá como marco de referencia en un futuro desarrollo de AMI en las empresas distribuidoras del país.

5.- OBJETIVOS.

5.1 General.

Realizar un estudio sobre Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) para la obtención de los requerimientos técnicos y beneficios. Además el presente estudio servirá como marco de referencia en un futuro desarrollo de AMI en las empresas distribuidoras del país; basándonos como referencia en estándar internacionales, tales como IEC 61968-9(MR).

5.2 Específicos.

- Describir la arquitectura, características y componentes que intervienen en el funcionamiento de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).
- Describir el método de tele medición por medio de PLC-*Power Line Carrier* (Transmisión de datos a través de la red eléctrica) y las actuales aplicaciones en sistemas AMI.
- Analizar los sistemas que se vinculan con la función de negocio propuesta por IEC 61968-9 MR.
- Presentar las ventajas y desventajas de AMI.
- Presentar los beneficios técnicos que tendrán las empresas distribuidoras al utilizar AMI.
- Presentar los beneficios técnicos y económicos que tendrán los consumidores al implementar la AMI.

6.- HIPÓTESIS.

Con el estudio de la infraestructura de medición avanzada se obtendrá información que servirá como marco de referencia respecto al funcionamiento, requerimientos

técnicos, beneficios técnicos y económicos tanto en las empresas distribuidoras como en los usuarios al utilizar AMI. La implementación de AMI mejorara aspectos como lectura remota, medición en tiempo real, corte y reconexión remota, oferta dinámica de precios; con esta información recopilada por los Smart Meter y administrada por un MDM se obtendrá información muy útil para un sistema DMS, el cual integra todas las áreas de las empresas distribuidoras y realizar un control de la demanda de energía eléctrica.

7.- MARCO TEÓRICO.

Para que un sistema de administración de la medición de energía sea eficiente, es necesario definir un modelo sólido de datos y un sistema de comunicaciones concreto, de manera que se logre alcanzar la interoperabilidad entre los distintos elementos, dentro del sistema de medición de energía de las empresas distribuidoras.

“La serie IEC 61968, tiene por objeto apoyar la integración entre aplicaciones de una empresa de servicios públicos que necesita, para conectar aplicaciones dispares que ya están construidas o por implementarse (o comprado aplicaciones), cada uno apoyado por entornos de ejecución diferentes”¹.

NORMA IEC-61968-9 ESTANDAR PARA EL CONTROL Y LA LECTURA DE MEDIDORES (MR).

La estándar IEC 61968-9 especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para apoyar muchas de las funciones de negocio relacionadas con la lectura y control de medidores. Las aplicaciones típicas y

¹ IEC-61968-9, Meter Reading and Control, 2007

estos tipos de mensajes incluyen lectura de medidores, control de medición, eventos de medición, la sincronización de datos de clientes y cambio de proveedor, destinados principalmente a las redes de distribución eléctrica.

El conjunto de funciones que se muestran en la figura 1, son las que se requieren para llevar a cabo las lecturas a distancia de la información registrada en el punto de suministro, así como los interfaces necesarios para controlar el equipo de los clientes.

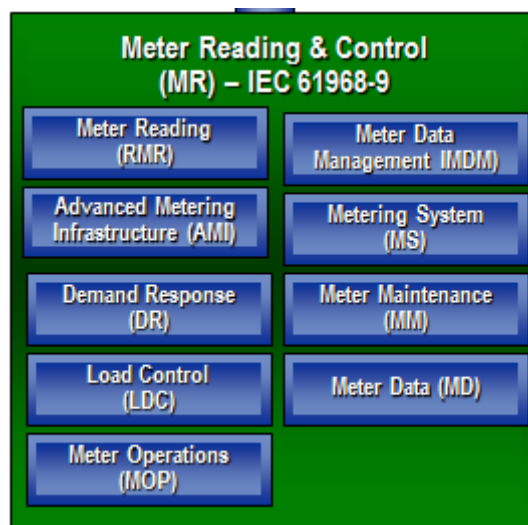


Figura 1: APLICACIÓN INTEGRACIÓN INFRAESTRUCTURA

Componentes del Estándar IEC 61968-9 para el Control y Lectura de Medidores:

- (RMR)-*Meter Reading* -Lectura del medidor.
- (AMI)-*Advanced Metering Infrastructure*-Infraestructura de Medición Avanzada.
- (DR)-*Demand Response*-Respuesta de la Demanda.
- (LDC)-*Load control*-Control de Carga.
- (MOP)- *Meter Operations*- Medidor de operaciones.

- (MDM)-*Meter Data Management*-Medidor de administración de datos del sistema.
- (MS)-*Metering System*- Sistema de medición.
- (MD)-*Meter Data*- datos Medidos (MD).
- (MM)-*Meter Maintenance*-Medidor de Mantenimiento.

Para optimizar el sistema de medición de energía eléctrica, en las empresas distribuidoras de otros países se ha implementado AMI que es definida por EPRI- *Electrical Power Research Institute*-(Instituto de Investigación para la Energía Eléctrica), como:

*“La medición completa y el sistema de recolección de información que incluye medidores "Smart Meter" instalados en el sitio del cliente, las redes de comunicación entre el cliente y un proveedor de servicios, tales como electricidad, gas, o servicio de agua, recepción de datos y sistemas de gestión que hacen que la información este a disposición del prestador de servicio”.*²

Entre los aspectos que promueven la implementación de AMI, están la disminución de costos por la medición y facturación, mejora en la calidad de servicio y el control de las pérdidas técnicas³ y no técnicas⁴.

²EPRI

³Las pérdidas técnicas son las que se producen principalmente por efectos Joule, en los conductores, transformadores, medidores, elementos de conexión y más componentes

⁴Las pérdidas no técnicas se calculan como la diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas. Estas pérdidas se deben fundamentalmente a: robos, errores de lectura, inexactitud de equipos de medida, problemas de facturación, consumos facturados por estimación (alumbrado público, señales luminosas, clientes sin medidor), etc.

Arquitectura de AMI-Advanced Meter Infrastructure- (Infraestructura de Medición Avanzada)

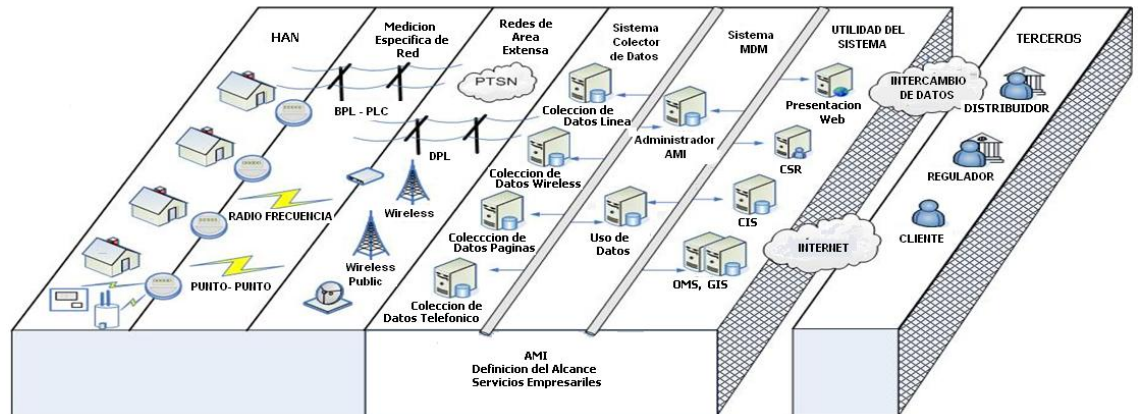


Figura 2. Componentes de un Sistema AMI.

En la figura 2, se puede observar los elementos de una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y el respectivo medio de comunicación entre estos. El cliente tiene una red denominada HAN-*Home Área Networks*- (Redes de los hogares), esta red no es indispensable para AMI, pero si debe tenerse en cuenta para el “**Smart meter**”, estos equipos proporcionan, mediante el centro de gestión la información, el control de los parámetros de calidad y de programación del servicio junto con la actualización del software de medición de forma telemática.

AMI consta de una red de comunicaciones, desde el cliente con su “**Smart Meter**” hacia el sistema de administración de la medición (MDM). Los datos recolectados por el medidor son enviados a través de una red específica de medidores, tal como PLC-*Power Line Carrier*-(Comunicación por la red Eléctrica) o Radiofrecuencia, luego los datos de varios medidores son concentrados en un HE-*Head-End*-(Concentrador), el cual funciona como master de cualquier equipo que se encuentre conectado a él, y se encarga de la coordinación de la transferencia de datos. La información sigue ahora desde el Head-End hacia un sistema de recolección de datos (*Data Collection Systems*) puede ser por un red tipo BPL- *Broad band Power Line-*

(Banda ancha a través de la red eléctrica), Wireless público, GPRS o enlace satelital. Luego el sistema de recolección de datos se enlaza con MDM- *Meter Data Magnamente*-(Administración de Datos Medidos), el cual es parte de la utilidad de AMI donde se tiene la opción de una presentación WEB, GIS, OMS. Siendo ésta la utilidad que sirve para intercambiar datos a través de internet con terceras partes, tales como: el distribuidor, el regulador o el cliente.

Para que una infraestructura de medición avanzada funcione correctamente se requiere un sistema de telemedición que cumpla con los requisitos del sistema y por lo general para conseguir esto, se tienen sistemas híbridos que involucran diferentes medios de comunicación tales como radio frecuencia, PLC, fibra óptica, GPRS.

La interoperabilidad, se refiere a la capacidad de los equipos o sistemas de diferentes fabricantes para comunicarse entre sí con éxito en una red, y es la condición mediante la cual sistemas heterogéneos pueden intercambiar procesos o datos entre sí.

8.- MARCO METODOLÓGICO.

Método investigativo: para este método se utilizarán fuentes de carácter documental. Como subtipos de esta investigación se considerarán la investigación bibliográfica y la hemerográfica; la primera se basa en la consulta de libros y, la segunda en artículos o ensayos de revistas o periódicos.

Método Deductivo.- Para el presente estudio se empleará el estándar IEC-61968-9 - (MR), con lo que se determinara los requerimientos para la implementación de AMI.

9.- ESQUEMA DE CONTENIDOS.

CAPÍTULO I

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

CAPITULO II

MODELACIÓN UTILIZANDO UML

CAPITULO III

COMUNICACIÓN DE DATOS SOBRE LAS LÍNEAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA / PLC (POWER LINE CARRIER)

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONOMICO DE UN PROYECTO PILOTO AMI.

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN	2
DECLARACIÓN	3
AGRADECIMIENTO	4
DEDICATORIA	5
ÍNDICE DE FIGURAS	21
ÍNDICE DE TABLAS	23
CAPÍTULO I.....	24
INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI).....	24
1. INTRODUCCIÓN	24
1.1. CARACTERÍSTICAS	24
1.2. NORMA IEC 61968 FUNCIONES.....	25
1.3. - IEC 61968-9 - MEDICIÓN, LECTURA Y CONTROL (<i>METER READING AND CONTROL</i>)	27
1.3.1. - Lectura de Medidores (RMR)	29
1.3.1.1. Medidores de lectura Automática (Telemetry).....	29
1.3.1.2. Calidad del Servicio de Potencia.....	30
1.3.1.3. Medidas al Cliente y Servicio de Localización	30
1.3.1.4. Uso del Historial	30
1.3.1.5. Cliente de Conmutación.....	30
1.3.1.6. Medidor de Agregación de Datos	30
1.3.2. Control de Carga (LDC).....	30
1.3.2.1. Controles de Carga.....	31
1.3.2.2. Dinámica de la Aplicación	31
1.3.3. Medidor de Operaciones (MOP)	31
1.3.4. Gestión de Datos Medidos	31
1.3.5. Sistema de Medición	32
1.3.5.1. Control y Reconfiguración.....	32
1.3.5.2. Recolección de Datos.....	32
1.3.6. Medidor de Mantenimiento (MM)	32
1.3.7. Datos Medidos (MD).....	32
1.4. Definición y Descripción de los componentes que conforman AMI	33
1.4.1. Definición de AMI	33
1.5. Componentes de AMI.....	34
1.5.1. Medidores.....	36
1.5.2. Medidores Inteligentes (Smart Meter).....	36
1.5.3. Red de Comunicación	38
1.5.4. Sistema de Recolección de Datos	40
1.5.4.1. Componentes principales de un MDM	41
1.5.4.2. Repositorio de Datos (MDR)	42
1.5.4.3. Gestor de Datos (MDM).	43

1.5.5.	INTEROPERABILIDAD.....	44
1.6.	MODELO DE INFORMACIÓN COMÚN (CIM).....	46
1.6.1.	CARACTERÍSTICAS DEL CIM	48
1.7.	Lenguajes Empleados en el Modelo CIM Aplicado a AMI.....	49
1.7.1.	Conceptos de Lenguaje de Modelado.....	49
1.7.2.	MODELO DE DATOS CIM.....	49
1.7.3.	Paquetes del CIM	50
1.7.4.	TC57 CIM Paquetes.	52
1.7.5.	CIM extensiones para los paquetes de la distribución.....	53
CAPITULO II		54
MODELACIÓN UTILIZANDO UML.....		54
2.	UML-Lenguaje de Modelación Unificado.....	54
2.1.	La CIM se expresa en Lenguaje Unificado de Modelado	55
2.2.	Objetivos del Lenguaje de Modelación Unificado (UML)	55
2.3.	Tipos de diagramas UML, empleados por el CIM.....	56
2.3.1.	DIAGRAMAS UML.....	56
2.3.2.	Diagramas de clases UML.....	56
2.3.3.	Agregación	57
2.3.4.	Herencia	58
2.3.5.	Asociaciones.....	59
2.3.6.	Diagramas de Paquetes UML.....	60
2.3.7.	Diagramas de secuencia UML.....	61
2.3.8.	Diagrama de Casos de usos	62
2.4.	Paquetes que conforman el CIM-IEC 61970	64
2.5.	Paquetes que conforman el CIM-IEC 61968.....	66
2.5.1.	Metering	67
2.5.2.	Componentes del Paquete Metering.....	68
2.5.3.	Paquete Load Control-Control de Carga.	70
2.5.4.	Paquete Payment Metering.....	70
2.6.	Ejemplo de modelado UML en CIM.	73
2.6.1.	Descripción de la Central	75
2.6.2.	Modelado en UML de un segmento de generación y subestación de la central hidroeléctrica.....	75
2.6.3.	Representación UML en CIM de los elementos de la instalación a modelar.	77
2.6.4.	Representación UML del Generador en CIM.....	77
2.6.5.	Representación UML del transformador en CIM.....	78
2.6.6.	Representación UML de los elementos de corte.	79
2.6.7.	Representación UML para modelar medidas.	80
2.6.8.	Representación UML de las conexiones entre equipos conductores.	81
CAPÍTULO III.....		83
COMUNICACIÓN DE DATOS SOBRE LAS LÍNEAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA / PLC (POWER LINE CARRIER)		83

3.	Definición del Sistema PLC.....	83
3.1.	Parámetros de la red y del sistema PLC.....	83
3.1.1.	Frecuencia y velocidad de transmisión.....	83
3.1.2.	Características del canal de Frecuencia para una Red PLC.....	85
3.2.	Redes PLC.....	86
3.2.1	Red o Sistema de Distribución (“Backbone”).....	86
3.2.2	Red o Sistema de Acceso (“Outdoor”).....	87
3.3.	Interferencia en las señales de transmisión.....	87
3.3.1.	Fuentes de ruido.....	88
3.3.2.	Calidad de la Energía Eléctrica.....	89
3.3.3.1.	Calidad del producto.....	90
3.3.3.2.	Calidad del Servicio Técnico.....	90
3.3.3.3.	Índices.....	91
3.3.4.	Disturbios en la línea eléctrica.....	92
3.4.	Sistema de acceso PLC.....	94
3.4.1.	Protocolo de comunicación.....	94
3.4.2.	Arquitectura de las capas de un sistema PLC.....	94
3.4.3.	Protocolo CSMA/CD media Access.....	97
3.4.4.	Protocolo ETHERNET (TCP/IP).....	97
3.4.5.	Técnicas de modulación para los sistemas PLC.....	98
3.4.5.1.	Concepto de OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing).....	99
3.5.	Estructura de una red de acceso PLC.....	100
3.5.1.	Componentes de la Red PLC.....	100
3.5.2.	Cabecera PLC (Head-End) HE.....	101
3.5.3.	Unidad Repetidora (“Intermediate Repeater”).....	101
3.5.4.	Modem PLC /customer premises equipment (CPE).....	102
3.5.5.	Puerta de Enlace/Gateway.....	102
3.6.	Normas para PLC.....	102
3.6.1.	NORMA DE CENELEC EN 50065.....	103
3.7.	Medios de transmisión de datos.....	104
3.7.1.	Radio Frecuencia RF.....	104
3.8.	GPRS - Servicio General de Radiocomunicación por Paquetes.....	105
3.9.	Fibra óptica.....	106
3.10.	SISTEMAS HÍBRIDOS DE REDES DE COMUNICACIÓN APLICADOS EN AMI.....	108
3.10.1.	Sistema híbrido PLC-GPRS-MDM.....	108
3.10.2.	Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-GPRS-MDM.....	109
3.10.3.	Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-Línea telefónica-MDM.....	110
3.10.4.	Sistema híbrido PLC-Fibra óptica-MDM.....	111
3.11.	Problema de Seguridad Cibernética para sistemas AMI.....	113
3.11.1.	Requisitos de Seguridad.....	113
3.11.2.	Confidencialidad.....	115
3.11.3.	Integridad.....	115

3.11.4. Disponibilidad	117
3.11.5. Comunicaciones con Sistemas Remotos	117
CAPITULO IV.....	119
ANALISIS ECONOMICO DE UN PROYECTO PILOTO AMI.....	119
4.1. SUPUESTOS CONSIDERADOS	119
4.1.1 Tasa de Descuento.....	120
4.1.2. Forma de Pago de la Inversión	120
4.2. Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos (de inversión, operación y mantenimiento).....	122
4.2.1. Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas.....	122
4.2.2. Automatización de procesos.....	123
4.2.2.1. Ahorro por toma de lecturas	123
4.2.2.2. Ahorro por pago de corte y reconexiones.....	124
4.2.3. Aumento en la facturación	125
4.2.4. Valoración del impacto positivo.....	126
4.3 Costos.....	127
4.3.1. Costo de la Inversión Inicial.....	127
4.4. ESCENARIO 1	129
4.4.1. Flujos Financieros y Económicos.....	129
4.4.2. Flujos económicos.....	130
4.4.3. Indicadores económicos y sociales.....	131
4.4.3.1. Valor Actual Neto	131
4.4.3.2. Tasa Interna de Retorno TIR	132
4.4.3. Análisis de sensibilidad	133
4.5. ESCENARIO 2.....	134
4.5.1. Flujos Financieros y Económicos.....	134
4.5.2. Flujos económicos.....	135
4.5.3. Indicadores económicos y sociales.....	136
4.5.4. Análisis de sensibilidad	136
CONCLUSIONES:	138
RECOMENDACIONES:.....	140
BIBLIOGRAFÍA	141
ABREVIATURAS.....	143
ANEXOS	144
PRINCIPALES PROVEEDORES DE Smart Meter Y MDM.....	145
Requerimientos del Smart Meter.....	150
Requerimientos del Sistema de Gestión de Datos (MDM).	158
ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	164
Precios de Empresa Eléctrica Quito	170
Referencia de costos de equipos.....	177

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1-1	Arquitectura de un DMS (61968).....	27
Figura 1-2	Esquema de una configuración de un Smart meter.....	34
Figura 1-3	Diferencias entre el proceso de medición convencional y con Smart Meter.....	35
Figura 1-4	EPRI, Componentes de AMI, 2009.....	36
Figura 1-5	Arquitectura de Red en Sistemas AMI.....	39
Figura 1-6	Diagrama de un sistema de medición avanzado.....	40
Figura 1-7	Componentes de un MDM.....	41
Figura 1- 8	Integración AMI a) Punto a Punto, b) Integración SOA con bus de mensajería....	46
Figura 1- 9	Los modelos semánticos y perfiles del CIM.....	47
Figura 1-10	Diagrama de Paquetes del CIM.....	50
Figure 1-11	TC57 CIM Packages.....	52
Figure 1-12	CIM Extensiones para distribución (DCIM) top-level packages.....	53

CAPÍTULO II

Figura 2-13	UML una herramienta de diagramación.....	55
Figura 2-14	Representación de una clase en diagrama de clases UML.....	57
Figura 2-15	Representación de un sistema eléctrico en diagrama de clases UML.....	57
Figura 2-16	Agregación de clase en diagramas UML.....	58
Figura 2-17	Agregación de clase en diagramas UML a Sistema Eléctrico.....	58
Figura 2-18	Herencia en diagramas de clases UML.....	59
Figura 2-19	Herencia en diagramas de clases UML en un Sistema Eléctrico.....	59
Figura 2-20	Asociación en diagramas UML.....	60
Figura 2-21	Asociación en diagramas UML en un Sistema Eléctrico.....	60
Figura 2-22	Diagrama de Paquetes UML.....	60
Figura 2-23	Diagrama de Paquetes UML en un Sistema Eléctrico.....	61
Figura 2-24	Ejemplo de diagrama de Secuencia.....	62
Figura 2-25	Representación de Diagrama de Caso de Uso.....	63
Figura 2-26	Paquetes que conforman IEC61970.....	64
Figura 2-27	Paquetes que conforman IEC 61968.....	66
Figura 2-28	Paquete Metering.....	67
Figura 2-29	Paquete Load control.....	70
Figura 2-30	Paquete Payment Metering.....	71
Figura 2-31	Segmento de la Central Hidroeléctrica a Modelar.....	74
Figura 2-32	Modelado de la instalación ejemplo mediante clases CIM.....	76
Figura 2-33	Diagrama de clases de un generador hidroeléctrico.....	78
Figura 2-34	Diagrama de clases de un transformador de potencia.....	79
Figura 2-35	Diagrama de clases de los elementos de corte.....	80
Figura 2-36	Diagrama de clases para modelar medidas.....	81

Figura 2-37	Diagrama de clases de conexión entre equipos conductores.....	82
Figura 2-38	Diagrama de clases representación de la barra	82

CAPÍTULO III

Figura 3-39	Características de los segmentos de baja tensión y red Doméstica.....	84
Figura 3-40	Estructura de Red PLC	85
Figura 3-41	Sistema PLC de Distribución.....	86
Figura 3-42	Sistema de Acceso PLC.....	87
Figura 3-43	Ejemplo de interferencia en PLC.....	89
Figura 3-44	Disturbios en la línea eléctrica.....	94
Figura 3-45	Modelo de Referencia OSI.....	95
Figura 3-46	Protocolo Ethernet (TC/PIP).....	98
Figura 3-47	Asignación de Subcanales para OFDM.....	99
Figura 3-48	Topología estrella para una red PLC	100
Figura 3-49	Elementos de la Red PLC	100
Figura 3-50	Head-End (HE).....	101
Figura 3-51	Repetidora en la Red.....	102
Figura 3-52	Asignación de bandas de frecuencia CENELEC.....	103
Figura 3-53	Transmisión de datos a través de RF.....	105
Figura 3-54	Fibra Óptica	107
Figura 3-55	Sistema híbrido PLC-GPRS-MDM	108
Figura 3-56	Sistema Radio Frecuencia (RF)-GPRS-MDM.	109
Figura 3-57	Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-Línea telefónica-MDM.....	110
Figura 3-58	Sistema híbrido PLC-Fibra óptica-MDM	111
Figura 3-59	Requisitos de seguridad y amenazas perjudiciales para AMI.....	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No 1	Normas Técnicas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.....	26
Tabla No 2	Sub funciones y componentes de MR (IEC 61968-9).....	29
Tabla No 3	Índices de Calidad.....	92
Tabla No 4	Total de inversiones de las distribuidoras periodo 2009-2020.....	121
Tabla No 5	Costo de pérdidas no técnicas en función del proyecto de 2000 clientes.....	123
Tabla No 6	Ahorro por toma de lecturas.....	124
Tabla No 7	Costo por corte y reconexión.....	124
Tabla No 8	Porcentaje de recuperación UEG.....	125
Tabla No 9	Impacto positivo de la implementación de AMI.....	126
Tabla No 10	Costo de inversión inicial para el escenario 1.....	127
Tabla No 11	Costo de inversión inicial para el escenario 2 EEQ.....	128
Tabla No 12	Costo de inversión inicial para el escenario 2 UEG.....	128
Tabla No 13	Personal para operación y mantenimiento.....	129
Tabla No 14	Flujo financiero UEG y EEQ.....	130
Tabla No 15	Valoración económica del proyecto en UEG.....	130
Tabla No 16	Valoración económica del proyecto en EEQ.....	131
Tabla No 17	Análisis de Sensibilidad UEG, escenario 1.....	133
Tabla No 18	Longitud de red monofásica de las distribuidoras seleccionadas.....	134
Tabla No 19	Flujo financiero UEG; Fuente, los autores.....	134
Tabla No 20	Flujo financiero EEQ; Fuente, los autores.....	135
Tabla No 21	Valoración económica del proyecto en UEG.....	135
Tabla No 22	Valoración económica del proyecto en EEQ.....	136
Tabla No 23	Análisis de Sensibilidad UEG, escenario 2.....	137

CAPÍTULO I

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha experimentado un importante avance tecnológico para la operación y supervisión de los sistemas eléctricos. Dentro de estos avances tecnológicos tenemos la incorporación de los AMI – Advanced Metering Infraestructura – (Infraestructura de Medición Avanzada) y el DMS - Distribution Management System - (Sistema de Gestión para la Distribución eléctrica), los cuales tienen como finalidad mejorar los procesos de operación de la red de distribución eléctrica y la gestión de negocios de una Empresa Distribuidora, lo cual a hecho que el uso de este tipo de tecnología sea ampliamente implementada a nivel internacional.

La crisis que atraviesan la mayoría de las Empresas Distribuidoras del país obedecen a diferentes factores, tales como: la inestabilidad política, la ausencia de un marco legal dirigido hacia el sector eléctrico, y la politización de las empresas eléctricas del Estado, así como también, la falta de infraestructura tecnológica para realizar una medición correcta de la energía consumida, esto ha contribuido para que el Ecuador, no haya podido atraer inversión importante en el Sector de la Distribución.

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), es una apuesta por incorporar a los consumidores un sistema basado en el desarrollo de estándares abiertos, permitiendo a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente y, al mismo tiempo, proporcionará a las compañías la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, con el fin de operar más eficientemente.

1.1. CARACTERÍSTICAS

Esta infraestructura se diferencia del sistema tradicional principalmente porque ofrece un sistema de sensores implantados en los Smart Meter - (Medidor Inteligente) los cuales proporcionan información del consumo de energía eléctrica en tiempo real y además registrar eventos, perfiles de carga y permiten la transmisión de los datos e informaciones por medio de Internet o redes similares.

AMI se diferencia del sistema tradicional principalmente por tener una red de comunicaciones que funciona de manera bidireccional, es decir desde el cliente hacia la distribuidora y desde la distribuidora al cliente, con lo cual se lograría el intercambio de información entre el cliente y la distribuidora en tiempo real y así brindar la posibilidad de que el cliente tenga las opciones de tarifas diferenciadas, registros de la demanda, entre otras y para las Empresas Distribuidoras una eficiente administración de la energía y datos medidos.

Esto permite a todas los involucrados tomar mejores decisiones sobre la reducción de cortes y la tensión en la red durante las horas de máxima demanda, estos dos componentes Smart Meter y las Redes de Comunicación forman la infraestructura necesaria para proporcionar servicios de AMI. En términos generales, los medidores inteligentes realizar funciones básicas con respecto a la administración de energía:

- El control y registro de la demanda.
- Medición bidireccional del flujo de energía (recepción y entrega).
- El registro de hechos relevantes de energía, por ejemplo, cortes de energía.
- La entrega de información de uso y registro de las utilidades de aguas arriba.
- Opción de conexión / desconexión remota de medidores.
- Capacidad de auto detectar y reparar problemas de interrupciones para garantizar la disponibilidad de la red.
- Medición y reporte de eventos, parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, tensión mínima / máxima, perfiles de carga) con la capacidad de monitoreo en tiempo real.
- Optimizar la integración con el Sistema de Gestión de Datos de Medición (MDM) y con otros sistemas de gestión con enlaces de interoperabilidad a la contabilidad, facturación, reportes, gestión de interrupciones y otras aplicaciones.

1.2. NORMA IEC 61968 FUNCIONES

La implantación de este tipo de infraestructura a nivel internacional ha tenido como referencia a la norma IEC - International Electrotechnical Commission - (Comité Eléctrico Internacional). La IEC 61968 constituye una extensión de la IEC 61970,

que tiene por objeto apoyar la integración entre aplicaciones de una empresa de servicios públicos para conectar aplicaciones dispares que ya están construidas o por implementarse, cada uno apoyado por entornos de ejecución diferentes, el cual cuenta con diversidad de lenguajes, sistemas operativos, protocolos y herramientas de gestión.

Al momento se continúa trabajando en identificar las áreas donde las normas ya existen, para mejorar la interoperabilidad las áreas del sistema y determinar que actualizaciones o nuevas normas necesarias. Muchas organizaciones se han unido para seguir trabajando en el desarrollo de estas normas conjunta colaboración con la NIST (Instituto Nacional de Estándares y Tecnología).

En la siguiente tabla se muestra algunas normas técnicas que es base para el desarrollo de los AMI.

NORMAS	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
IEC 61970	Modelo de Información Común	Gestión de Red
IEC 61968	Interfaces de Sistemas para la gestión de la distribución.	Gestión de la red de Distribución
ANSI C12	Estándares de calidad de medición.	AMI
OPEN AMI	Grupo de estándares para la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y Redes de Área Domiciliaria (HAN).	AMI
IEEE 1541	Monitoreo y Control de fuentes distribuidas interconectadas al sistema eléctrico de Potencia.	Generación Distribuida / Respuesta de la Demanda / Almacenamiento de Energía
ASHRAE	Protocolos de Comunicación de Datos para Automatización de Edificios y Control de Redes.	Respuesta de la Demanda / Eficiencia Energética / Modelo Especifico de Dominio.

Tabla No 1. Normas Técnicas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología
Fuente: Instituto Nacional de Estándares y Tecnología

Otros aspectos que se debe tomar en cuenta es la integración de sistemas DMS - Distribution Management System- (Sistema de Gestión para la Distribución eléctrica) y EMS - Energy Management System (Sistema de Administración de

energía). Estos sistemas trabajan en conjunto con AMI, para obtener un mejor desempeño en la Gestión y Facturación de la energía suministrada. Por lo cual se crearon las normas IEC que se mencionan a continuación:

- La norma IEC 61970 contiene el modelo CIM para sistemas eléctricos EMS, el cual se describe como la planificación y operación de la red interconectada de transmisión con el fin de equilibrar la oferta, la carga, el intercambio y las pérdidas.
- La norma IEC 61968 extiende el modelo CIM para sistemas eléctricos DMS, un DMS consta de varios componentes de la aplicación distribuida según la utilidad para administrar las redes de distribución eléctrica. En la siguiente figura podemos observar la arquitectura de un DMS

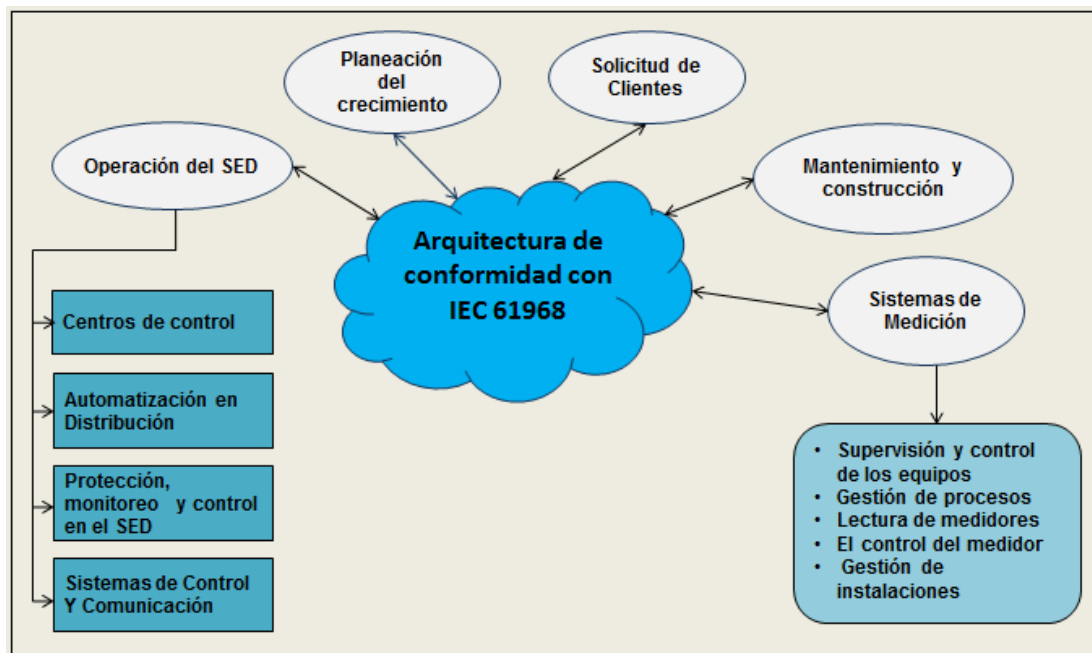


Figura 1. Arquitectura de un DMS (61968)
Fuente: Autores

1.3. - IEC 61968-9 - MEDICIÓN, LECTURA Y CONTROL (*METER READING AND CONTROL*)

Como base tenemos el estándar IEC 61968 creada por WG14 Grupo de trabajo 14 el cual está compuesto por catorce normas, dentro de este grupo tenemos a la norma IEC 61968-9, mismo que define las interfaces para la integración de los principales

elementos de la función de negocios de Control y Lectura de Medidores (MR). Esta función de negocios nos guía en la forma en que debe estar estructurado un Sistema de Lectura de Medidores, Esta tiene como principal propósito:

- Definir las aplicaciones típicas que incluyen el intercambio de información entre el Sistema de Medición y otros sistemas dentro de la empresa (Interoperabilidad).
- Especificar el contenido de la información de un conjunto de mensajes que pueden ser utilizados para apoyar muchas funciones relacionadas con la lectura y control de medidores.
- Describir los tipos de mensajes Lectura y Control de Medidores, Eventos y Sincronización de Datos y Conmutación.

La IEC ha desarrollado en esta norma un modelo de referencia que ejemplifica los componentes lógicos y el intercambio de información relacionado con la medición y control de medidores.

La información proveniente del Smart Meter es importantes para una Empresa Distribuidora, ya que optimiza toma de datos en los medidores en intervalos de tiempo con datos de demanda y energía consumida, gestión de fallas, interrupción de servicio, servicio de reconexión, monitoreo en la calidad del servicio, análisis de la red de distribución, planificación de la distribución, reducción de la demanda, facturación del cliente y manejo de trabajos operativos, todo este flujo de información se maneja con la ayuda del CIM - Common Information Model - (Modelo de Información Común), el cual permite operar al mismo tiempo con un solo lenguaje de Información Estándar.

En la siguiente Tabla No 2 se presenta las funciones y programas relacionados dentro del modelo.

Funciones de Negocio	Sub-funciones de negocio	Componentes
Control de la Lectura de Medidores (MR) IEC 61968-9	Lectura de Medidores (MR)	Medidores de lectura Automática (Telemetry)
		Calidad del servicio de potencia
		Medidas al cliente y servicio de localización
		Uso del historial
		Cliente de conmutación
		Medidor de Agregación de datos
		Apagones y detención de la restauración y la verificación
	Control de Carga (LDC)	Controles de Carga
		Dinámica de la Aplicación Arancelaria
	Medidor de Operaciones (MOP)	Archivar los trabajos de operación
		Configuración de Medidas
	Gestión de Datos Medidos (MDM)	
	Sistema de Medición (MS)	Control y Reconfiguración
		Recolección de Datos
Medidor de mantenimiento (MM)		
Datos Medidos (MD)		

Tabla No 2. Sub funciones y componentes de MR (IEC 61968-9)

Fuente: Norma IEC 61968

1.3.1. - Lectura de Medidores (RMR)

Se requiere de un conjunto de funciones para llevar a cabo las lecturas a distancia de la información registrada en el punto de suministro a los clientes, así como los necesarios para enviar los controles de interfaces de equipos cliente. Esta función de negocios está constituida por los siguientes aspectos:

1.3.1.1. Medidores de lectura Automática (Telemetry)

La telemedida es el proceso por el que las lecturas de los medidores se transmiten aun sistema de adquisición de datos central, normalmente este proceso se realiza a través de los Medidores de Lectura Automatizada (AMR). Los sistemas de AMR pueden optar por la recaudación, lecturas y, potencialmente, la captura de los eventos

de medida de dos vías, con capacidades más avanzadas de recopilación de datos a petición, invocando a la desconexión a distancia, control de carga, etc.

1.3.1.2. Calidad del Servicio de Potencia

Los contadores podrán recoger información relativa a la calidad de la potencia entregada. Esto incluye eventos de tensión baja o alta. Esta información podría ser utilizada para el análisis de corte o de la programación del mantenimiento.

1.3.1.3. Medidas al Cliente y Servicio de Localización

Los clientes que tienen una o más cuentas, esta herramienta se hace necesario para la localización de una dirección específica. Esta información se hace esencial para realizar la gestión de suministro eléctrico y de facturación.

1.3.1.4. Uso del Historial

El historial permite utilizar medidas históricas leer los valores de la carga de información que sería utilizada para fines de planificación. Esto permitirá determinar las cargas que se agregarían a un transformador o alimentador.

1.3.1.5. Cliente de Conmutación

Un cliente en un mercado abierto puede cambiar entre los proveedores de energía.

1.3.1.6. Medidor de Agregación de Datos

La Agregación de Datos al análisis de corte para identificar la pérdida o la restauración del servicio de energía. Esto favorece al usuario porque puede acceder a denuncias realizadas a la distribuidora por daños a equipos.

1.3.2. Control de Carga (LDC)

Esta opción de servicio es capaz de ajustar su consumo respecto a tarifas de tiempo. Esto permite a los clientes ajustar su consumo en respuesta a cambios en los precios, control de calefacción eléctrica, agua, electrodoméstico, etc.

1.3.2.1. Controles de Carga

Peticiones de carga de control a menudo se pueden hacer a un SCADA y / o sistema de AMR con el fin (voluntario u obligatorio) de limitar la carga. Una señal de control de carga general tendrá la habilidad de realizar controles de carga determinadas para reducir la demanda Eléctrica

1.3.2.2. Dinámica de la Aplicación

En tiempo real las señales de precios y / o horarios pueden ser enviadas a un medidor a través del SCADA y / o sistema de AMR. Hay varias maneras por las cuales se puede lograr: (1) señal de precios dadas en tiempo real para identificar un precio para un intervalo de tiempo, (2) Tiempo de consumo al calendario previsto, (3) Lista de precios de la energía publicados con anticipación.

1.3.3. Medidor de Operaciones (MOP)

Medidor de Operaciones es responsable de gestionar el despliegue, mantenimiento y uso de medidores en un territorio determinado. Permite archivar los trabajos de medición obtenidos en los eventos de instalación, inspección, mantenimiento, desmantelamiento y medidas.

Así mismo, cuando un contador se instala para Telemedida, debe estar configurado para su uso por el sistema de medición, éste puede ser configurado con la información de tipo medidas dependientes, como las definiciones de tiempo de uso.

1.3.4. Gestión de Datos Medidos

Esta función maneja la lectura de los datos de los contadores. Las lecturas del medidor pueden guardar la información necesaria para la facturación y el análisis histórico. En este sentido, un Meter Data Management del sistema (MDM) se utiliza a menudo para proporcionar un repositorio común y un punto de la gestión y el acceso de los datos del medidor, este sistema protege a las aplicaciones, como la facturación, planificación y la necesidad de integrar más de un Sistema de Medición.

Es importante tener en cuenta que la funcionalidad proporcionada por un MDM se puede integrar totalmente como un producto Sistema de Medición

1.3.5. Sistema de Medición

El sistema de medición transmite datos de medidores y otros datos de valor añadido a través de la red del sistema de medición para las empresas distribuidoras.

Dependiendo del sistema, la transmisión de datos puede incluir varios pasos a través de redes públicas o privadas, con o sin licencia de espectros de RF, normalizados o sistemas privados de sentido bidireccional.

1.3.5.1. Control y Reconfiguración

Las funciones del Control y la reconfiguración en el subcomponente Sistema de medición son: (1) interfaz primaria en la ejecución de comandos de control remoto medidores, (2) Interfaz para ejecutar una solicitud de lectura de comandos, (3) Comunicación de información del sistema de pagos; y, (4) Apertura de una puerta de comunicación para los dispositivos de control de carga.

1.3.5.2. Recolección de Datos

Las tareas de la recolección de datos es un subcomponente dentro del Sistema de medición son: (1) Lectura y recogida de datos los cuales se pueden obtener a través de medios manuales o automatizados, (2) La transmisión de las lecturas del medidor y de estado para un sistema Meter Data Management (3) La transmisión de potencia y fiabilidad de calidad de datos de eventos para un Sistema de Gestión de interrupción.

1.3.6. Medidor de Mantenimiento (MM)

Medidor de mantenimiento es responsable de la funcionalidad relacionada con la configuración e instalación de medidores. Este componente esta estrechamente vinculada con el sistema de medición, y como consecuencia las interfaces entre el sistema de medición y mantenimiento del medidor están fuera del alcance de esta Norma IEC.

1.3.7. Datos Medidos (MD)

El medidor registra los datos manejados para las tarifas de utilización de las redes públicas, estos datos son utilizados para el mecanismo de equilibrio de la red, y la

facturación de energía. Las lecturas capturadas por medidores son integradas en un período de tiempo antes de ser presentado a efectos de facturación, todo esto con el fin de que las entidades de facturación pueden recoger los datos en algunas regiones y, el proveedor de energía puede llevar a cabo Validación, Edición y Estimación (EEV) de acuerdo con las normas establecidas por la entidad supervisora de reglamentación.

1.4. Definición y Descripción de los componentes que conforman AMI

1.4.1. Definición de AMI

Según EPRI- *Electrical Power Research Institute*- (Instituto de Investigación para la Energía Eléctrica). Al AMI se lo define como:

“La medición completa y el sistema de recolección de información que incluye medidores (Smart Meter) instalados en el sitio del cliente, las redes de comunicación entre el cliente y un proveedor de servicios, tales como electricidad, gas, o servicio de agua, recepción de datos y sistemas de gestión que hacen que la información este a disposición del prestador de servicio” .⁵

En definitiva la Infraestructura de Medida Avanzada, es una apuesta por incorporar un sistema automático de medida enfocados a los Sistemas de Gestión de Información los cuales se encuentran dentro en un sistema de comunicación bidireccional (two-way) que permite el intercambio de información entre las empresa Distribuidoras y medidor inteligente y viceversa. La funcionalidad de este sistema va más allá de simplemente obtener una lectura mensual del medidor, AMI es un sistema total de hardware y software capaz de capturar en tiempo real el consumo, la demanda, tensión, corriente así como de transmitir de manera autónoma mensajes informativos sobre estados y eventos registrados por el medidor.

