
SERVICIOS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) PARA REDES INTELIGENTES Y SU ADAPTABILIDAD EN EL MARCO DE LA LEGISLACIÓN ECUATORIANA.

RESUMEN:

En vista de que la industria eléctrica en el mundo está tratando de abordar grandes desafíos, los cuales incluyen: la diversificación de la generación, la introducción de componentes de almacenamiento, generación distribuida, operación óptima, respuesta de la demanda, ahorro energético y la reducción de la huella de carbono; es evidente que estas situaciones no pueden ser afrontadas con la infraestructura y limitada capacidad de la red eléctrica actual, por lo que en este estudio se efectúa una revisión de la nueva visión tecnológica referida a la Red Inteligente –*Smart Grid*–, y consecuentemente a la Infraestructura de Medición Avanzada –AMI–, por constituirse un componente fundamental de la nueva tecnología para esta red.

Existen un sin número de ventajas de contar con un AMI, por lo que su implementación con un adecuado soporte regulatorio podrán asegurar los cambios en los modelos de negocio, en que las empresas, sus clientes y la sociedad en su conjunto consigan aprovechar al máximo sus capacidades.

Consecuentemente con esta visión de evolución de la red, se presenta un diagnóstico de la estructura del sector eléctrico y su marco regulatorio, aportando con un análisis sobre las nuevas consideraciones que por sus efectos deberán concebir la normativa del sector, sus regulaciones y políticas, las cuales implican un cambio en cuanto a la concepción sobre la inversión, operación, funciones y nuevas prestaciones del servicio.

PALABRAS CLAVES:

AMI, contador de energía, medición avanzada, Smart Grid, red Inteligente, eficiencia energética, respuesta de la demanda, generación distribuida, regulación, tarifas, automatización de la red, modelo de referencia, modelo de mercado.





Índice Capítulos

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN	13
Capítulo 2: RED INTELIGENTE (SMART GRID)	21
Capítulo 3: INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	61
Capítulo 4: ENFOQUE A LOS CAMBIOS REGULATORIOS NACIONALES ..	97
Capítulo 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	143
BIBLIOGRAFÍA	151
ANEXOS	155





FACULTAD DE INGENIERÍA

*Servicios de Medición Avanzada (AMI) para
Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco
de la Legislación Ecuatoriana.*

Tesis de Maestría
Sistemas Eléctricos de Potencia
Cuenca, Julio 2011

Johan M. Alvarado Brito

Director: Ing. Miguel Corral Serrano





DEDICATORIA

Este trabajo de investigación representa el término de un proceso constituido de dos etapas; una primera que demandó el sacrificio, dedicación y responsabilidad, para cumplir con las exigencias de las clases presenciales; y una segunda que demandó una gran fuerza de voluntad, para dedicar tiempo a realizar sin horario este estudio e impregnarlo en este ejemplar.

Sería irrazonable de mi parte, el no dedicar esta obra a la persona más importante de mi vida, "mi esposa Diana"; quien con su incondicional apoyo, comprensión, aliento y al final su imponente apremio, se confabularon para esta satisfactoria conclusión. A quien adicionalmente agradezco por comprender y aceptar el haber sacrificado el tiempo en el que pudimos estar juntos.





Índice

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN.....	13
1.1. ENFOQUE DE FONDO	14
1.2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
1.3. OBJETIVOS	17
1.3.1. OBJETIVOS GENERALES	18
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.4. HIPÓTESIS	18
1.5. PERSPECTIVA METODOLÓGICA	19
Capítulo 2: RED INTELIGENTE (SMART GRID).....	21
2.1. INTRODUCCIÓN	22
2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP) TRADICIONAL.....	22
2.2.1. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	23
2.3. EXIGENCIAS SOBRE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE.....	25
2.4. RED INTELIGENTE (SMART GRID)	28
2.4.1. DEFINICIÓN	28
2.4.2. CARACTERÍSTICAS.....	29
2.4.3. TECNOLOGÍAS REQUERIDAS	30
2.4.4. APLICACIONES Y SERVICIOS	33
2.4.4.1. INTEGRACIÓN DE RENOVABLES	35
2.4.4.2. MONITOREO Y GESTIÓN DE LA RED	36
2.4.4.3. MANTENIMIENTO INTEGRADO	38
2.4.4.4. MEDICIÓN INTELIGENTE	39
2.4.4.5. CONEXIÓN DE LOS VEHÍCULOS A LA RED	40
2.4.4.6. GESTIÓN DE LADO DE LA DEMANDA.....	41
2.4.5. ACERCA DE LAS NORMAS.....	41
2.5. MODELO CONCEPTUAL	42
2.5.1. DOMINIO DEL CLIENTE.....	44
2.5.2. DOMINIO DE MERCADO	45
2.5.3. DOMINIO DEL PROVEEDOR DE SERVICIOS.....	46
2.5.4. DOMINIO DE OPERACIÓN	46
2.5.5. DOMINIO DE GENERACIÓN DE GRAN VOLUMEN.....	47