La infraestructura de comunicación de AMI permite una gran cantidad de nuevas aplicaciones, para optimizar el servicio de energía, tanto a usuarios y empresas distribuidoras:

⁵EPRI *Electrical Power Research Institute*- (Instituto de Investigación para la Energía)

- Lectura remota de la medición y consumo.
- Capacidad de conexión/desconexión remota.
- Detección del manejo de las interrupciones.
- Identificación anticipada de posibles eventos de fallas, por el reconocimiento de pérdidas de aislamiento (cables, aisladores, etc.).
- Detección de manipulación/ sabotaje y/o hurto de energía y de tiempo de uso).
- Gestión monitoreo de la generación distribuida.

Actualmente se dispone de una tecnología avanzada en la medición con características de exactitud, precisión y variedad de funciones, tanto en parámetros de medida, protocolos de comunicación, capacidad de memoria y control, mismos que se los han denominado como “Smart Meter” promotores en la creación de los sistemas de Gestión de Datos de Medición (MDM).

1.5. Componentes de AMI.

AMI es un sistema que se identifica por 3 componentes un Smart Meter en el cliente principal una red de comunicación entre el Smart Meter y empresa de servicios, y una aplicación para administrar los datos del medidor (MDM) en la utilidad.

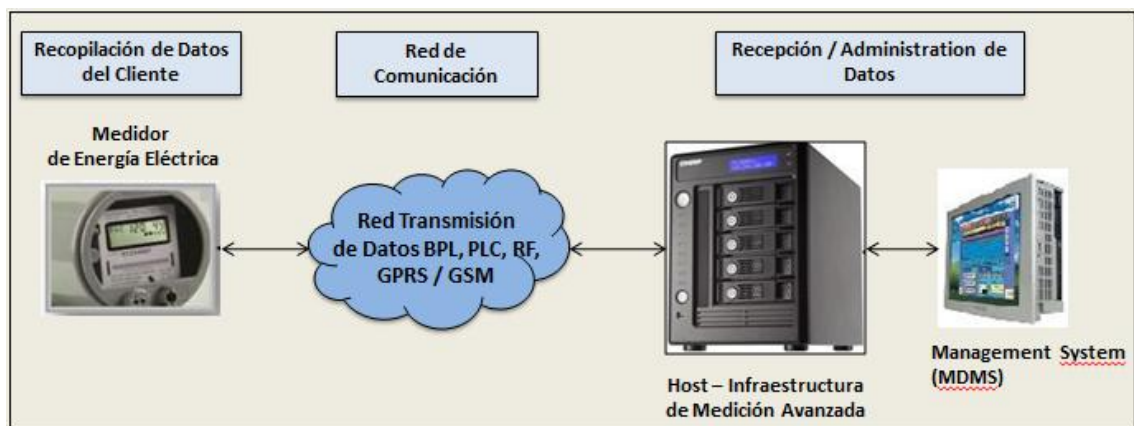


Figura 2. EPRI, Componentes AMI, 2005

Fuente: Autores

AMI de forma general está conformado por:

- MS-Smart Meter-(Medidor Inteligente)
- Redes de comunicación.
- Data Collection Systems (Sistema de recolección de datos).

El medidor es el equipo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información de consumo y estado del servicio (ejemplo fallas, reportes de manipulación, etc.) además tiene la capacidad de realizar desconexión remota o conexión de servicio, almacena datos de parámetros eléctricos para el análisis de la utilización de la energía, optimización de procesos y la gestión de activos.



Figura 3. Smart Meter
Fuente: EPRI, 2009

La Red de Comunicación es el medio por el cual los medidores transfieren los datos a la base de datos remota, es decir las redes de comunicación disponible o utilizada según la empresa distribuidora estas pueden ser Power Line (BPL), Power Line Carrier (PLC), Radio Frecuencia (RF) y Redes GSM/GPRS.

El MDM es un hardware y software de computadora que controla la comunicación, y recibe los datos enviados por el medidor y lo almacena (Host de 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 Distribuidora.

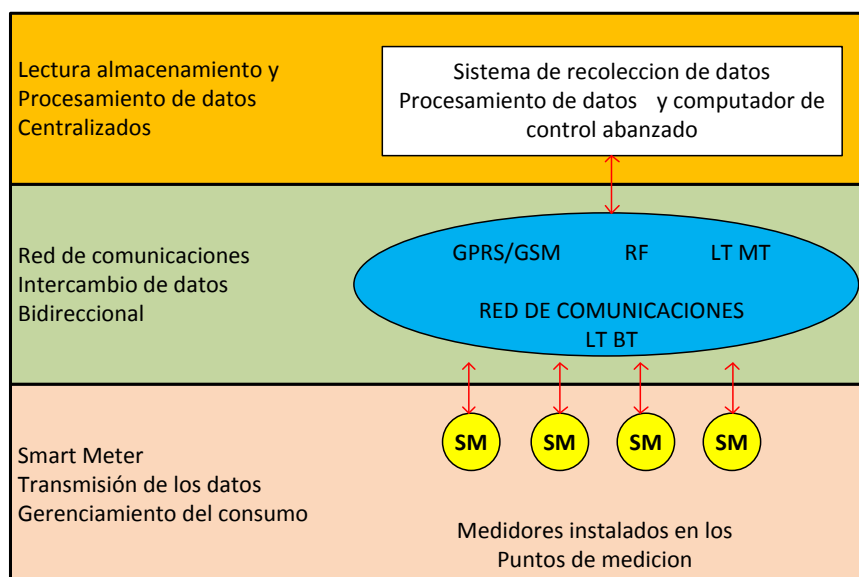


Figura 4. Componentes de AMI
Fuente: EPRI, 2009

1.5.1. Medidores

La aparición de los medidores inteligentes produjo un avance importante en cuanto a tecnologías de medición, reemplazando antiguos sistemas de medición electromecánica por componentes electrónicos. Con ello, se ha mejorado la precisión y confiabilidad en la lectura de datos además con el uso de estos medidores se obtiene los valores de un mayor número de variables, como por ejemplo, potencia reactiva, factor de potencia, armónicas de corriente, potencia máxima, entre otras. Una vez procesada la información puede ser almacenada para posteriores estudios y análisis.

La información contenida por estas variables puede ser de gran beneficio para la empresa distribuidora y para los consumidores.

Adicionalmente, el avance registrado en tecnologías de comunicación ha permitido que hoy en día, este tipo de medidores cuenten opcionalmente con capacidad de transmitir datos a través de diversos medios, como por ejemplo, vía PLC, RF, GSM/GPRS, etc., permitiendo así una interacción y flujo de información constante entre consumidores y empresa distribuidora.

1.5.2. Medidores Inteligentes (Smart Meter)

Los medidores utilizados para AMI generalmente constan de dos componentes: el medidor y la Unidad de Interfaz del Medidor o Modulo (MIU) que juntos se combinan para registrar, almacenar los datos e información y comunicarse con la red de área local. Los sistemas AMI brindan un gran nivel de funcionalidad, para el apoyo en la gestión de las empresas teniendo presente que el medidor es un dispositivo de última milla y con posibilidades de comunicación bidireccional, por ejemplo, son capaces de comunicarse en tiempo real con la empresa suministradora, modificar parámetros en forma remota, detectar fallas, monitorear calidad de servicio, habilitar herramientas de respuesta de demanda y/o eventos que se encuentren preestablecidos.

Este tipo de medidores nace ante la necesidad de entregar señales a los usuarios y distribuidoras que les permitan modificar sus patrones de consumo, con el fin de optimizar el uso de los recursos, tanto en generación a nivel de costos y emisiones, y en las redes, minimizando las inversiones para abastecer las puntas de demanda del sistema mediante el aplanamiento de la curva de carga. Una síntesis de los beneficios que ofrecen estos sistemas son:

- Los medidores no requieren ser leídos manualmente.
- Los clientes pueden ser conectados y reconectados en forma remota.
- Se puede limitar la potencia de suministro en forma remota.
- Se puede detectar robo de energía.
- Permite la optimización de redes y disminución de pérdidas técnicas.
- Los consumidores disponen de mayor información sobre su consumo.
- Los consumidores pueden responder ante estímulos de precio u otros incentivos.
- Permiten la incorporación de micro generación o generación distribuida.

Los medidores avanzados pueden ser agrupados en tres categorías generales: Básico, Avanzado y muy Avanzado dependiendo de la funcionalidad que ofrecen.⁶ ”

- **Modelo Básico**, típicamente incluye la posibilidad de:
 - Registro mensual en kWh.
 - Registro Mensual de la demanda en kW.
- **Modelo Avanzado**, incluye la posibilidad de:
 - Registro de intervalos de uso (diario, cada hora o sub-hora) y demanda.
 - Provee notificación de fallas (Por voltaje, sobretensión).
 - Provee notificación por manipulación.
 - Puede ser programado a distancia.
 - Desconexión del servicio a distancia (opcional según sea necesario).
- **Modelo Altamente Avanzado**, incluye la posibilidad de:
 - Ser direccionado mediante IP.

⁶CEPEDA, Francisco, *Medición Inteligente*, Julio, 2011, www.centrosur.com.ec/centrosur/tesis/pdf

- Interfaz con una red de área local.

Como referencia de los principales proveedores de Smart Meter, (Ver ANEXO 1).

1.5.3. Red de Comunicación

AMI fundamentalmente depende del sistema de comunicación, ya que cada medidor es capaz de comunicar de forma fiable y se asegura la información recogida a un receptor central, pero, hay que tener en cuenta los diferentes ambientes y lugares en donde se encuentren los medidores en los que se evidencian diferentes problemas.

Al parecer ninguna solución única de comunicación podría ser óptima para una empresa, pues existe directa dependencia de las características de los lugares en donde se presenta el servicio, así tendremos diferentes problemas de comunicación al prestar servicio a zonas rurales y urbanas. De igual manera la ubicación, lugares de acceso difícil, regiones montañosas serán influyentes y claves al momento de seleccionar el tipo de tecnología de comunicación a seleccionar.

En las Redes Eléctricas, los recolectores de Datos o Concentradores se utilizan normalmente y residen en postes, en los transformadores / subestaciones para realizar el enlace entre los medidores/módulos y el software de Gestión de aplicaciones de red.

Otros sistemas utilizan una arquitectura más plana que incluye las comunicaciones punto a punto igual a un concentrador de datos, “take out point”, que entrega los datos al centro de operaciones a lo largo de varios sistemas de transmisión diferentes, incluyendo GPRS/GSM u otros medios de comunicación, como fibra óptica, que a continuación se presenta una breve descripción de las diferentes arquitecturas de redes para AMI. (Ver Figura 5)

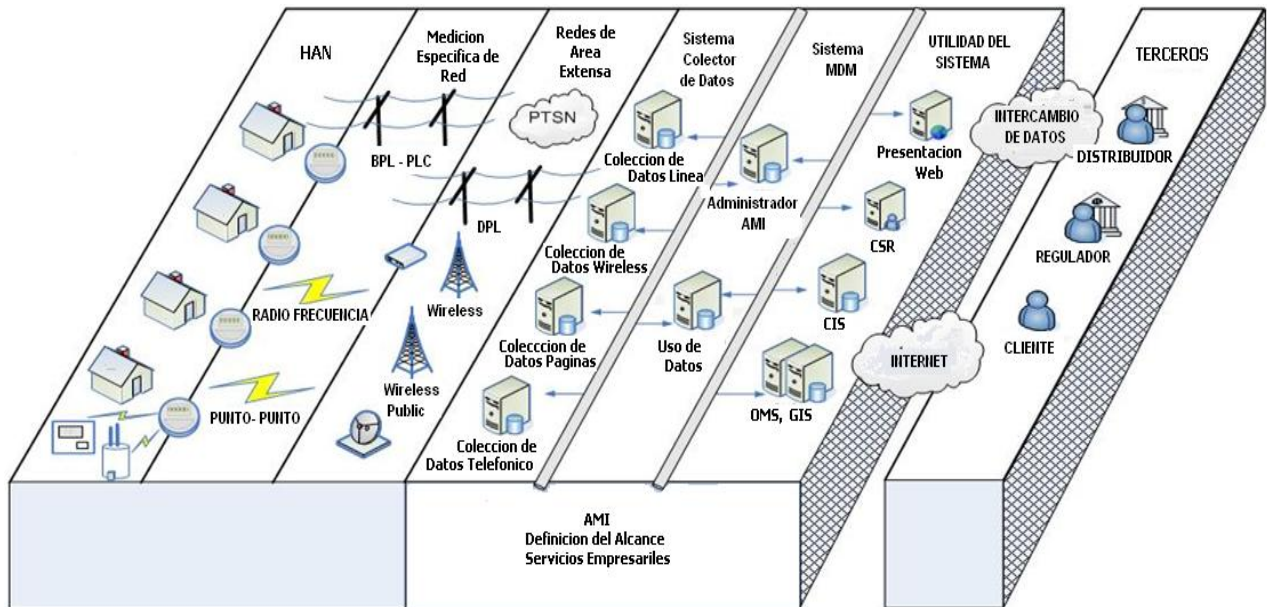


Figura 5. Arquitectura de Red en Sistemas AMI
Fuente: Autores

El mantenimiento de un sistema bidireccional representa una mayor inversión, ya que esta requiere de más equipos de red y por lo tanto mayor costo para mantener un nivel aceptable de confiabilidad y seguridad al momento de realizar el envío de datos, sin embargo los beneficios de las comunicaciones bidireccionales, permite el aprovechamiento de las funcionalidades antes descritas, justifican el aumento de costos de AMI en lugar del AMR.

En la Figura 6 se pueden apreciar los clientes como la unidad más pequeña o mínima dentro de la red, cualquier información que se genere en este punto, como medidas, alertas, etc., tiene alternativas para ser transmitida. Considerando transmisión PLC, la información viaja por la red de baja tensión hasta transformadores de distribución, donde concentradores la agrupan y la envían a una central de datos, ya sea por medios de comunicación propios de la empresa distribuidora, o bien usando medios de comunicación públicos, como Internet, telefonía celular, etc. Los grandes clientes generalmente se comunican directamente a la central de datos, al igual que clientes alejados de las zonas de consumo ya que sólo es rentable la instalación de concentradores en zonas de densidad urbana.

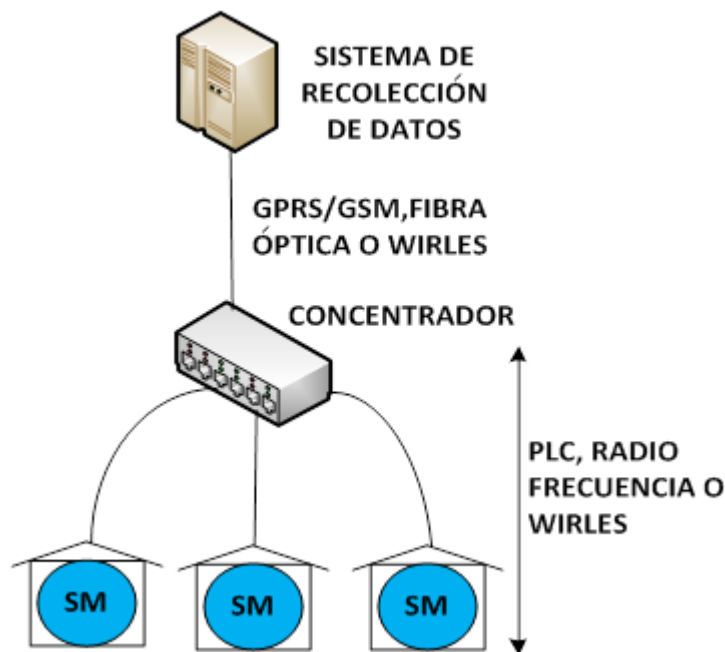


Figura 6. Diagrama de un sistema de medición avanzado
Fuente: Autores

1.5.4. Sistema de Recolección de Datos

El sistema de recolección de datos es un hardware de computadora y un software que puede procesar los datos recolectados por el medidor de forma horaria y transmitirlos por la red de comunicaciones. Es decir es el sistema a través del cual la red puede recolectar, almacenar, retransmitir y mostrar los datos adquiridos en un intervalo de tiempo programado. Dependiendo del proveedor del Smart Meter estos pueden enlazarse directamente con un sistema de recolección de datos o con un sistema más avanzado conocido como MDM-Meter Data Management (Gestión de datos medidos).

MDM representa el primer punto en la configuración de un sistema (AMI), donde los datos de los medidores de los consumidores se convierten en información válida según determinadas reglas y pasan a estar disponibles para las aplicaciones corporativas de facturación o gestión de clientes.

La implementación de un sistema MDM deberá estar sincronizado con la implementación del sistema AMI y deberá llevarse a cabo desde del inicio, con el fin de establecer oportunamente los interfaces con aplicativos y obtener la eficiencia

operativa de las funciones de AMI al gestionar los grandes volúmenes de datos de las mediciones.

1.5.4.1. Componentes principales de un MDM

- Data management - Administrador de datos.
- Meter commanding - Control de medidores.
- Reporting and trending - Reportes y curvas.
- Security and administration - Seguridad y administración.
- Meter events and alarms - eventos de medidores y alarmas.
- SM-Smart Meter (Medidor inteligente).

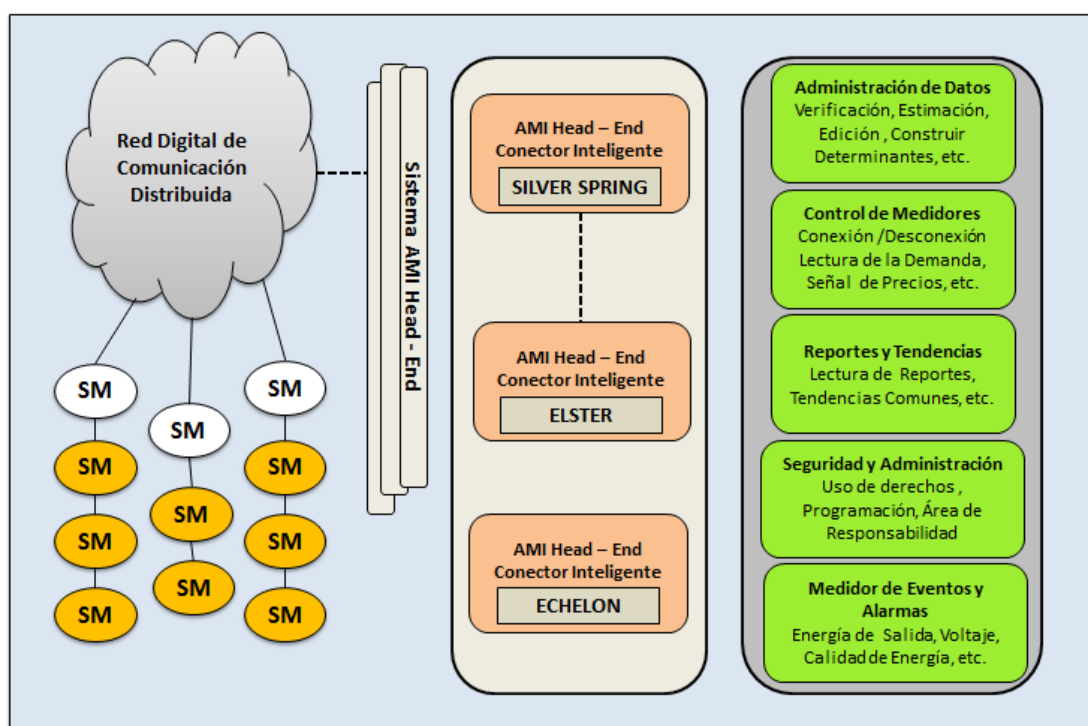


Figura 7. Componentes de un MDM

Fuente: Telvent Conductor MDM

Empresas que implementan MDM en plataforma basada en SOA (Arquitectura Orientada a Servicios) estarán mejor posicionadas para obtener facilidades de integración y los beneficios la red inteligente.

Con fines de constitución del Sistema de Gestión de Datos de Medición, se desagregan las subcategorías:

- MDR - (Meter Data Repository) - Repositorio de Datos

- MDM - (Meter Data Management) - Gestor de Datos

1.5.4.2. Repositorio de Datos (MDR)

Constituida por la base de datos para el almacenamiento de la información, además de los programas y procedimientos utilizados para procesar los datos de los medidores con fines de facturación, está directamente vinculado al Sistema Información al Cliente (CIS) para el despliegue de los valores facturados y tiempo de uso, dentro de sus funciones se encuentra:

1. Validación, estimación y edición (VEE).

Debido a que existe la posibilidad de que se produzcan errores en lectura, transmisión y almacenamiento, por factores como: la congestión de la red, la intermitencia de dispositivos, datos de lectura que llegan fuera del tiempo, lecturas en secuencia incorrecta, etc. El MDR debe inspeccionar los intervalos de datos de forma sensata precisa, si los datos son inadecuados, las estimaciones de MDR se emplean conforme las reglas de negocio, interpolación, valores históricos, o perfiles de carga.

También proporciona interfaces gráficas para crear rutinas de validación sin necesidad de programación debido a los grandes volúmenes de datos, los procesos validación y estimación necesitan ser autorizados.

2. Logging (registro) y auditoria.

Proporciona la capacidad de registro del actor que efectúa o cambia determinado registro, pero retroceder a través de cualquier cambio efectuado por el proceso del VEE y volver a colocar los datos originales para procesos de auditoria y solución de problemas, así como de deshacer los cambios.

3. Cálculos de Facturación completa.

El MDR tiene que aplicar diferentes normas de facturación dentro de un ciclo de factura, con lo cual, con un buen diseño se podrá soportar una variedad de requisitos de facturación para ofrecer a un cliente el cambio de plan en cualquier momento.

4. Carga y Recolección de Datos.

El MDR debe mantener una adecuada coordinación con los dispositivos de control de campo AMI, puesto que necesita comunicar los horarios de recolección de datos a los sistemas de cabecera (head-end), para que a su vez estos puedan recopilar la información de los medidores de su entorno en el momento oportuno (función básica de recopilación de datos).

1.5.4.3. Gestor de Datos (MDM).

Con la ayuda de la arquitectura orientada a servicios (SOA) proporciona un entorno abierto y flexible, que encapsula las funcionalidades en módulos con interfaces estándares. El gestor o manejador de datos (MDM) proporciona servicios de administración de datos de los medidores inteligentes y permiten que estos se compartan o estén a disposición de otras aplicaciones.

Dentro de las principales funciones del MDM se encuentran:

- 1. Servicios de integración:** Es especialmente útil en entornos en donde se encuentran instalados en medidores de diferentes marcas. Los servicios de normalización de datos, consolidan los datos dispares de medición para conseguir una estructura de datos y formatos coherentes. Los estándares de interoperabilidad como el modelo CIM, los estándares de servicios de unificación de datos de medición, la publicación de interfaces de programación, contribuyen en los procesos de integración.
- 2. Bus de mensajes:** La integración de aplicaciones punto a punto que se encuentra presente en gran parte de empresas, crea obstáculos, debido a su dificultad y costos, por tal motivo como solución es el empleo de entorno SOA, que presentan funcionalidades de acceso a través de los servicios de mensajería universal entre aplicaciones, como se describió en el punto anterior. Un bus de mensajes proporciona servicios de mensajería: punto a punto por petición/respuesta, por difusión, publicación y suscripción, almacenamiento y envío, como se representa en el esquema anterior.

3. **Motor de flujo de trabajo:** Mediante una secuencia de comandos se puede ejecutar tareas y secuencias de trabajo automáticamente, puede usarse para crear nuevas integraciones, instancias de nueva configuración de datos de medidores.
4. **Un procesador de eventos:** Un procesador de eventos recibe y filtra datos de eventos no programados para proteger a las personas y las aplicaciones de una sobrecarga de datos. Este se ejecuta mediante la aplicación de las reglas de negocio para gestionar los datos intermitentes y no programados, a través de la aplicación de lógica deductiva y procesos de correlación.

Esta función, por ejemplo ayuda a que fallas del sistema eléctrico de distribución y que crean miles de mensajes, no sobrecargue el bus de mensajería al OMS, el cual está diseñado para recibir y procesar un número limitado de mensajes.

Como referencia de los principales proveedores de MDM, (Ver ANEXO 1).

1.5.5. INTEROPERABILIDAD

“La interoperabilidad (*interoperability*) se refiere a la capacidad de los equipos o sistemas de diferentes fabricantes para comunicarse entre sí con éxito en una red y es la condición mediante la cual, sistemas heterogéneos pueden intercambiar procesos o datos”.⁷

Se identifican tres niveles dirigidos a conseguir una interoperabilidad efectiva en cualquier sistema:

- **Interoperabilidad técnica.** Abarca las conexiones físicas y las comunicaciones entre los dispositivos o sistemas (por ejemplo, contactos eléctricos y puertos USB). Enfatiza la sintaxis o formato de la información.
- **Interoperabilidad informativa.** Cubre el contenido, la semántica y el formato de los datos o flujos de instrucciones (como son el significado

⁷ CASTAÑEDA DE LEÓN, María, *Interoperabilidad y Estándares*, Noviembre, 2008, www.revista.unam.mx/vol.5/num10/art67/int67.htm

aceptado de los humanos, lenguajes de programación y los símbolos comunes). Se centra en que información es intercambiada y su significado.

- **Interoperabilidad organizacional.** Cubre las relaciones entre las organizaciones e individuos y sus partes del sistema, incluyendo las relaciones comerciales (como los contratos, propiedades y las estructuras de mercado), así como las relaciones jurídicas o legales (por ejemplo, las estructuras de reglamentación, requisitos y la protección de la propiedad física e intelectual). Enfatiza los aspectos pragmáticos, especialmente la gestión y mercado eléctrico.

Conforme se incrementa el nivel de interoperabilidad, interviene cada vez más la infraestructura eléctrica y menos la infraestructura informática o de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC's) por el manejo de las relaciones y procesos del negocio, así como las políticas y regulaciones del mercado eléctrico. En los niveles de interacción semántica, el Modelo de Información Común (CIM) establecido en las normas IEC 61968 e IEC 61970 es una propuesta de un modelo abstracto de información estándar para empresas eléctricas, basado en el lenguaje UML (*Unified Modeling Language*). En este modelo se representan objetos del mundo real y sus relaciones, con el propósito de crear un sistema de información que pueda ser utilizado entre diferentes aplicaciones, para el manejo e intercambio de datos. Existen diversas empresas y organizaciones relacionadas con el desarrollo y mantenimiento del modelo, así como aplicaciones reportadas en empresas eléctricas. En muchas Empresas Distribuidoras se ejecuta la comunicación punto a punto, la cual tiene limitaciones en la comunicación entre los diferentes departamentos, una de las soluciones que ofrece AMI es manejar todos estos departamentos de la Empresa Distribuidora en un sistema Común de Transmisión de Datos o Interoperabilidad.

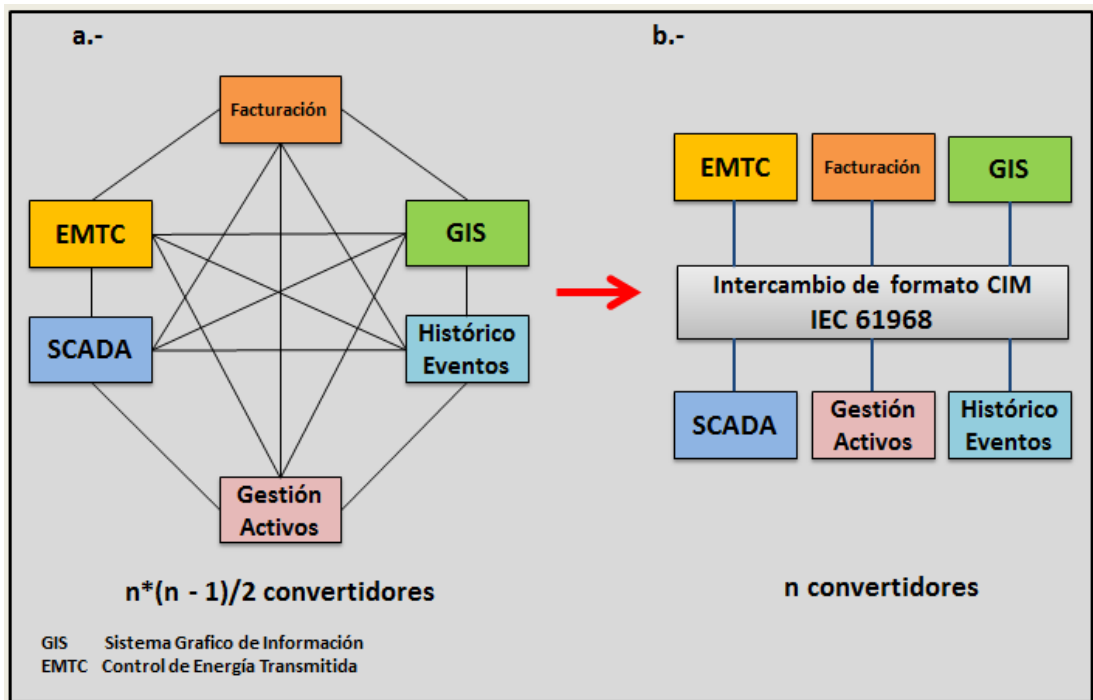


Figura 8. Integración AMI a) Punto a Punto, b) Integración SOA con bus de mensajería. Fuente: IEEE PES General Meeting, 2008

1.6. MODELO DE INFORMACIÓN COMÚN (CIM).

El CIM es una tecnología orientada a objetos. Es un modelo de información conceptual usado para describir la administración el modelo CIM no está unido a ninguna implementación, y esto permite a los sistemas de administración y las aplicaciones intercambiar información sin el previo conocimiento de cada uno.

“El CIM usa técnicas de modelado orientadas a objetos, específicamente UML Unified Modeling Language (Lenguaje de Modelación Unificado), el cual hace que el CIM esté formado por un grupo de paquetes. Cada paquete contiene diagramas de clases, los cuales muestran gráficamente las clases y sus relaciones. Luego cada clase es definida en texto de acuerdo a sus atributos y relaciones con otras clases”.⁸

CIM está definido por el estándar IEC61968 como un modelo abstracto de los objetos principales de una empresa de servicios eléctricos que suelen participar en las operaciones de servicios públicos. Al proporcionar una

⁸ IEC 61968-9. Interface Standard for Meter Reading and Control, 2007

forma estándar de representar los recursos de energía del sistema de clases, objetos y atributos, junto con sus relaciones, además el CIM facilita la integración de aplicaciones de software mediante la definición de un lenguaje común desarrolladas de forma independiente por diferentes proveedores (es decir, la semántica y la sintaxis) sobre la base del CIM.

En este sentido se debe suministrar interfaces que cumplan con las normas CIM, para datos del Sistema donde sea pertinente, lo anterior significa que las interfaces cumplen con el CIM en términos de:

- i. Semántica (por ejemplo nombres y significados de datos).
- ii. Sintaxis (tipos de datos).
- iii. Relaciones (por ejemplo con otros componentes del CIM, para permitir la integración adecuada dentro del modelo).

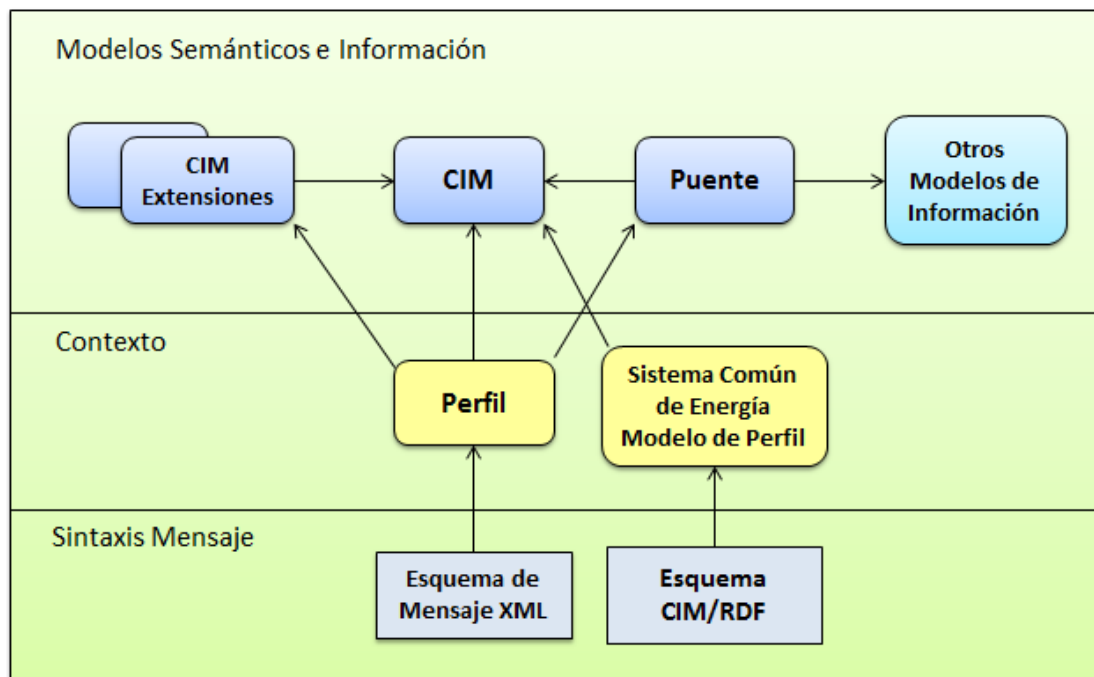


Figura 9. Los modelos semánticos y perfiles del CIM

Fuente: Cyril Effantin (EDF R&D), 2010

1.6.1. CARACTERÍSTICAS DEL CIM

Los datos de administración son recolectados de diferentes fuentes y sistemas de administración, luego son almacenados y analizados usando CIM, permitiendo a extensiones propietarias proveyendo valor agregado a estos datos.

Este modelo está formado de dos partes: el Esquema y las Especificaciones:

- **Esquema.** Provee la descripción actual del modelo, está conformado por un conjunto de clases con propiedades y asociaciones, los cuales dan buen conocimiento de la estructura de administración que sirven para organizar la información disponible del ambiente administrado.
- **Especificaciones.** Esta especificación se derivó del *Hyper Media Management Schema* (HMMS). Esta especificación fue ofrecida a la DMTF. El CIM acogió la propuesta e hizo sus revisiones, usándolo como entrada para su especificación CIM.

Este modelo se utiliza principalmente para datos o el intercambio de mensajes lo cual lo hace expandible a subconjuntos de los modelos ya existentes esto incluye todas las estructuras de datos dentro de una empresa, por lo cual puede ser implementado en diferentes formas (es decir, jerárquicamente, relacional de objetos, mensajes XML, etc.)

En el modelo CIM se representan objetos del mundo real y sus relaciones, con el propósito de crear un sistema de información que pueda ser utilizado entre diferentes aplicaciones para el manejo e intercambio de datos de manera unificada e independiente de marcas, tecnologías y/o proveedores.

El uso de los paquetes y las clases de CIM, hacen que los datos se representen en una estructura estándar que se puede acceder por diferentes aplicaciones de software. Cada paquete contiene un conjunto de objetos y clases y cada uno se define en términos de atributos y relaciones, para así crear un recurso del sistema de alimentación que es una clase que representa un activo dentro de la utilidad, es decir, una unidad de generación, un segmento de línea, un transformador.

1.7. Lenguajes Empleados en el Modelo CIM Aplicado a AMI.

1.7.1. Conceptos de Lenguaje de Modelado

Es un lenguaje descriptivo formal y completo con técnicas de diagramación para representar los sistemas de software, desde el análisis de requerimientos, a través del diseño y ejecución. UML ha evolucionado desde una colección de métodos aportados por diferentes profesionales, en un estándar International, la CIM se basa en UML para definir el modelo y las herramientas automatizadas para generar la documentación, esquemas y otros objetos directamente desde el UML.⁹

1.7.2. MODELO DE DATOS CIM

IEC es la Comisión Electrotécnica Internacional considerada como el Consejo de Administración de las normas utilizadas por la industria, este documento muestra una Arquitectura de Referencia el cual describe a la empresa completa, que se engloba en grupos de trabajo para cada área de la Arquitectura clasificados de la siguiente manera:

- 1.- WG13 – Transmisión
- 2.- WG16 – Mercados
- 3.- WG14 – Distribución
- 4.- WG19 – Armonización

Para el estudio de AMI es necesario desarrollar WG14 el Modelado de la distribución eléctrica.

El modelo básico de datos del CIM está compuesto por paquetes, donde cada uno de estos contiene el modelo de un grupo de elementos relacionados. El uso de estos paquetes hace que el modelo sea más fácil de entender y aplicar. A su vez estos también se relacionan entre sí. (Ver Figura 10)

⁹NEUMANN, Scott, IEC TC57, WG14

⁵ IEC_61968-11, “*Common Information Model (CIM) Extensions for Distribution*”, 2007

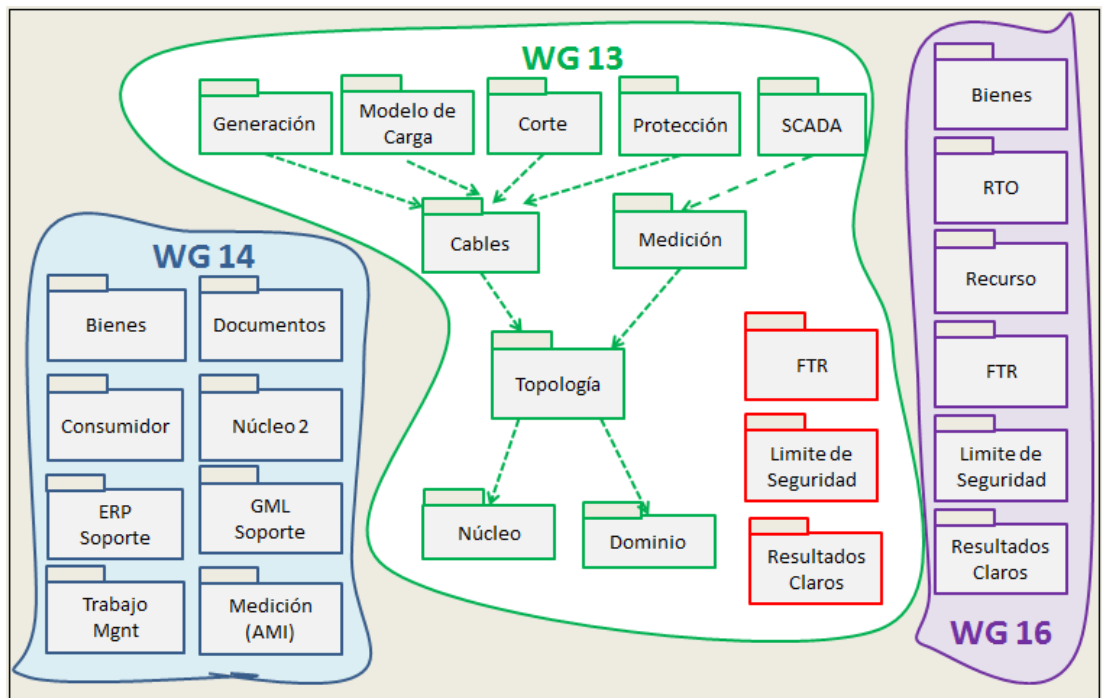


Figura 10. Diagrama de Paquetes del CIM
Fuente: Manager, Systems Engineering SISCO, Inc

1.7.3. Paquetes del CIM

Un paquete tiene como propósito general, la agrupación de elementos relacionados con el modelo. Estos paquetes se han elegido para hacer el modelo más fácil de diseñar, comprender y revisar consiste en el conjunto completo de paquetes. A continuación se enuncian cada uno de los Paquetes que conforman el CIM.

- **Domain**

El paquete Domain es un diccionario de datos y cantidades que definen los tipos de datos básicos para atributos o propiedades que pueden ser usados en cualquier clase en cualquier otro paquete del CIM.

- **Core**

Contiene objetos básicos usados por la mayoría de aplicaciones, tales como Power System Resource y Conducting Equipment. Este paquete no depende de ninguno otro, pero la mayoría de los otros paquetes si dependen de él.

- **Operational Limits**

Este paquete modela los límites asociados a equipos y otros objetos operativos.

- **Topology**

Es una extensión del paquete Core, que junto con la clase Terminal modela como los equipos están conectados entre sí, a demás provee puertos de conexión de objetos entre el paquete Core y el paquete Wires.

- **Wires**

Es una extensión del paquete Core y del paquete Topology. Este modela la información de las características eléctricas de la red de transmisión y de distribución. Este es usado por aplicaciones del sistema como Estimación de Estados y Flujo de Cargas.

- **Load Model**

Este paquete es responsable por el modelamiento de los consumidores de energía y sus características, tales como la carga del sistema, la curva de demanda de cada día, etc. La información contenida en Load Model es importante para realizar previsión y administración de la carga.

- **Outage**

Es una extensión de los paquetes Core y Wires que modela la información para la configuración de la red actual y la red prevista.

- **Protection**

Es una extensión de los paquetes Core y Wires que modela los equipos de protección y sus características. Esta información es usada para obtener simulaciones correctas y en las aplicaciones de detección de fallas.

- **Control Area**

Modela las especificaciones de área, el paquete en sí mismo modela las especificaciones de potenciales traslapes de área, esto para hacer control de la generación actual, previsión y captura de carga o análisis basados en flujos de carga

1.7.4. TC57 CIM Paquetes. ¹⁰

El CIM completo se divide en grupos de paquetes para su comodidad. Estos grupos incluyen:

- IEC 61970-301 (base de la CIM, la definición de los tipos de datos y recursos de energía del sistema como lo requiere la típica EMS y DMS aplicaciones de centro de control).
- IEC 61968-11 Common Information Model (CIM) Extensions for Distribution.
- IEC 61970-302 (planificación energética, financiera, reservas).

La Figura 11 muestra todos los paquetes que actualmente se definen en TC57 CIM y sus relaciones de dependencia. La línea punteada indica una relación de dependencia, con la punta de flecha que apunta desde el paquete dependiente del paquete en el que tiene una dependencia.

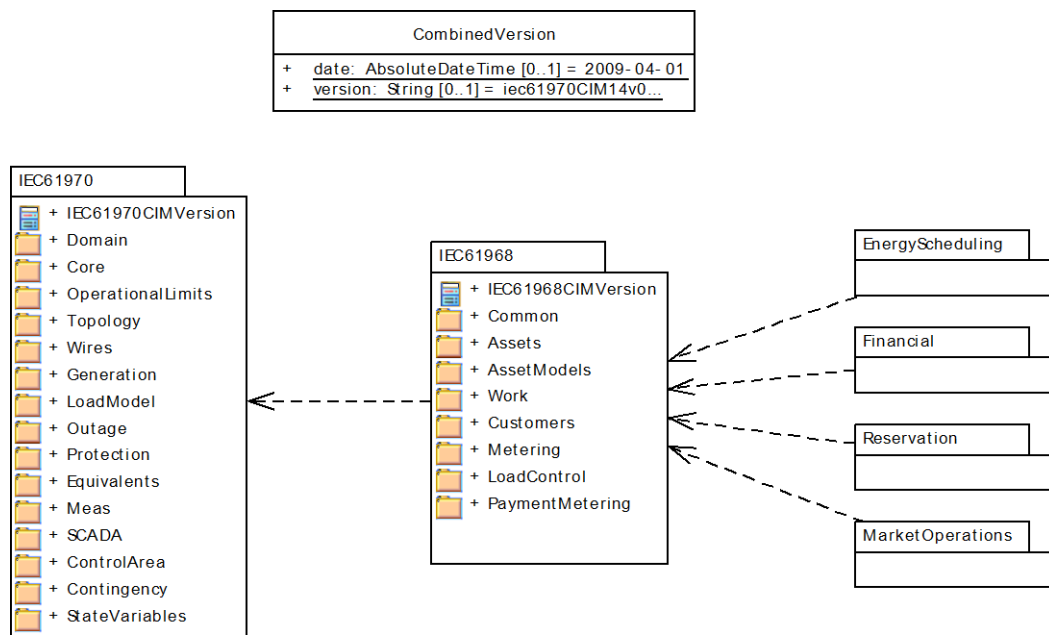


Figure 11. TC57 CIM Packages
Fuente: IEC 61968-11

¹⁰ NEUMANN, Scott, *IEC TC57, WG14*

1.7.5. CIM extensiones para los paquetes de la distribución

El modelo base de la CIM se define en la norma IEC 61968 define un conjunto de sub-paquetes que incluye cables, Topología, mediciones, equivalentes y fundamentales, así como varios otros. El modelo CIM como se especifica en la norma ayuda a describir los objetos y propiedades asociadas que son relevantes para el modelado de distribución e intercambio de información aplicable no sólo a los sistemas típicos de la sala de control, sino también con los sistemas empresariales y de pareja.

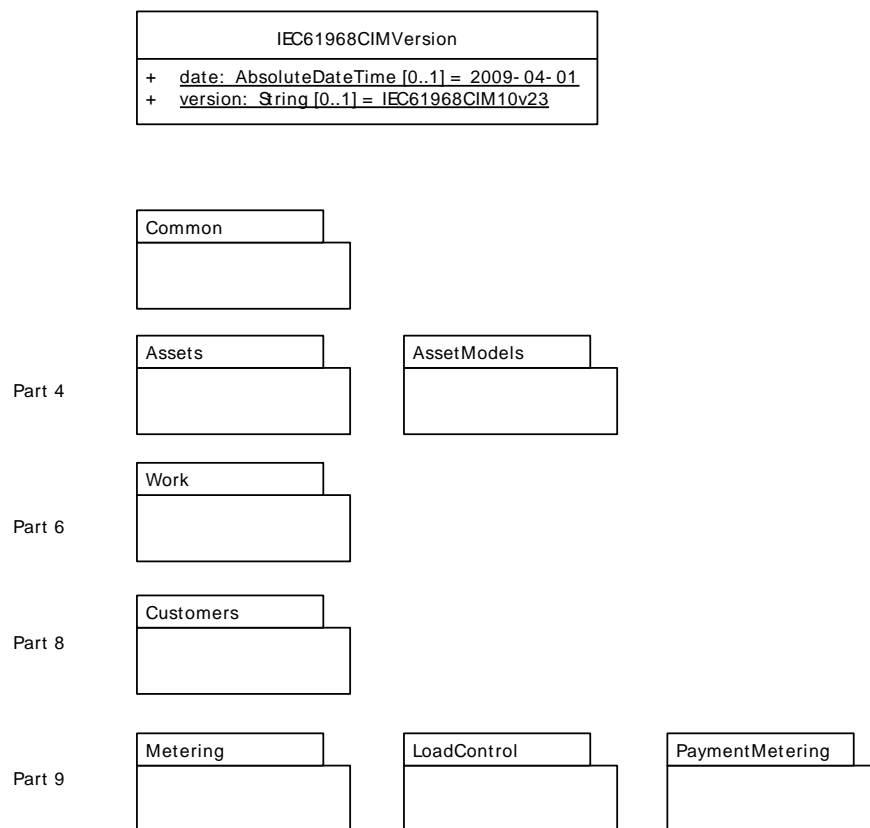


Figura 12. CIM Extensions for Distribution (DCIM) top-level packages
Fuente: IEC 61968-11

La Figura 12 muestra los paquetes definidos por IEC61968-11 extensiones de CIM para la distribución. Notas sobre el lado izquierdo de la figura indican la parte de la norma IEC 61968 que ha impulsado la definición de clases dentro del paquete correspondiente. Debemos tener en cuenta que las diferentes partes de la norma IEC 61968, así como diferentes aplicaciones que utilizan CIM para el intercambio de información, por lo general definen las clases de mensajes a través de varios paquete

CAPITULO II

MODELACIÓN UTILIZANDO UML

2. UML-Lenguaje de Modelación Unificado.

UML (Unified Modeling Language) es un conjunto de herramientas que proporciona una terminología que permite modelar, construir y diseñar todo tipo de sistemas orientados a objetos mediante el empleo de notación gráfica.

«Es un lenguaje estándar con el que sea posible modelar todos los componentes del proceso de desarrollo de aplicaciones como es el de nuestro caso de medición de energía eléctrica¹¹»

El UML está pensado para modelar sistemas complejos con gran cantidad de software, el lenguaje es lo suficientemente expresivo como para modelar sistemas que no son informáticos, como flujos de trabajo (*workflow*) en una empresa distribuidora; en el diseño de hardware se prescribe una notación estándar y semánticas esenciales para el modelado de un sistema orientado a objetos.

El objetivo principal de la CIM WG14 y el documentado en la IEC 61968-11, en conjunto con la norma IEC 61970-301, es proporcionar un lenguaje común para describir exactamente la información de los datos que se intercambian entre los componentes, en funciones de tipo comercial basándonos en los diagramas de casos de uso. El WG14 tiene un modelo de desarrollo del equipo para garantizar la coherencia en la denominación y las relaciones de los objetos, atributos y elementos, así como la forma en que se utilizan las definiciones tipo de mensaje elaborado por todos los equipos WG14 y otros. Las clases UML que intercambian información se desarrolla y mantiene un modelo de objetos de dominio, usando la notación UML, que lucha por la coherencia con los modelos utilizados.

¹¹EL LENGUAJE UNIFICADO DE MODELADO MANUAL DE REFERENCIA,
James Rumbaugh

En este caso, este lenguaje se centra en la representación gráfica de un sistema.

2.1. La CIM se expresa en Lenguaje Unificado de Modelado ¹²

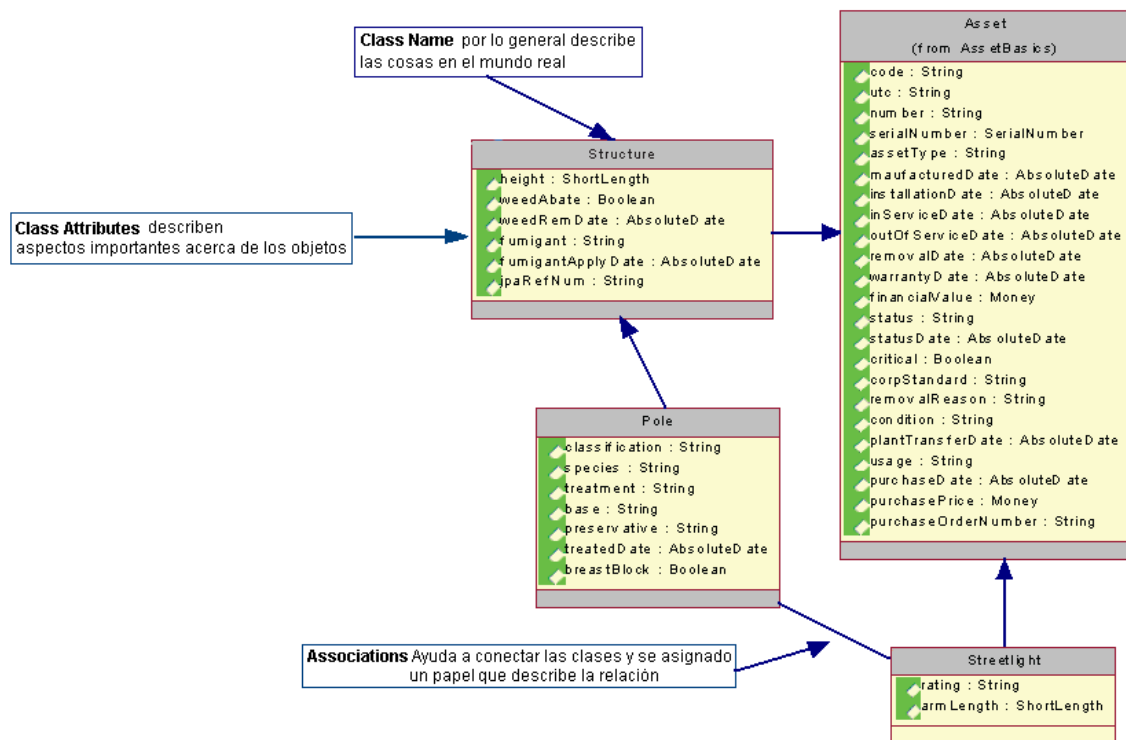


Figura 13. UML una herramienta de diagramación
Fuente: SISCO, Inc.

En la Figura 11 se muestra el uso de las clases, mismas que especifican en detalle las características del proceso que se pretende modelar, cada clase pertenece a un paquete específico, asociado por una relación o las clases de atributos.

2.2. Objetivos del Lenguaje de Modelación Unificado (UML)

UML es un lenguaje de modelado de propósito general, el cual proporciona las herramientas necesarias para modelar cualquier tipo de sistemas que se pretenda construir. El método es capaz de modelar no sólo sistemas de software sino otro tipo de sistemas reales de la empresa, siempre utilizando los conceptos de la orientación a objetos (OO).

¹²IEC_61968-11, System Interfaces for Distribution Management – Part 11: Common Information Model (CIM) Extensions for Distribution 2005.

- Visualizar: UML permite expresar de una forma gráfica un sistema de forma que otro lo puede entender.
- Especificar: UML permite especificar cuáles son las características de un sistema antes de su construcción.
- Construir: A partir de los modelos especificados se pueden construir los sistemas diseñados.
- Documentar: Los propios elementos gráficos sirven como documentación del sistema desarrollado que pueden servir para su futura revisión.

2.3. Tipos de diagramas UML, empleados por el CIM

2.3.1. DIAGRAMAS UML.¹³

Un diagrama es la representación gráfica de un conjunto de elementos con sus relaciones. En concreto, un diagrama ofrece una vista del sistema a modelar. Para poder representar correctamente un sistema, UML ofrece una amplia variedad de diagramas que organizan toda la información que puede ser necesaria en la gestión de los sistemas de energía eléctrica.

2.3.2. Diagramas de clases UML

Para representar un sistema de cierta complejidad, de manera que dicha representación sea fácilmente interpretable para el usuario, es necesario seguir una metodología que permita organizar todos los conceptos del sistema de manera sencilla y, a la vez, lo más precisa posible. Actualmente, para este cometido se emplea frecuentemente la filosofía orientada a objetos.

Las clases se dibujan como rectángulos, las listas de atributos y de operaciones se muestran en compartimentos separados. Los compartimentos pueden ser suprimidos cuando no es necesario el detalle completo. Los modelos orientados a objetos representan sistemas reales empleando principalmente dos conceptos: las clases y las relaciones entre clases. Una clase es la representación de un tipo de objetos existentes en el sistema, por ejemplo, al describir el “sistema biblioteca”, se definirá, entre otras, la clase *Libro*, que representará cualquier libro que se encuentre en la

¹³Electric Power Research Institute (EPRI), An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems

biblioteca.

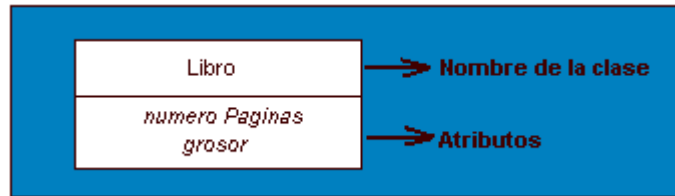


Figura 14. Representación de una clase en diagrama de clases UML
Fuente: Autores

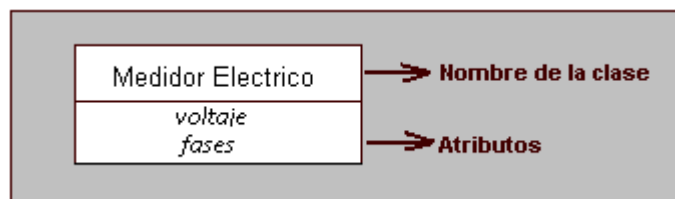


Figura 15. Representación de un sistema eléctrico en diagrama de clases UML
Fuente: Autores

Cada clase contendrá una serie de atributos, estos atributos permitirán describir las características particulares de cada uno de los objetos que pertenezcan a esa clase.

Continuando con el ejemplo, la clase *Libro* contendrá atributos como: *número Páginas*, que permitirá indicar cuántas páginas tiene un libro en concreto, o *grosor*, que permitirá indicar cuál es el grosor de un libro determinado. La Figura 14 muestra la representación de la clase *Libro* en un diagrama de clases UML. Las clases estarán relacionadas con otras clases dentro del modelo. Estas relaciones podrán ser de distintos tipos; a continuación, se muestran los principales tipos de relaciones que se pueden describir en los diagramas de clases UML:

2.3.3. Agregación

La relación de agregación es aquella que describe el hecho que los objetos de una clase contienen, o pueden contener, objetos de otra. Esta relación es la que existe, por ejemplo, entre la clase *Biblioteca*, que representa una biblioteca, y la clase *Libro*. Así, como las bibliotecas contienen libros, un objeto de la clase *Biblioteca* contiene objetos de la clase *Libro*. En la Figura 16 se puede observar cómo se representa este tipo de relación entre clases en UML. Obsérvese que en la clase *Biblioteca* se ha incluido un atributo que permitirá indicar la localización de cada biblioteca.

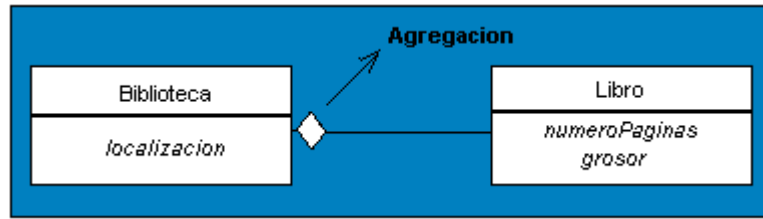


Figura 16. Agregación de clase en diagramas UML
Fuente: Autores

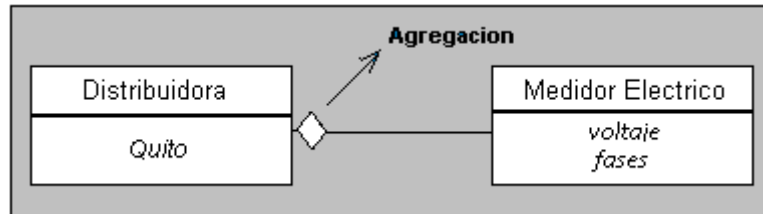


Figura 17. Agregación de clase en diagramas UML a un Sistema Eléctrico
Fuente: Autores

2.3.4. Herencia

La herencia, por su parte, describe la relación que existe entre una clase y otra que representa un tipo particular de objetos de aquella. A la primera se le denomina clase padre o superclase y a la segunda, clase derivada o subclase. Anteriormente, se explicó que la clase *Libro* representa cualquier tipo de libro. Sin embargo, puede ser interesante diferenciar qué tipo de libro se está representando en cada caso.

De este modo, se podrían incluir en el modelo las clases *Novela* y *Diccionario*, por ejemplo. Ambas clases representan tipos distintos de objetos de la clase *Libro*. Esto es, la clase *Libro* se relaciona mediante herencia con las clases *Novela* y *Diccionario*, o dicho de otra forma, las clases *Novela* y *Diccionario* derivan de la clase *Libro*.

Como se puede apreciar en la Figura 18, en una relación de herencia, las clases derivadas heredan de ahí el nombre de la relación, los atributos y relaciones de la clase padre. Así, ambas clases derivadas contienen los atributos *número Páginas* y *grosor*. Además, cada subclase, puede añadir nuevos atributos (*personaje Principal*, *idioma*), aunque no es obligatorio que lo haga. Estos nuevos atributos permitirán describir en mayor detalle los objetos de las clases derivadas.

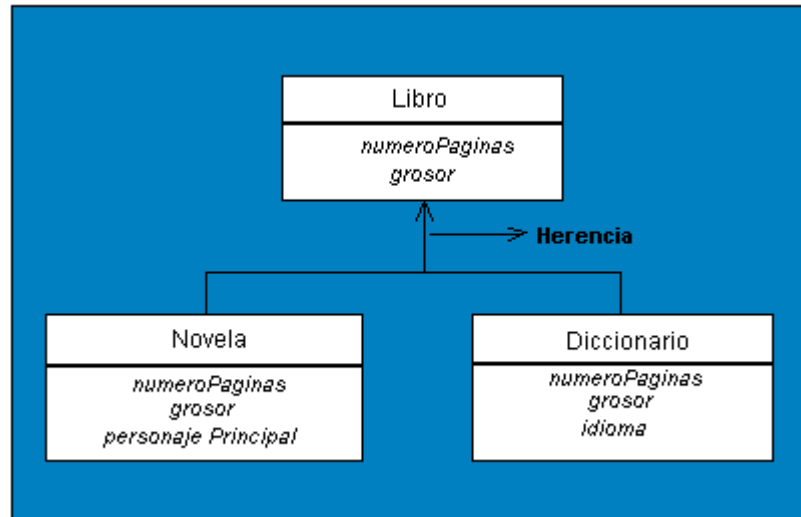


Figura 18. Herencia en diagramas de clases UML
Fuente: Autores

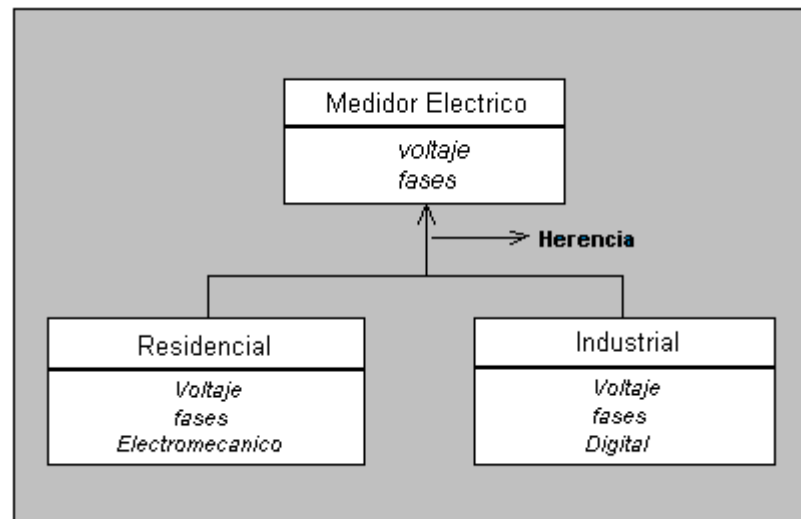


Figura 19. Herencia en diagramas de clases UML en un Sistema Eléctrico
Fuente: Autores

2.3.5. Asociaciones

Las clases también tienen relaciones que describen como un objeto se relaciona con otros objetos. Estas relaciones se llaman asociaciones en UML. Al igual que los atributos, cada objeto ejemplo, tiene el mismo número y tipo de asociaciones, pero con sus propios valores internos. Las asociaciones se dibujan como líneas entre dos cuadros que representan a las dos clases relacionadas.

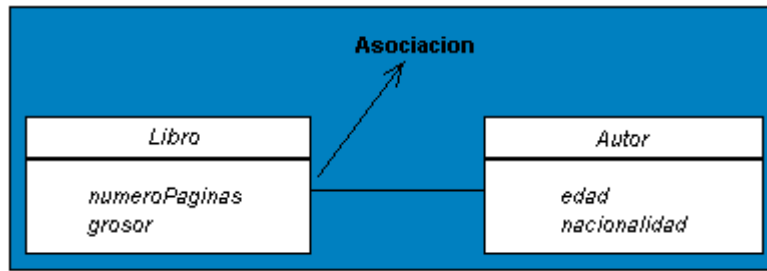


Figura 20. Asociación en diagramas UML
Fuente: Autores

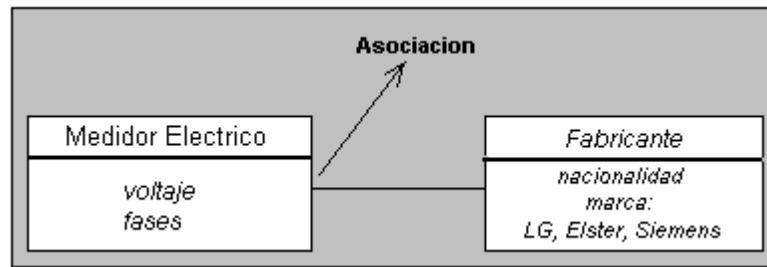


Figura 21. Asociación en diagramas UML en un Sistema Eléctrico
Fuente: Autores

2.3.6. Diagramas de Paquetes UML

Los modelos orientados a objetos que tienen cierta extensión, agrupan sus clases y relaciones entre clases en distintas categorías o paquetes (packages). Así, en el ejemplo del modelo “biblioteca”, si se hubiesen definido muchas clases, sería aconsejable agruparlas en paquetes como, por ejemplo, *Personas* y *Material*. En el primer paquete se incluirían todas las clases relacionadas con el personal que trabaja en la biblioteca y los autores de los libros: *Autor*, *Bibliotecaria*, etc. En el segundo, se incluirían las clases relacionadas con el material que se encuentra en una biblioteca: *Libro*, *Novela*, *Diccionario*, *Mesa*, etc. La representación de este ejemplo en diagramas de paquetes UML se muestra en la Figura 22.

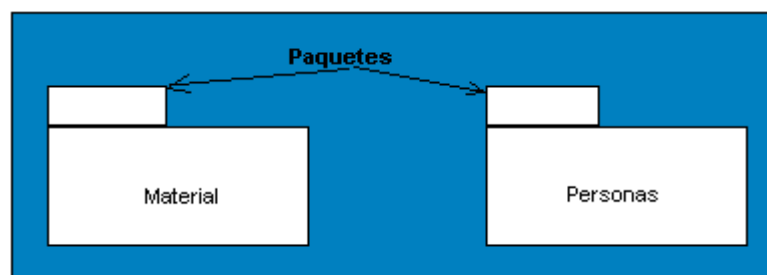


Figura 22. Diagrama de Paquetes UML
Fuente: Autores

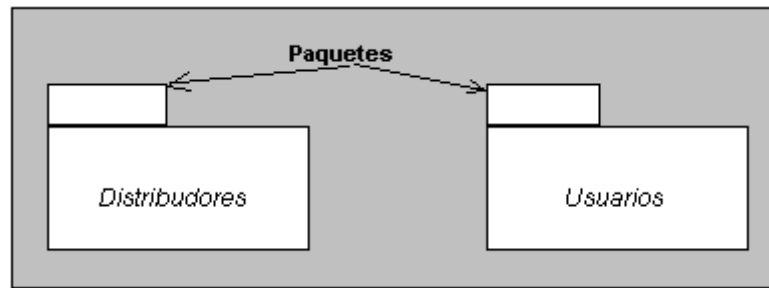


Figura 23. Diagrama de Paquetes UML en un Sistema Eléctrico
Fuente: Autores

2.3.7. Diagramas de secuencia UML

Los diagramas de secuencia UML se utilizan para modelar el flujo de mensajes, eventos y acciones entre las entidades de un sistema. El tiempo se representa verticalmente en el cual se muestra la secuencia de tiempo de las interacciones del sistema. En la parte superior se muestra horizontalmente los diagramas son aplicaciones o entidades en el sistema; a través de líneas verticales, paralelas, el diagrama de secuencia muestra los diferentes procesos o actores involucrados en el escenario, con las flechas horizontales, el diagrama de secuencia muestra la información o mensajes intercambiados entre los actores, mientras que la secuencia de tiempo fluye de arriba a abajo.

Los actores son los procesos de software subrayados, las flechas horizontales tienen un nombre de mensaje escrito. Las flechas sólidas con llenado, representan mensajes síncronos, las flechas continuas con puntas abiertas representan mensajes asíncronos, finalmente las flechas de guiones con puntas abiertas son los mensajes de respuesta.

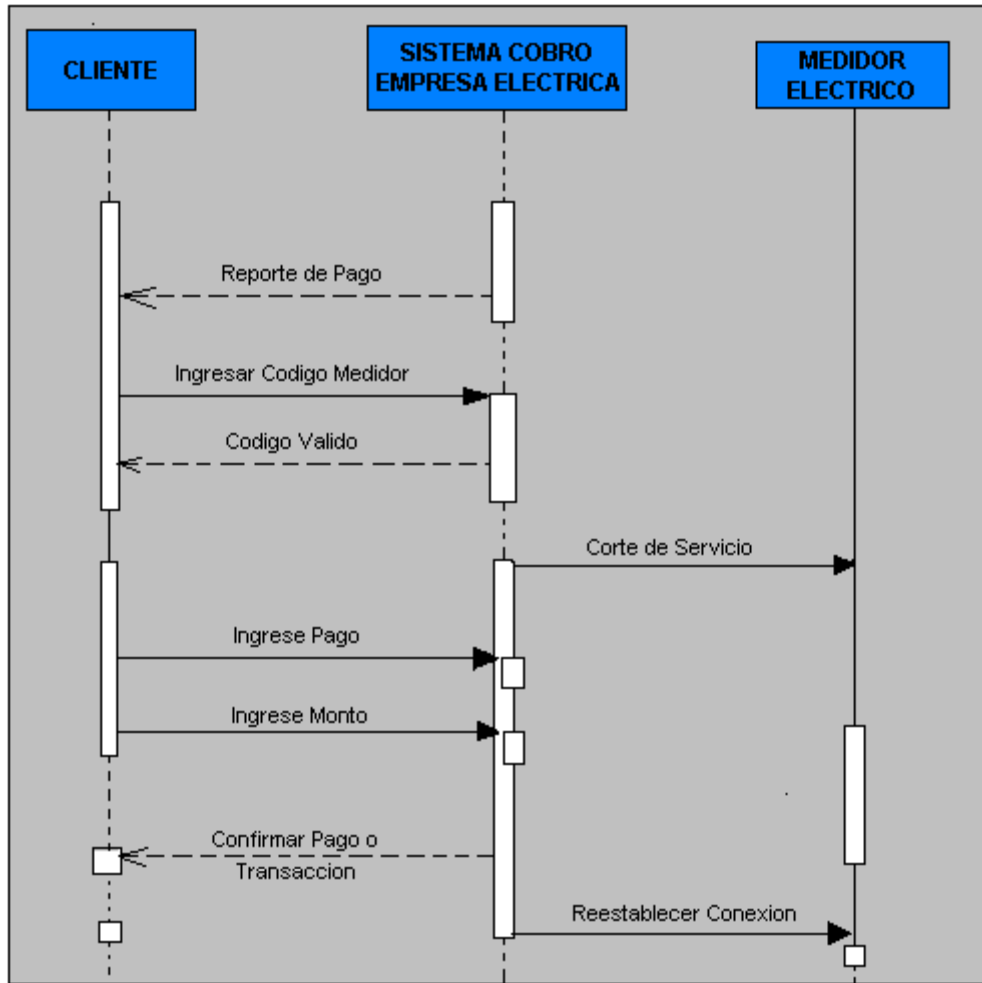


Figura 24. Ejemplo de diagrama de Secuencia
Fuente: Autores

2.3.8. Diagrama de Casos de usos

El *diagrama de casos de usos* representa gráficamente los casos de uso que tiene un sistema. Se define un caso de uso como cada interacción supuesta con el sistema a desarrollar, donde se representan los requisitos funcionales.

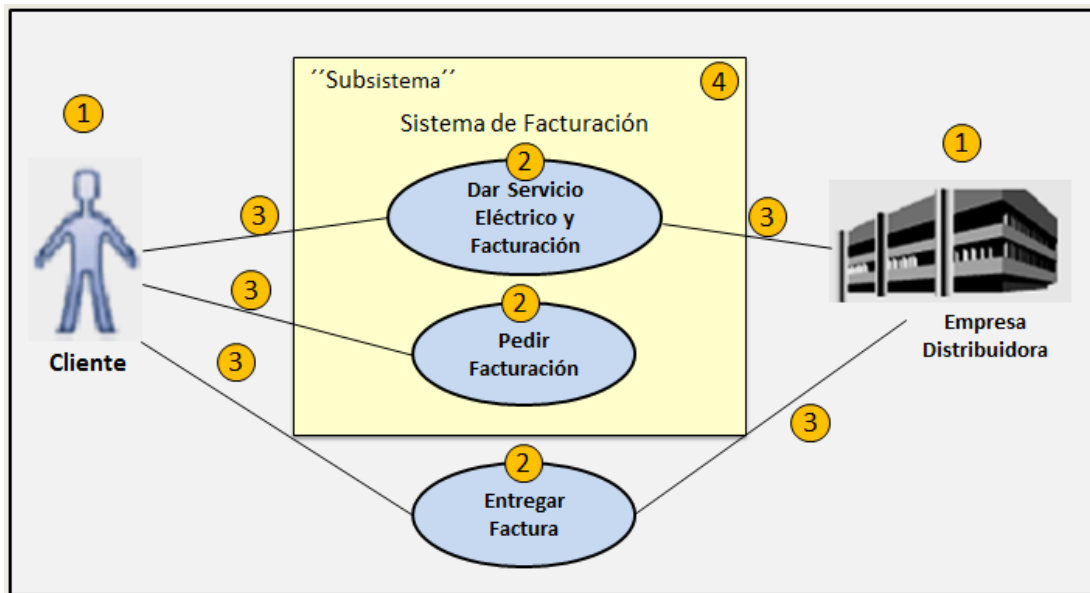


Figura 25. Representación de Diagrama de Caso de Uso
Fuente: Autores

- En la Figura 25 se muestra al *Actor o Cliente # (1)* es una clase de persona, organización, dispositivo o componente de software externo que interactúa con el sistema. Los *Actores* del ejemplo son: *Los Clientes, La Empresa Distribuidora, Smart Meter (Medidor Inteligente)*.
- El *caso de uso # (2)* representa las acciones que uno o varios de los *Clientes* realizan a fin de conseguir un objetivo determinado. Los casos de uso del ejemplo son: *Solicitar Factura, Actualizar Servicio y Procesar pago*.
- En un *diagrama de casos de uso*, los casos de uso están *Asociados # (3)* a los *Clientes* que los realizan.
- *El sistema # (4) o Sistema de Facturación* es aquello que se está desarrollando el cual podría tratarse de un pequeño componente de software, cuyos *Clientes* simplemente fueran otros componentes de software, o podría tratarse de un gran conjunto de aplicaciones que se implementan en muchos equipos y dispositivos. *Los Subsistemas # 4 del ejemplo muestran la medición de energía consumida, envío de facturación de la empresa y la comunicación con el cliente.*

“Los diagramas de casos de uso se suelen utilizar en el modelado del sistema desde el punto de vista de sus usuarios para representar las acciones que realiza cada tipo de usuario”¹⁴.

2.4. Paquetes que conforman el CIM-IEC 61970

En el capítulo I se describió el CIM y los grupos de trabajo WG 13 (*Grupo de Trabajo #13*), este grupo está encargado de generar las herramientas de Modelación en el CIM basándose en el *Sistema Eléctrico de Transmisión*, dando como resultado la elaboración del Estándar IEC 61970.

Para facilitar el uso del CIM se establecieron modelos computacionales mediante el desarrollo de software, dichos modelos tienen integrado paquetes y clases con sus respectivos atributos, para modelar sistemas eléctricos en CIM. Dentro de estos modelos computacionales tenemos el denominado “*Enterprise Architect*” una herramienta basada en modelación UML para diseño y construcción de sistemas computacionales, para modelar procesos de administración, entre otros.

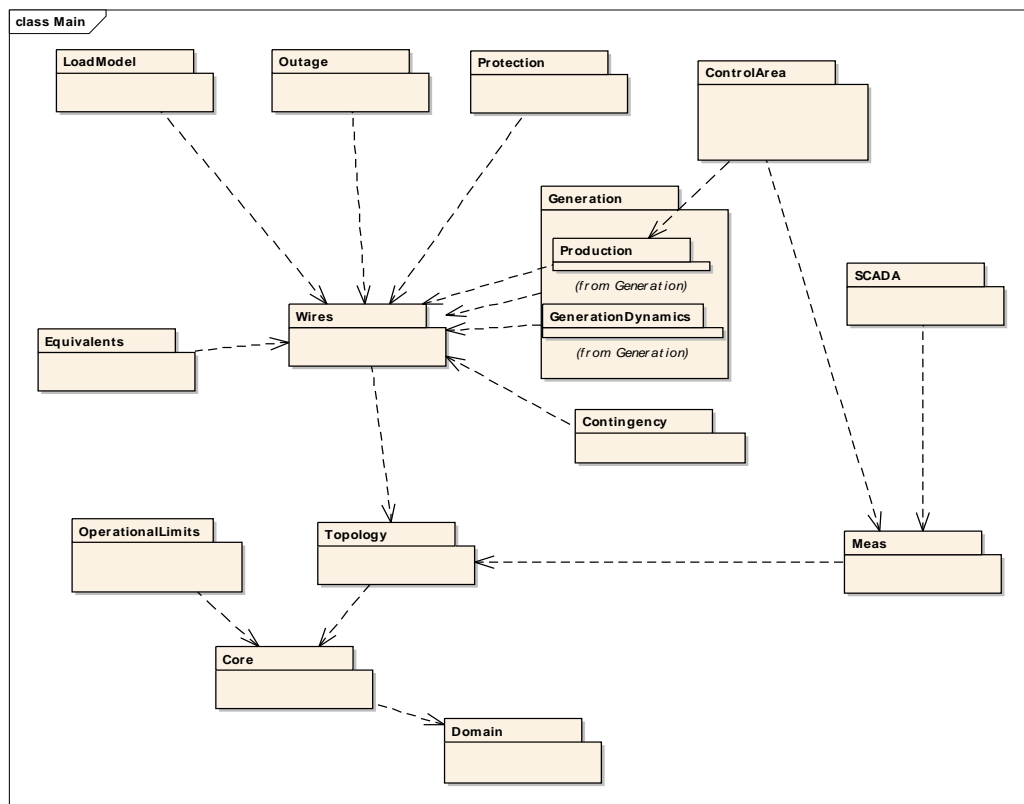


Figura 26. Paquetes que conforman IEC 61970
Fuente: Software Enterprise Architect

¹⁴<http://www.uml.org/>.

La figura 26 muestra los paquetes del IEC 61970 incluidos en el software Enterprise Architect y el respectivo enlace entre estos. A continuación se presenta una breve descripción de cada paquete que conforma el CIM-IEC 61970.

- **Domain**

El paquete Domain es un diccionario de datos y cantidades que definen los tipos de datos básicos para atributos o propiedades que pueden ser usados en cualquier clase o en cualquier otro paquete del CIM.

- **Core**

Contiene objetos básicos usados por la mayoría de aplicaciones, tales como Power System Resource y Conducting Equipment. Este paquete no depende de ninguno otro, pero la mayoría de los otros paquetes si dependen de esta herramienta.

- **Operational Limits**

Este paquete modela los límites asociados a equipos y otros objetos operativos.

- **Topology**

Es una extensión del paquete Core, que junto con la clase Terminal modela como los equipos están conectados entre sí. Además provee puertos de conexión de objetos entre el paquete Core y el paquete Wires.

- **Wires**

Es una extensión del paquete Core y del paquete Topology. Este modela la información de las características eléctricas de la red de transmisión y de distribución. Este es usado por aplicaciones del sistema como Estimación de Estados y Flujo de Cargas.

- **Load Model**

Este paquete es responsable por el modelamiento de los consumidores de energía y sus características, tales como la carga del sistema, la curva de demanda de cada día, etc. La información contenida en Load Model es importante para realizar previsión y administración de la carga.

- **Outage**

Es una extensión de los paquetes Core y Wires que modela la información para la configuración de la red actual y la red prevista.

- **Protection**

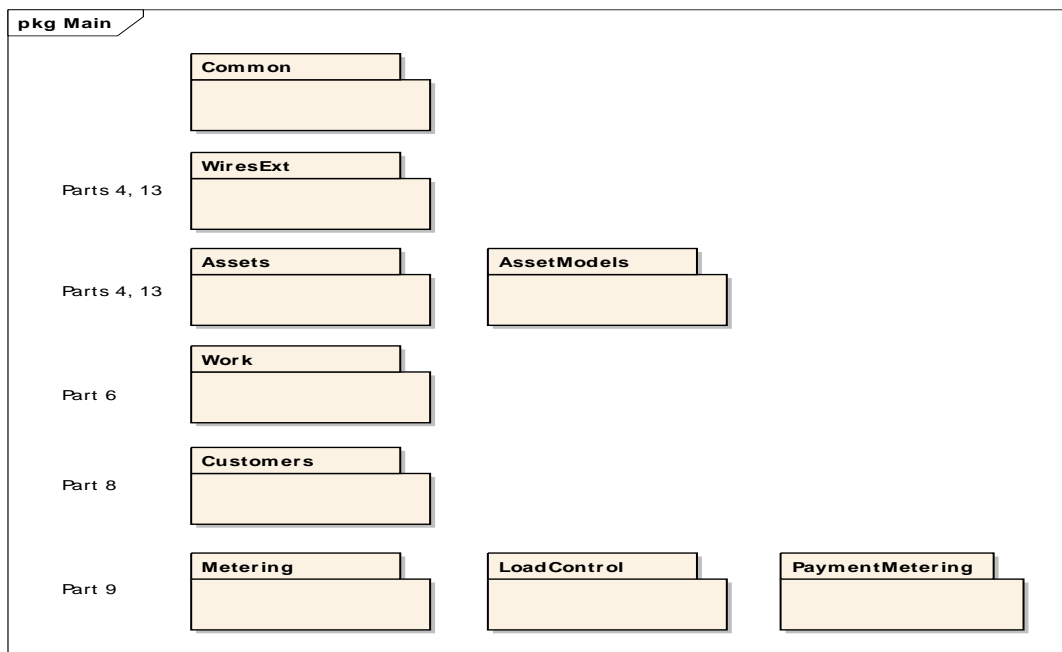
Es una extensión de los paquetes Core y Wires que modela los equipos de protección y sus características. Esta información es usada para obtener simulaciones correctas y en las aplicaciones de detección de fallas.

- **Control Area**

Modela las especificaciones de área. El paquete en sí mismo modela las especificaciones de potenciales traslapes de área, esto para hacer control de la generación actual, previsión y captura de carga o análisis basados en flujos de carga.

2.5. Paquetes que conforman el CIM-IEC 61968

El *Estándar IEC 61968* fue creado por el *Grupo de Trabajo #14 (WG 14)*, el cual está dirigido al *Sistema Eléctrico de Distribución* y todas las funciones que se vinculan con ésta. A continuación se observan los paquetes que conforman el CIM-IEC61968 incluidos en el software Enterprise Architec.



Fuente: Software Enterprise Architec
Figura 27. Paquetes que conforman IEC 61968

Podemos observar en la Figura 27 los paquetes expuestos en el software Enterprise Architec pertenecientes al estándar IEC61968, tenemos las clases: Metering, Load control, Payment Metering, los cuales se basan en la parte 9 del estándar IEC61968, conocida como *Meter Reading and Control*.

Meter Reading and Control especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para apoyar muchas de las funciones de negocio relacionadas con la *Lectura y Control de Contadores*. Los usos típicos de los tipos de mensajes incluyen la lectura de contadores, control de franqueo, medición de eventos, la sincronización de datos de clientes y cambio de los clientes.

2.5.1. Metering

Esta clase engloba las clases que se relacionan con la función de lectura, control, almacenamiento, control del dispositivo final, registro y programa de repuesta y demanda, entre otras. Este paquete contiene el núcleo de la información de las clases de aplicaciones que soporta el End Device - (Smart Meter) o Medidor Inteligente con clases especializadas para equipos de medición y funciones de lectura remota. Estas clases son generalmente asociadas con el punto de servicio de entrega al consumidor. A continuación se muestra el esquema del paquete metering.

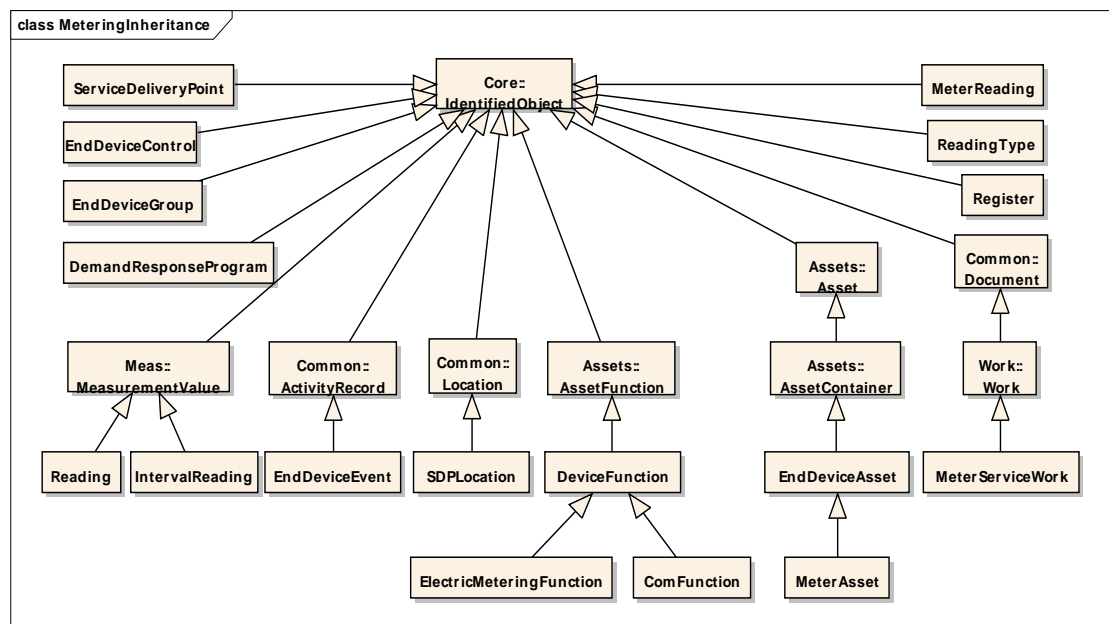


Figura 28. Paquete Metering
Fuente: Software Enterprise Architec

2.5.2. Componentes del Paquete Metering.

2.5.2.1. Core: Identified Object - Identificación de Objeto.

Esta es una clase raíz para proporcionar los atributos de nombre común para todas las clases que necesitan nombrar los atributos.