2.5.6. DOMINIO DE TRANSMISIÓN	48
2.5.7. DOMINIO DE DISTRIBUCIÓN	48
2.6. ARQUITECTURA E INTEROPERABILIDAD.....	49
2.6.1. MODELO INFORMACIÓN COMÚN (CIM) - IEC 61970 Y IEC 61968.....	50
2.6.1.1. ORGANIZACIÓN DE PAQUETES.....	52
2.6.1.2. NORMA CIM IEC 61968 - FUNCIONES	54
Capítulo 3: INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI).....	61
3.1. INTRODUCCIÓN	62
3.2. RESEÑA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA	64
3.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	66
3.4. CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES	67
3.5. COMPONENTES.....	70
3.5.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN	71
3.5.1.1. ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN	72
3.5.1.2. TIPO DE DATOS DE UN MEDIDOR AVANZADO	72
3.5.2. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	74
3.5.2.1. REDES DE RADIO FRECUENCIA (RF)	76
3.5.2.2. TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA RED ELÉCTRICA (PLC)	77
3.5.2.3. COMUNICACIONES VÍA TELEFÓNICA.....	78
3.5.2.4. ARQUITECTURAS HÍBRIDAS.....	79
3.5.2.5. OBSOLESCENCIA Y ACTUALIZACIÓN DE LAS REDES DE COMUNICACIÓN	80
3.5.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS DE MEDICIÓN - MDM.....	80
3.5.3.1. REPOSITORIO DE DATOS (MDR)	82
3.5.3.2. GESTOR DE DATOS (MDM).....	84
3.5.3.3. APLICACIONES DE RED INTELIGENTE (SMART GRID / AMI).....	86
3.6. NORMATIVA Y MODELO DE REFERENCIA	88
3.6.1 REVISIÓN DE LA IEC 61968-9 (METER READING AND CONTROL)	89
3.6.1.1. MODELO DE REFERENCIA.....	90
3.7. MONITOREO Y GESTIÓN DE ACTIVOS MEDIANTE AMI.....	92
3.7.1 GESTIÓN EN TRANSFORMADORES	93
3.7.2 GESTIÓN DE CABLES SECUNDARIOS	94
3.7.3 MODELO VIRTUAL DE CIRCUITOS.....	94
3.7.4 GESTIÓN DE SUSPENSIONES	94
Capítulo 4: ENFOQUE A LOS CAMBIOS REGULATORIOS NACIONALES	97
4.1. INTRODUCCIÓN	98
4.2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	98
4.2.1. INICIOS Y PRIMEROS PASOS HACIA UNA INTEGRACIÓN VERTICAL	98



4.2.2. FACTORES IMPULSADORES DE LA COMPETENCIA	99
4.2.3 REFORMA REGULATORIA.....	100
4.2.4. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	102
4.2.4.1 EL MANDATO CONSTITUYENTE N° 15	106
4.2.5. COMPETENCIA, DESREGULACIÓN Y SU LEGADO.....	108
4.2.6. ASPECTOS DE LA ARQUITECTURA ELÉCTRICA ACTUAL.....	109
4.3. GESTIÓN DEL CONSUMO, MEDICIÓN Y PRECIOS.....	111
4.3.1. MEDICIÓN INTELIGENTE Y SMART GRID.....	112
4.3.2. PRECIOS VARIABLES.....	115
4.3.3. RESPUESTA DE LA DEMANDA (DR).....	121
4.3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (DG).....	124
4.3.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE)	127
4.4. NUEVOS PARÁMETROS REGULATORIOS.....	130
4.5. ESCENARIOS DE LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO	134
4.5.1. INTEGRADOR INTELIGENTE.....	137
4.5.2. LA EMPRESA DE SERVICIOS DE ENERGÍA	139
4.6. RIESGOS E INCERTIDUMBRE.....	139
Capítulo 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	143
5.1. PERSPECTIVA FINAL	144
5.2. CONCLUSIONES.....	144
5.3. RECOMENDACIONES.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	151
ANEXOS	
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	155





Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Contenido

1.1. ENFOQUE DE FONDO	14
1.2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
1.3. OBJETIVOS	17
1.3.1. OBJETIVOS GENERALES	18
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.4. HIPÓTESIS	18
1.5. PERSPECTIVA METODOLÓGICA	19



1.1. ENFOQUE DE FONDO

La estructura de flujo de potencia unidireccional de la red eléctrica existente, determina la transferencia de energía desde las grandes centrales a través de las líneas de transmisión y distribución hasta llegar al usuario final; en términos generales solamente un tercio de la energía del combustible de las centrales térmicas se convierte en electricidad (sin recuperación del calor residual); casi el 8% de la producción se pierde en el trayecto; por otro lado, el 20% de la capacidad de la generación existente está disponible únicamente para satisfacer los picos diarios de demanda, comprendida entre un 8 y 10% del tiempo, características que denotan una baja eficiencia y que la hemos aceptado como un principio paradigmático.

La infraestructura y tecnología antigua del sistema –cuya arquitectura central no ha cambiado a lo largo del tiempo–, en su mayor parte siguen siendo proyectadas, construidas y operadas con las mismas teorías de sus inicios, es decir de alrededor de un siglo. De hecho, algunas de las tecnologías claves dentro del sistema, como por ejemplo el medidor electromecánico, tienen más de cien años de edad.¹

La industria eléctrica en el mundo está tratando de abordar grandes desafíos, los cuales incluyen: la diversificación de la generación, la introducción de componentes de almacenamiento, generación distribuida, el despliegue de activos y operación óptima, respuesta de la demanda, ahorro energético y la reducción de la huella de carbono de la industria en general. Siendo evidente que estas situaciones no pueden ser abordadas con la infraestructura y limitada red eléctrica actual.

Se viene entonces una nueva generación de red eléctrica, conocida como la "Red Inteligente o *Smart Grid*", la cual se espera pueda atender todas las deficiencias de la red existente, proporcionando a las empresas una completa visibilidad y control general sobre sus activos y la calidad del servicio.

¹ Eliu Thomson en 1889 introduce el contador de energía de vatios-hora, a través del conteo de revoluciones de un disco de aluminio.

Para conseguir esta visibilidad y control, la red requiere del apoyo tecnológico informático y de las telecomunicaciones, en este contexto, las nuevas capacidades de comunicación y la gestión de datos desempeñan una función importante. Esta convergencia de tecnologías permite a las empresas colocar una capa de inteligencia sobre su infraestructura eléctrica, lo que consiste en la introducir nuevas aplicaciones y procesos en los negocios.

Los primeros proyectos de lectura remota y automática de medidores – *Automatic Meter Reading* AMR–, constituyen los primeros pasos de esta evolución hacia la automatización del sistema. Sin embargo en el corto plazo, nos hemos dado cuenta de que los sistemas AMR no solucionan situaciones y exigencias del entorno actual, por tanto, los sistemas de AMR no permiten la transición a la red inteligente, donde se requiere como premisa básica no solo la visualización, sino también el control generalizado en todos los niveles.

La visualización (monitoreo), el control y la automatización se consiguen con un sistema de comunicación bidireccional, por lo cual las empresas de suministro alrededor del mundo están incursionando masivamente en la implementación de la infraestructura de medición avanzada –*Advanced Metering Infrastructure* AMI–, en reemplazo de los actuales sistemas de medición de sus clientes.

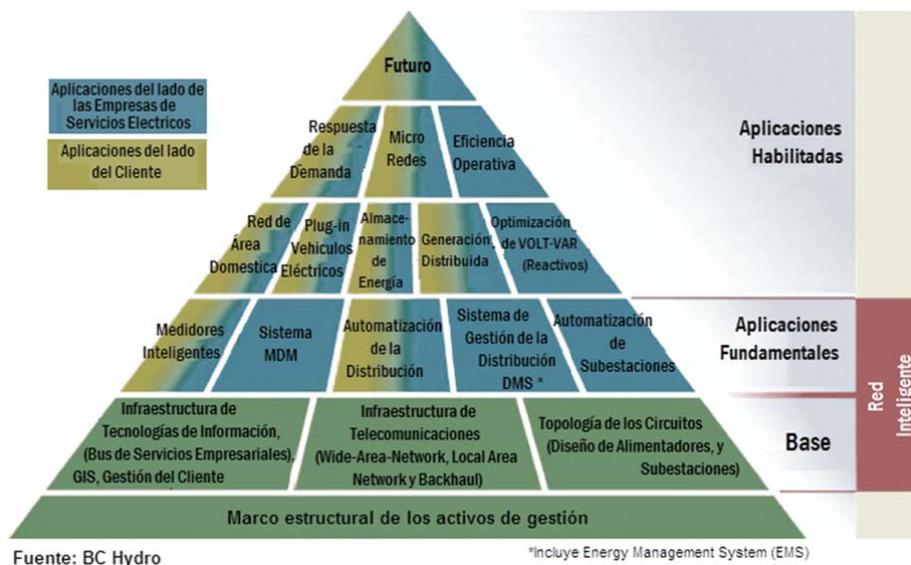


Figura 1.1. Pirámide de la Red Inteligente.²

² Hassan Farhangi, The Path of the Smart Grid, IEEE power & energy magazine, Jan/Feb 2010



La aparición del AMI constituye el punto de partida y de convergencia de los conceptos sobre la red inteligente, aprovechándose de ésta para aplicar sus estrategias de comando y control distribuidos. Una red inteligente utiliza la tecnología de información TI para optimizar continuamente el uso de los activos, capital y reducir al mínimo los costos de operación y mantenimiento.

La Medición Avanzada refiere e involucra a las tecnologías hardware-software y sistemas de comunicaciones, necesarios para registrar el consumo de los clientes en tiempos de al menos cada hora y permitir la recuperación de la información de los datos de consumo de manera diaria o en periodos más frecuentes por las empresas prestadoras del servicio.

Existen un sin número de ventajas de contar con una Infraestructura de Medición Avanzada, por lo que un buen diseño e implementación podrán asegurar los cambios del modelo de negocio, necesarios para que las empresas, sus clientes y la sociedad en su conjunto puedan aprovechar al máximo las capacidades de esta nueva tecnología.

La integración del cliente como parte activa del sistema, la respuesta de la demanda, la eficiencia energética y la generación distribuida se verán altamente integradas y se desarrollarán de forma agilizada únicamente con la estructura tecnológica de la nueva red, situación que la ley, las políticas y la regulación deberán prever.

Todos estos cambios deberán venir de la mano con nuevas políticas regulatorias, con la finalidad de no limitar la inversión, el uso y los beneficios (económicos, sociales y ambientales) de su completa y plena explotación.

1.2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El contexto energético actual con recursos limitados, el crecimiento de la demanda de energía, los problemas de contaminación ambiental, los requerimientos de confiabilidad y seguridad de la red, las necesidades de inclusión del cliente como participante activo del sistema eléctrico, el crecimiento y participación activa de fuentes de generación distribuidas, entre



otros, son factores que demandan la necesidad de una optimización del sistema eléctrico en su conjunto.

La electrónica, la tecnología de información, los sistemas de control y las telecomunicaciones, apoyan este requerimiento, pues para conseguirlo, se requiere de un monitoreo en tiempo real, una ejecución de algoritmos de optimización de rápida respuesta, automatización y acciones de control en los diferentes componentes o dispositivos del sistema eléctrico, es decir, se requiere una visualización e interacción con el sistema, desde las centrales de generación hasta el último dispositivo pasivo (carga) o activo (acumulador o fuente) en el extremo final del tendido eléctrico.

Este proceso se prolongará en el tiempo con nuevos requerimientos, que llevan a la necesidad del desarrollo de las denominadas Redes Inteligentes o *Smart Grid*. La Infraestructura de Medición Avanzada –AMI–, proporciona los datos para la inteligencia y consecución hacia una Red Inteligente.

AMI actualmente está siendo desplegada en varias naciones y consecuentemente los *Smart Grid* constituyen una evolución del sistema eléctrico; las funcionalidades, requerimientos y la orientación de nuevos servicios deberán estar enmarcados y concebidos dentro de la normativa eléctrica nacional, requiriéndose contar con un modelo conceptual sobre AMI, así como de un análisis que identifique los posibles cambios que deberán ser considerados en la reglamentación nacional, para que prevean la adaptación de este modelo tecnológico venidero y con la finalidad de garantizar la inversión, sus réditos, armonización y sostenibilidad.

1.3. OBJETIVOS

El propósito de esta tesis se centra en efectuar una investigación sobre la Infraestructura de Medición Avanzada –AMI– y su aporte como componente integrante y fundamental de la nueva generación de la red eléctrica “la Red Inteligente”.