2.5.2.2. Service Delivery Point-Servicio de Punto de Entrega

Punto lógico en la red donde la propiedad de los servicios se cambia manualmente. Es uno de los potenciales puntos de servicio, dentro de un servicio de localización, ofreciendo un servicio de conformidad con un acuerdo con el cliente. Utilizado en un sitio que puede estar un medidor instalado.

2.5.2.3. End Device Control-Dispositivo de control de final

Indica a un activo del dispositivo final (o grupo de dispositivos finales) llevar a cabo una acción específica.

2.5.2.4. End Device Group- Dispositivo final de grupo.

Abstracción para la gestión de comunicaciones de grupo dentro de un sistema de dos vías AMR o los datos de un grupo de medidores relacionados. Los comandos pueden ser emitidos a todos los medidores que pertenecen a un grupo de medidores utilizando una dirección de grupo definido y la infraestructura subyacente de comunicación AMR.

2.5.2.5. Demand Response Program - Programa de Respuesta y demanda.¹⁵

Response (DR) o respuesta de la demanda, se define como todos aquellos programas que mediante estructuras tarifarias dinámicas u otros incentivos, logren que los usuarios alteren sus patrones de consumo, de manera que consuman menos en horas de máxima demanda ya que los precios son altos en el mercado eléctrico, o bien,

¹⁵ FERC, *Assessment of demand response and advanced metering*, Staff report, AD-06-2-000, Federal Energy Regulatory Commission, 2006.

cuando el sistema se encuentre en una condición crítica de abastecimiento, o simplemente para promover una disminución global de precios de la energía.

2.5.2.6. Medidas: Valor de medición

Es el estado actual de una medición. Un valor de estado es instancia de una medición de una fuente específica. Las mediciones pueden ser asociadas con valores de estados, cada uno representando una fuente diferente para la medición.

2.5.2.7. Común: Activity Record-Registrar la Actividad

Registra la actividad de una entidad en un momento en el tiempo, la actividad puede ser para un evento que ya se ha producido o para una actividad planificada.

2.5.2.8. Common: Location- Localizacion

Es el lugar, la escena o punto de algo donde alguien o alguna cosa estará, es y / o estará en un momento dado en el tiempo. Se define con uno o más puntos de posición (coordenadas) en un sistema de coordenadas dado.

2.5.2.9. Meter Reading-Lectura del Medidor

Conjunto de valores obtenidos en el medidor.

2.5.2.10. Reading Type-Tipo de lectura

Tipo de datos transmitidos por una lectura específica.

2.5.2.11. Register-Registro

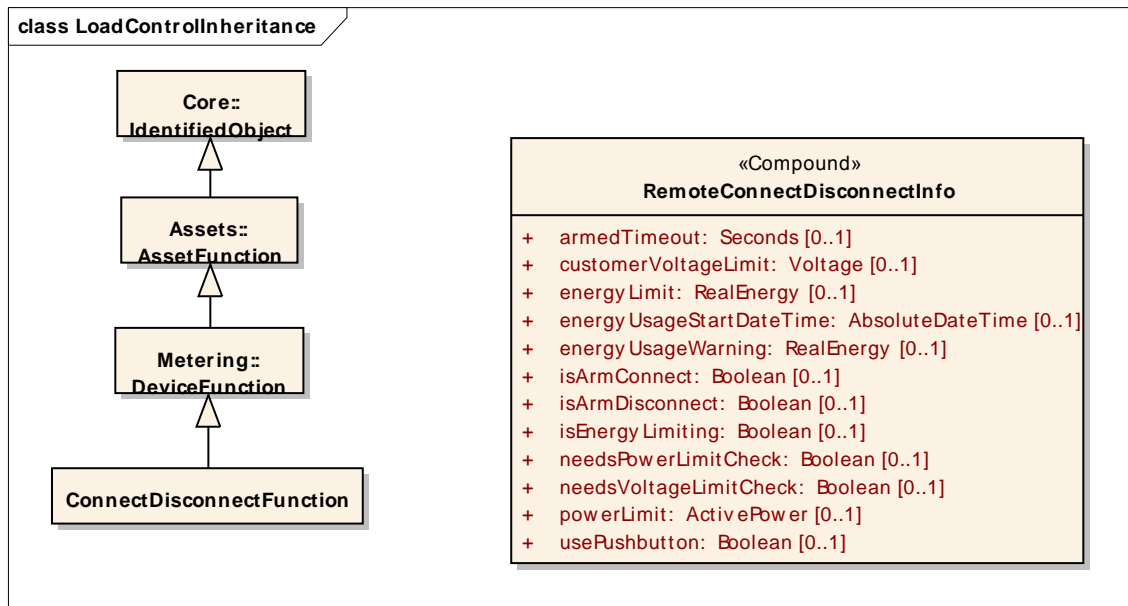
Pantalla para la cantidad que se mide en un dispositivo final, como lo es en un medidor.

2.5.2.12. Común: Document – Documento

Son padres de clases para diferentes agrupaciones de la información recogida y administrados como parte de un proceso de negocio, con frecuencia contienen referencias a otros objetos, tales como los bienes, personas y recursos de energía del sistema.

2.5.3. Paquete Load Control-Control de Carga.

Este paquete es una extensión del paquete Metering y contiene la información de las clases que soportan aplicaciones especializadas como lo son administración de la demanda utilizando equipo de control de carga. Estas clases son generalmente asociadas con el punto donde se entrega un servicio al consumidor.

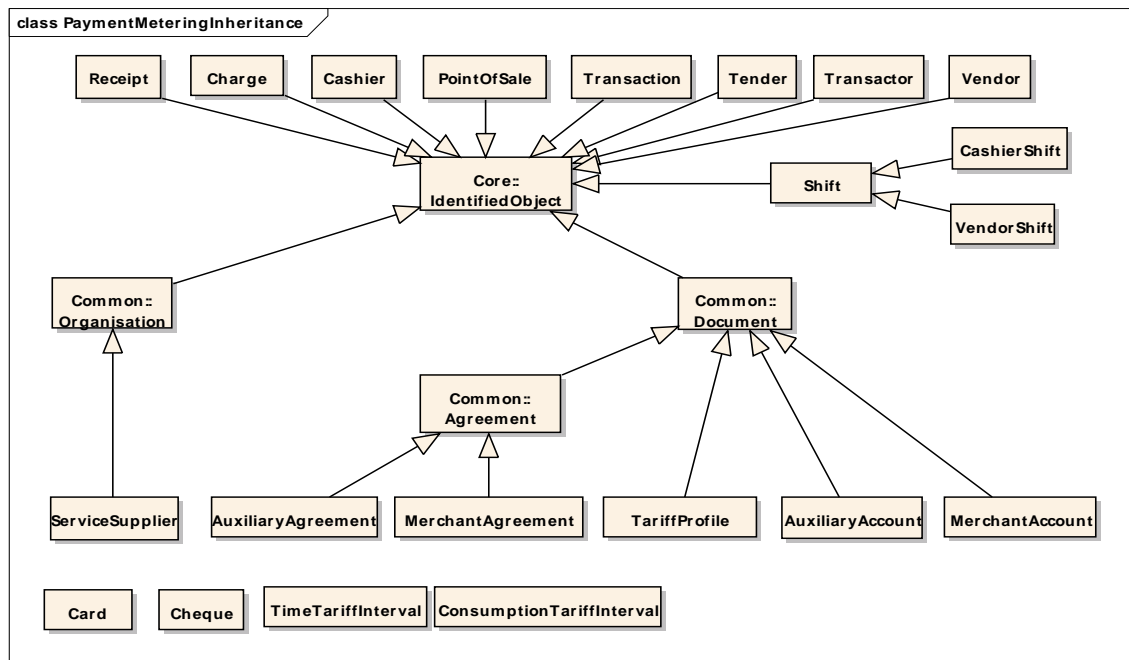


Fuente: Software Enterprise Architec

Figura 29. Paquete Load Control

2.5.4. Paquete Payment Metering

Este paquete es una extensión del paquete metering y contiene la información de las clases que soportan aplicaciones como medición prepago. Estas clases son generalmente asociadas con la recaudación y control de los ingresos de los clientes de un servicio prestado.



Fuente: Software Enterprise Architec
 Figura 30. Paquete Payment Metering

- **Receipt – Recibo**

Registro del total de recibos cancelados por el cliente.

- **Charge – Cargo**

Es un elemento de carga asociada con otras entidades tales como las tarifas arancelarias, acuerdos u otros elementos auxiliares de carga. El cargo total aplicable a este caso de carga es la suma de la porción fija más la porción porcentual.

- **Cashier – Cajero**

Es el operador del punto de venta por la duración del cambio de caja. El cajero se encuentra bajo el control de la gestión exclusiva del proveedor.

- **Point Of Sale - Punto de Venta**

Punto lógico donde las transacciones se realizan con la interacción operativa entre cajero y el sistema de pago, en algunos casos el punto de venta interactúa directamente con el cliente final, en la cual el cajero no es una persona real: es por ejemplo, un quiosco de autoservicio o se realiza a través de Internet.

- **Transaction -Transacción.**

El registro de los detalles de pago para el servicio o la venta simbólica.

- **Tender**

Tender es lo que se "ofreció" por parte del cliente para realizar un pago y es a menudo más que el pago requerido (de ahí la necesidad de "cambio"). El pago es por tanto parte de la oferta que se dirige hacia la solución de una transacción en particular.

Tender se modela como una agregación de cheques y tarjetas. Ambos tipos de tenders pueden existir en un intento único de oferta del modo 'Nombre del titular de la cuenta, el cual debe existir por separado en cada uno de los cheques y tarjetas como también cada una podría tener un nombre de titular de la cuenta diferente.

- **Transactor - De la Contraparte.**

Es la entidad que finalmente ejecuta la transacción y que está en el control del proceso, esto suele ser incorporado en software de seguridad que se ejecutan en un servidor que puede emplear dispositivos de seguridad de encriptación de hardware para el procesamiento de transacciones seguras.

- **Vendor –Vendedor**

Es la entidad propietaria del punto de venta y contratos con el cajero para la recepción de pagos y venta de fichas utilizando el sistema de pago. El vendedor tiene un contrato privado y es administrado por un mercante que es un tipo de organización. El proveedor es responsable del Comerciante y de los ingresos recaudados, que a su vez es responsable ante el Proveedor.

- **Shift – Cambio**

Por lo general se refiere a un período de operación o trabajo realizado. Si el cambio es abierto/cerrado se pueden derivar de los atributos actividad interna inicializada y actividad interna finalizada.

- **Common Organisation – Organización Común**

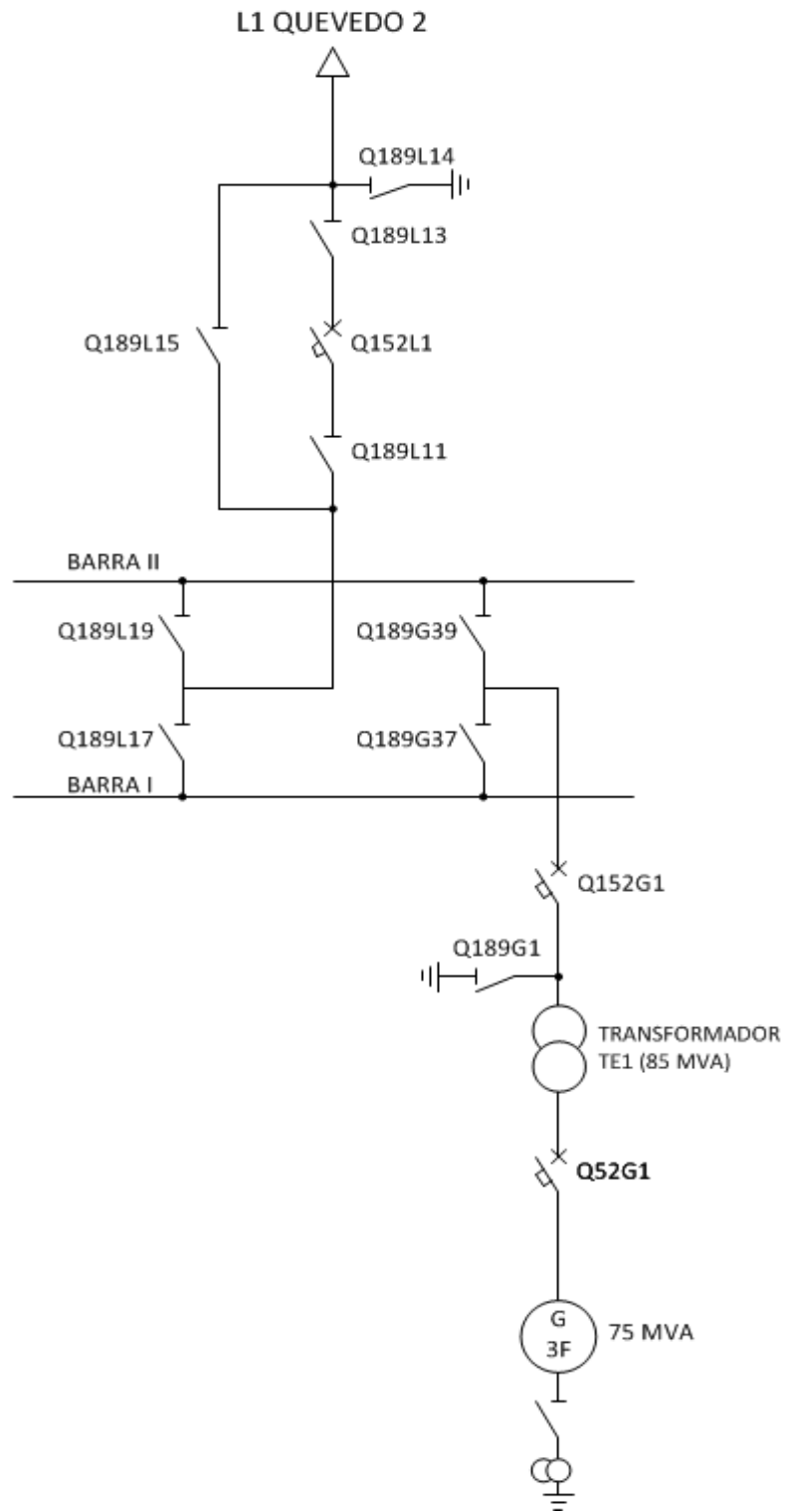
Organización que podría tener funciones como servicios públicos, contratistas, proveedores, fabricantes, clientes, etc.

- **Common: Document – Documento**

Son padres de clase para diferentes agrupaciones de la información recogida y administrados como parte de un proceso de negocio, que con frecuencia contienen referencias a otros objetos, tales como los bienes, personas y recursos de energía del sistema.

2.6. Ejemplo de modelado UML en CIM.

Para propósito de ejemplo se realizara el modelado de datos de la siguiente instalación Figura 31, que comprende parte de una central hidroeléctrica donde se modelara una línea de generación con su respectivo componente de la subestación. Para la modelación se utilizara el software Enterprise Architect, el cual tiene los paquetes de las normas IEC 61970 e IEC 61968 con sus respectivas clases.



Fuente: Planos Subestación Hidronación
 Figura 31. Segmento de la Central Hidroeléctrica a modelar

2.6.1. Descripción de la Central

La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind se encuentra ubicada en la provincia del Guayas, tiene una capacidad de 213 MVA. Esta central posee tres generadores hidroeléctricos de 75 MVA cada uno y una subestación elevadora de 13.8 KV a 138 KV la cual tiene tres transformadores de 85 MVA.

Como elementos de protección se tienen: un disyuntor del generador Q52G1, disyuntor de unidad Q152G1. La conexión de la unidad de generación a la barra, se realiza por medio de los seccionadores Q189G37 de barra I y Q189G37 de barra II y se tiene la conexión de la barra con las líneas a través de los seccionadores de barra I y barra II respectivamente Q189L17 y Q189L19.

En la línea se tiene como protección un disyuntor de línea Q152L1 y los seccionadores de línea Q189L11 y Q189L13 además se tiene el seccionador de By-Pass Q189L15. La ubicación de estos elementos se muestra en la figura 32.

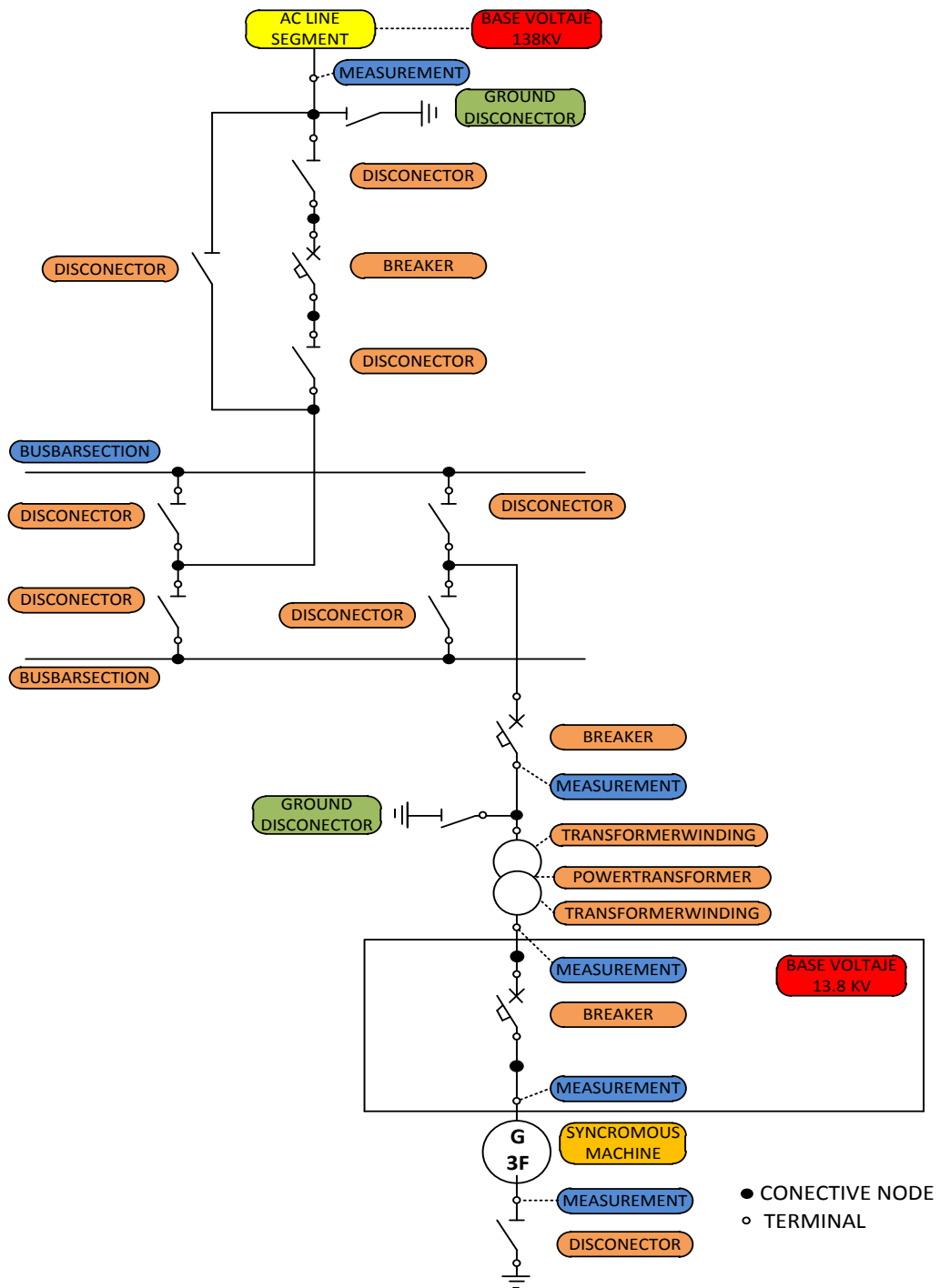
2.6.2. Modelado en UML de un segmento de generación y subestación de la central hidroeléctrica.

Para el ejemplo en UML, se describe de forma inicial las clases del modelo que se van a emplear, las cuales en este caso son Generation, Core, Topology, Wires, Meas, además se emplearan las clases comunes (*Power System Resource, Equipment, Conducting Equipment, Identified Object*). Estas clases son empleadas por que son las que se involucran directamente para modelar desde la generación-protección-elevación de voltaje, entre otras.

Las clases principales como generación se emplea para modelar al generador de la central con todos los atributos necesarios, la clase *Core* es utilizada para modelar el transformador de la subestación, la clase *topology* se utiliza para estas clases son empleadas en el ejemplo y presentadas de manera gráfica en la figura 32.

Las clases suelen estar relacionadas y eso lo podemos ver en la siguiente figura que muestra cómo se relaciona de manera básica en UML, el elemento Switch con las demás clases. Se emplean más clases al modelar un sistema eléctrico como el del

ejemplo, estas son identificadas en la Figura 32 en la respectiva ubicación del elemento que se modelara.



Fuente: Los autores, Modelado de la instalación ejemplo mediante clases CIM
 Figura 32. Modelado de la instalación ejemplo mediante clases CIM.

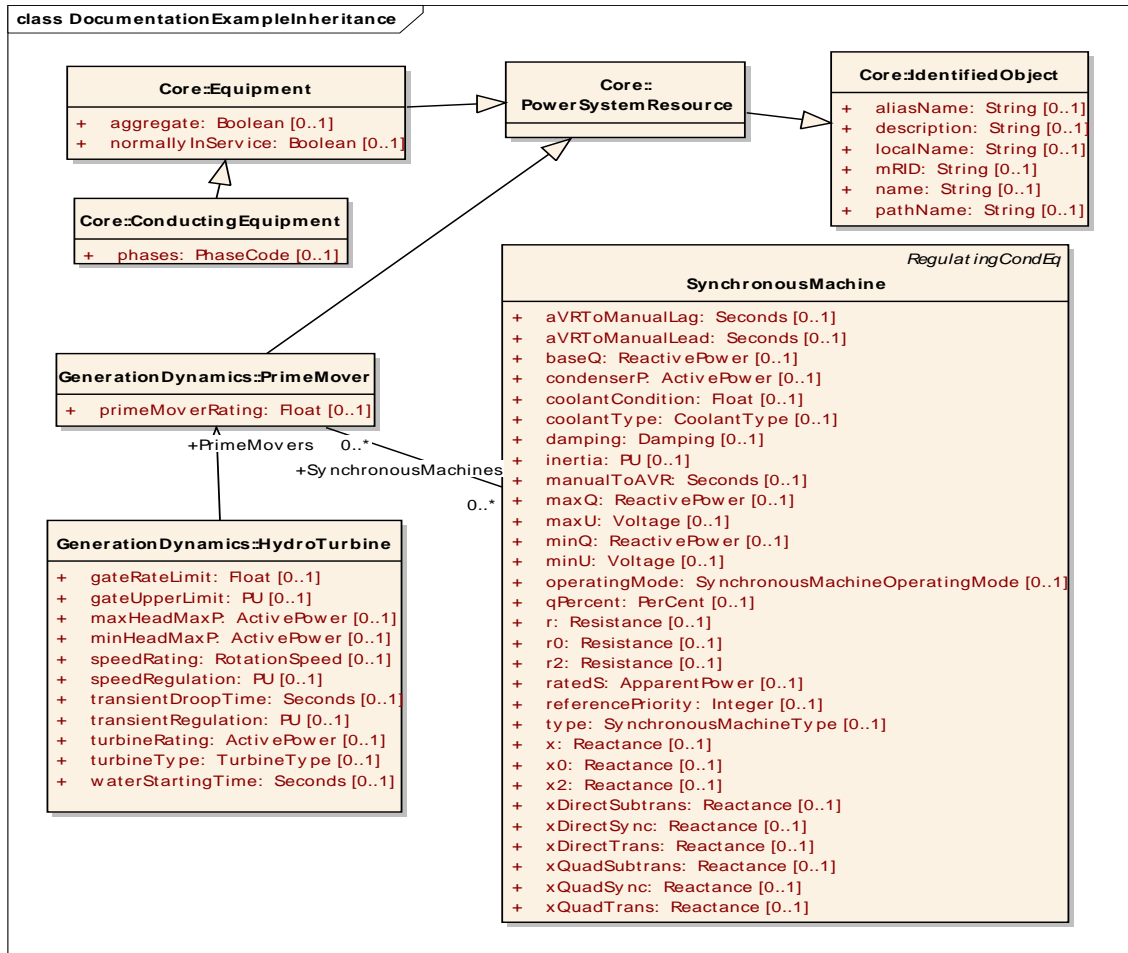
2.6.3. Representación UML en CIM de los elementos de la instalación a modelar.

Aquí se representan a los equipos tales como generador, transformador, barra, mediciones, conexión entre equipos conductores, elementos de corte del segmento de la central de ejemplo en UML con sus respectivas clases y atributos.

2.6.4. Representación UML del Generador en CIM.

La central posee generadores hidroeléctricos para modelar estos se emplean las siguientes clases: *Synchronous Machine*, *Prime Mover*, *Hydroturbine*. A las ves estas clases se relacionan con la clase principal *Generation*. Describiendo tenemos la clase *Synchronous Machine* que representa un dispositivo electromecánico que opera en sincronismo con la red. Esta es una sola máquina que puede operar como generador, condensador síncrono o bomba.

Otra clase es *Prime Mover*, la cual representa la maquina utilizada para desarrollar energía mecánica utilizada para mover un generador. Además tenemos la clase *Hydroturbine*, la cual representa un motor movido por agua. Típicamente los tipos de turbinas son: Francis, Kaplan y Pelton. También se tienen las clases comunes ya antes mencionadas como lo son: *Power System Resource*, *Equipment*, *Conducting Equipment*. En la figura 33 se muestra el diagrama de clases del generador según la norma.



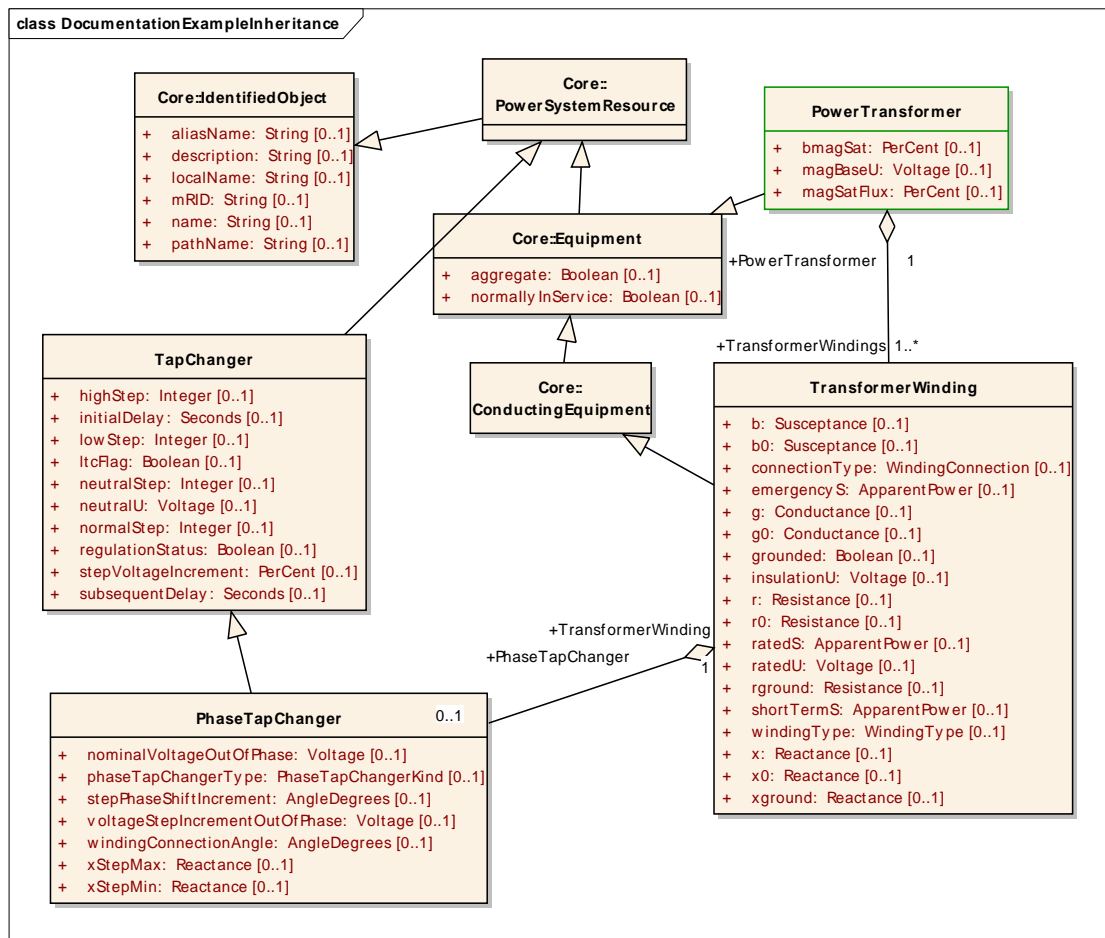
Fuente: Los Autores, diagrama de clases de un generador hidroeléctrico.

Figura 33. Diagrama de clases de un generador hidroeléctrico.

2.6.5. Representación UML del transformador en CIM.

La central consta de una subestación de elevación de 13,8 KV a 138 KV, la cual tiene como elemento principal al transformador de potencia en donde para la modelación se emplearan las siguientes clases: *Power Transformer*, *Transformer Winding*, *Tap Changer*, *Phase Tap Changer*. En donde la clase *Power Transformer* representa un dispositivo eléctrico de uno o más devanados, con o sin un núcleo magnético, para introducción de un acoplamiento eléctrico mutuo.

Los transformadores pueden ser usados para control de voltaje y desplazamiento de fase. La clase *Tapchanger* representa el mecanismo para cambiar las posiciones del devanado del transformador. En la figura 34 se muestra el diagrama de clases para un transformador de potencia.

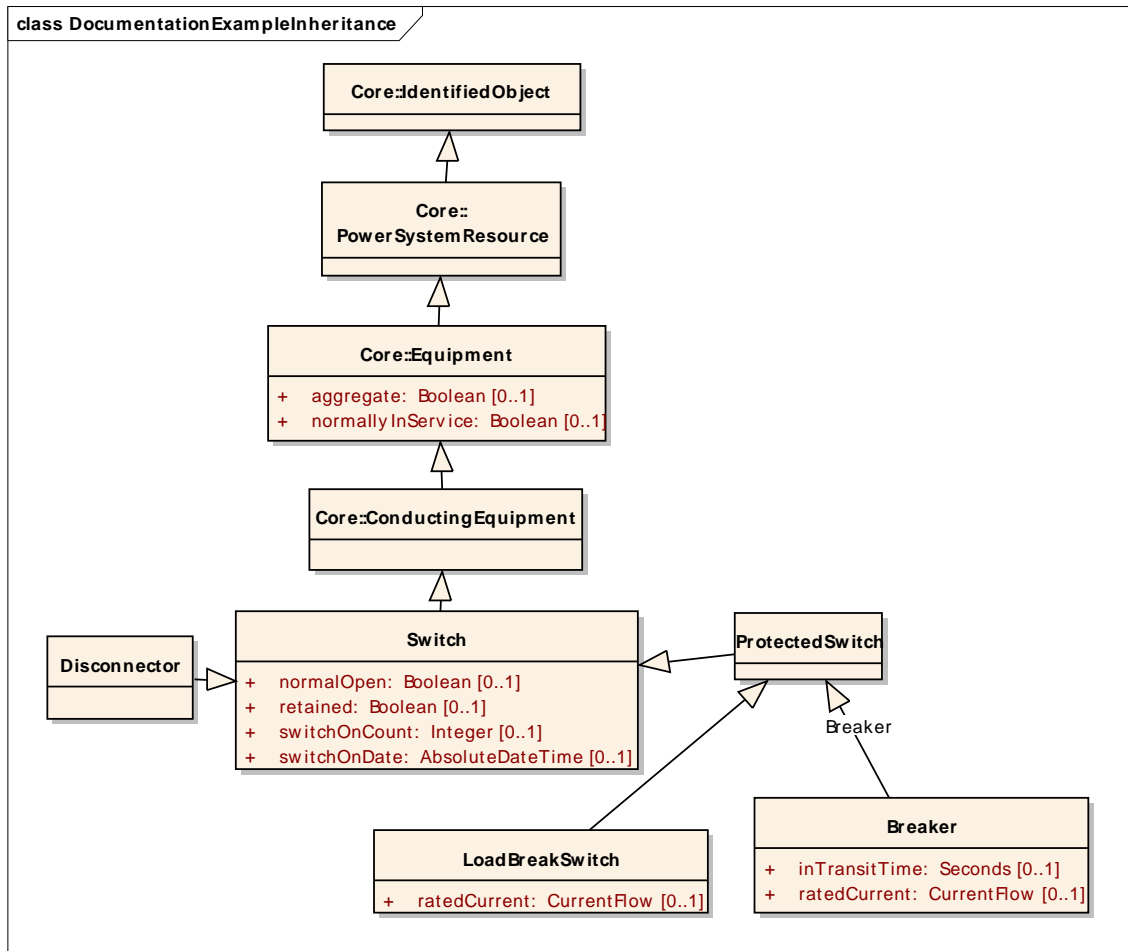


Fuente: Los Autores, diagrama de clases de un transformador de potencia.
 Figura 34. Diagrama de clases de un transformador de potencia.

2.6.6. Representación UML de los elementos de corte.

Dentro de los equipos que se utilizan para la operación y protección de la subestación de la central tenemos: seccionadores y disyuntores. Para representarlos se utilizan las siguientes clases: *Switch*, *Protected Switch*, *Breaker*, *Disconnecter*, *Load Breaker Switch*.

En donde *Load Break Switch* representa los elementos de corte con capacidad de apertura en carga nominal. *Breaker* representa los elementos de corte con capacidad de apertura en cortocircuito, es decir, los interruptores. *Disconnecter* representa los elementos de corte que no tienen capacidad de apertura en carga, es decir, los seccionadores. *Ground Disconnecter* representa los seccionadores de puesta a tierra. En la Figura 35 se muestra la clase de los elementos de corte.



Fuente: Los Autores, diagrama de clases de los elementos de corte.

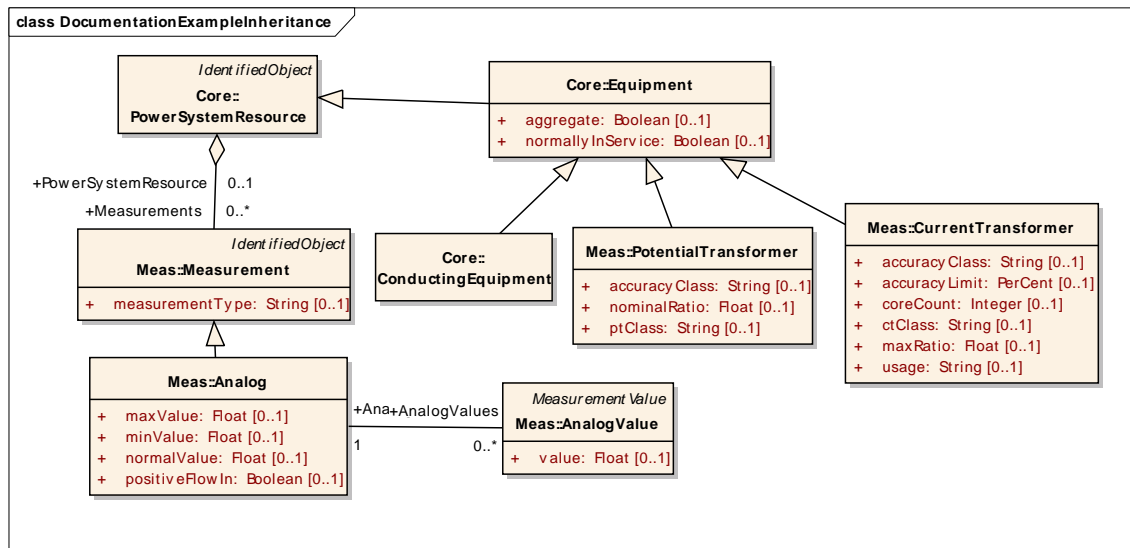
Figura 35. Diagrama de clases de los elementos de corte.

2.6.7. Representación UML para modelar medidas.

Los sistemas de potencia de generación constan de transformadores de medidas y protecciones, pero en el modelo CIM no se representan los transformadores de medida como equipos eléctricos, sino que únicamente se representan las medidas que llevan asociadas. Así, si un transformador de tensión está conectado a un terminal de un determinado equipo, el CIM sólo representará la medida de tensión asociada a dicho terminal mediante el empleo de la clase *Measurement*.

Por ejemplo, para modelar la medida de intensidad localizada en un punto determinado de la red (en el que estará situado un transformador de intensidad) se debe asociar una medida al terminal de uno de los equipos que esté conectado a ese punto. Esto es posible gracias a la asociación existente entre la clase *Terminal* y la clase *Measurement*.

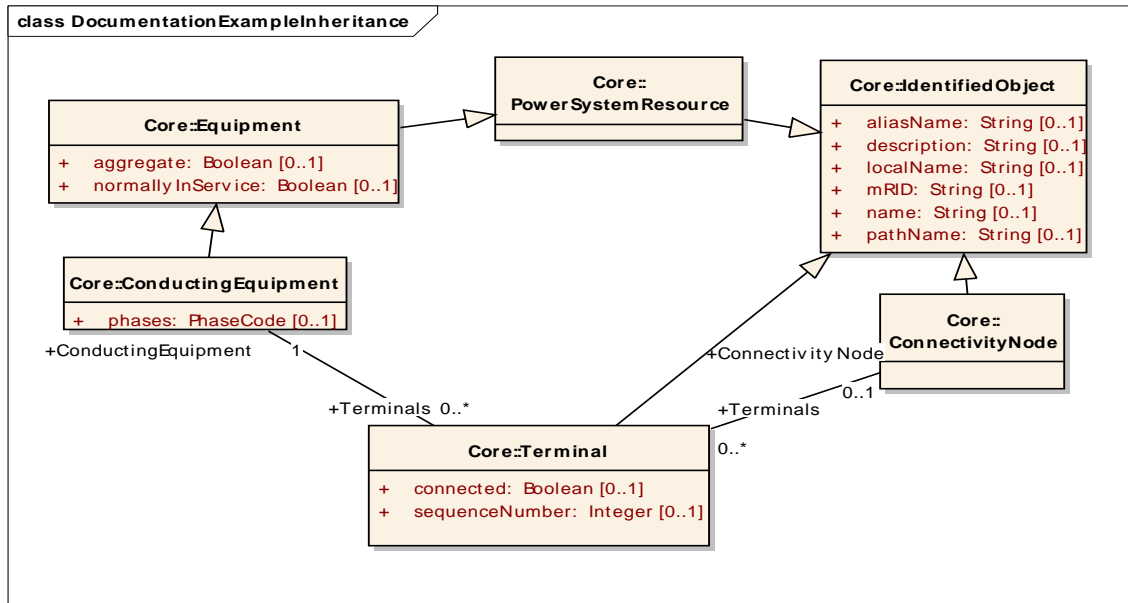
Por lo general las medidas son análogas, en este caso lo son y están representadas por las clases *Analogy Analog Value*.



Fuente: Los Autores, diagrama de clases para modelar medidas.
 Figura 36. Diagrama de clases para modelar medidas.

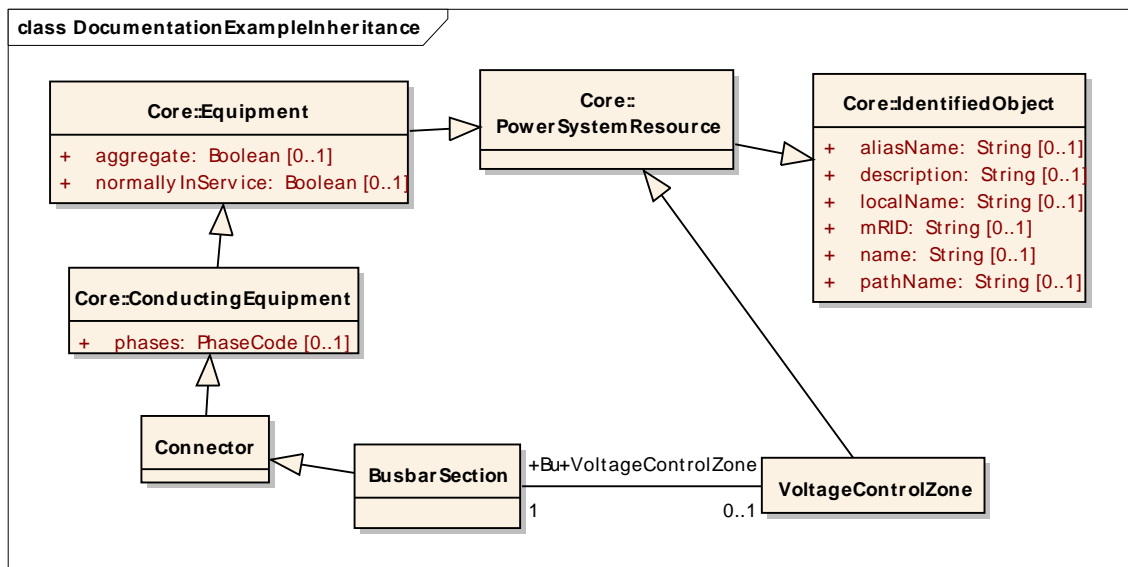
2.6.8. Representación UML de las conexiones entre equipos conductores.

Los equipos conductores tienen uno o más terminales de conexión. En el caso de un interruptor tendrá, dos terminales, ya que se conecta a la red eléctrica en dos puntos distintos. La clase *Terminal* deriva de *Identified Object* está asociada a la clase *Conducting Equipment*. La descripción de las conexiones mediante los terminales asociados a los equipos se realiza a través de los nodos de conexión (clase *Connectivity Node*), que son los puntos de la red eléctrica en los que se unen dos o más terminales de distintos equipos conductores. En la siguiente figura se muestra la clase para representar la conexión entre equipos conductores.



Fuente: Los Autores, diagrama de clases de conexión entre equipos conductores.
 Figura 37. Diagrama de clases de conexión entre equipos conductores.

2.6.9. Representación UML de la Barra



Fuente: Los Autores, diagrama de clases representación de la barra.
 Figura 38. Diagrama de clases representación de la barra.

La barra se representa por la clase *Bus bar Section*, la cual se relaciona al control de voltaje secundario, representado por la clase *Voltage Control Zone*, además se encuentra relacionada a un grupo de conductores, representado por la clase *Connector*.

CAPÍTULO III

COMUNICACIÓN DE DATOS SOBRE LAS LÍNEAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA / PLC (POWER LINE CARRIER)

3. Definición del Sistema PLC¹⁶.

PLC- *Power Line Carrier* - (Línea Portadora de Corriente) es una tecnología que nos da la posibilidad de transmitir datos, a través de las redes de energía eléctrica, permitiendo a los usuarios soluciones para las demandas de conectividad y uso eficiente de la energía, también es conocida como BPL- *Broadband over Power Lines*- (Banda ancha sobre líneas eléctricas).

Uno de los beneficios en la utilización de PLC en las empresas distribuidoras es la utilización de esta línea como una herramienta para obtener lectura remota de los “Smart Meter” y a vez conexión/desconexión de los mismos.

Adicionalmente PLC ofrece una solución innovadora, competitiva y de alto rendimiento que apoya al sector de la automatización industrial en la integración de equipos y sistemas, en ambientes agrestes donde el costo de instalación, factores ambientales y de penetración hacen de esta tecnología un aliado importante para la comunicación de equipos industriales.

3.1. Parámetros de la red y del sistema PLC

3.1.1. Frecuencia y velocidad de transmisión

La tecnología PLC también conocida como BPL (*Broad Band Power Line*) opera en rango espectral que se encuentra comprendido entre los 1.6 y los 30 MHz, hallándose en la banda de HF (“high frequency”). Por lo cual, viaja junto a la señal eléctrica, a 60 Hz, esta señal de datos, utiliza un rango de frecuencias de poca explotación (Bajo Tráfico), con el propósito de que no se vean afectadas entre sí.

Dicha señal no puede pasar a través de un transformador, dado que su alta inductancia los hace actuar como filtros pasa-bajos, bloqueando las señales de alta frecuencia. Esto requiere de los (“outdoor devices” – Dispositivos Exteriores) que

¹⁶ HUSSAIN, Zuberi, Master Thesis – *Power line Carrier (PLC) Communication Systems*, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2003

combinan las señales de datos y voz con la corriente de bajo voltaje suministrada en las estaciones transformadoras locales del último tramo de distancia.

La Figura 39 ilustra los segmentos de bajo voltaje y de distribución doméstica.

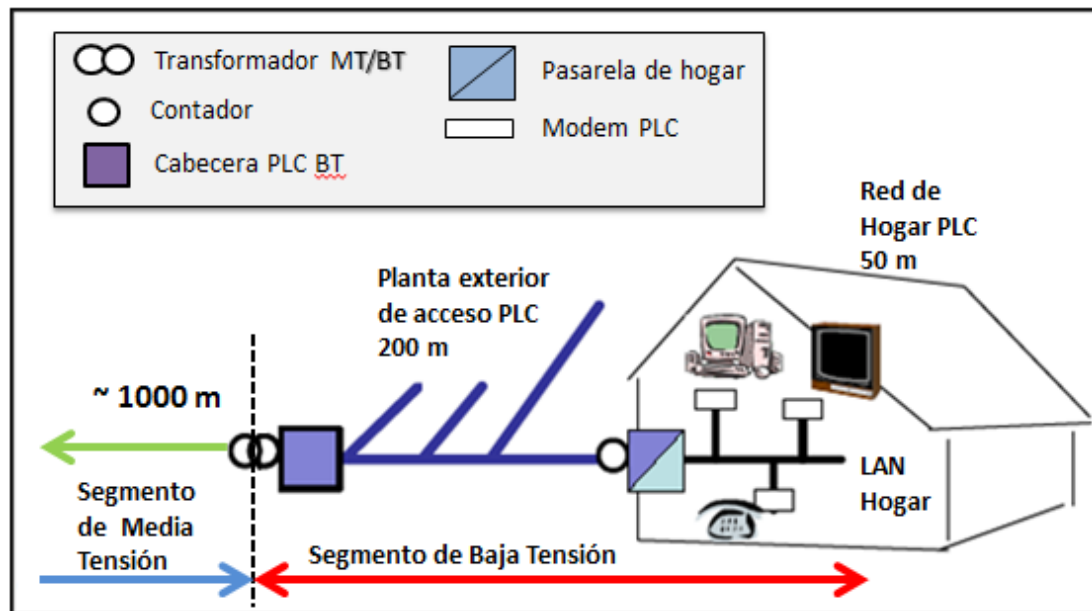
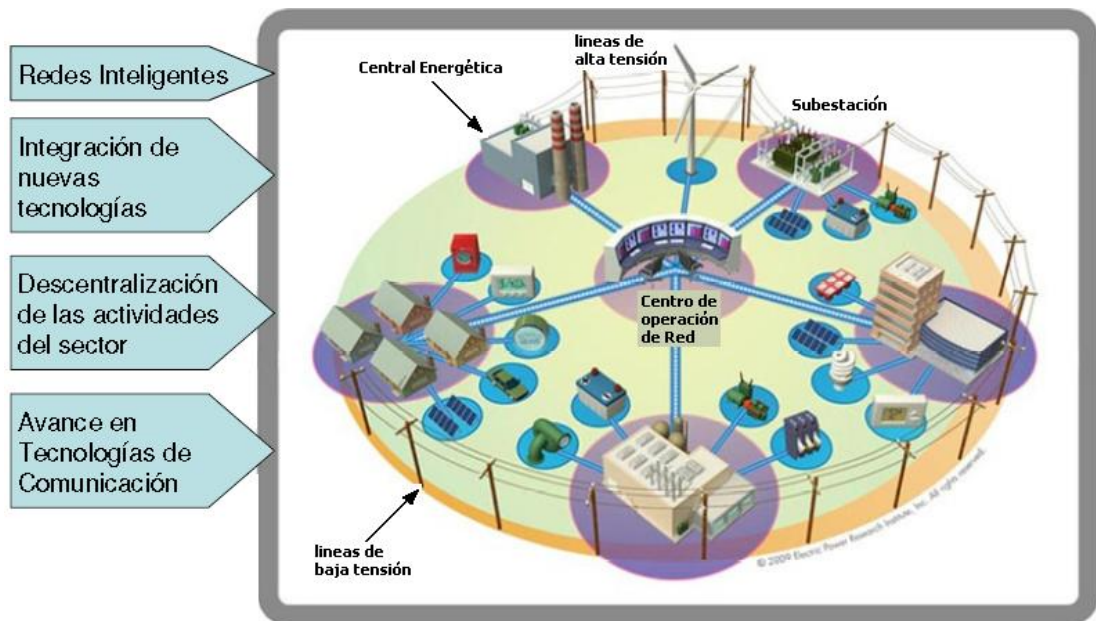


Figura 39. Características de los segmentos de baja tensión y red Doméstica

Fuente: www.homeplug.org

Como se ha dicho, PLC utiliza las redes de distribución de medio y bajo voltaje como medio de transmisión ver (Figura 40), llegando así a los abonados. Mediante los equipos PLC adecuados se enlaza estas redes a una red troncal de datos (“backbone”), permitiendo así que la interacción de redes de datos externas con las redes eléctricas llegue a los usuarios finales como una única red de gran alcance.

El usuario final, quien accede a la red de baja tensión, se conecta mediante equipos especiales que le permiten acceder a la información que viaja a través de la red eléctrica.



Fuente: Electric Power Research Industry
 Figura 40. Estructura de Red PLC

Aunque el uso de las líneas eléctricas como un medio de comunicación de banda ancha es un descubrimiento relativamente reciente, éstas han sido largamente usadas por las empresas eléctricas para proporcionar servicios de banda estrecha tales como control de las subestaciones eléctricas y, más recientemente, AMR (Automatic Meter Reading o Lectura Remota de Medidores).

3.1.2. Características del canal de Frecuencia para una Red PLC¹⁷.

Un canal de comunicación es el medio de transmisión por el que viajan las señales portadoras de la información emisor y receptor, es frecuente referenciarlo también como canal de datos.

- . Rango de frecuencias (1.6-30 Mhz).
- . Baja impedancia, lo que implica altas potencias de emisión.
- . Alta atenuación.
- . La impedancia varía en cada ciclo de tensión, debido al uso de dispositivos no lineales (diodos, transformadores, etc.).
- . La impedancia varía temporalmente por el encendido y apagado de dispositivos.

¹⁷ IEEE, *Standards Online Power Systems Communication Standards*, <http://standards.ieee.org/catalog/olis/psystcomm.html>, August 2003,

Medio muy ruidoso. Puede no haber neutro (tierra).

3.2. Redes PLC¹⁸.

Dependiendo del segmento de la red eléctrica en que se aplique la tecnología PLC se pueden crear diferentes sistemas o redes PLC, y lograr una mejor comunicación.

El sistema de distribución opera con líneas de media tensión y se encarga de brindar señales para usos domésticos, comerciales e industriales.

3.2.1 Red o Sistema de Distribución (“Backbone”)

Un sistema de distribución implementado con PLC es un sistema que no requiere grandes inversiones en cuestiones de infraestructura, y a su vez significa un ahorro en términos de tiempo de instalación. Los problemas surgen en aspectos relacionados con la masificación de la tecnología, interferencia y calidad de Líneas Eléctricas.

Para hacer frente a estos problemas se requiere una cantidad considerable de equipos (por ejemplo repetidores), lo cual hace que este tipo de redes implementadas con la tecnología PLC sean inviables (debido a su elevado costo). Esto es para una red de media tensión, por esta consideración es que se sugiere utilizar PLC solo en el tramo de baja tensión, en donde si tiene numerosas ventajas. Figura 41

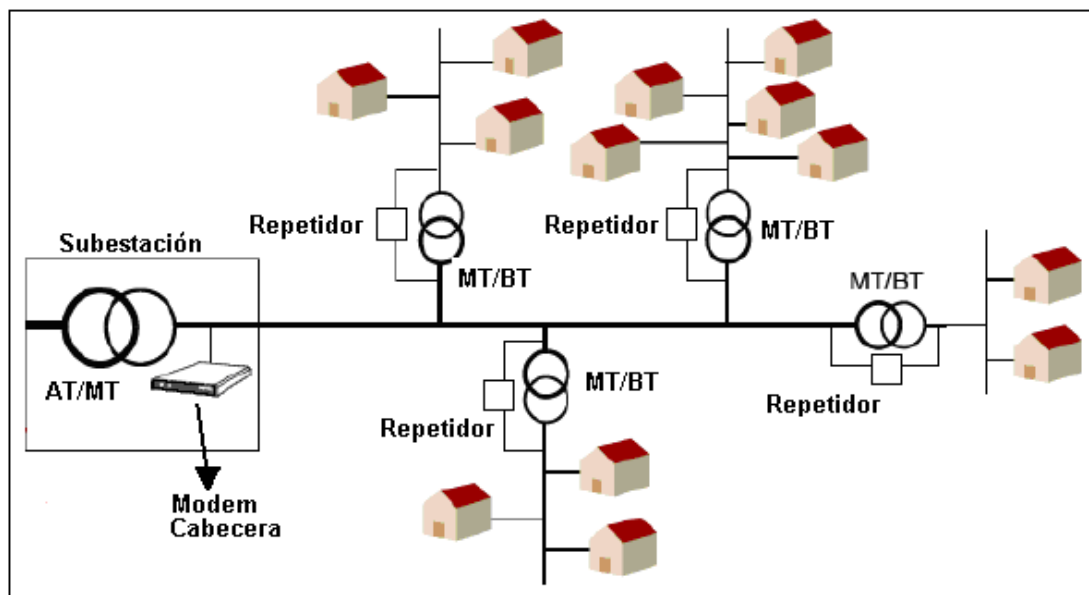


Figura 41. Sistema PLC de Distribución

¹⁸ GARCÍA, Víctor y Otros, *Transmisión de Datos por la Red Eléctrica*, Universidad de Zaragoza, España, 2008.

3.2.2 Red o Sistema de Acceso (“Outdoor”)

Este segmento abarca desde el transformador de distribución hasta el usuario final, utilizando el tendido eléctrico de baja tensión como soporte.

Un equipo cabecera comunica a los clientes con el transformador de distribución, permitiendo entonces aprovechar el cableado eléctrico para llevar servicios de telecomunicación. Esto se logra mediante la utilización de diferencias de frecuencias y técnicas de transmisión digital. En este tipo de redes, la tecnología PLC tiene mejores prestaciones que en el caso de la red de distribución. Esto se debe a que las distancias a cubrir son menores, de este modo no es necesaria la instalación de una gran cantidad de Repetidores.

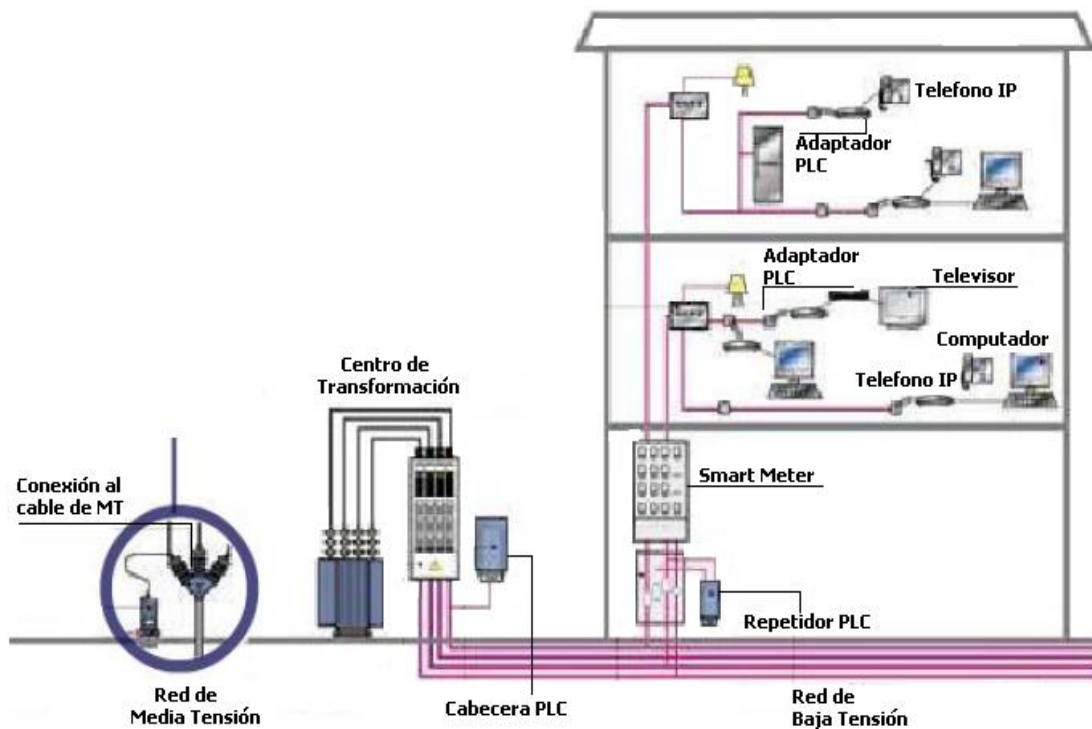


Figura 42. Sistema de Acceso PLC

3.3. Interferencia en las señales de transmisión.

Sabiendo que las redes eléctricas no han sido creadas con el propósito de transmitir información, estas representan un medio hostil para la transferencia de datos. La tecnología PLC se enfrenta a varios inconvenientes que deterioran su desempeño y limitan su implementación entre los más importantes tenemos:

- Fuentes de ruido causado por el uso de dispositivos electrónicos que se enciende o apaga, lo que introduce voltajes transitorios en la línea.
- Mal estado de las instalaciones eléctricas las características físicas y eléctricas deterioradas, hacen que la transmisión de la señal no se dé en forma confiable hacia los medidores.
- Limitaciones en cuanto a distancia la distancia que una señal de PLC puede recorrer es variante y depende de muchos factores (impedancia, atenuación, relación de señal-ruido).
- Se han registrado interferencias y perturbaciones en otros servicios como las comunicaciones de radio, específicamente en las bandas de HF y VHF. Estas emisiones de señales fuera de la red eléctrica causan pérdida de los datos e interfieren con otras señales como Radioaficionados, equipo de radio de taxistas o ambulancias se ven afectados por esta interferencia.

3.3.1. Fuentes de ruido

Los problemas más importantes que enfrenta esta tecnología son los niveles excesivos de ruido y la atenuación de la señal a las frecuencias de interés. Para que un sistema PLC funcione adecuadamente, debe ser capaz de evitar o sobreponerse a los diferentes tipos de ruido que ocurren a diferentes frecuencias y en cualquier momento.

Estos tipos de interferencias que se presentan en las líneas de distribución eléctrica, una gran parte son causadas por maquinaria eléctrica durante su funcionamiento debido al efecto transitorio que producen, al arranque de motores y otros.

Considerando que el ruido puede provocar errores en la comunicación de datos, se puede definir al ruido como “Señales eléctricas indeseables que se introducen en el equipo o perturbaciones naturales que degradan el rendimiento de un canal de comunicaciones”.

En PLC la transmisión de datos tiene una velocidad del orden de Mbps por lo que una interferencia de tan sólo 1µs puede convertir la señal de datos en un conjunto

de bits basura rápidamente. En la figura 43 se ejemplifica la conexión y desconexión de una fuente creadora de interferencia, y como ésta puede afectar a la señal de PLC.

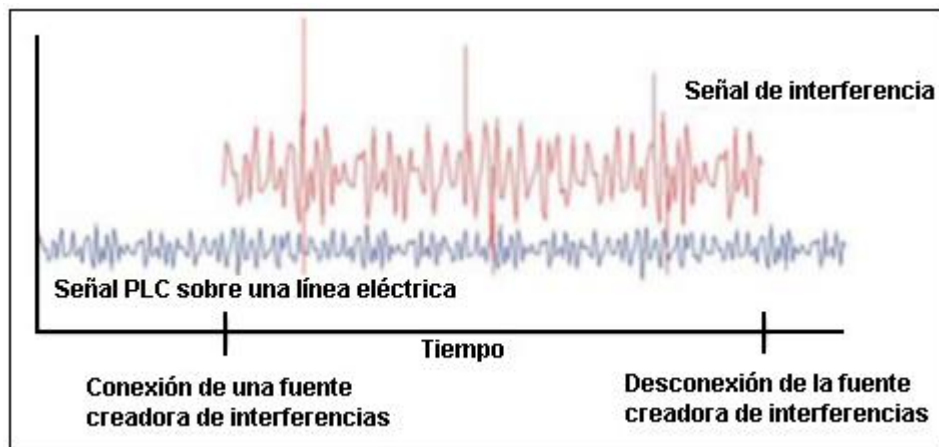


Figura 43. Ejemplo de interferencia en PLC
Fuente: www.opengroup.org/pegasus

El ruido existente en Power Line Comunicación está lejos de ser simple ruido blanco gaussiano aditivo (AWGN¹⁹), al contrario, como se mencionó anteriormente, el ruido de color rojo en la gráfica es causado principalmente por las aplicaciones o cargas que son conectadas a la red de distribución eléctrica.

3.3.2. Calidad de la Energía Eléctrica

La calidad de la energía eléctrica se valora como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario. Además, le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.

Los disturbios en las líneas de distribución eléctrica causan problemas como los que se citan a continuación:

- Operación incorrecta de controles remotos.
- Sobre calentamiento de cables.
- Incremento de las pérdidas reactivas de los transformadores y motores.
- Errores en medición.
- Operación incorrecta de sistemas de protección.

¹⁹**Ruido blanco aditivo gaussiano (AWGN, Additive White Gaussian Noise)** Es el ruido que se combina con la señal deseada y es un importante factor limitante en la transmisión de información.

El objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario. Asimismo, busca proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica, para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

3.3.3.1. Calidad del producto²⁰.

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos.

Uno de los factores para obtener una mejor calidad de energía puede ser el nivel de Voltaje el cual se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

Indicé de Calidad

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

V_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

3.3.3.2. Calidad del Servicio Técnico

²⁰ CONELEC, Regulación No. 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, Mayo 2001.

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción., ya que se deben tomar en cuenta la identificación de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica las cuales deben ser identificadas con su lugar, tiempo y fecha de interrupción lo más importante el causante de la interrupción, y así llevar un registro para tomar acciones futuras de prevención.

3.3.3.3. Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA f s_{inst}}$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA f s_{iAj}}{kVA_{ints Aj}}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f_i * T f s_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA f_{iAj} * T f s_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los

indicadores de control resultantes por toda la empresa y por alimentador de media tensión, y el monto de las compensaciones en caso de corresponder.

Por lo cual existen valores límites admisibles para los índices de calidad de servicio aplicables:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Tabla N° 3. Índices de Calidad
Fuente: CONELEC, Regulación No. 004-1

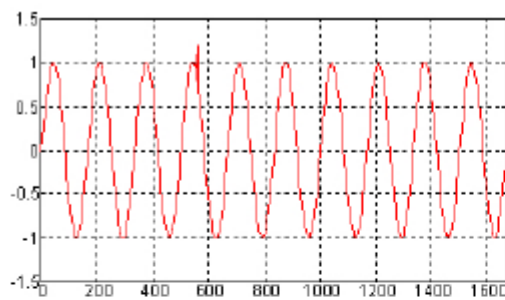
3.3.4. Disturbios en la línea eléctrica

A continuación, se proporciona una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes que se presentan en las líneas de distribución de energía:

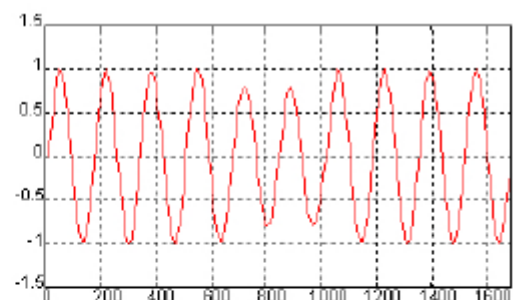
- **Pico de Voltaje:** Es un incremento en el nivel de voltaje con una duración de microsegundos. Es causada principalmente por fallas en la red eléctrica, descargas atmosféricas y switcheo de grandes cargas, tal como se muestra en la figura 44-a.
- **Depresión de Voltaje:** Es un decremento momentáneo de varios ciclos de duración en el nivel de voltaje. Es provocada por la conexión de grandes cargas y fallas en la red eléctrica, tal como se muestra en la figura 21-b.
- **Dilatación de Voltaje:** Es un incremento del voltaje de varios ciclos de duración, ocasionado por la desconexión de grandes cargas como se muestra en la figura 44 -c.
- **Sobrevoltaje:** Es una condición de voltaje elevado, en este caso, el valor del voltaje esta por arriba del valor nominal del mismo. Es causado por una pobre regulación de voltaje, Ver figura 44-d.
- **Parpadeo:** Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de voltaje nominal y se suelen producir por la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o

por oscilaciones subarmónicas ver figura 44-e. Por lo general, este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad bajo y alto de lámparas.

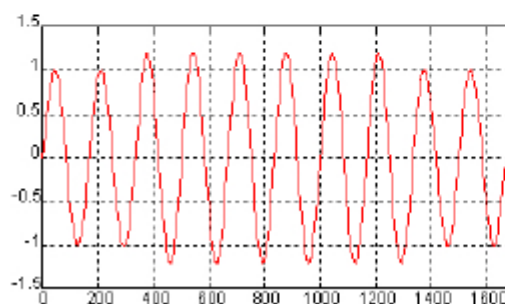
- **Interrupciones de Energía:** Es la pérdida total de potencia. Se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 15 % del valor nominal o menos. Se debe a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. Ver figura 44-f.
- **Ruido Eléctrico:** Es la distorsión de la forma sinusoidal del voltaje. Este es debido a switcheo, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico. Ver figura 44-g.
- **Distorsión Armónica:** Es la distorsión periódica de la forma de onda sinusoidal del voltaje o corriente. figura 44-h. Generalmente es causada por la operación de equipos y cargas no lineales. Este es un fenómeno en estado estable.



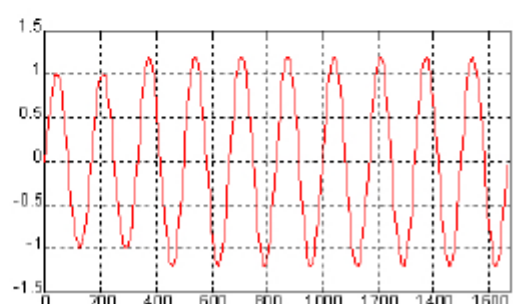
a) Pico de Voltaje



b) Depresión de Voltaje



c) Dilatación de Voltaje



d) Sobrevoltaje

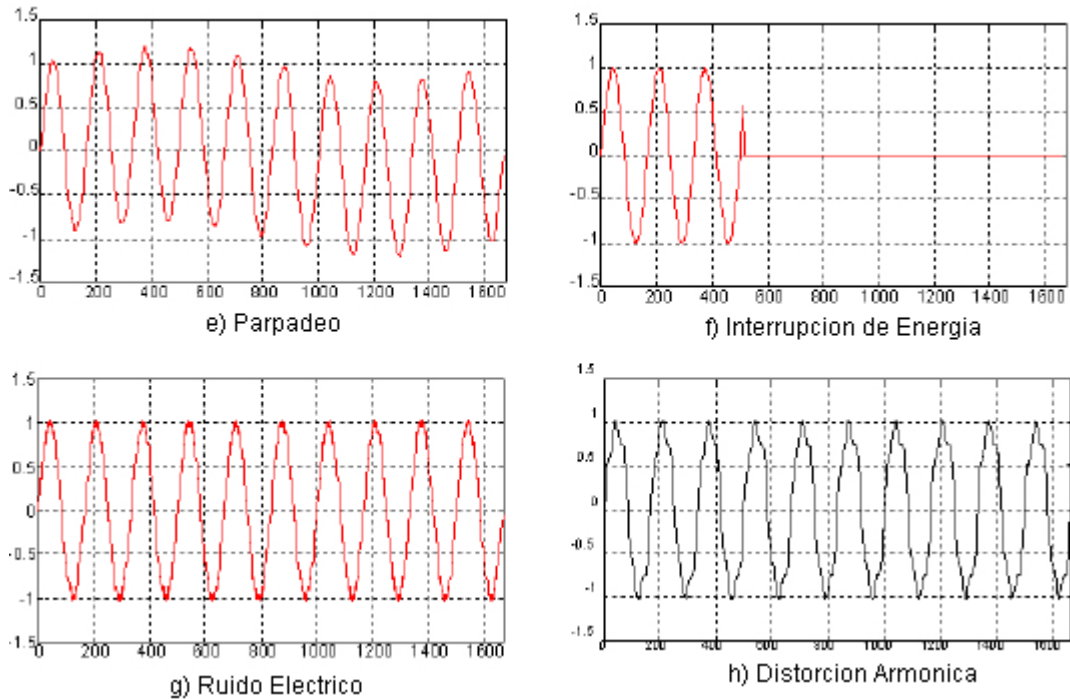


Figura 44. Disturbios en la línea eléctrica
Fuente: www.opengroup.org/pegasus

3.4. Sistema de acceso PLC.

Para contrarrestar los problemas de disturbios en las líneas de transmisión de energía eléctrica y alcanzar la tasa de datos necesaria para la realización de acceso de banda ancha se utilizan varios protocolos y mecanismos de transmisión.

3.4.1. Protocolo de comunicación

El protocolo constituye el conjunto de reglas y convenciones entre entes comunicantes. El objetivo es establecer una conexión entre DTE (Data Terminal Equipment), identificando el emisor y el receptor, asegurando que todos los mensajes se transfieran correctamente, controlando toda la transferencia de información.

Cada protocolo esta optimizado para diferentes niveles de automatización y en consecuencia responden al interés de diferentes proveedores, cada protocolo tiene un rango de aplicación, fuera del mismo disminuye el rendimiento y aumenta la relación costo/prestación.

3.4.2. Arquitectura de las capas de un sistema PLC.

Para que se comprendan entre sí los diferentes equipos que integran la red, la ISO (International Standard Organization) creo o modelo una arquitectura de

comunicación llamada OSI (Open Systems Interconnection). Este modelo está conformado de siete capas con una función específica. En la figura 45 se muestran las capas de las que está formado el modelo de referencia.

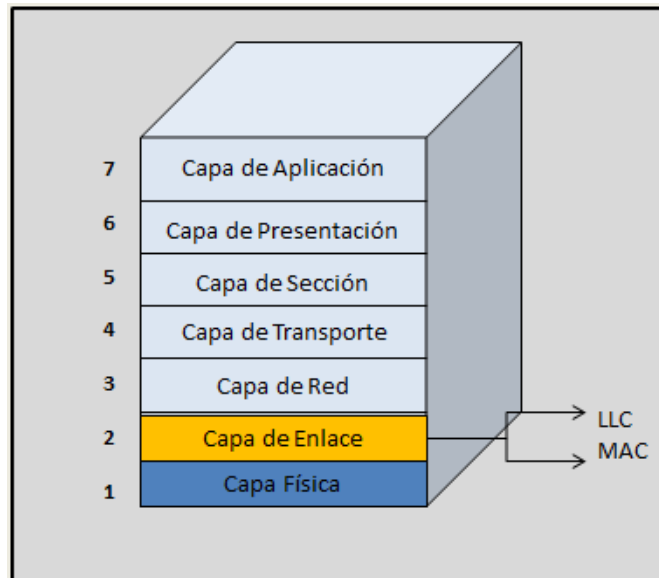


Figura 45. Modelo de Referencia OSI
Fuente: Redes para Ordenadores, A. Tannembaun.

Cada nivel define un conjunto de funciones que son necesarias para comunicar con otros sistemas similares. Se comunican únicamente con los sistemas adyacentes. Cada uno añade valor a los niveles anteriores, hasta que, el nivel superior ofrece un abanico completo de servicios para las aplicaciones de comunicación.

Capa Física (Capa 1), Considera la transmisión de datos sobre un medio de comunicación, incluyendo las características eléctricas y mecánicas del medio, sincronización, codificación, de señal y modulación.

Enlace de Datos (Capa 2), Se encuentra dividida entre dos subcapas:

MAC, Control de Acceso al Medio (subcapa baja), especifica los protocolos de acceso. La MAC indica el modo de transmitir las tramas por el medio. BPL se gobierna principalmente por protocolos de la capa de enlace, en esta capa se realiza la organización de los datos en paquetes lógicos que luego serán convertidos en señales binarias para introducirlos en la capa física. Además se establecen comunicaciones, identificando cada uno de los nodos de la red con una dirección MAC.

LLC, Control de Enlace Logico (subcapa alta), considera la corrección y detección de error y el control de flujo de datos.

Existen dos factores importantes a considerar al diseñar el método de acceso al medio, el primero es que o existe una distancia fija entre nodos de la red y múltiples nodos pueden transmitir simultáneamente. Por ello la técnica usada ampliamente por BPL es SCMA/CA, protocolo de acceso múltiple con detección de portadora. Básicamente este método funciona primero aumentando el tiempo de espera antes de una transmisión, verificando si el medio está desocupado, de ser así entonces transmite.

800.11 Comunicación Inalámbrica es un estándar que usa tramas de central RTS (solicitud de transmitir) y el receptor envía respuestas de CTS (preparado para recibir) si esta comunicación es exitosa se comienza la transmisión de datos. A esto hay que añadir que por cada trama que se envía se espera un ACK (Confirmación de Mensajes Recibido) por parte del receptor, si esto no ocurre, se asume entonces que ha ocurrido alguna colisión y se sigue esperando hasta que la línea se desocupe.

El delimitador marca el inicio o fin de la información de temporización, el delimitador de inicio especifica el tiempo de duración de la carga útil, y se utiliza en la trama larga.

Los primeros 17 bit de la carga contienen la dirección de destino, origen e información de segmentación, finalmente el delimitador final indica el final de la trama y el tiempo esperado para el final de la transmisión.

Capa de Red (Capa 3), es responsable de la estructuración y terminación de las conexiones de la red, así como del ruteado.

Capa de Transporte (Capa 4), considera el transporte de datos entre usuarios incluyendo la segmentación de los mensajes transmitidos, control de flujo de datos, manejo del error, seguridad de datos.

Capa de Sesión (Capa 5), controla la comunicación entre los terminales involucrados (dispositivos).

Capa de Representación (Capa 6), transforma una estructura de datos en un formato estándar para la transmisión.

Capa de Aplicación (Capa 7), provee la interfaz al usuario final.

3.4.3. Protocolo CSMA/CD media Access

Se trata de las siglas de *Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection*, es decir protocolo de acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones. La idea básica del funcionamiento de este protocolo consiste en si un nodo desea comunicarse, comprueba si el bus está libre. En ese caso transmite lo datos; de lo contrario, espera a que se libere. Al detectar las colisiones y retransmitir más tarde, estamos evitando la pérdida de cualquier dato.

Las características fundamentales de este tipo de protocolos son:

- Tiempos de respuesta no determinista. No podemos saber cuántas colisiones tienen lugar. Puede existir un nodo que bloquea la red durante grandes periodos de tiempo.
- No existe Control de comunicación, no hay administrador del bus.
- Utilizado en topología bus.
- Derechos de acceso iguales para cada nodo.
- Uno de los protocolos más importantes de este tipo son las redes Ethernet.

3.4.4. Protocolo ETHERNET (TCP/IP)

Se trata de un protocolo de transmisión de datos, el cual en los últimos años se ha convertido en la tecnología que domina la tecnología LAN (*Local Area Network*), y en la que más dinero se ha estado invertido.

Desde 1985 se dispone del estándar IEEE 802.3, el cual dispone de una gran variedad de protocolos estándares para los niveles 1 y 2 del modelo OSI (capa física y capa de enlace de datos).

El protocolo Ethernet sólo se define hasta la capa de transporte (nivel 4 del modelo OSI). Sobre las siguientes capas (TCP/IP) podemos” mezclar otro tipos de

protocolos” como pueden ser: Modbus TCP, IEC6087-5-104, SPA TCP, http, ftp, etc. A continuación se muestra un posible ejemplo.

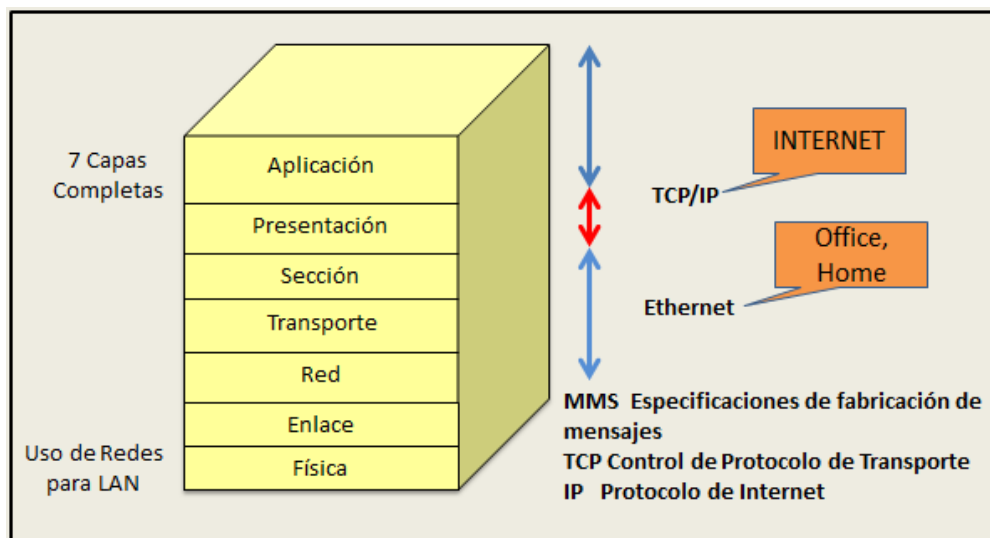


Figura 46. Protocolo Ethernet (TC/PIP)

Fuente: Sistemas de Comunicaciones, M.C. Gabriel Gerónimo Castillo

El algoritmo que utiliza este tipo de redes Ethernet, como ya se ha dicho anteriormente, es CSMA/CD. Si una estación necesita transmitir lo primero que tiene que hacer es comprobar que ninguna otra está ya transmitiendo (CARRIER SENSE). El medio de comunicación es un cable, por lo tanto, permite el acceso de múltiples estaciones que pueden y transmitir y recibir utilizando mismo cable (MULTIPLE ACCES).

3.4.5. Técnicas de modulación para los sistemas PLC.

Desde los inicios de la tecnología se han utilizado básicamente tres tipos de técnicas de modulación que son:

- **DSSSM (Direct Sequence Spread Spectrum Modulation)**, que se caracteriza porque puede operar con baja densidad espectral de potencia.
- **OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing)**, que utiliza un gran número de portadoras con anchos de banda muy estrechos, es la recopilación de las otras bandas y soporta un mayor número de frecuencias así q se puede utilizar para muchos usuarios.

- **GMSK (Gaussian Minimun Shift Keying)**, que optimiza el uso del ancho de banda pues realiza un prefiltrado previo a la modulación que reduce los lóbulos secundarios que aparecen en el espectro de la señal MSK limitando por tanto el ancho espectral ocupado en la transmisión.

3.4.5.1. Concepto de OFDM (Orthogonal Frecuency Division Multiplexing)

OFDM se basa en dividir el canal de comunicaciones en el dominio de la frecuencia en varios canales más pequeños, en cada uno de estos se transmite una subportadora, cada una de las N subportadoras que se transmiten en los N subcanales deben ser ortogonales entre sí, de esta manera se permite el acoplamiento de las mismas sin que esto cause interferencia alguna.

Tiene una gran robustez ante varias clases de interferencias y permite acceso múltiple. En OFDM el espectro disponible Bt o ancho de banda esta segmentado en numerosos subcanales de banda angosta. La cadena de datos es transmitida por FDM (Frecuency División Multiplexing) usando N portadoras con N frecuencias f_1, f_2, \dots, f_n en paralelo espaciadas y apartadas en frecuencias exactas, tal como se muestra en la figura 48.

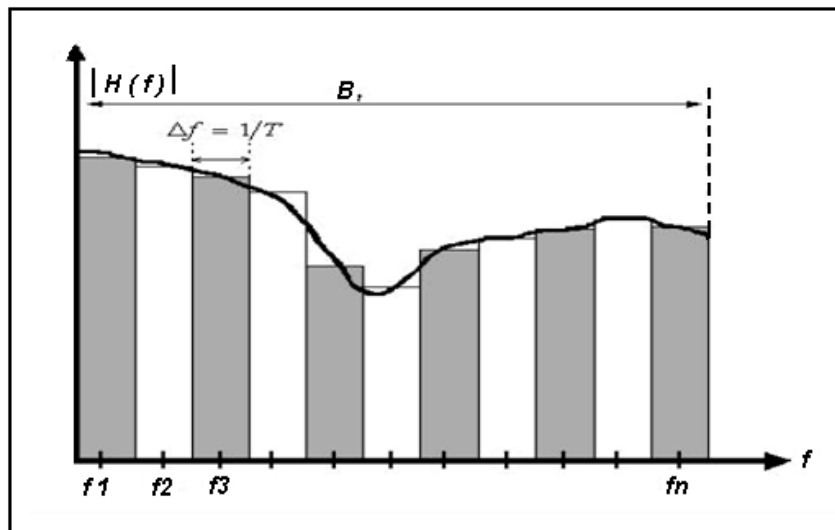


Figura 47. Asignación de Subcanales para OFDM

Fuente: Adaptive Loading in MIMO/OFDM Systems”, Stanford University, 2001.

Cada subcanal tiene el siguiente ancho de banda:

$$\Delta f = \frac{Bt}{N} = \frac{1}{T}$$

Δf =Subportadora

B_t =Ancho de banda total

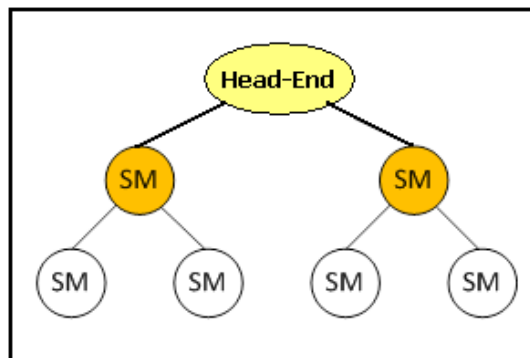
N =Número de frecuencias de las subportadoras.

T =Periodo de la Subportadora.

Este espaciamiento provee la “ortogonalidad”. La propiedad de ortogonalidad es el resultado de escoger al portador que está separado de otro por el inverso de la tasa de bits.

3.5. Estructura de una red de acceso PLC

Una red de acceso PLC en AMI consiste de un equipo cabecera o estación centralizadora (Head End) que transmite y recibe información desde el Smart Meter del cliente. En ciertos casos es necesario un equipo de repetición para mejorar la cobertura. El tipo de topología sugerida para la configuración de la red es de tipo estrella, en donde toda la información se concentra en el Head-End.

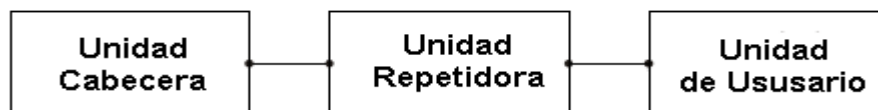


Fuente: Los autores, Topología estrella para una red PLC

Figura 48. Topología estrella para una red PLC

3.5.1. Componentes de la Red PLC

Los componentes que forman a una red PLC son los siguientes:



Fuente: Los Autores, Elementos de la Red PLC

Figura 49. Elementos de la Red PLC

3.5.2. Cabecera PLC (Head-End) HE.

Es el componente principal de una red BPL, recibe el nombre de modem de cabecera, “Head End” (HE) o “Transformer Premises Equipment” (TPE).



Figura 50. Head-End (HE)
Fuente: www.homeplug.org

Funciones

- Coordina la frecuencia y la 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, PSTN, RDSI, Internet, etc) por lo que es el interfaz adecuado entre la red de datos y la red eléctrica.

Lugar de instalación

- Por lo general se instala en la subestación de distribución o en el transformador de media a baja tensión.

Características

- Existen dos tipos de módems de cabecera, los de media tensión con un alcance de 2,5 Km y los de baja tensión de 300 m.

3.5.3. Unidad Repetidora (“Intermediate Repeater”)

El repetidor sirve para regenerar la señal PLC atenuada, debido que esta tiene pérdidas cuando la distancia entre la unidad de servicio y la unidad acondicionadora

es grande. Un repetidor puede soportar hasta 256 módems. El modem de usuario es el que se conecta directamente con el repetidor, tal como se muestra en la figura siguiente.