Consecuentemente con esta evolución tecnológica, se requiere un diagnóstico de la estructura del sector eléctrico ecuatoriano así como el análisis de las



posibles nuevas consideraciones que por estos efectos deberán concebir, las regulaciones y las políticas de máxima jerarquía. Es así que, para este estudio, se trazan los siguientes objetivos:

1.3.1. OBJETIVOS GENERALES

- ✓ Definir un modelo conceptual de referencia sobre la Infraestructura de Medición Avanzada en un entorno de Red Inteligente.
- ✓ Analizar la adaptabilidad de la legislación ecuatoriana a los servicios que ofrece AMI dentro del futuro de las redes de electricidad.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Describir la arquitectura del sistema eléctrico, normativa y entorno de interoperabilidad, para la consecución de una Red Inteligente.
- ✓ Identificar las funcionalidades y servicios de la Infraestructura de Medición Avanzada para redes inteligentes.
- ✓ Analizar la estructura de administración de los datos de medición de AMI, como fuente de información para la inteligencia del sistema.
- ✓ Identificar los principios, funcionalidades y operatividad de la AMI, que deben ser adaptados a la normativa ecuatoriana.

1.4. HIPÓTESIS

- Un modelo conceptual de referencia constituye una guía para todas las partes interesadas y relacionadas en la modernización de la red, pues la transición hacia la Red Inteligente introduce nuevas consideraciones que requieren una mayor coordinación para garantizar la evolución y operatividad de los sistemas legados y futuros, los cuales deberán ajustarse a las nuevas regulaciones y responsabilidades del sector eléctrico.
- Los requerimientos funcionales y servicios orientados de la Infraestructura de Medición Avanzada para Redes Inteligentes, encontrarán vacíos y falta de soporte regulatorio dentro de la normativa actual del sector eléctrico ecuatoriano.



1.5. PERSPECTIVA METODOLÓGICA

Se ha realizado una investigación general sobre redes inteligentes, su arquitectura, dominios, normativa e interoperabilidad de sus componentes.

Se profundiza en lo referente a la Infraestructura de Medición Avanzada –AMI– y sus servicios, así como, en el marco conceptual de la administración de la información de los datos levantados por AMI a través del Manejador de los Datos de Medición (*Meter Data Management* –MDM–).

Al contar con la descripción de los componentes y el marco conceptual, se analiza la normativa y regulación ecuatoriana sobre los sistemas eléctricos de potencia y la prestación del servicio de electricidad, identificando los principios de trascendencia que deberán adaptarse a los servicios y funcionalidad de esta nueva aplicación tecnológica.

Finalmente se concluye y se presentan recomendaciones en espera de lograr un aporte para las futuras consideraciones en las reformas del modelo normativo ecuatoriano y recomendaciones para futuras investigaciones sobre este tema.





Capítulo 2

RED INTELIGENTE (SMART GRID)

Contenido

2.1. INTRODUCCIÓN	22
2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP) TRADICIONAL.....	22
2.2.1. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA	23
2.3. EXIGENCIAS SOBRE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE.....	25
2.4. RED INTELIGENTE (SMART GRID)	28
2.4.1. DEFINICIÓN	28
2.4.2. CARACTERÍSTICAS.....	29
2.4.3. TECNOLOGÍAS REQUERIDAS	30
2.4.4. APLICACIONES Y SERVICIOS	33
2.4.4.1. INTEGRACIÓN DE RENOVABLES	35
2.4.4.2. MONITOREO Y GESTIÓN DE LA RED	36
2.4.4.3. MANTENIMIENTO INTEGRADO	38
2.4.4.4. MEDICIÓN INTELIGENTE	39
2.4.4.5. CONEXIÓN DE LOS VEHÍCULOS A LA RED	40
2.4.4.6. GESTIÓN DE LADO DE LA DEMANDA.....	41
2.4.5. ACERCA DE LAS NORMAS.....	41
2.5. MODELO CONCEPTUAL	42
2.5.1. DOMINIO DEL CLIENTE.....	44
2.5.2. DOMINIO DE MERCADO	45
2.5.3. DOMINIO DEL PROVEEDOR DE SERVICIOS.....	46
2.5.4. DOMINIO DE OPERACIÓN	46
2.5.5. DOMINIO DE GENERACIÓN DE GRAN VOLUMEN.....	47
2.5.6. DOMINIO DE TRANSMISIÓN	48
2.5.7. DOMINIO DE DISTRIBUCIÓN	48
2.6. ARQUITECTURA E INTEROPERABILIDAD	49
2.6.1. MODELO INFORMACIÓN COMÚN (CIM) - IEC 61970 Y IEC 61968.....	50
2.6.1.1. ORGANIZACIÓN DE PAQUETES.....	52
2.6.1.2. NORMA CIM IEC 61968 - FUNCIONES	54



2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una descripción general de la evolución de los sistemas eléctricos, y su visión para satisfacer nuevos requerimientos como: - la necesidad de incremento de generación para cubrir la carga creciente bajo restricciones (ambientales, económicas, etc.); - el requerimiento de procesos operativos más eficientes (tiempos de respuesta, calidad del servicio, optimización de uso de infraestructura, costos de operación, etc.); - limitantes económicos para la inversión; - gestión de la demanda e integración del cliente como actor activo del sistema; - el desarrollo creciente de fuentes de energía distribuida y su integración con la red; - la futura conexión masiva de vehículos eléctricos; y muchas otras exigencias que demandan mejoras sustanciales y medidas de acción sobre la infraestructura actual.

Se presenta una descripción conceptual general de la Red Inteligente (*Smart Grid*), definida como una estructura evolutiva y constituida con la convergencia de las industrias: eléctrica, de telecomunicaciones e informática. Se describen las aplicaciones y servicios de la Red Inteligente, en pos de la consecución de un sistema eléctrico eficiente, económico, sostenible y seguro.

Se referencia el Modelo Conceptual de un *Smart Grid* y, por su pertinencia en el tema, se describe de manera general el estándar abierto del Modelo de Información Común (CIM) de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), ya que éste constituye uno de estándares de mayor aceptación. Aquí se observarán los requerimientos que deben cumplir las aplicaciones del sistema para su interoperabilidad, bajo el cual se pueden representar los objetos del mundo real y sus relaciones, con la finalidad de contar con un sistema en el que la información e intercambio de datos es compartida y utilizada entre aplicaciones de manera óptima y eficaz.

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP) TRADICIONAL

Una definición sobre el Sistema Eléctrico Potencia (SEP) lo establece el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineer) -en su diccionario de términos-, como: “*las fuentes de generación eléctrica, conductores y equipos requerido*

para alimentar potencia eléctrica³. Sin embargo, una definición más aceptada define al SEP como: “una red formada por unidades generadoras, cargas y/o líneas de transmisión, incluyendo el equipo asociado, conectado mecánica o eléctricamente a la red”⁴.

Por consiguiente, entiéndase un SEP como una red constituida por los componentes físicos que hacen posible que la energía generada pueda ser transmitida y distribuida hacia las cargas, bajo condiciones establecidas de seguridad, confiabilidad y calidad.

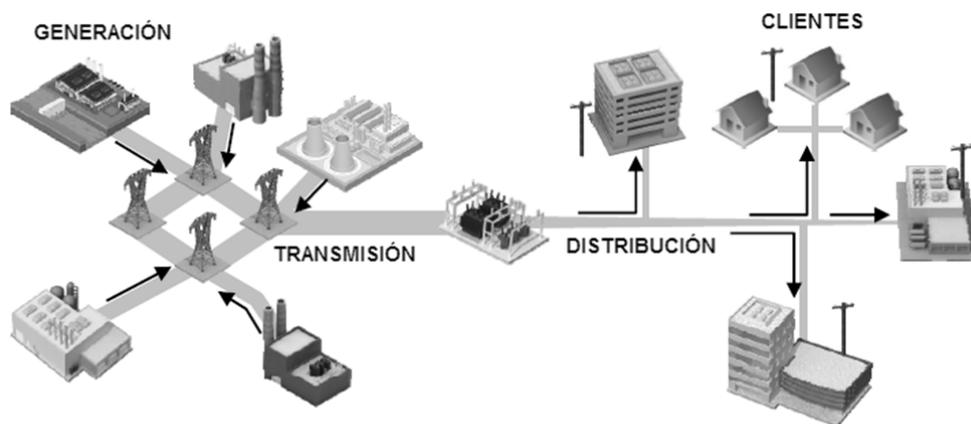


Figura 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia.⁵

2.2.1. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA

De acuerdo a su estructura física y funciones, el SEP básicamente consta de tres componentes específicos y diferenciados, los cuales realizan las actividades de: Generación, Transmisión y Distribución. La interconexión entre SEPs (*Tie-Line*) se realiza en el nivel de transmisión, con lo cual se mantienen la estructura básica. Por otro lado, es común distinguir a la Subtransmisión como un nivel intermedio, que acopla la Transmisión con la Distribución, pero su función sigue siendo la de transporte.

³ IEEE, Standard Dictionary of Electrical & Electronical Terms, ANSI-IEEE Standard 100-1984

⁴ IEEE, Power System Engineering Committee (1992). Transactions on Power Apparatus and System, July 1992, pp. 1894-1898.

⁵ EPRI, Estimating the Cost and Benefits of the Smart Grid, Mar. 2011

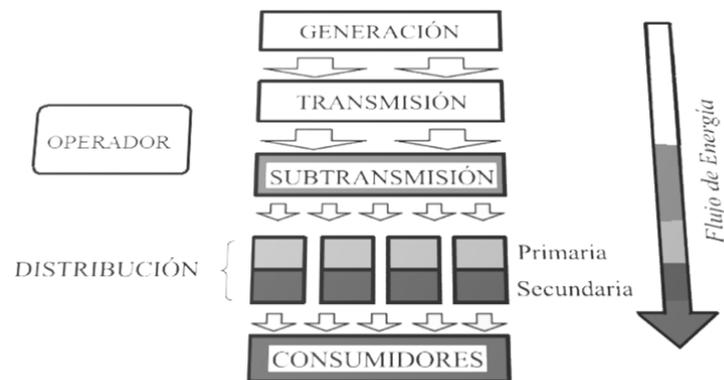


Figura 2.2. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia.⁶

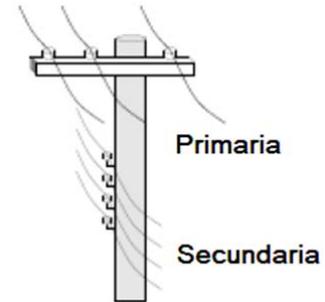
GENERACIÓN: El objetivo básico de las centrales de generación es proveer de energía y potencia a la industria, comercio y población en general. Las unidades de generación convierten la energía primaria (normalmente a través de una fase intermedia de energía mecánica) en electricidad a través de turbinas de rotación. El conjunto de unidades generadoras reciben el nombre de *centrales o plantas de generación*. Ciertas centrales pueden ofrecer varios servicios adicionales, como: inyección de reactivos, mantenimiento de niveles de tensión, reserva de potencia, estabilidad de frecuencia, entre otras.

TRANSMISIÓN: La necesidad de transportar los grandes volúmenes generados de energía eléctrica a grandes distancias, se consigue a través del sistema de transmisión, cuyos elementos típicos son las líneas de transmisión, transformadores de potencia y de regulación, FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), entre otros, que operan en niveles de alta tensión y permiten optimizar la producción de electricidad dentro de un país.

SUBTRANSMISIÓN: La subtransmisión opera a tensiones inferiores a las de transmisión (normalmente de 34,5 kV hasta 138 kV) e interconecta las subestaciones de distribución con la transmisión.

⁶ Francisco M. González – Longatt, Introducción a los Sistemas de Potencia, <http://www.giaelec.org/fglongatt/SP.htm>, 2008

DISTRIBUCIÓN: El sistema de distribución inicia a la salida de las subestaciones de distribución y es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores. El sistema de distribución primario alimenta los transformadores de distribución en niveles de media tensión y con potencia moderada. El sistema de distribución secundario distribuye la energía a niveles de potencia reducida y baja tensión. Dependiendo de la regulación de cada país se tendrá una Distribuidora y Comercializadora conjunta o separada.



CONSUMIDORES: Normalmente se distinguen dos tipos de clientes, los Clientes No Regulados y los Regulados. Los primeros son clientes de gran consumo y se caracterizan por negociar el precio y la cantidad directamente en el mercado mayorista, mientras que los segundos son clientes de bajo consumo y su tarifa está regulada y directamente servidos por las empresas distribuidoras.