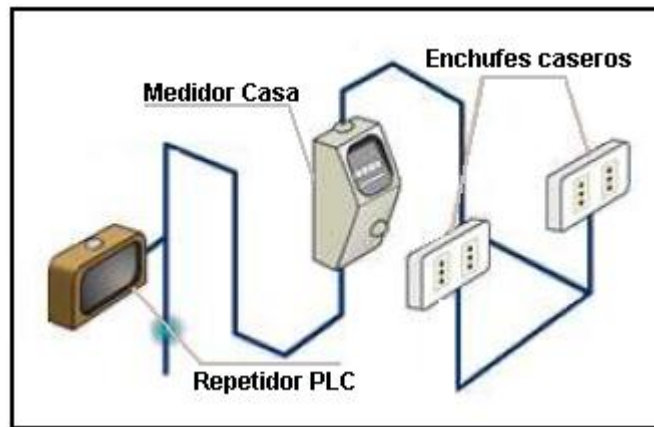


Figura 51. Repetidora en la Red
Fuente: Autores

3.5.4. Modem PLC /customer premises equipment (CPE).

CPE's se conoce como modem de usuario o Customer Premises Equipmente (CPE). Es un módulo construido para proveer el interfaz de comunicación hacia los servidores en el hogar. Pero en el caso de referirnos en AMI es el Smart Meter, el cual se comporta de igual manera como un repetidor PLC y al mismo tiempo es el medidor de suministro eléctrico.

3.5.5. Puerta de Enlace/Gateway

Es el equipo que puede ser utilizado para expandir la cobertura de la red PLC, dado que también hace la función de un repetidor y se utiliza cuando existe más de un modem PLC en el caso de AMI seria si existe más de un Smart Meter, cumpliendo la función de un router. Puede actuar como un HE controlando una red PLC interna, coordinando la comunicación entre módems PLC internos.

3.6. Normas para PLC

Las actividades de normalización, están centradas básicamente en la asignación del espectro de frecuencias, para asegurar la compatibilidad con otros servicios de telecomunicaciones, particularmente, la radiodifusión y las bandas de radio aficionados. Entre los organismos involucrados en actividades de normalización de

PLC en la actualidad, se encuentra el PLC *Forum*, el cual presenta sus iniciativas a los foros europeos CENELEC²¹ y ETSI²².

Las normas brindadas por CENELEC, proveen regulaciones sobre importantes parámetros, como el rango de frecuencia, niveles de señal, potencia de transmisión, etc., permitiendo que los sistemas de PLC puedan operar en la banda de frecuencia que ocupa desde los 3 kHz hasta los 148.5 kHz, de tal forma no se interfiere con señales de radio de onda larga (LW) y media onda (MW).

3.6.1. NORMA DE CENELEC EN 50065

En la Figura 53 se muestra una tabla que presenta las categorías de las distintas bandas de frecuencia según la norma EN 50065.

CLASIFICACION DE BANDAS	RANGO DE FRECUENCIAS
Banda A	9 Khz a 95 Khz
Banda B	95 Khz a 125 Khz
Banda C	125 Khz a 140 Khz
Banda D	140 Khz a 148.5 Khz

Figura 52. Asignación de Bandas de Frecuencias CENELEC-EN
Fuente: CENELEC

- **Banda A**, comprendida entre los 9 y 95 KHz, asignada para empresas de servicios eléctricos. No hay necesidad de utilizar protocolo de acceso al medio cuando se opera en esta banda.
- **Banda B**, rango de 95 a 125 KHz, no requiere el uso de protocolos de acceso al medio para el establecimiento de las comunicaciones. Por lo tanto, es posible que dos sistemas transmitan simultáneamente sobre la banda B, y en consecuencia de ello, puede producirse una colisión de mensajes. Esta banda está diseñada para usarse en aplicaciones tales como intercomunicadores.

²¹ *CENELEC - Comité Europeo de Normalización Electrotécnica*

²² *ETSI – Instituto Europeo de Normalización en Telecomunicaciones*

- **Banda C**, rango de frecuencia comprendido entre los 125 a 140 KHz, requiere de un protocolo de acceso al medio, para ser usados por los dispositivos de transmisión. Este protocolo apunta a que la transmisión simultánea de mensajes sea altamente improbable. En consecuencia pueden existir varios sistemas de transmisión, pero solamente uno puede transmitir en un instante determinado. Las aplicaciones de los dispositivos incluyen las comunicaciones internas entre computadores de un edificio.
- **Banda D**, frecuencias de 140 a 148.5 KHz, con características similares a la banda A, como el no requerir protocolo de acceso al medio y por ende es factible la colisión de mensajes.

La mayoría de los sistemas de PLC de gran velocidad, que trabajan en las bandas CENELEC, con una tasa de datos de hasta 1 Mbps, son diseñados para trabajar en los mercados de Estados Unidos y Japón.

La Norma EN50065 especifica ciertas condiciones, como por ejemplo:

- Protocolos de comunicación.
- Especificaciones de los filtros para eliminar la portadora, y evitar la atenuación excesiva de la señal debido a los múltiples dispositivos PLC de baja impedancia en una Red.

3.7. Medios de transmisión de datos.

3.7.1. Radio Frecuencia RF

Este sistema de transmisión de datos está estructurado básicamente por varios medidores comunicados por medio de radio a una frecuencia aproximada de 900 Mhz. hacia un solo medidor, que es el medidor colector. Este medidor colector es el encargado de recolectar toda la información de la memoria de todos los medidores de su alrededor hasta un máximo de distancia de 1.5 Km vista y toda esta información la guarda en su propia memoria.

El siguiente paso es interconectar al medidor colector, por cualquier otro medio (línea directa, celular, etc.) para descargar los datos en su memoria de todos los medidores. Esto implica que todos los medidores tiene que venir implementados con

tarjetas RF de 900 MHz y el medidor colector tendrá que tener una tarjeta RF de 900 MHz y otra adicional que sería la una tarjeta MODEM para su comunicación por teléfono si este fuera el caso. En la figura 53 se muestra un diagrama de una red de medidores comunicados por medio de radio frecuencia.

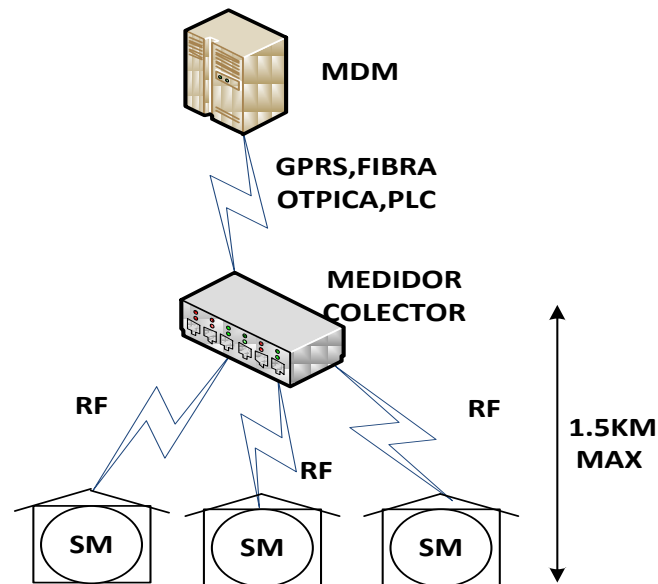


Figura 53. Transmisión de datos a través de RF
Fuente: Autores

3.8. GPRS - Servicio General de Radiocomunicación por Paquetes

Esta es una ampliación del sistema de comunicaciones móviles GSM que admite paquetes de datos. Permite un flujo continuo de paquetes de datos a través del sistema, por ejemplo para aplicaciones que admiten navegación web y transferencia de archivos. Con el GPRS, nuestro teléfono está siempre conectado a los servicios de datos, de modo que no es necesario marcar el número cada vez que deseamos acceder a los servicios de datos.

Es un paso entre GSM y las redes celulares de tercera generación que son las que transmiten imágenes. GPRS ofrece una transmisión de datos más rápida (de entre 9,6 Kbits y 115 Kbits) a través de una red GSM. Esto permite a los usuarios realizar llamadas telefónicas y transmitir datos simultáneamente. Por ejemplo, si dispone de un teléfono móvil GPRS, podrá realizar llamadas y recibir correos simultáneamente.

Las principales ventajas de GPRS son que reserva los recursos de radio únicamente cuando hay datos para enviar y reduce la dependencia en los elementos tradicionales de red conmutada de circuitos.

Los medidores de lectura remota pueden acoplarse y transferir los datos almacenados en memoria. Con los medidores actuales se debe de sustituir el MODEM actual o acoplar un convertidor análogo-digital, como se muestra en la figura 15. Lo ideal en este caso es tener MODEMS de por lo menos 9600/14.4K baudios para lograr la mayor velocidad en transmisión de datos.

Por otro lado, los medidores pueden transferir toda su información con cualquiera de las tecnologías digitales, para nuestro caso estamos sujetos a la tecnología existente en nuestro país como es la tecnología digital GSM.

3.9. Fibra óptica.

Los avances en el campo de la tecnología óptica han hecho posible la transmisión de información mediante pulsos de luz. Un pulso de luz puede utilizarse para indicar un bit de valor 1, y su ausencia un bit de valor cero. La luz visible tiene una frecuencia de alrededor de 10¹⁴ MHz, por lo que el ancho de banda de un sistema de este tipo tiene un potencial enorme.

Un sistema de transmisión óptica tiene 3 componentes: el medio de transmisión, la fuente de luz y el detector. El medio de transmisión es una fibra ultra delgada de vidrio o silicio fundido. También existen fibras fabricadas con polímeros plásticos de calidad inferior a las de vidrio. La fuente de luz puede ser un LED o un diodo láser; cualquiera de los dos emite luz cuando se le aplica una corriente eléctrica. El detector es un fotodiodo que genera un pulso eléctrico en el momento en el que recibe un rayo de luz.

La transmisión de datos que se obtiene es unidireccional. En la siguiente Figura 54 se muestra una fibra óptica.

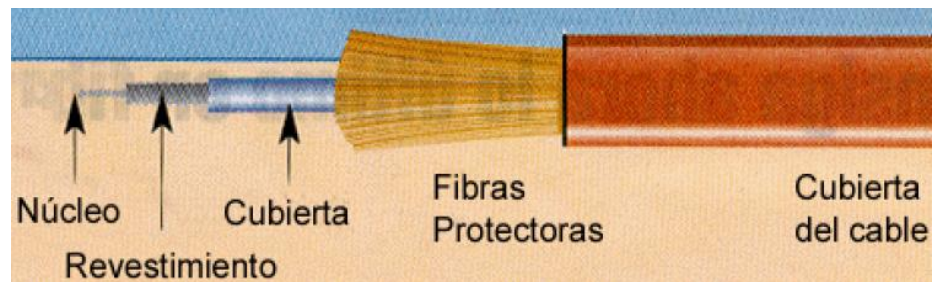


Figura 54. Fibra Óptica
Fuente: Los Autores, Fibra Óptica

Entre las principales ventajas cabe destacar las siguientes:

- a) Mayor velocidad de propagación de la señal, la señal luminosa se propaga a la velocidad de la luz.
- b) Mayor capacidad de transmisión, en la actualidad se pueden hacer transmisiones de hasta 1 Gbps en distancias de 1 km.
- c) Inmunidad ante interferencias electromagnéticas.
- d) Menor atenuación. 5 a 20 dB/km a 400 Mhz.
- e) Mayor ancho de banda.
- f) Tasas de error menores. 1 error por cada 10^9 bits frente a 1 por cada 10^6 en los cables eléctricos.
- g) No hay riesgos de cortocircuitos o daños de origen eléctrico.
- h) Peso mucho menor.
- i) Menor diámetro y más flexibles lo que facilita su instalación.
- j) Es más difícil realizar escuchas sobre una fibra óptica que sobre un cable eléctrico.
- k) Se pueden emplear varios canales empleando longitudes de onda diferentes simultáneamente sobre la misma fibra.
- l) Tiene mayor resistencia a los ambientes corrosivos que los cables eléctricos.
- m) Las materias primas para su fabricación son abundantes.
- n) Su vida media es mucho más larga que la de un cable eléctrico.

3.10. SISTEMAS HÍBRIDOS DE REDES DE COMUNICACIÓN APLICADOS EN AMI.

3.10.1. Sistema híbrido PLC-GPRS-MDM

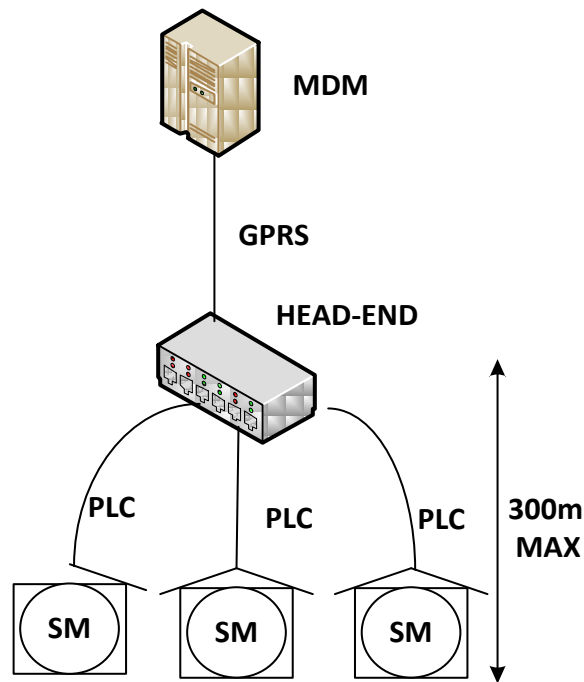


Figura 55. Sistema híbrido PLC-GPRS-MDM
Fuente: Los Autores, Sistema PLC-GPRS-MDM

Este sistema híbrido se basa primero en una red de comunicación vía PLC desde el cliente hasta el HEAD-END que está instalado en el transformador de distribución, luego el HEAD-END transmite los datos adquiridos de hasta 256 medidores a la distribuidora mediante un enlace vía GPRS.

La actual tecnología de medidores Smart Meter incluye comunicación vía PLC.

Sistema híbrido PLC-GPRS-MDM	Ventajas	Desventajas
PLC	<ul style="list-style-type: none"> - Movilidad - Flexibilidad - Estabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> - La instalación y el alto desempeño dependen de la arquitectura de la red eléctrica. - Problemas de operación e interferencia con otros equipos. - Carencia de estándares de comunicaciones.

GPRS	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso en cualquier área geográfica. - Baja inversión en instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de transmisión de 171 Kbps. - Pago por el servicio de transmisión de datos a una operadora celular, dependiendo del volumen de información (MB).
-------------	--	---

3.10.2. Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-GPRS-MDM.

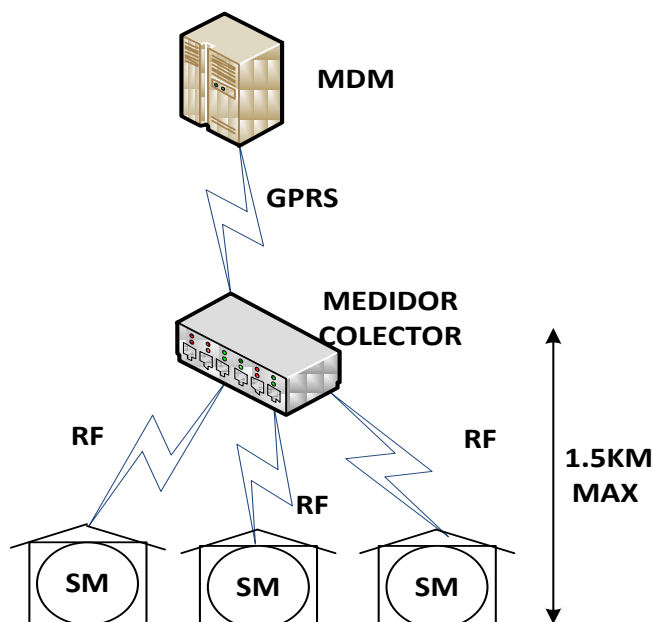


Figura 56. Sistema Radio Frecuencia (RF)-GPRS-MDM.
Fuente: Los Autores, Sistema RF-GPRS-MDM

Este sistema híbrido se basa primero en una red de comunicación vía RF desde el cliente hasta el MEDIDOR-COLECTOR que está instalado en una zona central a todos los medidores del circuito, luego este MEDIDOR-COLECTOR transmite los datos adquiridos de hasta 256 medidores a la distribuidora mediante un enlace vía GPRS.

Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-GPRS-MDM	Ventajas	Desventajas
Radio Frecuencia RF	<ul style="list-style-type: none"> - Frecuencia libre (900 MHz). - Transferencia de voz o datos de volumen bajo con una velocidad de 9.6 kbps. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología actualmente en recesión.

GPRS	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso en cualquier área geográfica. - Baja inversión en instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de trasmisión de 171 KBbps. - Pago por el servicio de trasmisión de datos a una operadora celular, dependiendo del volumen de información (MB).
-------------	--	--

3.10.3. Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-Línea telefónica-MDM

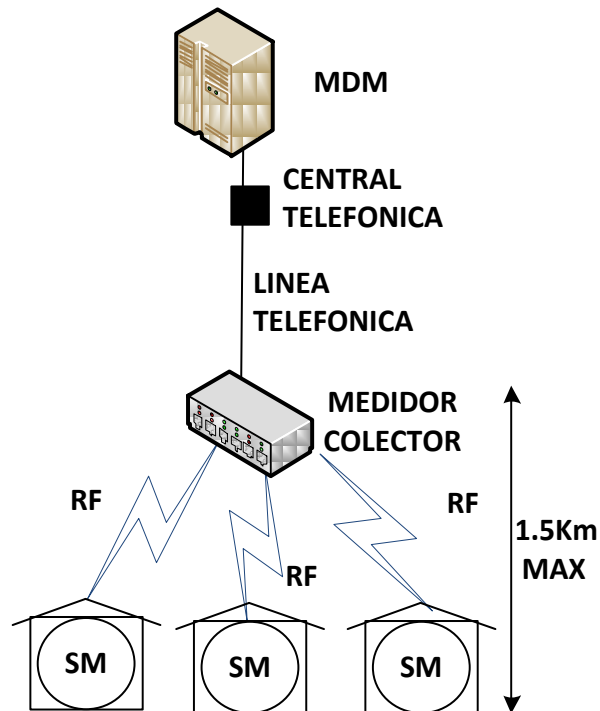


Figura 57. Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)-Línea telefónica-MDM
Fuente: Los Autores, Sistema RF-Línea Telefónica-MDM

Este sistema híbrido se basa primero en una red de comunicación vía RF desde el cliente hasta el MEDIDOR-COLECTOR que está instalado en una zona central del circuito, luego el MEDIDOR COLECTOR transmite los datos adquiridos de hasta 256 medidores a la distribuidora mediante un enlace vía línea telefónica.

Sistema híbrido Radio Frecuencia (RF)- Línea telefónica-MDM	Ventajas	Desventajas
Radio Frecuencia RF	<ul style="list-style-type: none"> - Frecuencia libre (900 MHZ). - Transferencia de voz o datos de volumen bajo con una velocidad de 9.6 kbps. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología actualmente en recesión. - Carencia de estándares de Interoperabilidad y comunicación.
Línea Telefónica	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de instalación e inversión inicial. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponible solo en el área urbana. - Problemas de Seguridad en protección de datos.

3.10.4. Sistema híbrido PLC-Fibra óptica-MDM

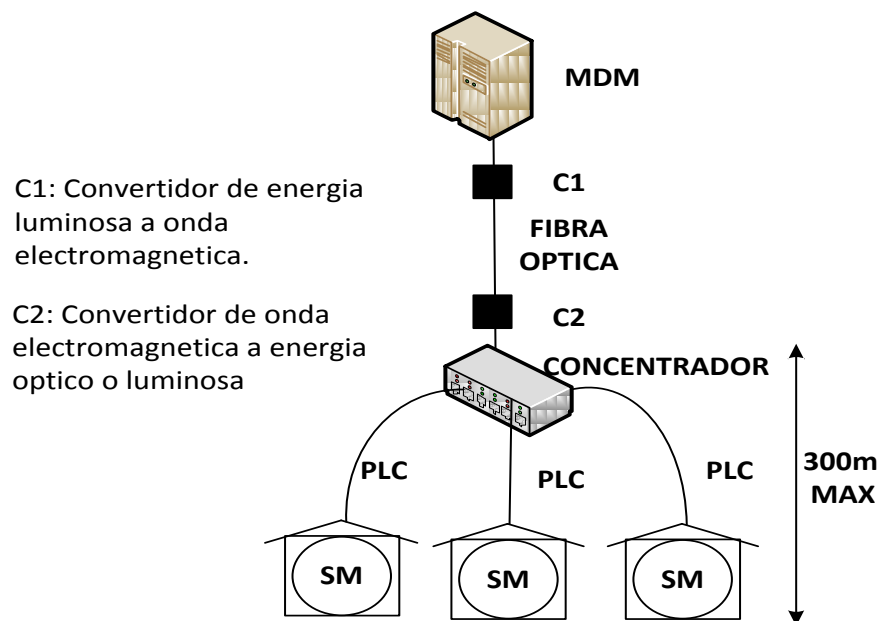


Figura 58. Sistema híbrido PLC-Fibra óptica-MDM
Fuente: Los Autores, Sistema PLC-Fibra Óptica-MDM

Este sistema híbrido se basa primero en una red de comunicación vía PLC desde el cliente hasta el CONCENTRADOR que está instalado en el transformador de distribución, luego el CONCENTRADOR transmite los datos adquiridos de hasta 256 medidores a la distribuidora mediante un enlace vía fibra óptica.

Sistema híbrido PLC-Fibra óptica- MDM	Ventajas	Desventajas
PLC	<ul style="list-style-type: none"> - Movilidad - Flexibilidad - Estabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> - La instalación y el alto desempeño dependen de la arquitectura de la red eléctrica. - Problemas de operación e interferencia con otros equipos. - Carencia de estándares de comunicaciones.
Fibra Óptica	<ul style="list-style-type: none"> - Alta velocidad de transmisión de datos 2 Mbps. - Es inmune al ruido y las interferencias, como ocurre cuando un alambre telefónico pierde parte de su señal a otra. - Presenta dimensiones más reducidas que los medios preexistentes. - El peso del cable de fibras ópticas es muy inferior al de los cables metálicos, capaz de llevar un gran. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sólo pueden suscribirse las personas que viven en las zonas de la ciudad por las cuales ya esté instalada la red de fibra óptica. - El coste es alto en la conexión de fibra óptica, las empresas no cobran por tiempo de utilización sino por cantidad de información transferida al computador, que se mide en megabytes. - El coste de instalación es elevado. - Fragilidad de las fibras. - Disponibilidad limitada de conectores. - Dificultad de reparar un cable de fibras roto en el campo.

3.11. Problema de Seguridad Cibernética para sistemas AMI

AMI se está convirtiendo en un creciente interés de muchos actores. Las tecnologías de AMI están siendo desarrolladas por muchos proveedores de sistemas de medición, comunicaciones, y de back-office Meter Data Management (MDM). En gran cantidad de tecnología, muy poco esfuerzo se ha centrado en la seguridad informática de sistemas AMI. Además se piensa que el cifrado es bueno, pero el cifrado no garantiza la seguridad.

3.11.1. Requisitos de Seguridad

Requisitos generales para la gestión de la seguridad se definen como: "En la gestión de la red, el conjunto de funciones que protegen a las redes de telecomunicaciones y sistemas de acceso no autorizado por parte de personas, actos o influencias y(b) que incluye muchas funciones secundarias, como la creación, supresión, y el control de los servicios de seguridad y mecanismos de seguridad la distribución de información relevante, eventos de presentación de informes de seguridad el control de la distribución de material de claves criptográficas, Y la autorización de acceso de abonado, los derechos y privilegios.

Funciones de la seguridad:

- Control de acceso.
- Confidencialidad
- Integridad
- Disponibilidad

Muchos diferentes tipos de amenazas a la seguridad pueden obtener requisitos, con algunas condiciones de amenazar zonas vulnerables diferentes. Por ejemplo un hacker que se hace pasar por un sistema de gestión de datos medidos legítimos y puede acceder a información confidencial, cambiar los comandos de control, denegar el acceso a los sistemas legítimos, y repartiéndolo datos críticos recibidos. La Figura ilustra la relación entre las amenazas y los requisitos de seguridad.

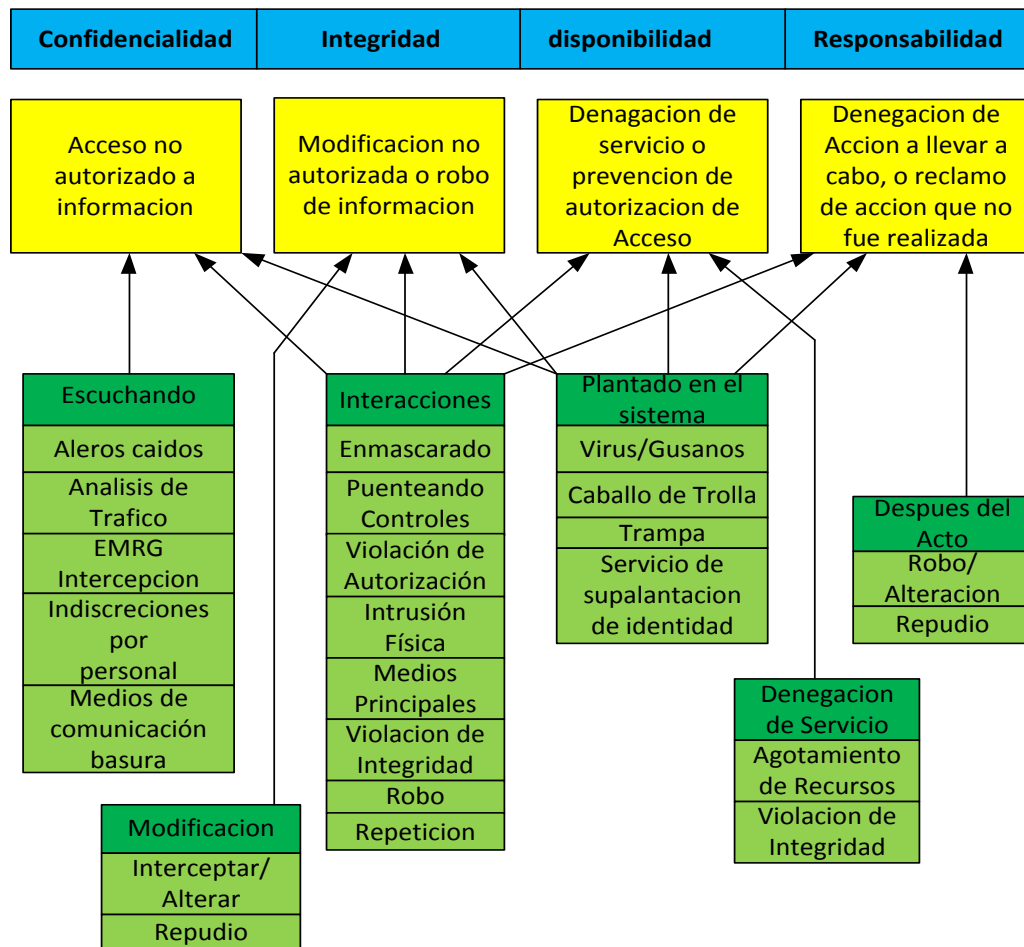


Figura 59. Requisitos de seguridad y amenazas perjudiciales para AMI.

La necesidad de proporcionar un servicio de seguridad que podría permitir la determinación de un indicador de la cantidad de asignaciones de identidad que han ocurrido podría ser útil, aunque no sea necesario en cada caso. La confidencialidad es generalmente considerada como una función de seguridad bien entendida. Cuando uno por lo general piensa en la confidencialidad, el primer pensamiento es la palabra "cifrado". El cifrado es un servicio de seguridad que se debe proporcionar. Sin embargo, la confidencialidad también podría ser siempre / mayor si el remitente de la solicitud / información podría especificar un camino a través del cual se tenga una ruta de la información / solicitud.

Análisis basados en el concepto de dominio de seguridad indica que hay varios servicios de seguridad que en cualquier dominio particular de la seguridad tendrán que estar disponibles. Algunas funciones no son requisitos para el comercio intra-dominio de seguridad, pero son obligatorios para los inter-dominio (por ejemplo, la identidad y asignación de credenciales) de seguridad. El desarrollo de definiciones de

alto nivel de servicios de seguridad y requisitos funcionales permite a las cuestiones de tipo de recurso (por ejemplo, físicos o de información) que se aplacen hasta que las estrategias de implementación tecnológica sean evaluadas.

3.11.2. Confidencialidad

La confidencialidad de los datos de dimensión de seguridad protege los datos contra la divulgación no autorizada.

Confidencialidad de los datos asegura que el contenido de los datos no puede ser entendido por personas o entidades no autorizadas. Encriptación, acceder a las listas de control y los permisos de archivos son los métodos de uso frecuente que garantizan la confidencialidad de los datos.

3.11.3. Integridad

La integridad de los datos en dimensión de seguridad garantiza la exactitud o veracidad de los datos. Los datos están protegidos contra modificaciones no autorizadas, la supresión, creación y reproducción y proporciona una indicación de estas actividades no autorizadas.

Integridad en los sistemas AMI significa no sólo la prevención de los cambios a los datos como son los receptados desde el medidor, sino también para la integridad de los comandos de control, tales como la prevención de comandos no autorizados de control que se transmiten a través del sistema de AMI a la medición inteligente o la puerta de entrada del cliente. De hecho, uno de los más aterradores escenarios es que un hacker emita comandos para desconectar millones de medidores, haciéndose pasar por un sistema de gestión de medición válido.

Los requisitos de integridad de seguridad comienzan a partir de los medidores inteligentes, donde el propio contador debe ser cyber-inteligente y físicamente protegidos contra los cambios detectados. La clave aquí es "indetectable". No hay absolutamente ninguna manera de que un medidor instalado en una pared fuera de las instalaciones de un cliente pueda estar a salvo de un ataque físico (es decir, arrancado de la pared o roto).

La integridad de la puerta de enlace del cliente también es importante, ya que

pueden interactuar con los equipos críticos dentro de las instalaciones del cliente, incluyendo congeladores tienda de comestibles, equipos de producción industrial, o los monitores de la salud. Una vez más, es importante reconocer que estos Gateways cliente nunca puede estar completamente seguros, ya sea física o virtual, por lo que el aspecto más importante es la capacidad de detectar incluso los cambios no autorizados más sutiles

La red de AMI también está abierta al ambiente externo, sin garantía, si se trata de ondas de radio, canales de telefonía celular, las señales de la línea de alimentación transportista, o cables de fibra óptica. El enfoque por lo tanto, debe ser de nuevo en la detección de posibles violaciones de integridad tanto como en tratar de evitarlos.

La cabecera del AMI se encuentra normalmente en un entorno aparentemente seguro en un sitio de la utilidad o de otros medidores del sitio de administración de datos. Sin embargo, debido a los datos y comandos de control son más accesibles (la cabecera del AMI debe interactuar con una variedad de otros sistemas) y porque el personal con más conocimientos potenciales tiene acceso a ella, esta zona tiene problemas de integridad adicionales. En primer lugar, son los errores involuntarios o por descuido que son inevitables en cualquier sistema y con alguno de los participantes humanos. Pero además están las amenazas de los empleados disgustados, que a menudo son mucho más peligrosas ya que estos empleados saben exactamente qué hacer para causar el máximo daño y como evitar ser detectado o al menos la forma de hacer daño significativo antes de que se detecte o detuviese.

En la cabecera de AMI, los datos de medición pueden modificarse, cayendo en un cubo de bits, o remplazado con datos aparentemente válidos. Desde la cabecera de AMI, los comandos pueden ser enviados a cambiar las señales de precios, demanda (o negar) las acciones de control de carga, para restablecer medidores, o para conectar/desconectar las cargas y la generación distribuida. Peor aún, los certificados de seguridad podrían verse comprometidas de manera que algunas de estas actividades nefastas también podrían iniciarse a partir de un sitio del cliente o en la red AMI.

3.11.4. Disponibilidad

La dimensión de seguridad disponibilidad garantiza que no hay denegación de acceso autorizado a elementos de la red, la información almacenada, los flujos de información, servicios y aplicaciones debido a hechos que afecten a la red. Las soluciones de recuperación de desastres se incluyen en esta categoría.

En el pasado, la disponibilidad de lecturas del medidor no se ha planteado como un gran problema, ya que en los servicios de rutina se estiman lecturas del medidor cada vez que no se puede acceder a ellos. Sin embargo, con mucho más que lecturas de los medidores que se intercambian entre las instalaciones del cliente y los servicios públicos en los sistemas AMI, la disponibilidad de esta información y comandos de control se ha vuelto crucial.

3.11.5. Comunicaciones con Sistemas Remotos

Dentro de los medidores inteligentes, las causas más comunes de la menor disponibilidad incluyen la falta de algún componente, incluyendo el daño físico, problemas de software y las comunicaciones internas, así como la manipulación humana del medidor, posiblemente en un intento de cambiar las lecturas por desconectar el medidor o "hacer retroceder el contador". Aunque la mayoría de estos problemas no pueden evitarse completamente (aunque se pueden tomar medidas para minimizar su ocurrencia), la clave para la gestión de cualquier disminución en la disponibilidad de los medidores inteligentes es la detección, junto con las evaluaciones de las causas probables. Esta detección puede incluir el diagnóstico, detección de intrusión física, y detección de intrusos cibernéticos.

En la puerta de enlace de los clientes, la disponibilidad es también una cuestión crucial, ya que las señales de precios y control de carga o de otros comandos de generación distribuida puede tener importantes repercusiones financieras en el cliente. Además de la pérdida de acceso a la puerta de enlace de los clientes la posibilidad de causar graves problemas eléctricos en el sistema eléctrico si un gran número de puertas de enlace o gateway de los clientes no están disponibles en los momentos críticos. Para claves de puertas de enlace del cliente, la redundancia puede ser necesaria para alcanzar la disponibilidad deseada, mientras que para las

puertas de enlace de clientes, detección de la menor disponibilidad puede ser el más importante.

La red de AMI supone un desafío adicional ya que la disponibilidad de canales de comunicación, incluso redundantes o malla por sí tienen muchos puntos de fallo y, a menudo experimentan una disminución de la disponibilidad en el ámbito local debido a la interferencia de radio, cables cortados, la degeneración camino, la pérdida de ancho de banda, etc.

Además de las fallas de telecomunicaciones abierta, la disponibilidad de la red de AMI pueden verse seriamente afectados por las sobrecargas de tráfico. En particular, si una interrupción del sistema de energía afecta a millones de clientes, "el último suspiro" alarmas de corte podría inundar la red de AMI. Si esta red AMI también se está utilizando para gestionar la generación distribuida o automatización de la distribución u otras funciones críticas, entonces la información podría no ser capaz de pasar de una manera oportuna. Por lo tanto, la gestión de la disponibilidad de los recursos de la red de emergencia o AMI durante los momentos críticos es más importante que la detección de la menor disponibilidad. Problemas de disponibilidad en la cabecera de AMI a menudo se reflejan en el diseño inicial del sistema, ya que los sistemas AMI son aún nuevos.

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO DE UN PROYECTO PILOTO AMI.

4.1. SUPUESTOS CONSIDERADOS

El sector eléctrico del Ecuador ha sufrido recesión durante varios años, por lo cual se han producido problemas como saturación de redes, transformadores, falta de energía propia para cubrir la demanda en las horas pico, pérdidas técnicas y no técnicas, mala calidad de energía. Es aquí donde el proyecto AMI puede ayudar en el sector de distribución en la reducción de valores de pérdidas técnicas y no técnicas principalmente, reducción y/o eliminación de partes del proceso de facturación (automatización de procesos de la distribuidora) tales como la toma de lectura, corte y reconexión.

Considerando estos factores que producen deficiencia en el sector de distribución y con base en el Balance de Energía elaborado por el CONELEC que se presenta en el ANEXO 2, en este estudio se presentan las variables en las que AMI interviene, dentro de las cuales tenemos: a) Disminución de pérdidas no técnicas, b) Eliminación de toma de lecturas, conexión y reconexión automática, c) Aumento en la facturación, d) Comunicación bidireccional entre el usuario; y, e) la distribuidoras a través de un portal.

Además de lo mencionado y según lo dispuesto en el Art.1 del Mandato Constituyente No. 15, se establece que: "... Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constaran obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se consideran aportes de capital de dicha Institución", por tal motivo, se considera que la inversión para la ejecución de este proyecto será financiada por el Estado."

Para el presente estudio se consideran dos distribuidoras del país seleccionadas por ser las que representan los niveles más altos de consumo, la Unidad Eléctrica Guayaquil (UEG) representa el 28,25% de la demanda de energía y la empresa eléctrica Quito (EEQ) el 21,57% de la demanda. Además en estas dos distribuidoras se puede observar diferencia notables entre la cantidad de pérdidas no técnicas de

cada una, estas pérdidas son muy importantes en nuestro estudio porque nos mostraran el efecto de controlar estas pérdidas en las dos empresas.

Entonces tenemos a la EEQ distribuidora con el 7,91% de pérdidas totales, de las cuales el 1,02 son perdidas no técnicas mientras que la UEG distribuidora con 16,81% de pérdidas totales, de las cuales el 8,02% son pérdidas no técnicas. En el estudio se presenta un proyecto piloto para las dos distribuidoras antes mencionadas con una muestra en cada una de 2000 usuarios y para un tiempo de recuperación de la inversión de 5 años.

Los escenarios para el presente estudio se muestran a continuación:

- El primer escenario considera que la aplicación de AMI será en la red de bajo voltaje sin cable pre-ensamblado, es decir se utiliza la misma red de baja voltaje ya instalada. Este escenario, se acopla a sectores en los que no es común la conexión directa en la red de baja tensión, pero si es frecuente las derivaciones en la acometida o manipulación de medidores.
- El segundo escenario considera que la aplicación de AMI será realizando el cambio de la red de bajo voltaje desnuda por cable pre-ensamblado. Este escenario se acopla a sectores donde es común la conexión directa en la red de baja tensión, derivaciones en la acometida y manipulación de medidores.

El sistema AMI a ser implementado considerará el proveedor ELSTER, por tener presente en el mercado Ecuatoriano equipos similares que brindan las características requeridas y por cumplir con las exigencias de la normativa Ecuatoriana en lo que respecta a proveedores.

4.1.1 Tasa de Descuento

La Tasa de Rendimiento para el presente estudio será la que corresponde a la tasa de descuento asumida por SENPLADES para evaluar los proyectos de inversión presentados por los estamentos del Gobierno y la cual corresponde al valor del 12%.

4.1.2. Forma de Pago de la Inversión

De acuerdo a la normativa jurídica del sector eléctrico ecuatoriano, la inversión para este tipo de proyectos es efectuada por el Estado, a través del Presupuesto General del Estado. Además los proyectos de inversión para la etapa de distribución en el sector eléctrico ecuatoriano, deben ser aprobados por el Ministerio encargado del sector eléctrico.

Por lo expuesto, las distribuidoras elaboran y presentan de forma anual el programa de obras de expansión de sus sistemas de distribución, con el objeto de que sean analizados por el CONELEC para su posterior aprobación.

En este contexto, el Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020 del CONELEC, permite conocer los sectores y la cantidad estimada de la inversión realizada a nivel nacional, dicha cantidad asciende a *10.931'172.384 dólares para el período en cuestión.*

Además, de acuerdo a lo presentado en el Plan de Expansión, se conoce que el total de las inversiones para el período 2009-2020 para la globalidad de los sistemas de distribución asciende aproximadamente a USD 2.534 millones, aproximadamente, cuyo desglose por cada componente del sistema se indica a continuación.

ELEMENTOS DEL SISTEMA		MONTO (USD)
Líneas de Sub transmisión	LS	164.377
Subestaciones	SE	265.898
Circuitos Primarios	CP	340.088
Transformadores de Distribución	TD	203.605
Redes Secundarias	RS	279.723
Alumbrado Publico	AP	104.155
Acometidas	AC	199.272
Medidores	ME	383.102
Inversiones Generales	IG	593.605
TOTAL DEL PERIODO 2009 - 2010		2.533.825

Tabla No. 4: Total de inversiones de las distribuidoras periodo 2009-2020

Fuente: Plan de expansión 2009-2020

De la tabla antes mostrada, se puede concluir que el mayor porcentaje de inversión que prevén realizar las distribuidoras, para el periodo 2009–2020, se relaciona con lo siguiente:

- Expansión de redes de distribución (circuitos primarios, transformadores de distribución y redes secundarias), equivalente al 33% del total de la inversión.
- En Inversiones generales (Comercialización, Administración General, Sistemas de Control y Otros) tenemos el 23% .
- Proyectos de subtransmisión (líneas de subtransmisión y subestaciones) participan con un porcentaje de 17%.
- Inversión en medidores corresponde el 15%.
- Inversión en acometidas el 8%.
- Inversión en alumbrado público corresponde el 4%, el cual consiste básicamente en ampliaciones del sistema, luminarias deficientes, cambio de luminarias de mercurio a sodio y mejoras de varias áreas urbanas y rurales.

4.2. Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos (de inversión, operación y mantenimiento)

4.2.1. Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas

Para la determinación de la energía por pérdidas, el presente estudio se basa en el informe denominado como “Balance de Energía y Pérdidas en Sistemas de Distribución”, publicado por el CONELEC en la Estadística anual del Sector Eléctrico. Mostrado en el ANEXO 4.

El “Balance de Energía y Pérdidas en Sistemas de Distribución”, está referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los clientes finales.

De estas pérdidas tenemos dos tipos: técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son las que se producen en elementos de la distribución, tales como transformadores, conductores, etc.; mientras que las pérdidas no técnicas (PNT), son las que se refieren a algún tipo de fraude, por lo general se presentan cuando se altera o anula la medición de la energía adquirida por el consumidor. En la siguiente tabla se muestra la proyección basándose en las pérdidas no técnicas de las dos distribuidoras seleccionadas en este estudio.

Distribuidora	Total clientes	Perdidas no técnicas anual(kWh)	Precio del kWh sin subsidio (USD/kWh)	Costo de pérdidas anual(USD)	% en función de la muestra	Perdidas en función de la muestra anual(kWh)	Perdidas anual en función de la muestra(USD)
EEQ	849 080	37 100 000	0,12	4 452 000	0,24	89 040	10 684,80
UEG	567 007	373 200 000	0,12	4 478 4000	0,35	1 306 200	156 744,00

Tabla No. 5 Costo de pérdidas no técnicas en función del proyecto de 2000 clientes.

El estudio presenta un proyecto piloto de 2000 clientes realizamos un prorrateo para conocer a que porcentaje corresponde los 2000 usuarios con respecto al total de clientes, en donde observamos que corresponde al 0,24% en la EEQ y al 0,35% en la UEG, luego para calcular las pérdidas de energía en función de la muestra:

$$\text{Perdidas de energia en funcion de muestra} = \frac{\text{Perdidas no tecnicas anual kWh}}{\% \text{ en funcion de la muestra}}$$

Para calcular el costo de estas pérdidas en función de la muestra multiplicamos el precio del kWh sin subsidio (USD/kWh) por las pérdidas de energía en función de la muestra (kWh).