OPERADOR: Independiente de la estructura física del sistema eléctrico, es necesario un Operador del SEP, su función es coordinar el despacho de las unidades de generación, controlar el flujo de potencia, prever y evitar contingencias y optimizar los procesos operativos para que el sistema se mantenga en una operación estable al mínimo costo posible.

2.3. EXIGENCIAS SOBRE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

El crecimiento demográfico y las proyecciones del consumo energético mundial para las próximas décadas presentan una tendencia de crecimiento exponencial, tal que se estima que para el año 2050, el requerimiento será de alrededor de tres veces la demanda energética actual.

La industria eléctrica se ve desafiada por problemas como la necesidad de incrementar la generación para cubrir el crecimiento de la demanda y al mismo tiempo es responsable de buscar soluciones para mitigar los problemas ambientales del planeta, pues la mayor fuente de emisiones de CO₂ y de gases



de efecto invernadero está vinculada a la generación de electricidad, que actualmente es completamente dependiente de los combustibles fósiles.

La arquitectura del sistema central del SEP no ha cambiado a lo largo del tiempo, en su mayor parte siguen siendo proyectadas, construidas y operadas con las mismas teorías, topologías, tecnologías y técnicas del siglo 19 y 20. De hecho, algunas de las tecnologías claves, como el medidor electromecánico tienen más de un siglo de edad.⁷ La industria eléctrica se ha quedado detrás de otras industrias en el aprovechamiento de las ventajas conseguidas con las tecnologías de comunicación moderna y de redes.

Las generación distribuida, la eficiencia energética, las energías alternativas y consumos inteligentes son puntos de interés e implican nuevos conceptos, tales como: mercados eléctricos con generación de energía a nivel local y/o personal, sistemas de almacenamiento de energía, programas dedicados a gestionar demanda, la integración del cliente, artefactos eléctricos inteligentes, entre otros, los cuales pretenden conseguir procesos operativos y administrativos eficientes, que aprovechen al máximo la infraestructura y la gestión de activos.

La nueva generación de vehículos híbridos y eléctricos (PHEV, V2G) que reciben y/o entregan energía, podrían significativamente aumentar la cargabilidad de los circuitos si los horarios de tiempos de carga o de entrega no están bien gestionados y controlados. Las fuentes de energía intermitente (eólica, fotovoltaica, etc.) en gran medida igualmente podrían saturar las redes.

Las mejoras importantes en la infraestructura del sistema de distribución pueden ser necesarias para hacer frente a los patrones de flujo bidireccional de potencia e incremento de demanda.

Los niveles económicos actuales, los recortes presupuestarios, los requisitos reglamentarios para proporcionar un servicio confiable y de calidad, presionan a las empresas eléctricas para hacer y dar más con menos recursos.

⁷ Steven E. Collier, Ten step to a smarter grid, IEEE Industry Applications Magazine, Mar/Apr 2010



Con la finalidad de conseguir eficiencia, se requiere de sistemas con inteligencia, que intercambien información de los diferentes dispositivos para monitorear, medir, controlar y automatizar un SEP.

Consecuentemente, se requieren cambios y ajustes a las actuales normas regulatorias del sector, que faciliten la ejecución de estos proyectos, así como también, que garanticen que los beneficios que se produzcan sean distribuidos a los consumidores, con el objeto de que se fomente la participación activa de los clientes, brindando la oportunidad para que éstos elijan, reduzcan y gestionen sus propios consumos.

Los cambios que se están requiriendo en la red de electricidad son especialmente significativos, donde las operaciones a "ciegas" y de forma manual, junto con los componentes electromecánicos deberán ser transformadas hacia un nuevo modelo de red. La implementación de este modelo de red, al cual se la conoce como *Smart Grid*, tendrá un impacto profundo en los modelos operativos y en los sistemas de información de muchas de las empresas.⁸ Un resumen de las características del modelo de red futuro y su comparación con el actual se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 2.1. Características entre la red actual y la red futura.⁹

Características: Red Actual	Características: Red Futura
Equipamiento electromecánico.	Equipamiento digital.
Comunicación muy limitada o en sólo sentido.	Comunicación bidireccional en todas partes.
Pocos sensores y operaciones a ciegas.	Sensores a lo largo del sistema y monitoreo del estado y condiciones de los equipos.
Limitado control sobre el flujo de potencia.	Sistemas de control generalizado - subestación, distribución y automatización de alimentadores.
Referente a confiabilidad - Restauración Manual.	Protección adaptativa, restauración semi-automatizada y eventualmente auto restauración.
Subutilización de activos.	Ampliaciones de la capacidad y vida de los activos a través de un monitoreo de condiciones y límites dinámicos.
Independencia de los sistemas de información y aplicaciones.	Integración de los niveles de información empresarial, interoperabilidad y automatización coordinada.
Construida para generación centralizada, con limitada generación distribuida.	Capacidad de integración de generación distribuida y fuentes intermitentes en el lado de la carga.
Generación basada en carbono.	Beneficios de energía verde y límites de emisión de carbono.
Decisiones de emergencia por comisiones y teléfono.	Decisión soportada en sistemas y confiabilidad predictiva.

⁸ Ali Ipkachi - Farrokh Albuyeh, Grid of the Future, IEEE Power & Energy Magazine, Mar/Apr 2009

⁹ KEMA, Inc., Implementing the Smart Grid: Enterprise Information Integration, Grid Interop Forum Albuquerque, November 9, 2007

Limitada información sobre precios. Tarifas estáticas.	Información completa de precios, tarifas dinámicas y respuesta de la demanda.
Clientes con pocas opciones de servicios y suministrador.	Muchas opciones para los clientes, servicios de valor agregado, automatización integrada al lado de la carga.

El objetivo de la transformación de la red en un sistema inteligente es proporcionar energía eléctrica confiable y de alta calidad, en una forma ecológica y sostenible para una sociedad digital.