Por lo tanto se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de USD 10684,80 para la EEQ y de 156744 para la UEG por concepto de recuperación de energía de pérdidas no técnicas.

4.2.2. Automatización de procesos

4.2.2.1. Ahorro por toma de lecturas

El costo que representa la toma de lecturas de las dos distribuidoras de energía eléctrica seleccionadas para el proyecto piloto AMI, se muestra en la siguiente tabla. Para la EEQ, este costo corresponde al Plan 3000 sobre toma de lecturas, dicho valor asciende a 0,16 (USD c/kWh); y, para el caso de la UEG se tiene un promedio de 0,21 (USD c/kWh) por concepto de toma de lecturas. ANEXO 5.

Para fines del estudio se realiza con un valor de 0,20 (USD c/kWh), debido a que es el más aproximado en el sector eléctrico ecuatoriano se asume este valor para las dos Distribuidoras.

Distribuidora	Cantidad de clientes	Costo unitario por lectura mensual (USD)	Costo de toma de lecturas anual (USD)
UEG	2000	0,2	4 800
EEQ	2000	0,2	4 800

Tabla No. 6: Ahorro por toma de lecturas

En consecuencia anualmente el proyecto piloto generaría un ahorro de US\$ 4800 por concepto de toma de lecturas para cada una de las distribuidoras del análisis.

4.2.2.2. Ahorro por pago de corte y reconexiones

En el caso de cortes y reconexiones existe un ahorro en energía y consecuentemente de dinero, debido a que con la implementación de AMI el corte y reconexión se realizan de manera remota evitando la demora en el corte o reconexión y el envío de personal. Se estima que el 5% del total de los clientes de las empresas incurren en corte o reconexión de energía. Este porcentaje se muestra en el ANEXO 6.

Para determinar el costo por corte y reconexión nos basamos en datos de contratistas ANEXO 5.

Distribuidora	Cantidad de clientes	Porcentaje %	Clientes en función del porcentaje	Costo unitario de corte y reconexión (USD)	Total por corte y reconexión (USD)
UEG	2000	5	100	2,13	213
EEQ	2000	5	100	2,13	213

Tabla No. 7: Costo por corte y reconexión.
Fuente: Resumen de Gestión EEQ- Porcentaje cortes y reconexión.

Por lo tanto por concepto de corte y reconexión se tiene un costo de 213 USD en cada una de las distribuidoras antes mencionadas para efectos del estudio.

4.2.3. Aumento en la facturación

La implementación de este proyecto piloto supone la utilización de medidores inteligentes, los cuales poseen mayor precisión y exactitud que los medidores electromecánicos, lo que representa un aumento en la energía que es facturada mensualmente.

Para el análisis, se establece un porcentaje de incremento en la facturación menor al programa denominado “SISTEMA DE MEDICIÓN CENTRALIZADO DE ESTADO SOLIDO DE BAJO COSTO” realizado por la Eléctrica de Guayaquil (Ciudadela el Recreo, en el cantón Duran). Este proyecto consta de 432 usuarios, en el cual se utilizó 38 concentradores. Obteniéndose como resultados:

Total de registro de energía Sistema de Medición Centralizada	Sistema tradicional de medición electromecánica	Porcentaje de recuperación
147.631 kWh	123.590 kWh	16,2 %

Tabla No. 8: Porcentaje de recuperación UEG.

Fuente: UEG, Sistema de medición centralizado de estado sólido de bajo costo.

Entonces el porcentaje de recuperación es el siguiente:

$$\%Recuperacion = \left(1 - \frac{123.590}{147.631}\right) * 100 = 16,2\%$$

En este contexto, con base al **PLAN ESTRATÉGICO 2010 – 2014 DE LA UNIDAD ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL** que tiene entre sus principales alcances: a) Ampliar la Cobertura de la Eléctrica de Guayaquil; y, b) Mejorar el control del robo de energía. Se puede notar que una de las metas de este plan es aumentar la facturación en un 7,2 %.

Por lo tanto para el estudio de AMI, en las dos empresas distribuidoras, se utilizará un porcentaje menor al obtenido en el proyecto “SISTEMA DE MEDICION CENTRALIZADO DE ESTADO SOLIDO DE BAJO COSTO” y similar al valor del **PLAN ESTRATÉGICO 2010 – 2014 DE LA UNIDAD ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL**; es decir que se utilizará un valor de 7%.

4.2.4. Valoración del impacto positivo

Un aspecto importante a considerar es el impacto positivo de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI en los dos proyectos pilotos de las dos Empresas de Distribución de Energía Eléctrica asó como para los usuarios finales; en la siguiente tabla se detalla de forma general los beneficios que contribuye AMI.

INTERESADOS	IMPACTO	MOTIVO
Beneficios al usuario	+	Mejor servicio al usuario
		Mejora la calidad de servicio comercial.
Departamento de control de perdidas	+	Optimización del control de pérdidas no técnicas.
Departamento de Lectura y Facturación	+	Lecturas confiables de los consumos, aumenta la calidad de facturación al cliente.
Cumplimiento de la Regulación N001/04	+	Mejora de varios índices de calidad.
Área de Planificación	+	Perfiles de carga y balances energéticos más precisos.
Red de distribución	+	Información inmediata sobre el estado de la red.
Desarrollo tecnológico de las distribuidoras EEQ, UEG	+	Facilita la integración con sistemas: GIS, SCADA, OMS.
Imagen	+	Empresa brinda novedosos servicios inteligentes.
Mejora Operativa de la empresa	+	Automatización de procesos (lectura, corte y reconexión de medidores)
Otros proveedores de servicios públicos Gas, agua.	+	Posibilidad de proveerse de la red de comunicaciones.

Tabla No. 9: Impacto positivo de la implementación de AMI.

Fuente: U.S. Department of Energy, 2008.

La tabla anterior muestra el impacto positivo en los ámbitos señalados, estos beneficios adicionales deberían valorarse económicamente, pero debido a la cantidad

de variables que actualmente no son cuantificables para establecer un beneficio, se ha estimado este impacto positivo en 1% del valor de la inversión inicial.

4.3 Costos

4.3.1. Costo de la Inversión Inicial

La inversión inicial presenta el valor más alto de los costos en el proyecto, debido a que la compra de equipos y software necesarios son elevados. De los equipos necesarios para AMI en este proyecto que presentan costos elevados tenemos al Smart Meter y elementos asociados a la utilización del software. Además según la tendencia mundial, es necesario que en paralelo a la implementación de AMI se instale la plataforma MDM, como servicios para la gestión e integración de datos, de esta manera se recomienda la adquisición de estas dos soluciones en conjunto. Como referencia de valores de los equipos tenemos el ANEXO 7.

Considerando las experiencias de consultores internacionales, ejecutivos de la empresas de servicio, vendedores, se puede estimar que los componentes de un sistema MDM abarca el 10% de los costos de AMI.

Por lo expuesto en el párrafo inmediato anterior, se estima que el costo de la plataforma MDM para el despliegue que se pretende, se basarían en los costos que se muestran en la siguiente tabla.

EQUIPO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (\$)	COSTO TOTAL
Smart Meter ELSTER	2000	158	316000
Concentrador ELSTER	10	3300	33000
Software de Gestión de datos	1	8000	8000
MDM	1	31600	31600
Instalación	2000	16	32000
Operación y Mantenimiento	1	4000	4000
		TOTAL	424600

Tabla No. 10: Costo de inversión inicial para el escenario 1, EEQ y UEG
Fuente: Autores

EQUIPO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Smart Meter ELSTER	2.000,0	158,0	316.000,0
Cable Pre-ensamblado(Km)	0,9	2.520,0	2.261,6
Software de gestión de datos	1,0	8.000,0	8.000,0
Conector	4.000,0	2,2	8.800,0
Concentrador ELSTER	10,0	3.300,0	33.000,0
MDM	1,0	31.600,0	31.600,0
Instalación	2.000,0	16,0	32.000,0
Operación y Mantenimiento	1,0	4.000,0	4.000,0
TOTAL			435.661,6

Tabla No. 11: Costo de inversión inicial para el escenario 2 EEQ

Fuente: Autores

EQUIPO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO(\$)	COSTO TOTAL (USD)
Smart Meter ELSTER	2.000,0	158,0	316.000,0
Cable Pre-ensamblado(Km)	9,9	2.520,0	24.906,4
Software de gestión de datos	1,0	8.000,0	8.000,0
Conector	4.000,0	2,2	8.800,0
Concentrador ELSTER	10,0	3.300,0	33.000,0
MDM	1,0	31.600,0	31.600,0
Instalación	2.000,0	16,0	32.000,0
Operación y Mantenimiento	1,0	4.000,0	4.000,0
TOTAL			458.306,4

Tabla No. 12: Costo de inversión inicial para el escenario 2 UEG

Fuente: Autores

Además se considera que el valor por operación y mantenimiento del sistema es de 2 USD, Ver ANEXO 4, por cada medidor instalado, esto debido a que para esta cantidad de usuarios se necesita de por lo menos un operador del sistema, un auxiliar de operación y personal para mantenimiento.

Cargo	Cantidad personas	Salario (USD)	Total (USD)
Operador del sistema	1	1 200	1 200
Auxiliar de operación	2	800	1600
Personal de mantenimiento	2	600	1 200
TOTAL			4000

Tabla No. 13: Personal para operación y mantenimiento
Fuente: Autores

Entonces para 2000 clientes tenemos que el costo aproximado por operación y mantenimiento es de 4000 USD.

4.4. ESCENARIO 1

Considerando la red de baja tensión sin cable pre-ensamblado, es decir se utiliza la misma red de bajo voltaje actual.

Este escenario, se acopla a sectores en los que no es común la conexión directa en la red de bajo voltaje, pero si es frecuente las derivaciones en la acometida o manipulación de medidores.

4.4.1. Flujos Financieros y Económicos

El flujo financiero de fondos se presenta a continuación se obtiene calculando los ingresos estimados en el numeral 4.1 y, considerando la inversión total.

AÑOS	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	INGRESOS	FLUJO NETO
-	424.600,0			424.600,0
1	-	4.000,0		4.000,0
2	-	4.000,0		4.000,0
3	-	4.000,0		4.000,0
4	-	4.000,0		4.000,0
5	-	4.000,0		4.000,0
TOTAL	424.600,0	20.000,0		444.600,0

Tabla No. 14: Flujo financiero UEG y EEQ
Fuente: Autores

4.4.2. Flujos económicos

Uno de los principales beneficios del proyecto es el ahorro por pedidas no técnicas. Así, el flujo económico de fondos que se presenta a continuación se obtiene sumando el total del beneficio por ahorro de pérdidas no técnicas, ahorro por corte y reconexión, aumento en la facturación, impacto positivo.

AÑOS	INVERSIÓN TOTAL		BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO
	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	AHORRO POR TOMA DE LECTURAS (USD)	RECUPERACIÓN PERDIDAS NO TÉCNICAS (USD)	AHORRO POR CORTE Y RECONEXIONES (USD)	IMPACTO POSITIVO	
-	424.600,0						- 424.600,0
1	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.246,0	162.003,0
2	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.246,0	162.003,0
3	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.246,0	162.003,0
4	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.246,0	162.003,0
5	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.246,0	162.003,0
TOTAL	424.600,0	20.000,0	24.000,0	783.720,0	1.065,0	21.230,0	385.415,0

Tabla No. 15: Valoración económica del proyecto en UEG
Fuente: Autores

AÑOS	INVERSIÓN TOTAL		BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO
	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	AHORRO POR TOMA DE LECTURAS (USD)	RECUPERACIÓN PERDIDAS NO TÉCNICAS (USD)	AHORRO POR CORTE Y RECONEXIÓN (USD)	IMPACTO POSITIVO	
0	424600,0						-424600,0
1	0,0	4000,0	4800,0	10684,8	213,0	4246,0	15943,8
2	0,0	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.246,0	15943,8
3	0,0	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.246,0	15943,8
4	0,0	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.246,0	15943,8
5	0,0	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.246,0	15943,8
TOTAL	424600,0	20000,0	24000,0	53424,0	1065,0	21230,0	-344881,0

Tabla No. 16: Valoración económica del proyecto en EEQ
Fuente: Autores

4.4.3. Indicadores económicos y sociales

4.4.3.1. Valor Actual Neto

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. El método del valor Actual neto incorpora el valor del dinero en el tiempo en la determinación de los flujos de efectivo netos del negocio o proyecto, con el fin de poder hacer comparaciones correctas entre flujos de efectivo en diferentes periodos a lo largo del tiempo.

El valor del dinero en el tiempo está incorporado en la tasa de interés con los cual se convierten o ajustan en el tiempo, es decir, en la tasa con la cual se determina el valor presente de los flujos de efectivo del negocio o proyecto.

Si el valor presente de las entradas de dinero es mayor que el valor presente de las salidas de dinero, de un negocio o proyecto, dicho negocio es rentable. Caso contrario no es rentable.

Todos los beneficios deben ser llevados a valor presente mediante la siguiente ecuación:

$$VP (B) = \sum_{K=0}^n \frac{B_K}{(1+r)^n}$$

Dónde:

VP (B): Valor presente de los beneficios.

Vk: Beneficios en el año K.

r: Tasa de descuento, considerada el 15%.

n: Vida útil del proyecto.

Cuando el VAN es negativo, quiere decir que el proyecto no es rentable; cuando el VAN es igual a cero, significa que se ha recuperado la inversión y si es un valor mayor a cero se ha alcanzado un excedente económico y por lo tanto, el proyecto es rentable

4.4.3.2. Tasa Interna de Retorno TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es un método que proporciona otra medida de la rentabilidad de un negocio o proyecto.

La tasa interna de rendimiento de un negocio o proyecto equivale a la tasa de interés que dicho negocio o proyecto le va a dar a la persona que invirtió su dinero.

Así como, la tasa de interés de un banco proporciona una medida de la rentabilidad de la inversión en dicho banco, así también, la Tasa interna de Rendimiento de un negocio o proyecto proporciona otra medida de la rentabilidad de la inversión en dicho negocio o proyecto.

La tasa interna de rendimiento es la tasa de interés que hace que el valor presente del flujo operativo neto sea igual al valor presente de la inversión neta.

La tasa interna de rendimiento es la tasa de interés que hace que el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo del negocio o proyecto sea igual a cero.

A continuación presentamos los índices obtenidos del estudio realizado para el proyecto piloto.

Indicadores económicos para la UEG

VAN	159.384,6 USD
TIR	26,27%
RBC	1,867

Indicadores económicos para la EEQ

VAN	- 367.126,17 USD
TIR	-38%
RCB	0,2

4.4.3. Análisis de sensibilidad

Los indicadores resultantes de la evaluación económica del proyecto, son sensibles a las variaciones de la cantidad de clientes incluidos en el proyecto, debido a que esta variable afecta que afecta directamente al costo de las pérdidas no técnicas, costo de equipos, cortes y reconexión, impacto positivo.

	Número de clientes	VAN	TIR	RCB
ALZA	400000	34.307.135,04 USD	27,57%	1,914
ALZA	200000	15.595.877,11 USD	26,23%	1,865
ALZA	10000	843.912,90 USD	27,28%	1,904
PROYECTO	2000	159.384,56 USD	26,27%	1,867
BAJA	1000	83.908,29 USD	26,72%	1,884

Tabla No. 17: Análisis de Sensibilidad UEG, escenario 1

Fuente: Autores

Debido a que el VAN es negativo y la TIR es menor que la tasa de rendimiento, no se considera necesario realizar análisis de sensibilidad para la EEQ.

4.5. ESCENARIO 2

Para este escenario se considera el cambio de la red tradicional de bajo voltaje por cable pre-ensamblado, a un costo unitario de 2,52 (USD/m), ANEXO 5. Para este escenario se considera la longitud según el porcentaje de usuarios de la muestra.

Empresa	Año	Tipo de Red	Km	Longitud considerada %	Longitud considerada	Costo Unitario (USD/Km)	Costo Total (USD)
EEQ	2011	Monofásica	381	0,24	0,897441937	2520	2261,55
UEG	2009	Monofásica	2802	0,35	9,883475865	2520	24906,4

Tabla No. 18: Longitud de red monofásica de las distribuidoras seleccionadas
Fuente: Estadísticas del sector eléctrico Ecuatoriano-Redes de bajo voltaje de las distribuidoras

Este escenario se acopla a sectores donde es común la conexión directa en la red de baja tensión, derivaciones en la acometida y manipulación de medidores.

4.5.1. Flujos Financieros y Económicos

El flujo financiero de fondos se presenta a continuación se obtiene calculando los ingresos estimados en el numeral 4.1 y, considerando la inversión total.

AÑOS	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	INGRESOS	FLUJO NETO
-	458.306,4			458.306,4
1	-	4.000,0		4.000,0
2	-	4.000,0		4.000,0
3	-	4.000,0		4.000,0
4	-	4.000,0		4.000,0
5	-	4.000,0		4.000,0
TOTAL	458.306,4	20.000,0		478.306,4

Tabla No. 19: Flujo Financiero UEG
Fuente: Autores

AÑOS	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	INGRESOS	FLUJO NETO
-	435.060,3			435.060,3
1	-	4.000,0		4.000,0
2	-	4.000,0		4.000,0
3	-	4.000,0		4.000,0
4	-	4.000,0		4.000,0
5	-	4.000,0		4.000,0
TOTAL	435.060,3	20.000,0		455.060,3

Tabla No. 20: Flujo financiero EEQ
Fuente: Autores

4.5.2. Flujos económicos

Uno de los principales beneficios del proyecto es el ahorro por pedidas no técnicas. Así, el flujo económico de fondos que se presenta a continuación se obtiene sumando el total del beneficio por ahorro de pérdidas no técnicas, ahorro por corte y reconexión, aumento en la facturación, impacto positivo.

AÑOS	INVERSIÓN TOTAL		BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO
	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	AHORRO POR TOMA DE LECTURAS (USD)	RECUPERACIÓN PERDIDAS NO TÉCNICAS (USD)	AHORRO POR CORTE Y RECONEXIONES (USD)	IMPACTO POSITIVO	
-	458.306,4						- 458.306,4
1	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.583,1	162.340,1
2	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.583,1	162.340,1
3	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.583,1	162.340,1
4	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.583,1	162.340,1
5	-	4.000,0	4.800,0	156.744,0	213,0	4.583,1	162.340,1
TOTAL	458.306,4	20.000,0	24.000,0	783.720,0	1.065,0	22.915,3	353.393,9

Tabla No. 21: Valoración económica del proyecto en UEG

Fuente: Autores

AÑOS	INVERSIÓN TOTAL		BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO
	COSTOS DE EQUIPOS (USD)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD)	AHORRO POR TOMA DE LECTURAS (USD)	RECUPERACIÓN PERDIDAS NO TÉCNICAS (USD)	AHORRO POR CORTE Y RECONEXIONES (USD)	IMPACTO POSITIVO	
-	435.060,3						-435.060,3
1	-	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.350,6	16.048,4
2	-	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.350,6	16.048,4
3	-	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.350,6	16.048,4
4	-	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.350,6	16.048,4
5	-	4.000,0	4.800,0	10.684,8	213,0	4.350,6	16.048,4
TOTAL	435.060,3	20.000,0	24.000,0	53.424,0	1.065,0	21.753,0	-354.818,3

Tabla No. 22: Valoración económica del proyecto en EEQ

Fuente: Autores

4.5.3. Indicadores económicos y sociales

A continuación presentamos los índices obtenidos del estudio realizado para el proyecto piloto.

Indicadores económicos para la UEG

VAN	126.893,20 USD
TIR	23%
RCB	1,69

Indicadores económicos para la EEQ

VAN	-377.209,40 USD
TIR	-39%
RBC	0,22

4.5.4. Análisis de sensibilidad

Los indicadores resultantes de la evaluación económica del proyecto, son sensibles a las variaciones de la cantidad de clientes incluidos en el proyecto, debido a que esta variable afecta que afecta directamente al costo de las pérdidas no técnicas, costo de equipos, cortes y reconexión, impacto positivo.

	Número de clientes	VAN (USD)	TIR	RCB
ALZA	400000	27.649.567,96	23,76%	1,730
ALZA	200000	13.812.856,31	23,75%	1,729
ALZA	10000	677.666,51	23,50%	1,720
PROYECTO	2000	126.893,20	22,67%	1,691
BAJA	1000	67.283,68	23%	1,706

Tabla No. 23: Análisis de Sensibilidad UEG, escenario 2

Fuente: Autores

Debido a que el VAN es negativo y la TIR es menor que la tasa de rendimiento, no se considera necesario realizar análisis de sensibilidad para la EEQ.

CONCLUSIONES:

- La situación actual y la proyección futura de las redes eléctricas a nivel mundial indica que los avances tecnológicos tienden a convertir el sistema eléctrico tradicional en una Red Inteligente (Smart Grid), para lo cual una de las primeras acciones es la transformación de la infraestructura existente por una infraestructura de medición inteligente en una robusta y dinámica red del sistema eléctrico, brindando tiempo real, alta velocidad y alta confiabilidad.
- El uso de infraestructuras como AMI debe ser enfocada a poseer interoperabilidad de los sistemas, protocolos abiertos, mediante la adopción y uso de estándares (CIM, IEC 61968/61970, ANSI etc.)
- Basándose en experiencia internacional y en el estudio efectuado en la presente tesis, se identifica que el tipo de comunicaciones entre los elementos que configuran la red inteligente, es uno de los puntos más críticos en una implementación de AMI. Debido a que el tipo de comunicación utilizada afecta directamente en el costo del medidor y por ende en el de los equipos necesarios para realizar el enlace con el sistema de administración de datos. Entonces una forma de no provocar sobre costos a las distribuidoras por la implementación de AMI es la realización de un estudio muy exhaustivo de la densidad de población donde se desee implementar AMI antes de seleccionar el tipo de comunicación.
- La infraestructura de Medición Avanzada (AMI) provee la opción de acceso a datos en tiempo real y bidireccional, control de gestión distribuida, autodiagnóstico y programación, gestión y administración automatizada. Además el medidor pasa de ser un simple equipo de medición a un “PORTAL” de usuario, con lo cual se consigue interacción con el usuario y aplicaciones inteligentes.
- De las tecnologías de comunicación utilizadas actualmente tenemos que Power Line Carrier (PLC), la cual es una de las más utilizadas en áreas de mayor población, debido a su bajo costo de implementación en este tipo de

áreas, mientras que RF es utilizada mayormente en áreas de baja densidad de población.

- Un factor crucial en la decisión de realizar AMI es la regulación del sector eléctrico, principalmente a la zona residencial. En el sector de clientes residenciales lo más óptimo es tener una tarifa dinámica con lo cual se ofrecería diversidad de precios al cliente en función del horario.
- Del análisis económico realizado en el presente estudio, podemos concluir que la inversión en el proyecto piloto para la Empresa Eléctrica Quito no es rentable por que el VAN es negativo, la TIR es menor que la Tasa de Rendimiento y la relación costo beneficio es menor que uno. Mientras que para la Unidad Eléctrica Guayaquil el VAN es positivo, la TIR es mayor que la Tasa de Rendimiento y la relación costo beneficio es mayor que uno, lo que indica que en este caso el proyecto es viable. Además del análisis de sensibilidad realizado para la Unidad Eléctrica Guayaquil, se observa que a mayor cantidad de clientes involucrados en el proyecto el VAN, la TIR, la relación costo beneficio aumentan, lo cual nos indica que a mayor cantidad de clientes se tiene mayor rentabilidad.
- De conformidad con lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15, la fuente de financiamiento para este tipo de proyectos es brindada por el Estado, en tal sentido se concluye que existe un potencial riesgo de presentar complicaciones en la implementación de dichos proyectos por la falta de recursos o demoras en asignación de éstos para cada distribuidora.
- En el Sector Eléctrico ecuatoriano se realizan mejoras importantes en optimización de procesos y por ende de tecnología, uno de estos avances corresponde al “Sistema Integrado de Gestión para la Distribución Eléctrica – SIGDE” el cual siendo promovido y ejecutado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el cual en la primera etapa prevé mejorar los procesos de operación y la calidad del servicio eléctrico. En este contexto, el presente proyecto de Titulación puede servir como un insumo para el desarrollo e implementación del AMI en proyectos pilotos que conciernen al MEER.

RECOMENDACIONES:

- Se recomienda la implantación de procedimientos que hagan posible la participación activa de la demanda, en su caso, de forma que los consumidores no sólo sean informados de los precios para que puedan reaccionar ante los mismos, sino que además contribuyan activamente a la formación de estos precios y puedan proporcionar servicios al conjunto del sistema eléctrico con valor de mercado, como la interrumpibilidad en situaciones de emergencia, o para resolver congestiones, proveer reservas de operación y participar en la gestión de desvíos o de la compensación de energía reactiva.
- El establecimiento a mediano y largo plazo de marcos regulatorios apropiados que den lugar a incentivos para que las empresas comercializadoras de electricidad tomen la iniciativa en proporcionar servicios energéticos al consumidor y en proponer programas de respuesta de la demanda, todo esto de forma paralela con la implementación de dicha tecnología en el sistema eléctrico.
- Se recomienda realizar un análisis técnico y económico sobre los efectos de implementar este tipo de tecnología en el sector eléctrico, con el objeto de que se puedan prever los posibles inconvenientes tanto a nivel regulatorio como político.
- Realizar capacitación a involucrados en temas tales como: normas internacionales, marcos regulatorios, UML y diseños de proyectos pilotos, uso eficiente de la energía.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEC_61968-11 “*Common Information Model (CIM) Extensions for Distribution*”, 2007, p. 13.
- [2] DMTF, *Common Information Model (CIM) Specification, Version 2.0*, March 3rd, 1998,
<http://ftp.dmtf.org/cim/cimdoc20.doc>
- [3] <http://www.uml.org/>
- [4] *Security Risks of an Advanced Metering Infrastructure*, www.csc.com.au
- [5] NEUMANN, Scott ,IEC TC57 WG14
- [6] BOOCH, Grady y Otros, *El Lenguaje unificado de Modelado*, Addison Wesley, 1999
- [7] *Electric Power Research Institute (EPRI), Inc. 2007*
- [8] “*Common Information Model (CIM) for the Control Center Application Program Interface*”, EPRI, Sep., 1998
- [9] Margaret Goodrich, Manager, Systems Engineering SISCO, Inc.,
margaret@sisconet.com
- [10] IEC_61968-9 “*Interface Standart for Meter Reading and Control*” 2007 “*Assessment of Demand Response and Advanced Metering*” (FERC Report 2006).
<http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demandresponse.pdf>
- [11] FERC (2006). Assessment of demand response and advanced metering. Staff report, AD-06-2-000, Federal Energy Regulatory Commission.
- [12] CASTAÑEDA DE LEÓN, María, *Interoperabilidad y Estándares*, Noviembre, 2008,
www.revista.unam.mx/vol.5/num10/art67/int67.htm
- [13] *Concepts, Standards and Recent Deployments in Latin America* John McDonald, P.E. Director, Technical Strategy & Policy Development
- [14] EPRI, *Common Information Model (CIM): CIM 10 Version*, Palo Alto, CA, 2001.
- [15] A. W. McMorran, G. W. Ault, I. M. Elders, C. E. T. Foote, G. M. Burt, and J. R. McDonald, “*Translating CIM XML power system data to IEEE Trans. Power Syst., vol.no. 1, pp. 229–235, Feb. 2004.*”
- [16] CENELEC-Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, es responsable de la estandarización europea en las áreas de *ingeniería eléctrica*.
- [17] HUSSAIN, Zuberi, Master Thesis – *Power line Carrier (PLC) Communication Systems*, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2003
- [18] GARCÍA, Víctor y Otros, *Transmisión de Datos por la Red Eléctrica* ,Universidad de Zaragoza, España, 2008
- [19] CONELEC, Regulación No. 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, Mayo 2001.

- [20] MENDIBURU DIAZ, Henry, A. "Instrumentación virtual industrial" *1^{era}*
.Edición, Indecopy, Perú, Julio 1998
- [21] BANSAL Prateek, BRZEZINSKI Andrew, "*Adaptive Loading in MIMO/OFDM Systems*", Stanford University, 2001.

BIBLIOGRAFÍA ELECTRONICA

- [1] www.epri.com
- [2] www.sparxsystem.com.au/
- [3] www.conelec.gob.ec
- [4] www.uml.org
- [5] www.nema.com
- [6] www.ieee.com
- [7] www.elster.com
- [8] www.telvent.com
- [9] www.itron.com
- [10] www.emeter.com
- [11] www.ansi.org
- [12] www.ge.com

ABREVIATURAS

AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
CIM	Modelo de Información Común
IEC	Comité Eléctrico Internacional
UML	Modelo de Lenguaje Unificado
AMR	Medición Lectura Automática
EPRI	Instituto de Investigación para la Energía Eléctrica
MDM	Gestor de Datos (<i>Meter Data Management</i>)
SOA	Arquitectura Orientada a Servicios
CIS	Sistema Información al Cliente
PLC	Power Line Carrier-comunicación de datos a través de la línea eléctrica.
RF	Radio Frecuencia
CENELEC	Comité Europeo de Normalización Electrotécnica
ETSI	Instituto Europeo de Normalización en Telecomunicaciones
ENS	Energía no Suministrada
ANSI	American National Estándar Institute

ANEXOS

ANEXOS 1

PRINCIPALES PROVEEDORES DE Smart Meter Y MDM

1. Presentación de los principales proveedores de MDM y Smart Meter



La compañía Echelon corporation (NASDAQ: ELON) desarrolla, comercializa y da soporte en el mundo, tiene un estándar abierto, de múltiples aplicaciones de control de energía y plataforma de red. Consta de tecnología para Smart Grid y por ende para AMI. En Smart Meter principalmente realiza la comunicación por PLC, pero tiene como opcional RF.

La solución de Echelon se llama Red de Servicios de Energía (Networked Energy Services NES), y se basa en Smart Meter que soportan el intercambio de información bidireccional a través de la comunicación en maya sobre la línea eléctrica y concentrador de datos.

Una de las implementaciones más grandes realizadas por la compañía será la realizada en la empresa Italiana ENEL SAP, la cual provee la instalación de 30 millones de Smart Meter. También ha realizado grandes proyectos en Europa.

Itron

Itron brinda soluciones integrales de redes inteligentes y distribución inteligente a empresas de servicios eléctricos, de gas y agua alrededor del mundo. Es considerada una de las tres mejores compañías vendedoras de la solución AMI a nivel mundial. La solución integral involucra la medición inteligente y también la infraestructura de comunicaciones. La empresa existe en 60 países y más de 3.000 empresas de servicios utilizan sus productos y servicios.

Los mayores despliegues de Itron involucran acuerdos con grandes empresas como Southern California Edison (SCE), Sempra Energy de San Diego Gas & Electric, Center Point Energy (Houston) y Energy Detroit Edison (DTE).

El acuerdo con Southern California Edison (SCE) es el más importante con la implementación de 4.8 millones de medidores inteligentes y la infraestructura de comunicaciones para el año 2012, por un total de 480 millones de dólares.

Elster.

La compañía Elster está interesada en plantear soluciones integrales que involucran al sector eléctrico, gas y agua potable. Opera en 38 países con sede en USA

Consta como una empresa que brinda soluciones AMI, tanto en medidores inteligentes como en software. La solución de Elster es energy axis y utiliza contadores inteligentes REX (medidor inteligente que permite la fijación de precios a las tarifas en rangos de horarios, registro de perfiles de carga) que utilizan redes de radio frecuencia (RF) en malla de 900Mhz sin licencia, soporta comunicación bidireccional.

General Electric GE

General Electric es una de las compañías más reconocidas a nivel mundial en el sector eléctrico por su gran inversión en tecnología, esta compañía ofrece medidores inteligentes con comunicación bidireccional pero no proporciona la infraestructura de comunicaciones. Con sede en Georgia GE Energy desarrolla soluciones para toda la industria eléctrica, gas, petróleo, entre otros sectores energéticos.

Uno de los proyectos más importantes de GE lo realiza con la empresa Texas Centerpoint, utilizando tecnología WiMax, con la cual se estiman velocidades de transmisión de 1.2Mbits por segundo, lo cual es más rápido que los 100Kbits por segundo de las redes RF.

eMeter

eMeter proporciona el software esencial que permite a las empresas de electricidad, gas y agua aprovechar todas las ventajas de la red inteligente. Empresas de servicios públicos líder en el mundo dependen de software de gestión de eMeter Smart Grid para reducir los costes operativos, mejorar el servicio al cliente y la eficiencia energética en coche. Con la mayoría de los despliegues a gran escala en las asociaciones de la industria y estratégica con Accenture, IBM, Logica y Siemens, eMeter ha construido una reputación para la experiencia sin precedentes que garantiza el éxito de los clientes.

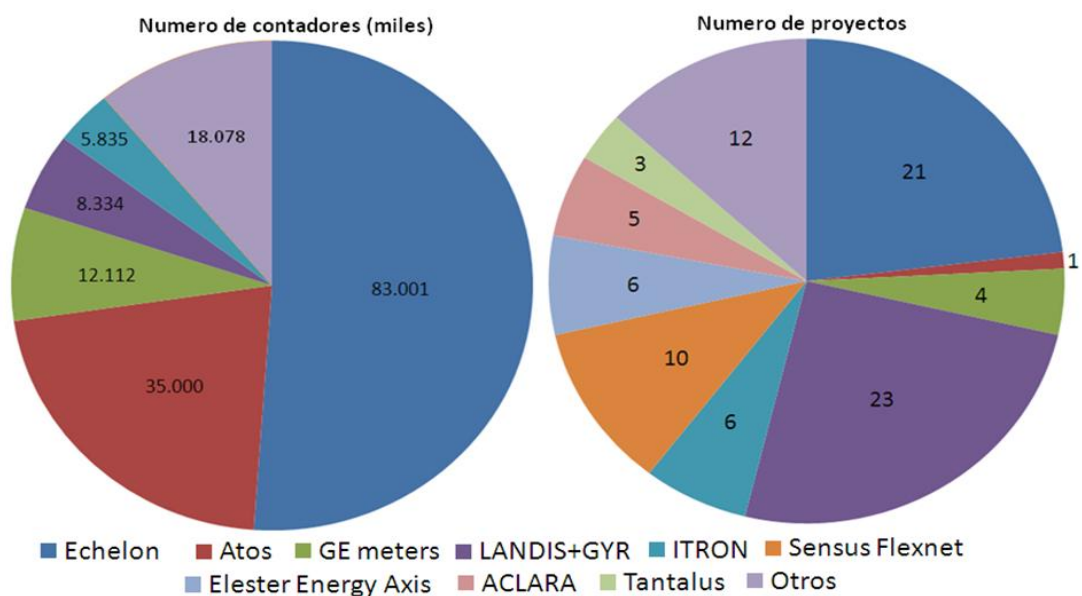
Oracle

Oracle es un sistema de gestión de base de datos objeto-relacional (o ORDBMS por el acrónimo en inglés de Object-Relational Data Base Management System), desarrollado por Oracle Corporation.

Entre los productos de Oracle tenemos: base de datos, aplicaciones comerciales y herramientas de desarrollo de aplicaciones y soporte de decisiones. Oracle es el proveedor mundial líder de software para administración de información, y la segunda empresa de software.

Actualmente incursiona en el mercado eléctrico con uno de los mejores sistemas MDM a nivel mundial por su gran capacidad de respuesta y manejo de grandes volúmenes de información. Dentro de estos tenemos a Oracle Utilities Meter Data Management.

A continuación presentamos un gráfico en el que podemos observar la cobertura en ventas de SM según fabricante a nivel mundial y también el número de proyectos que han realizado cada uno de estos.



Fabricantes de Medidores Inteligentes (SM).

Fuente: RConsultingGroup

En la figura, podemos observar que el fabricante con mayor cantidad de SM en el mercado es Echelon, seguido de Atos, Aclara y los demás. Mientras que si

observamos por proyecto realizado tenemos a Landys+Gir en primer lugar, seguido de Echelon.

2. Proveedores de Meter Data Magnament (MDM)

Dentro de los proveedores mejor posicionados en el mercado para MDM, tenemos los siguientes:

- Oracle
- eMeter
- Itron

En la mayoría de los casos los oferentes MDM también ofrecen Smart Meter, pero en este caso son solo analizados como proveedores de MDM. A continuación presentamos un informe del rating de estos proveedores, con lo cual podremos conocer cómo se encuentran posicionados en el mercado.



Fuente: Pike Pulso Informe

Posicionamiento de los proveedores de MDM

Este informe de investigación evalúa 11 de los proveedores líder en MDM, incluyendo la estrategia de lanzamiento al mercado, cartera de productos, alianzas, innovación, alcance global, cuota de mercado, y poder de permanencia. En la figura, podemos notar que lideran el mercado Oracle, eMeter e Itron.

ANEXO 2

Requerimientos del Smart Meter

2. Requerimientos del Smart Meter.

2.1. Condiciones Específicas

2.1.1. Especificaciones generales

Se requiere de preferencia un sistema integral, que mejore la infraestructura existente, debiendo adoptar en lo posible las características e infraestructura de los Smart Meter instalados por la distribuidora. Sin embargo podrían considerarse ofertas que abarquen alianzas entre empresas en lo que corresponde a la provisión de la infraestructura AMI incluyendo también al software de gestión de la medición Meter Data Management (MDM).

El proceso de instalación de los equipos será responsabilidad de la distribuidora, para lo cual el oferente deberá capacitar al personal operativo para su respectiva instalación.

El sistema en conjunto deberá cumplir con las especificaciones y requerimientos que se presentan a continuación:

2.2. Especificaciones Técnicas

2.2.1. Especificaciones para los medidores eléctricos

Es de vital importancia que los equipos de remplazo posea las características de tamaño, evitando la alteración de la infraestructura actual.

Por lo general los contadores de energía se encuentran ubicados dentro de tableros metálicos o plásticos, de dimensiones y características físicas normalizadas por la distribuidora.

Los medidores que se oferten deben cumplir con las siguientes normas:

- Norma de calidad del producto IP52 y NEMA 4X o superior.
- ANSI C12.1 Código de Medición de Electricidad.
- ANSI C12.10 Aspectos físicos del medidor de energía.
- ANSI C12.18 Especificación del protocolo ANSI tipo 2 para puerto óptico.

- ANSI C12.19 Utilidad industrial de tablas de dispositivos.
- ANSI C12.20 Especifica la exactitud de la medición realizada y los límites de precisión de los medidores electrónicos entre el 0,2% y 0,5%.

Indispensables:

- ANSI C12.21 Especificación de protocolo para comunicación por modem.
- ANSI C12.22 Especificación de protocolo para comunicaciones de redes.

2.2.2. Especificaciones técnicas del Smart Meter

Medición

- Energía, potencia activa (P).
- Máxima demanda de potencia (cada 15 minutos).
- Periodo de discriminación-Capacidad de almacenamiento de datos mínimo para tres meses.
- Capacidad para administrar como mínimo seis periodos de tarifas de almacenamiento de información para tres facturas.
- Con capacidad de programación en el perfil de carga de: energía Activa, reactiva, factor de potencia, demanda y frecuencia.
- Con capacidad de programación en el Perfil de Instrumentación: Corrientes de fase, Voltajes de fase a neutro y línea.

Registro

- Memoria para almacenamiento de la información de al menos 90 KB, en un mínimo de 8 diferentes canales de datos programables.
- Parámetros de calidad (Según regulación No. CONELEC – 004/01)
- Eventos (alarmas, cambios en la factura y fraude).
- El medidor debe tener una pantalla de cristal líquido (LCD) para mostrar en la forma programada los diferentes valores registrados o datos grabados.

Control de poder

- Limitador de potencia.
- Interruptor integrado en el medidor.
- Reconexión automática.

Administración Remota

- La programación de funciones y/o la captura de información registrada, se hará a través de un puerto óptico, o comunicación remota.
- Medición de energía y potencia para cierre de facturas.
- Lectura Remota de parámetros de calidad.
- Modificación de parámetros-tarifas, contratos de potencia, tipo de contrato, etc.
- Sincronización remota.
- Actualización de software.
- Medición remota de eventos.
- Conexión y desconexión remota.
- Capacidad de administrar carga.
- Capacidad de enviar mensajes al consumidor.

Adicionales:

Adicionalmente debe suministrar la siguiente información: prueba de pantalla, número de identificación del medidor, registro del número de veces que se modifica la programación, número de veces y fecha del último reseteo de la demanda.

El medidor debe tener una modalidad de prueba, para programar y mostrar en pantalla al menos lo siguiente: demanda máxima durante la prueba, energía acumulada en el período de prueba, potencia instantánea basada en el muestreo de la corriente y voltaje durante 60 ciclos; Kh de prueba, número de pulsos durante el intervalo de prueba.

El medidor deberá incluir un sistema de auto diagnóstico que indicará las condiciones anormales de operación, ya sea por daño del equipo o programación.

Bajo la modalidad de auto diagnóstico y verificación, deberá suministrar, mediante

un código de errores el problema presente; las corrientes, voltajes y ángulos asociados a cada elemento del medidor, y las magnitudes en la pantalla, deberán mostrar al menos dos cifras decimales.

La función en horario multitarifario (TOU) debe permitir identificar al menos 4 diferentes períodos de operación por día, al menos 4 temporadas anuales y no menos de 16 días feriados en el año.

El medidor debe tener una fuente de energía que le permita conservar la hora cuando exista interrupción del servicio eléctrico. La vida útil de la fuente no menor de 5 años.

El equipo de medición debe tener la capacidad de seguir registrando energía cuando se pierda la fuente de energía que mantiene la hora del medidor.

El medidor debe tener la capacidad de comunicarse vía remota con el MDM.

Software de configuración de medidores

Con el suministro se deberá proveer licencias para el software de programación de los medidores con sus accesorios de comunicación medidor-equipos de programación.

Medios de comunicación

Los medios de comunicación pueden ser:

- Radio frecuencia.
- GPRS /GSM.
- PLC (Power Line Carrier).
- Wi-fi.

2.2.3. Especificaciones técnicas del concentrador.

Estos equipos son concentradores de los datos que se extraen desde los medidores inteligentes. Si la red de comunicación de los concentradores se basa en la tecnología RF, esta debe funcionar sobre frecuencias de uso libre y deberá cumplir con los reglamentos de la superintendencia de Telecomunicaciones del

Ecuador.