2.4. RED INTELIGENTE (*SMART GRID*)

2.4.1. DEFINICIÓN

No existe una definición universal referente a la Red Inteligente (*Smart Grid*), existe gran cantidad de investigación relacionada y publicaciones en las cuales se dan definiciones en función de las características y aplicaciones previstas a desempeñar.

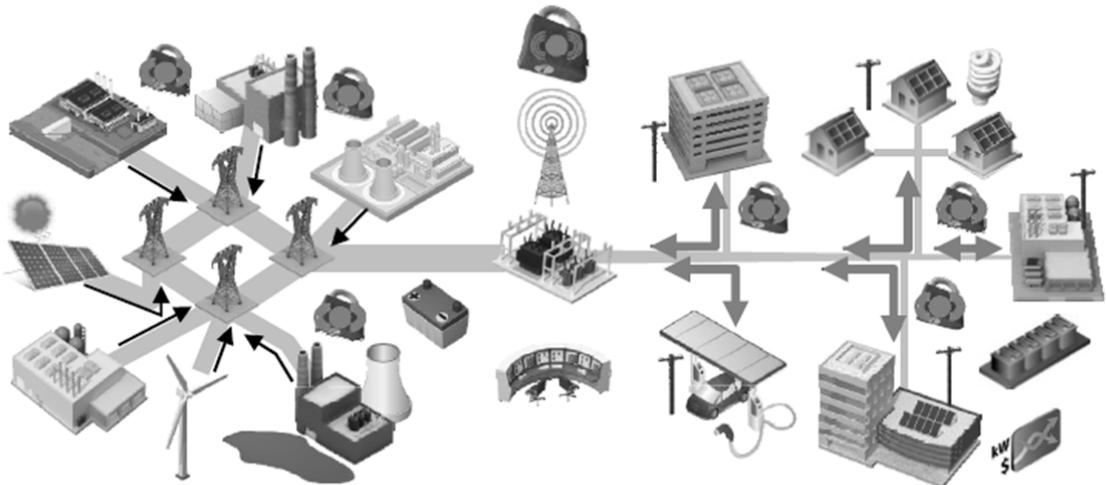


Figura 2.3. Esquema conceptual de un *Smart Grid*.^[5]

En el Acta conocida como EISA (*Energy Independence and Security Act of 2007*), en el Congreso de los Estados se definió la Red Inteligente como: “La modernización de los sistemas de transmisión y distribución de electricidad para mantener una infraestructura eléctrica segura y confiable que pueda soportar el crecimiento de la demanda en el futuro”¹⁰

¹⁰ ISO New England Inc., Overview of the Smart Grid –Policies, initiatives, and Needs, Feb. 2007



En definitiva, se considera como Red Inteligente a una red eléctrica que puede integrar a todos los usuarios conectados a ella -tanto generadores como consumidores- a través de una comunicación bidireccional e interoperabilidad de sus aplicaciones, a fin de disponer de la energía eléctrica en forma eficiente, económica, sostenible y segura. Ver Figura 2.3.

2.4.2. CARACTERÍSTICAS

Se consideran las siguientes particularidades como las características a ser mejoradas o desarrolladas en la implementación de una red inteligente:

- ✓ Anticiparse y responder a perturbaciones sobre la red de manera autónoma.
- ✓ Una activa participación de los consumidores.
- ✓ Facilitar la recuperación y operación de la red en casos de ataques físicos o cibernéticos sobre el sistema.
- ✓ Garantizar la calidad del servicio y de la calidad de la forma de onda.
- ✓ Vincular la generación distribuida y el almacenamiento de energía.
- ✓ Proveer nuevos productos, mercados y servicios.
- ✓ Realizar un uso eficiente de los activos vinculados a la red.

Tabla 2.2. Propiedades entre la red actual y la Red Inteligente.¹¹

Propiedad	Red Actual	Red Inteligente
Auto-reposición	Responde a la prevención de daños mayores. Enfocada a la protección de activos tras fallas del sistema.	Detección automática y respuesta a los problemas actuales y emergentes de la transmisión y distribución. Enfocada en la prevención. Minimiza el impacto a los consumidores.
Motiva e incluye al cliente	Clientes desinformados y no participativos con el sistema de potencia.	Participación de los consumidores (informados) de manera comprometida y activa respuesta a la demanda.
Resistente a las agresiones	Vulnerable a actos maliciosos, terrorismo y desastres naturales.	Resistentes a los ataques y los desastres naturales con capacidad de recuperación rápida.
Proporciona la calidad de energía a las condiciones del presente siglo.	Centrada a la atención de las salidas de servicio en lugar de los problemas de calidad de energía (PQ). Lenta respuesta en la solución de problemas de PQ.	Calidad de la energía que cumple con los estándares de la industria y las necesidades del consumidor. Problemas de PQ identificados y resueltos antes de su manifestación. Diferenciación de precios para distintos niveles de calidad.
Adapta todas las modalidades de generaciones y las opciones	Plantas de generación de gran tamaño y relativamente pequeña	Importante generación distribuida, con diversos dispositivos de almacenamiento,

¹¹ ROA Group Korea Consultants, Introduction to Smart Grid, Latest Developments in the U.S., Europe and South Korea, July, 2009

de almacenamiento.	cantidad. Existen numerosos obstáculos para la interconexión de los recursos energéticos distribuidos.	desplegados para complementar las grandes plantas de generación. Conexión –desconexión a conveniencia. Significativamente mayor atención y acceso a las energías renovables.
Habilitación de nuevos productos, servicios y mercados.	Limitado mercado de venta al por mayor, que sigue trabajando para encontrar los mejores modelos de funcionamiento. La congestión de transmisión separa compradores y vendedores.	Maduras operaciones del mercado mayorista, nacionalmente sólido e integrado con los coordinadores de confiabilidad. Floreciente mercados minoristas. Mínima limitación y congestión de la red.
Optimización de activos y operación eficiente.	Integración mínima y limitados datos de operación con los procesos de gestión de activos y tecnologías. Sólidos procesos de negocio. Mantenimiento basado en el tiempo	Condiciones de la red ampliamente monitoreadas y medidas. Tecnologías de red integradas con los procesos de gestión de activos para una eficiencia de gestión y costos. Mantenimiento basado en condiciones.