A continuación se mencionan las condiciones específicas básicas que deben cumplir los concentradores:

N°	DESCRIPCIÓN	SOLICITADO POR LA EMPRESA
1	TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	120 V / 240 V
2	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	-20% a +10%
3	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	-15° C y 50° C
4	FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz +- 3%
5	FUNCIONAMIENTO AUTÓNOMO	En caso de falta de comunicación con sus servidores, las capacidades de estos equipos, debería garantizar el normal funcionamiento durante el tiempo necesario para restablecer la comunicación.
6	CARCASA	Robustas capacidades para garantizar su uso a la intemperie, soportando las inclemencias del clima. IP 52
7	SEGURIDAD	Disponer de seguridades contra vandalismo e intrusos.
8	ALARMAS	Alarmas contra vandalismo, manipulaciones no autorizadas, falta de energía
9	BATERÍA O PILA DE RESPALDO	Garantizar el funcionamiento continuo por lo menos 4 días sin energía de la red y vida útil de 5 años
10	ALMACENAMIENTO	Capacidades suficientes de memoria para almacenar la información necesaria de los medidores para salvar los daos críticos durante una posible falta o pérdida de comunicación
11	SOPORTE DE COMUNICACIÓN A MEDIDORES	Especificar la cantidad máxima de medidores que soporta el concentrador bajo condiciones adecuadas de comunicación
12	REGISTROS DE AUDITORIA	Capacidad de generar registros sobre la calidad de comunicación para analizar las rutas de comunicación para fines auditoria
13	RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	De forma programada en intervalos minimos de 15 minutos (96 lecturas diarias todos los días calendario desde su implementación). Además se podrá requerir información de un concentrador en cualquier momento.
14	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	Protocolo TCP/IP
15	PUERTO DE COMUNICACIÓN	Los concentradores deberían disponer de un puerto de comunicación RS-232 y/o Ethernet RJ-45, para que en caso de falta de comunicación descargar la información en el sitio.

2.4. Requerimientos de los concentradores de datos (Colectores)

El equipo indicado en el ítem 8 deberá tener las siguientes características y funcionalidades:

- Los concentradores de datos (Colectores) deben de funcionar totalmente autónomos de su comunicación con la central. En caso de haber ausencia de comunicación hacia los servidores ellos deberán trabajar normalmente hasta que se restablezca la comunicación, durante el tiempo 24 horas.
- El diseño y construcción de los concentradores de datos deberá ser de la misma empresa que suministra los medidores eléctricos ofertados.
- Los concentradores de datos (Colectores) deberán aprobar la certificación IP65 (NEMA 4), esta certificación deberá ser obtenida por el equipo completo sin necesitar de un elemento adicional.
- Los concentradores de datos (Colectores) deben tener alarma de seguridad contra intrusos además deben tener seguridades contra vandalismo.
- Deberán de disponer de un circuito de energía de emergencia (backup), además de un sistema de alarma de ausencia de energía. El circuito de energía emergente deberá constar como mínimo de:
 - Cargador de Batería
 - Fusible
 - Bloque de terminales
 - Batería
- Los concentradores de datos (Colectores), deberá disponer de memoria necesaria para almacenar todos los datos que sean necesario de la red, para en

caso de falla de comunicación los datos críticos queden almacenados en el concentrador sin pérdida de datos.

- Los circuitos de protección eléctrica del concentrador de datos deberá contar con;
 - Fuente de energía de 120Vac-240Vac,
 - Supresor de variación de tensiones eléctricas
 - Breakers de circuito
 - Filtro de Frecuencia AC
 - Supresor de variación eléctricas de Ethernet

- El concentrador de datos (Colectores) deberá ser capaz de subministrarle comunicación completa y totalmente funcional a un mínimo de 2,000 medidores.
- La recolección de datos de los nodos deben de ser ejecutados hasta que haya completado la información reportada por los nodos (96 lecturas diarias todos los días calendarios desde su instalación) y además tener la opción de requerir la información de un nodo en cualquier momento en tiempo real.
- Los colectores de datos (Colectores) deben de ser capaces de generar archivos de información de la red con los cuales se pueda analizar las rutas de comunicación de los nodos y la calidad de comunicación de cada uno de los elementos de la red inalámbrica.
- La radio de comunicación del concentrador de datos (Gateway) debe funcionar en bandas de frecuencia de uso libre y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

ANEXO 3

Requerimientos del Sistema de Gestión de Datos (MDM).

3. Requerimientos del Sistema de Gestión de Datos (MDM).

Se requiere un sistema para la recopilación, administración, gestión y análisis, y el equipamiento necesario, para el sistema de medición remota, soporte (servidor, interfaces, equipos de comunicación y otros) que garanticen óptima operación y buen funcionamiento.

El software de gestión de la medición en lo posible debe cumplir con los siguientes requerimientos básicos:

3.1. Gestión de equipos de medición

- Gestión de data registrada por medición remota y las aplicaciones solicitadas por los usuarios.
- Validación de usuario de sistema mediante contraseñas renovables, periódicas y automáticas, así como esquemas de certificados digitales.
- Sincronización del medidor.
- Programación remota del medidor
- Lectura periódica de información instantánea y almacenada en el medidor, definible por el usuario.
- Detección y reporte de alarmas instantáneas y almacenadas.
- Comunicación bidireccional, puede iniciar desde el medidor (ejemplo para indicar alarmas) o desde el centro de control a requerimiento del Usuario.
- Reporte y detección de anomalías en los registros y eventos almacenados en el medidor.
- Detección y reporte de errores y/o mal funcionamiento del medidor y Comunicación.

3.2. Recopilación Masiva

- Lectura recurrente y masiva de los medidores siendo esta automática y parametrizable por el usuario.
- Múltiples intentos de comunicación ante posibles pérdida de información o fallas en el sistema.
- Reanudación automática del proceso en el sistema ante una caída del mismo,

mediante una redundancia en forma pasiva y aprovechando la redundancia del hardware.

- Generación de registros y análisis de eventos para el proceso de lectura.
- Compatibilidad con la mayoría de equipos de medición remota existentes en el país.

3.3. Almacenamiento

- Capacidad de almacenamiento de todos los parámetros de cada medidor remoto en el servidor de la base de datos.
- Capacidad de almacenamiento del registro de eventos, alarmas e incidencias de cada medidor.
- Capacidad de almacenamiento de registros ocurridos durante el proceso de lectura unitario y masivo.
- Registros de información para auditoría (registro de accesos de usuarios y las acciones tomadas en el sistema, etc.).
- La base de datos debe ser Oracle 10G o superior.

3.4. Análisis y Gestión

- Configuración de las distintas tarifas y curvas de carga.
- Análisis de consumo (perfiles de carga, curvas de potencia, energía, factor de potencia, frecuencia, etc.).
- Interface geográfica (GIS) indicando ubicación geográfica de cada punto de medición remota (medidor) permitiendo el monitoreo del esquema de comunicación.

Los medios de comunicación pueden ser:

- Radio frecuencia.
- GPRS/GSM.
- PLC (Power Line Carrier).
- Wi-fi.
- VPN si fuera necesario en alguna ubicación geográfica específica.

3.5. Otros

Otras características mínimas de comunicación sin ser limitativas a ser consideradas por el proveedor son:

- Disponibilidad del servicio: $\geq 99.5\%$.
- Seguridad en la transmisión de data: Detección y prevención de ataques externos, encriptación de la información enviada, certificados digitales entre equipos para la autenticación del emisor y receptor.
- Gestión del servicio: Reportes de uso de la velocidad de acceso y latencia, estadística de uso, determinación de errores de transmisión, fallas de transmisión.
- Importación y exportación de datos (Excel, Access, SQL, etc.).
- Desarrollo de interfaces entre el MDM y el sistema de medición remota existentes, que tienen medidores Nexus y Elster, Landis+Gyr, entre otros e interfaces de comunicación directa como mínimo con las siguientes marcas de medidores inteligentes: G.E, Itron, Landis+Gyr, Elster.
- Lectura y reporte automático mensual (requerido por el usuario), por libros/rutas de lectura, grupos o tipos de clientes.
- Análisis y reporte a nivel de: segmentos de clientes, por libros de lectura, tipo de tarifa, niveles de consumo, circuitos, por transformador de distribución y ubicación geográfica.

Otras Características

- Manejo de perfiles de clientes y usuarios.
- Creación de grupos de clientes y usuarios.
- Interface gráfica para la administración y operación del sistema.
- Interface web enable.
- Servicio de consulta vía web para clientes, evolución de consumo, parámetros de acuerdo a tarifa.
- Generación y registro de mensajes tipo correo electrónico, wap, SMS, etc. A los usuarios del sistema.
- Desarrollo de aplicación para servicio a los clientes de evolución de consumo diario (ejemplo vía correo).
- La plataforma del sistema operativo deberá ser Linux o Superior (Windows).

3.6. Características específicas del MDM

El MDM (Meter Data Management) deberá ser capaz de recibir los datos de las diferentes interfaces de los tipos de medidores que dispone las distribuidoras del país, coleccionar datos de múltiples fuentes; organizar y administrar la información en una base de datos, para ponerla en disposición a otras aplicaciones de las distribuidoras.

3.6.1. Normas Aplicables

El proveedor deberá presentar como mínimo los certificados ISO 9001-2000 (o su versión más actualizada y/o compatible) de diseño, fabricación y pruebas de los equipos.

3.6.1.1. Especificaciones

- El licenciamiento del software del MDM debe ser escalable y presentar ofertas de acuerdo a los rangos de expansión.
- El MDM deberá tener la capacidad de administrar información de los diferentes sistemas de medición remota existentes en las distribuidoras del país.
- El MDM debe tener la capacidad de administrar data de los medidores que se adquieran al proveedor.
- Deberá incluir funcionalidades de validación, edición y estimación (VEE); además, tendrá un módulo de seguridad y auditorias, un módulo para operaciones avanzadas y un módulo de administración.
- El MDM deberá integrarse mediante interfaces con el sistema GIS y sistema comercial de la distribuidora.
- El MDM y los sistemas ofrecidos para su funcionamiento, deben estar certificados o certificar que funcionan con la norma IEC 61968/61970, y deben contar con el modelo semántico XML CIM (Common Information Model), y poder funcionar sobre un bus de interoperabilidad.
- Intercambio de información a través de archivos XML.
- Capacidad de almacenamiento para crecimiento de datos a gran escala, usando una sola instancia de base de datos, con respaldo de datos local.
- Almacenamiento y comunicaciones: Además debe contar con respaldo de datos local, replicación a un sitio remoto y respaldo de comunicaciones, protección

contra virus y protección contra intrusos.

- El tiempo de respuesta para todos los usuarios conectados simultáneamente al MDM debe ser no mayor a 1 segundo en la red local de 1GB.
- El MDM deberá ser capaz de suplir todas las necesidades de las diferentes áreas de la distribuidora.

3.7. Hardware Sistema de Gestión de datos.

3.7.1. Especificaciones Técnicas y Normas generales requeridas

- El hardware suministrado para el MDM deberá ser capaz de soportar toda la información solicitada, con redundancia de servidores tipo "cluster"; la carga total de la aplicación, al máximo número de usuarios solicitados no deberá exceder al 50% de la capacidad de carga de los servidores.
- El hardware deberá ser de 120 VAC \pm 5% y 60 \pm 3 HZ.
- El hardware donde operara el MDM debe garantizar la alta disponibilidad de operación de la solución, es por ello que el mismo debe contar con equipos redundantes en los diferentes segmentos funcionales del sistema, según se detalla a continuación:

3.7.2. Redundancia

Se deberá contar con redundancia en el Servidor de aplicación donde se instalara el MDM, la configuración sugerida es la de aplicación en CLUSTER de por lo menos 2 servidores de datos.

3.7.3. Seguridad

Para garantizar la seguridad del sistema MDM, el acceso al mismo deberá estar protegido por un dispositivo de seguridad (FIREWALL), el mismo debe contar con las siguientes características:

- Protocolos de transmisión de datos: Ethernet, Fast Ethernet.
- Protocolos de red/transporte admitidos IPSec.
- Algoritmos de cifrado DES, Triple DES, AES, SSL.
- Por lo menos 3 interfaces de red con capacidad GB Ethernet.
- Soporte VAN y VLANs.

ANEXO 4

ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO
Balance de energía y pérdidas en sistemas de distribución
2010

4. ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

4.1. Balance de energía y pérdidas en sistemas de distribución

El Balance de Energía en Sistemas de Distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales, así:

La Energía Disponible en el Sistema resulta de sumar:

- Energía comprada en el MEM
- Energía comprada a autogeneradoras
- Energía generada no incorporada al MEM
- Energía comprada a otra distribuidora
- Energía recibida para Terceros.

La Energía Entregada a Clientes Finales resulta de sumar:

- Energía facturada a Clientes Regulados
- Energía facturada a Clientes No Regulados
- Energía entregada a Terceros.

Pérdidas en Distribución = (Energía disponible en el sistema) – (Energía entregada a Clientes Finales)

$$Pérdidas en distribución (\%) = \frac{Pérdidas en distribución}{Energía disponible} \times 100$$

Es importante tener claro que, las *pérdidas de los sistemas de distribución*, se refiere tanto a las pérdidas técnicas del sistema de distribución como a las pérdidas no técnicas o comerciales.

La energía disponible en los sistemas de distribución en el año 2010 fue de 16.824 GWh; de los cuales, 13.769,73 GWh (81,85%) fueron demandados por clientes regulados, 306,88 GWh (1,82%) por clientes no regulados; las pérdidas de energía

fueron de 2747,43 GWh (16,33%); de los cuales 1.499,69 GWh (54,59%) corresponden a pérdidas técnicas y 1.247,73 GWh (45,41%) a pérdidas no técnicas.

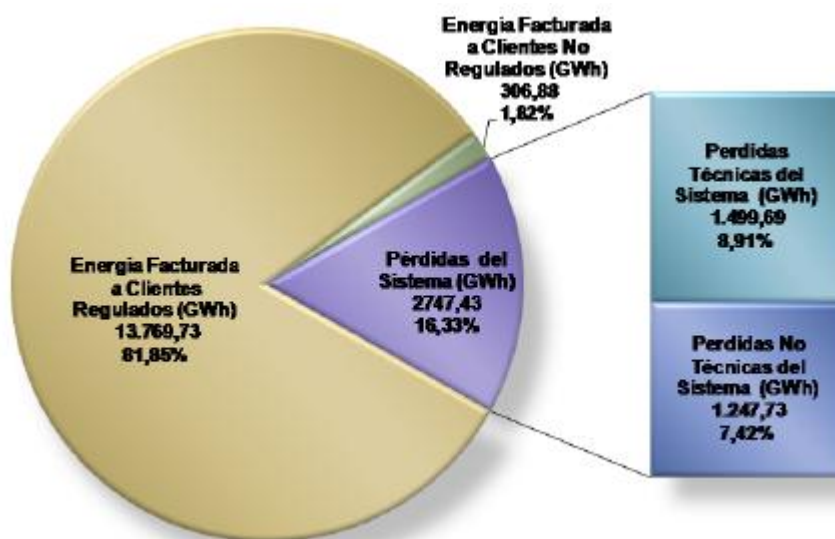


Gráfico 4.1: Participación de la energía disponible de los sistemas de distribución.
Fuente: Estadística del Sector Eléctrico, CONECLEC

Del total de la energía disponible (16.824 GWh), los sistemas de distribución de CNEL tuvieron una participación de 5.757,76 GWh (34,22%), de los cuales, 1.420,61 GWh corresponden a pérdidas de energía.

Del total de la energía disponible (16.824 GWh), los sistemas de las empresas eléctricas tuvieron una participación de 11.066,27 GWh (65,78%), de los cuales, 1.326,82 GWh corresponden a pérdidas de energía.

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes no regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes regulados (GWh)	Perdidas del Sistema (GWh)	Perdidas del Sistema (%)	Perdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Perdidas no Técnicas del Sistema
	CNEL-Manabí	1.283,80	2,51	834,78	446,51	34,78	171,03	275,48
	CNEL-Los Ríos	321,53	-	223,58	97,95	30,46	38,71	59,24
	CNEL-Esmeraldas	430,46	4,02	305,89	120,54	28,00	56,68	63,86
	CNEL-Milagro	578,43	18,06	416,92	143,45	24,80	46,96	96,50
	CNEL Guayas Los Ríos	1.396,13	10,69	1.066,93	318,51	22,81	165,80	152,71
	CNEL-Sucumbíos	196,36	-	149,31	44,05	22,78	25,87	18,18
	CNEL-El Oro	672,99	-	544,75	128,23	19,05	60,53	67,71
	CNEL- Bolívar	64,52	-	53,77	10,75	16,66	7,84	2,91
	CNEL-Sta. Elena	404,05	0,88	339,75	64,32	15,88	46,10	18,22
	CNEL-Sto. Domingo	411,60	7,50	357,81	46,29	11,25	39,64	6,65
Total CNEL		5.757,76	43,68	4.293,48	1.420,61	24,67	659,14	761,47
	Eléctrica de Guayaquil	4.653,98	55,90	3.815,96	782,23	16,81	409,02	373,20
	E.E. Riobamba	271,36	-	235,60	35,75	13,17	24,67	11,08
	E.E. Sur	252,14	0,32	220,29	31,53	12,50	25,15	6,38
	E.E. Norte	456,11	10,38	404,53	51,20	10,99	25,41	25,80
	E.E. Galapagos	32,69	-	29,71	2,98	9,13	2,03	0,95
	E.E. Ambato	473,07	2,13	430,58	40,36	8,53	32,83	7,53
	E.E. Cotopaxi	389,23	63,54	293,17	32,52	8,35	21,31	11,20
	E.E. Quito	3.654,18	128,78	3.236,25	289,15	7,91	252,05	37,10
	E.E. Centro Sur	780,19	2,17	721,62	56,40	7,23	45,00	11,40
	E.E. Azogues	93,34	-	88,63	4,71	5,04	3,08	1,62
Total Eléctricas		11.066,27	263,21	9.478,6	1.326,82	11,99	840,55	486,26
TOTAL NACIONAL		16.824,04	306,88	13.770	2.747,43	16,33	1.499,69	1.247,73

Tabla 4.1: Balance de energía en sistemas de distribución
Fuente: Estadística del Sector Eléctrico, CONELEC, Pag.48

En el Gráfico 4.2 se puede observar, en color verde, a 7 distribuidoras con porcentajes de pérdidas inferiores al 11%, en amarillo a 3 ubicadas entre el 11% y 15%, en naranja a 4 entre el 15% y 20% y en color tomate a 6 que superan el 20%.

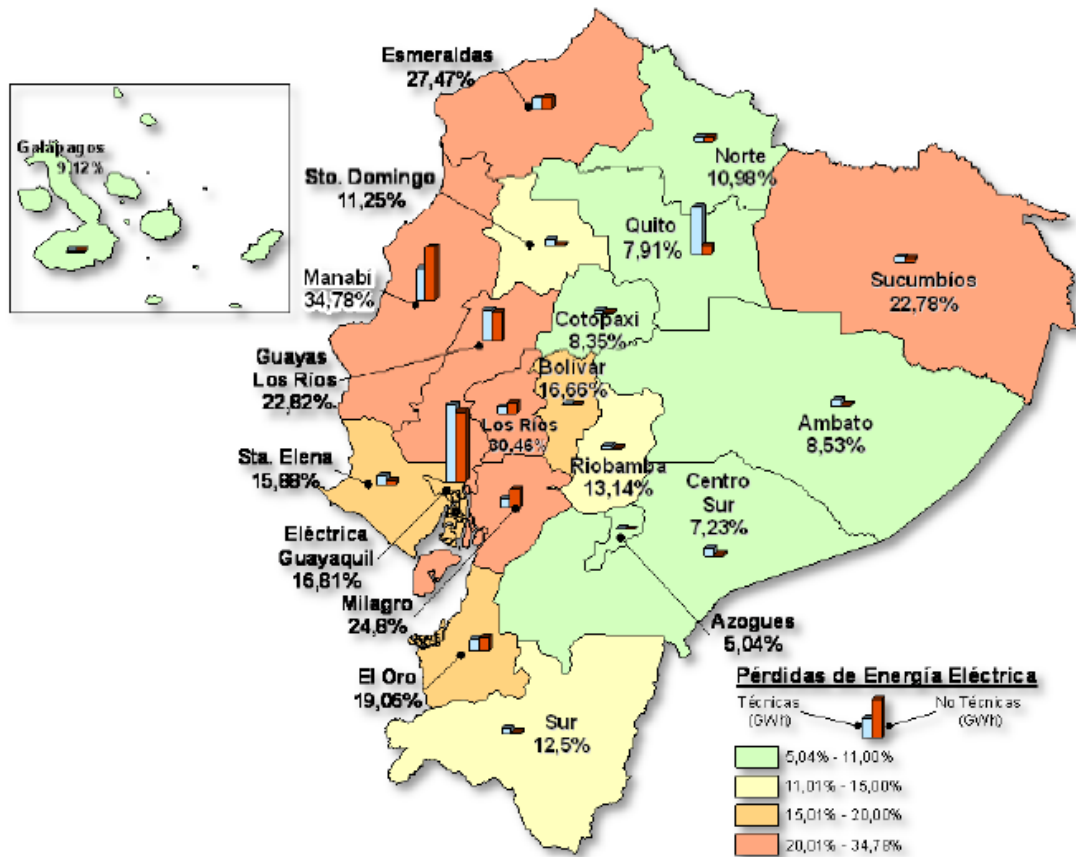


Gráfico 4.2: Pérdidas de energía por distribuidora, a diciembre de 2010.
Fuente: Estadística del Sector Eléctrico, CONELEC, Pag.48

Analizando las magnitudes físicas de las pérdidas de energía eléctrica, es decir los GWh, se puede observar en la Tabla 4.1 que, ciertas distribuidoras, a diciembre de 2010, mantienen valores elevados de pérdidas; y, de manera específica, las **No Técnicas**. Los mayores valores de pérdidas No Técnicas se presentan en la Eléctrica de Guayaquil y en las regionales de la CNEL: Manabí, Guayas-Los Ríos, Milagro, El Oro, Esmeraldas y Los Ríos.

Se identificó una serie de potenciales beneficios para el mercado eléctrico en general debido a los nuevos sistemas de medición. Para el caso de distribución de energía eléctrica, los elementos que más aportan a los beneficios son los ahorros en las labores de medición, atención a clientes y facturación, y también, las menores pérdidas no técnicas que pueden lograrse debido a la capacidad de detección de fraude que ofrece un adecuado uso de la información y los sistemas.

Se determinó el costo de instalación de las nuevas tecnologías de medición, amparándose en supuestos definidos en los estudios de Valor Agregado de Distribución y de Servicios Asociados, encontrándose que existe un importante descuento, de alrededor de 40%, debido al aprovechamiento de las economías de densidad en la instalación. Sin embargo, también se demostró que dicho costo representa sólo un 10% del costo total, debido principalmente a los altísimos costos de inversión en los medidores en sí y los sistemas que los soportan. Es importante destacar que el costo de capital propiamente tal también depende de la densidad de la zona, lo cual fue considerado, ya que la inversión en concentradores aumenta a medida que ésta disminuye.

Para concluir, es esencial reconocer que esta investigación identificó costos y beneficios que sirven como una primera aproximación a la evaluación de un proyecto de despliegue masivo de medidores inteligentes. Un gran aporte a esta investigación en el futuro pudiera venir de la mano de un levantamiento más acabado de información que permita modelar con mayor certeza el comportamiento de los consumidores y sus preferencias. Además, existe un tema no tratado en esta investigación y que ciertamente pudiera beneficiar su evaluación; los beneficios medioambientales producto del fomento de una conducta eficiente en los consumidores eléctricos.

ANEXO 5

Precios de Empresa Eléctrica Quito

Toma de Lectura de Medidores

Corte y Reconexión

Instalación de Medidores

5.1. Concepto por toma de lecturas

A continuación se muestra una tabla donde se identifica el costo por toma de lecturas en la UEG, el cual es de 0,21 USD.

PROMEDIO ANUAL POR TOMA DE LECTURAS y GESTIÓN DE COBRANZAS EN 3,910 CLIENTES TIPO PROYECTO TELEMETRÍA AMI 2010				
CLIENTES TARIFA RESIDENCIAL	CANTIDAD	TOMA LECTURAS MENSUAL	GESTIÓN DE COBRANZAS MENSUAL A RAZON	PROMEDIO \$ ANUAL
	3.910	\$ 821,10	\$ 11.436,75	\$ 147.094,20
Nota : \$ 0,21 toma de lectura c/cliente				
\$ 6,50 Gestión de Corte y Reconexión mensual c/cliente (45% Total Clientes Tipo)				
Fuente: Dpto. Cobranzas-Lecturas Masivos UEG				

5.2. Referencia de precios de corte y reconexión

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

CÓDIGO DEL PROCESO: LICBS-EEQ-DC005-2011

Objeto de Contratación: **SERVICIOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS DE CORTES, RECONEXIONES, NOTIFICACIONES PREVIAS DE SUSPENSIÓN PARA LAS AGENCIAS DE LA ZONA PERIFÉRICA**

TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS							
ÍTEM	AGENCIA	COD.	ACTIVIDAD	CANTIDAD 2011 2012	PRECIO UNITARIO USD	VALOR TOTAL USD	PRESUPUESTO REFERENCIAL TOTAL USD (2011-2012)
1	RUMIÑAHUI	CD	Cortes a los disyuntores	12,720	1.15	14,628	\$ 252,394.40
		CM	Cortes al medidor	32,506	1.54	50,059	
		CPA	Corte al poste/acometida	706	6.74	4,758	
		CRM	Corte con retiro medidor	564	5.69	3,209	
		CRMA	Corte con retiro medidor y acometida	706	8.54	6,029	
		GS	Gestión de Suspensión o corte	25,440	0.96	24,422	
		NC	NOTIFICACIÓN PREVIA AL CORTE	72,644	0.24	17,435	
		NS	NOTIFICACIONES SUSPENSIONES PROGRAMADAS	217,936	0.08	17,435	
		RD	Reconexión a disyuntores	11,448	1.44	16,485	
		RM	Reconexión al medidor	29,256	1.87	54,709	
		RP	Reconexión al poste	636	8.54	5,431	
		RIM	Reconexión reinstalación medidor	508	6.94	3,526	

TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS							
ÍTEM	AGENCIA	COD.	ACTIVIDAD	CANTIDAD 2011 2012	PRECIO UNITARIO USD	VALOR TOTAL USD	PRESUPUESTO REFERENCIAL TOTAL USD (2011-2012)
		RAM	Reconexión reinstalación acom y medidor	636	10.68	6,792	
		GR	Gestión de reconexión	22,896	1.2	27,475	
2	EL QUINCHE	CD	Cortes a los disyuntores	39,572	1.3	51,444	\$ 249,721.34
		CM	Cortes al medidor	1,836	1.73	3,176	
		CPA	Corte al poste/acometida	3,392	7.59	25,745	
		CRM	Corte con retiro medidor	848	6.4	5,427	
		CRMA	Corte con retiro medidor y acometida	848	9.61	8,149	
		GS	Gestión de Suspensión o corte	11,306	0.96	10,854	
		NC	NOTIFICACIÓN PREVIA AL CORTE	57,804	0.24	13,873	
		NS	NOTIFICACIONES SUSPENSIONES PROGRAMADAS	173,416	0.08	13,873	
		RD	Reconexión a disyuntores	35,616	1.62	57,698	
		RM	Reconexión al medidor	1,652	2.11	3,486	
		RP	Reconexión al poste	3,052	9.61	29,330	
		RIM	Reconexión reinstalación medidor	762	6.95	5,296	
		RAM	Reconexión reinstalación acom y medidor	762	12.02	9,159	
		GR	Gestión de reconexión	10,176	1.2	12,211	
2	P.V. MALDONADO	CD	Cortes a los disyuntores	4,200	1.6	6,720	\$ 90,758.88
		CM	Cortes al medidor	4,200	1.86	7,812	
		CPA	Corte al poste/acometida	1,978	8.15	16,121	
		CRM	Corte con retiro medidor	282	6.87	1,937	
		CRMA	Corte con retiro medidor y acometida	424	10.33	4,380	
		GS	Gestión de Suspensión o corte	2,826	0.96	2,713	
		NC	NOTIFICACIÓN PREVIA AL CORTE	13,992	0.24	3,358	
		NS	NOTIFICACIONES SUSPENSIONES PROGRAMADAS	41,976	0.08	3,358	
		RD	Reconexión a disyuntores	3,800	1.91	7,258	
		RM	Reconexión al medidor	3,800	2.27	8,626	
		RP	Reconexión al poste	1,780	10.33	18,387	
		RIM	Reconexión reinstalación medidor	254	8.4	2,134	
		RAM	Reconexión reinstalación acom y medidor	380	12.9	4,902	
		GR	Gestión de reconexión	2,544	1.2	3,053	
4	LITO	CD	Cortes a los disyuntores	2,200	1.6	3,520	\$ 48,396.10
		CM	Cortes al medidor	2,200	1.86	4,092	
		CPA	Corte al poste/acometida	734	8.15	5,982	

TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS							
ÍTEM	AGENCIA	COD.	ACTIVIDAD	CANTIDAD 2011 2012	PRECIO UNITARIO USD	VALOR TOTAL USD	PRESUPUESTO REFERENCIAL TOTAL USD (2011-2012)
		CRM	Corte con retiro medidor	282	6.87	1,937	
		CRMA	Corte con retiro medidor y acometida	282	10.33	2,913	
		GS	Gestión de Suspensión o corte	2,826	0.96	2,713	
		NC	NOTIFICACIÓN PREVIA AL CORTE	8,366	0.24	2,008	
		NS	NOTIFICACIONES SUSPENSIONES PROGRAMADAS	25,100	0.08	2,008	
		RD	Reconexión a disyuntores	1,900	1.91	3,629	
		RM	Reconexión al medidor	1,900	2.27	4,313	
		RP	Reconexión al poste	660	10.33	6,818	
		RIM	Reconexión reinstalación medidor	254	8.4	2,134	
		RAM	Reconexión reinstalación acom y medidor	254	12.9	3,277	
		GR	Gestión de reconexión	2,544	1.2	3,053	
TOTAL PRESUPUESTO							\$ 641,270.72

NOMBRE DEL OFERENTE: MVELECTRICFUL CIA. LTDA. (CONSORCIO TECNIREC)

LICBS-EEQ-DC012-2011

TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS

SERVICIOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS DE CORTES Y RECONEXIONES, PARA LAS ZONAS CENTRO Y NORTE DEL ÁREA URBANA DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

ITEM: 1

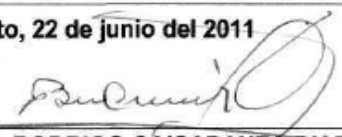
DESCRIPCIÓN: SERVICIOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS DE CORTES Y RECONEXIONES

AREA GEOGRÁFICA: ZONA NORTE

El monto de la oferta económica para la contratación del ítem 1 Zona Norte de este proceso de

COD.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	PRECIO UNITARIO (B)	PRECIO TOTAL (C) (A x B)
161: CD	Cortes a los disyuntores		56156	0.72	40432.32
162: CMCD	Cortes al medidor o caja distribución		145200	0.96	139392.00
163: CRM	Corte con retiro medidor		5800	3.56	20648.00
164: CRMA	Corte con retiro medidor y acometida		1200	5.34	6408.00
165: CPA	Corte al poste/acometida		4800	4.22	20256.00
166: RD	Reconexión a disyuntores		44955	0.90	40459.50
167: RMCD	Reconexión al medidor o caja distribución		130570	1.17	152766.90
168: RIM	Reconexión reinstalación medidor		4487	4.34	19473.58
169: RAM	Reconexión reinstalación acom. y medidor		550	6.68	3674.00
170: RP	Reconexión al poste		4091	5.34	21845.94
VALOR TOTAL DE LA OFERTA (Sumatoria columna C)					465356.24

Quito, 22 de junio del 2011


ING. RODRIGO CAISAPANTA DIAZ
 REPRESENTANTE LEGAL CONSORCIO TECNIREC

5.3. Referencia de precios por instalación del medidor

OBJETO DE LA CONTRATACION: SERVICIOS TECNICOS ESPECIALIZADOS PARA INSTALACIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MODERNIZACIÓN DE SERVICIOS EXISTENTES Y CORTES, RECONEXIONES, NOTIFICACIONES PREVIAS DE SUSPENSIÓN PARA LA AGENCIA PERIFÉRICA QUIJOS.

CÓDIGO DEL PROCESO: COTBS-EEQ-DC010-2010

El monto de la oferta económica para la contratación de este proceso de cotización es de **CINCUENTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES CON 59/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (54.463,59 USD.)** de conformidad con el siguiente detalle:

COD.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD ESTIMADA (A)	PRECIO UNITARIO OFERTADO (B)	PRECIO TOTAL OFERTADO (C) (A x B)
101	INSTALACIÓN DE MEDIDOR MONOFÁSICO en Tablero Armario o Servicio Convenido	U	5	\$ 9.00	45.00
102	INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIFÁSICO en Tablero Armario o Servicio Convenido	U	5	\$ 10.00	50
104	INSTALACIÓN DE MEDIDOR MONOFÁSICO O TRIFÁSICO 200A en Cajón	U	2	\$ 32.00	64.00
111	INSTALACIÓN DE MEDIDOR MONOFÁSICO Y PROTECCIÓN	U	5	\$ 10.00	50
112	INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIFÁSICO Y PROTECCIÓN	U	5	\$ 11.50	57.50
114	INSTALACIÓN DE MEDIDOR MONOFÁSICO O TRIFÁSICO 200A CON PROTECCIÓN	U	2	\$ 39.87	79.74
121	INSTALACIÓN DE MEDIDOR MONOFÁSICO CON CAJA ANTIHURTO	U	100	\$ 16.00	1600.00
122	INSTALACIÓN DE MEDIDOR BIFÁSICO CON CAJA ANTIHURTO	U	100	\$ 17.00	1700
123	INSTALACIÓN DE MEDIDOR TRIFÁSICO CON CAJA ANTIHURTO	U	5	\$ 17.00	85.00

El ítem 121 muestra el precio de la instalación de un medidor para este tipo de instalación.

5.4 Referencia de costo del cable pre-ensamblado

SUBASTA INVERSA ELECTRÓNICA

Actualizado en función de la Resolución INCOP No. 044-2010(15 de Junio de 2010)

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

CUADRO No 2.- COSTO REFERENCIAL PARA CONDUCTORES AISLADOS DE COBRE Y ALUMINIO

ITEM	CODIGO SUBASTA INVERSA	DESCRIPCION	Unidad	CANTIDAD SOLICITADA	COSTO REFERENCIAL (USD)
F238	SIE-EEQ-GD-F238-2012	CABLE PREENSAMBLADO (2 X 1/0 ASC + 1 X 1/0 AAAC) AWG, AISLADO POLIETILENO RETICULADO XLPE, 600 V - 90 GRD C	m	62 000.00	156 240.00

Entonces el valor por metro es de 2,52 USD

ANEXO 6

**Resumen de Gestión Empresa eléctrica Quito S.A.
Proceso recaudación
Recuperación de cartera**

EMPRESA ELÉCTRICA “QUITO” S.A.

RESUMEN DE LA GESTIÓN 2009

A continuación se muestra parte del informe de gestión de la EEQ, el cual contiene el Proceso recaudación y por lo tanto la Recuperación de cartera. Es aquí de donde se obtiene el porcentaje de cortes y reconexiones.

<i>DESCRIPCIÓN</i>	PROMEDIO MENSUAL 2007	PROMEDIO MENSUAL 2008	PROMEDIO MENSUAL 2009	TOTAL ANUAL 2009
Notificación previa al corte <i>[N° de visitas]</i>	70 000	87 694	68 486	821 829
Reconexión del servicio <i>[N° de acciones]</i>	19 026	16 430	34 990	419 873
Corte del servicio <i>[No. de acciones]</i>	18 110	18 746	41 920	503 0 36

Para calcular el porcentaje se realiza de la siguiente manera

TOTAL CLIENTES	CORTES	RECONEXION	PROMEDIO CORTE Y RECONEXION	%
849080	34990	41920	38455	4,53

Entonces el valor a utilizar en los cálculos de factibilidad será del 5%

ANEXO 7

**Referencia de costos de equipos
Smart Meter, Concentrador**

7.1. REFERENCIA DE LICITACIÓN DE EQUIPOS PARA PROYECTO DE MEDICIÓN DE ENERGÍA EN LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD – REGIONALES MANABÍ Y EL ORO

NO.	CARACTERÍSTICAS	CANT. TOTAL	VALOR	TOTAL \$
GRUPO 1: EQUIPOS DE MEDICIÓN				
1	MEDIDOR ELECTRÓNICO FORMA 9-S CLASE 20, CON TARJETA DE COMUNICACIÓN RF, CON CAPACIDAD PARA REGISTRO DE KWH, KW, KVARH Y TOU, PROGRAMABLE CON SOFTWARE PROPIETARIO	140	549,82	\$ 76.974,80
2	MEDIDOR ELECTRONICO FORMA 9-S CLASE 20 CON TARJETA 640 Kbytes CON SALIDA ETHERNET-COLECTOR, CON CAPACIDAD PARA REGISTRO DE KWH, KW, KVARH Y TOU, PROGRAMABLE CON SOFTWARE PROPIETARIO	20	763,2	\$ 15.264,00
3	MEDIDOR ELECTRÓNICO FORMA 16-S CLASE 200, CON TARJETA DE COMUNICACIÓN RF, CON CAPACIDAD PARA REGISTRO DE KWH, KW, KVARH Y TOU, PROGRAMABLE CON SOFTWARE PROPIETARIO	111	507,53	\$ 56.335,83
4	MEDIDOR ELECTRÓNICO FORMA 4S CLASE 20, CON TARJETA DE COMUNICACIÓN RF, CON CAPACIDAD PARA REGISTRO DE KWH, KW, KVARH Y TOU, PROGRAMABLE CON SOFTWARE PROPIETARIO,	95	437,04	\$ 41.518,80
5	MEDIDOR ELECTRÓNICO 12S CLASE 200, CON INTERRUPTOR DE CORTE Y RECONEXIÓN INTERNO Y TARJETA DE COMUNICACIÓN RF	370	296,06	\$ 109.542,20
6	MEDIDOR ELECTRÓNICO FORMA 2 CLASE 20, CON TARJETA DE COMUNICACIÓN RF CON SENSORES DE CORRIENTE DE INTERPERIE MÍNIMO 600:5 (EQUIPO CONTROLADOR DE CIRCUITO) Y CONEXIONES	933	1.035,20	\$ 965.841,60
7	MEDIDOR ELECTRÓNICO FORMA 2S CLASE 200 , CON INTERRUPTOR DE CORTE Y RECONEXIÓN INTERNO Y TARJETA DE COMUNICACIÓN RF	13.894	158	\$ 2.195.252,00
SUBTOTAL				\$ 3.460.729,23
GRUPO 2: EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y RECOLECCIÓN DE DATOS				
8	CONCENTRADOR DE DATOS (COLECTORES), CON RESPALDO DE BATERÍA 120/240V, CON PARARRAYOS INCLUIDOS, CON SALIDA ETHERNET	22	3.300,00	\$ 72.600,00
9	EQUIPO REPETIDOR PARA AMPLIACIÓN DE SEÑAL INALÁMBRICA MESH O SU SOLUCIÓN EQUIVALENTE PARA LA RE-POTENCIACIÓN DE LA RED MESH.	10	185	\$ 1.850,00

Aquí vemos la referencia de preciso del Smart Meter y del concentrador de datos.

7.2. Referencia de precio del software de recolección y gestión de datos



MICEL
CONSTRUCTORA S.A.

FORMULARIO No. 2



OFERTA ECONOMICA
COTO-CNELSTE-018-2011

Fecha: DICIEMBRE 28 DEL 2011	Cotización #
Cliente: CNEL - REGIONAL SANTA ELENA	MC-STE-28-12-2011
Oferente: MICEL CONSTRUCTORA S.A.	
Proyecto: SUMINISTRO E INSTALACION DE SISTEMAS DE TELEMEDICION PARA LA COMUNA MONTAÑITA DE LA S/E MANGLARALTO DEL CANTON SANTA ELENA	

REFERENCIA: SUMINISTRO E INSTALACION DE SISTEMAS DE TELEMEDICION PARA LA COMUNA MONTAÑITA DE LA S/E MANGLARALTO DEL CANTON SANTA ELENA					
ITEM	EQUIPOS DEL SISTEMA DE COMUNICACION PLC	UN	CANT.	P/U	SUB-TOTAL
1	SISTEMA COLECTOR DE DATOS DE LA SUBESTACION: CAPACITORES ACOPLADORES, TABLERO DE COMUNICACION SSK, QUE PERMITE COMUNICAR BIDIRECCIONALMENTE VIA PLC CON CLIENTES MASIVOS Y ESPECIALES, EN REDES ELECTRICAS DE MT - BT	GB	1	\$ 23.460,00	\$ 23.460,00
2	COLECTOR DE DATOS DE CAMPO FCU (NO INCLUYE CAPACITORES)	GB	1	\$ 5.520,00	\$ 5.520,00
3	MODULO DE MEDICION, MONOFASICO 1S CON TECNOLOGIA PLC	U	165	\$ 132,00	\$ 21.780,00
4	MODULO DE MEDICION, BIFASICOS 2S, 12S, CON TECNOLOGIA PLC	U	220	\$ 187,00	\$ 41.140,00
5	MODULO DE MEDICION TRIFASICO MICROCLOSET 3X1S, CON TECNOLOGIA PLC	U	175	\$ 256,00	\$ 44.800,00
6	DISPLAY PARA EL CLIENTE TIPO CDU, CON COMUNICACION PLC, PARA ENVIAR MENSAJES AL CLIENTE	U	910	\$ 83,00	\$ 75.530,00
7	LICENCIA SOFTWARE DE COMUNICACION PARA CLIENTES MASIVOS Y ESPECIALES	GB	1	\$ 7.990,00	\$ 7.990,00
8	TABLERO BIFASICO EG-24 PARA MONTAJE DE MODULOS DE MEDICION, INCLUYE BARRAS DE COBRE, FUENTE DE VOLTAJE, MODULO DE CONTROL Y COMUNICACION PLC, Y ACCESORIOS.	GB	47	\$ 1.994,00	\$ 93.718,00
9	SUMINISTRO E INSTALACION DE ACOMETIDA EN MEDIA TENSION PARA EL MONTAJE DEL COLECTOR	GB	1	\$ 2.268,00	\$ 2.268,00
10	PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA	GB	1	\$ 7.176,00	\$ 7.176,00
11	LEVANTAMIENTO DE INFORMACION Y DISEÑO DE RED PARA SISTEMA TELEMEDICION PLC	GB	1	\$ 3.268,00	\$ 3.268,00
12	BLOQUEADOR-ACOPLADOR DE SEÑALES PARA CAPACITORES EXISTENTES EN M.T.	UN	3	\$ 290,00	\$ 870,00
TOTAL					\$ 327.520,00

Son: TRESCIENTOS VEINTISIETE MIL QUINIENTOS VEINTECON 00/100 DOLARES

El ítem 7 sirve como referencia de un software de recolección y gestión de datos básicos.