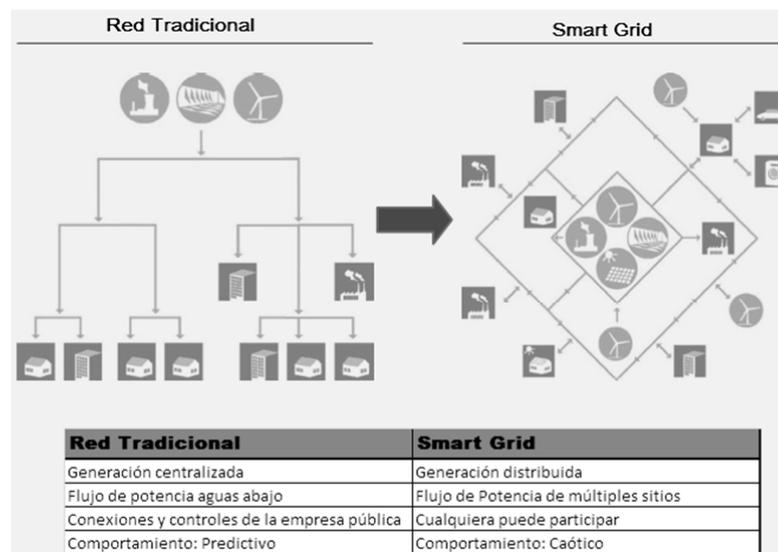


Figura 2.4. Transición de la Red.¹²

A través del *Smart Grid* se busca replicar la operatividad de la red de información cibernética en una gran red eléctrica de productores, distribuidores y consumidores que maximiza la eficiencia energética en todas las etapas y niveles.¹³

2.4.3. TECNOLOGÍAS REQUERIDAS

Se dice que una Red Inteligente se explica como la convergencia de los tres sectores o industrias: 1.- Energía Eléctrica, 2.- Telecomunicaciones, 3.-

¹² Enrique Santacana - Gary Rackliffe - Le Tang - Xiaoming Feng, Getting Smart, IEEE Power & Energy Magazine, Mar/Apr 2010

¹³ Claudio Silvano – Carlos Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica frente al Desafío del Smart Grid, Seminario CIER Belo Horizonte, Brasil, Oct. 2009

Tecnología de la Información (TI). Cada una es necesaria y provee las capas de alto nivel para completar la red inteligente.¹⁴

- La capa física de energía (transmisión, distribución e inteligencia distribuida)
- Capa de control y transporte de datos (comunicaciones y control)
- La capa de aplicación (aplicaciones, servicios y software de decisión)

La consecución del propósito del *Smart Grid* se logrará mediante la aplicación de una combinación de tecnologías existentes y emergentes, considerando que las que encabezarán la evolución de las Redes Eléctricas Inteligentes son o serán:

- ✓ Las tecnologías inteligentes de medición de parámetros eléctricos e incidentes en la red, que permiten la supervisión remota, el control en tiempo real y acceso a la información de cada uno de los elementos.
- ✓ Los sistemas de telecomunicaciones integrados, digitales y bidireccionales, que conectan todos los componentes de la red mediante una arquitectura abierta.
- ✓ Desarrollo de software flexible a actualizaciones: descentralizado (firmware de equipos) y centralizado (back-office).

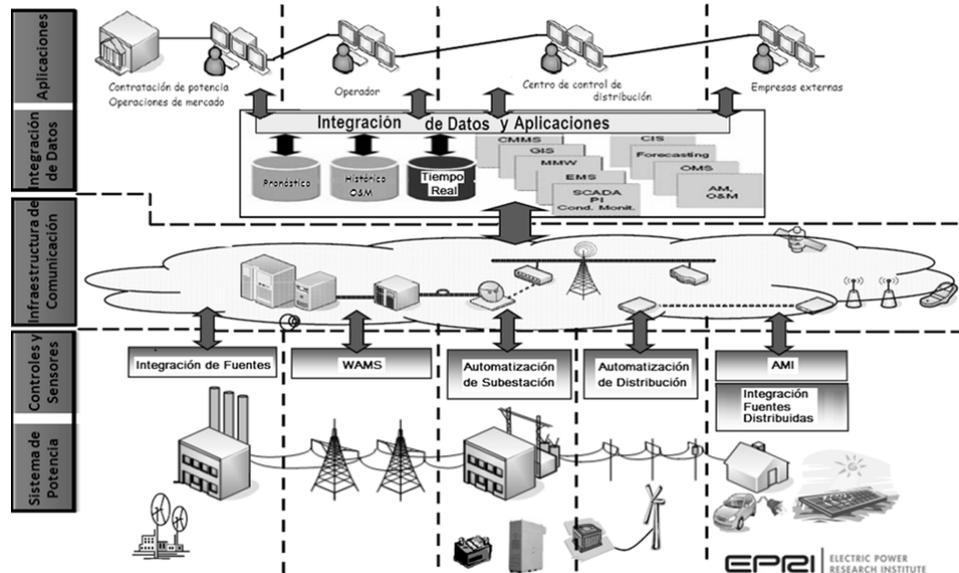


Figura 2.5. Niveles de Aplicación de un *Smart Grid*.¹⁵

¹⁴ GTM Research, The Smart Grid in 2010: market segments, applications and industry players, 2009

Existe una analogía entre estas capas tecnológicas con las que componen el cuerpo humano. La capa fuerza y sensores son análogos a los músculos del cuerpo y sus nervios sensoriales, la capa de comunicación corresponde a la transmisión de señales nerviosas (percepción y motricidad) y la capa de decisión o inteligencia corresponde al cerebro humano.

La originalidad de la red inteligente se encuentra en la capa de decisión e inteligencia, la cual se compone de todos los programas informáticos que se ejecutan en relés, dispositivos electrónicos inteligentes (IED), sistemas de automatización de subestaciones, centros de control, y *back-office* empresarial (CIS, CRM, OMS, GIS, IVR, análisis y modelación de circuitos, etc.).

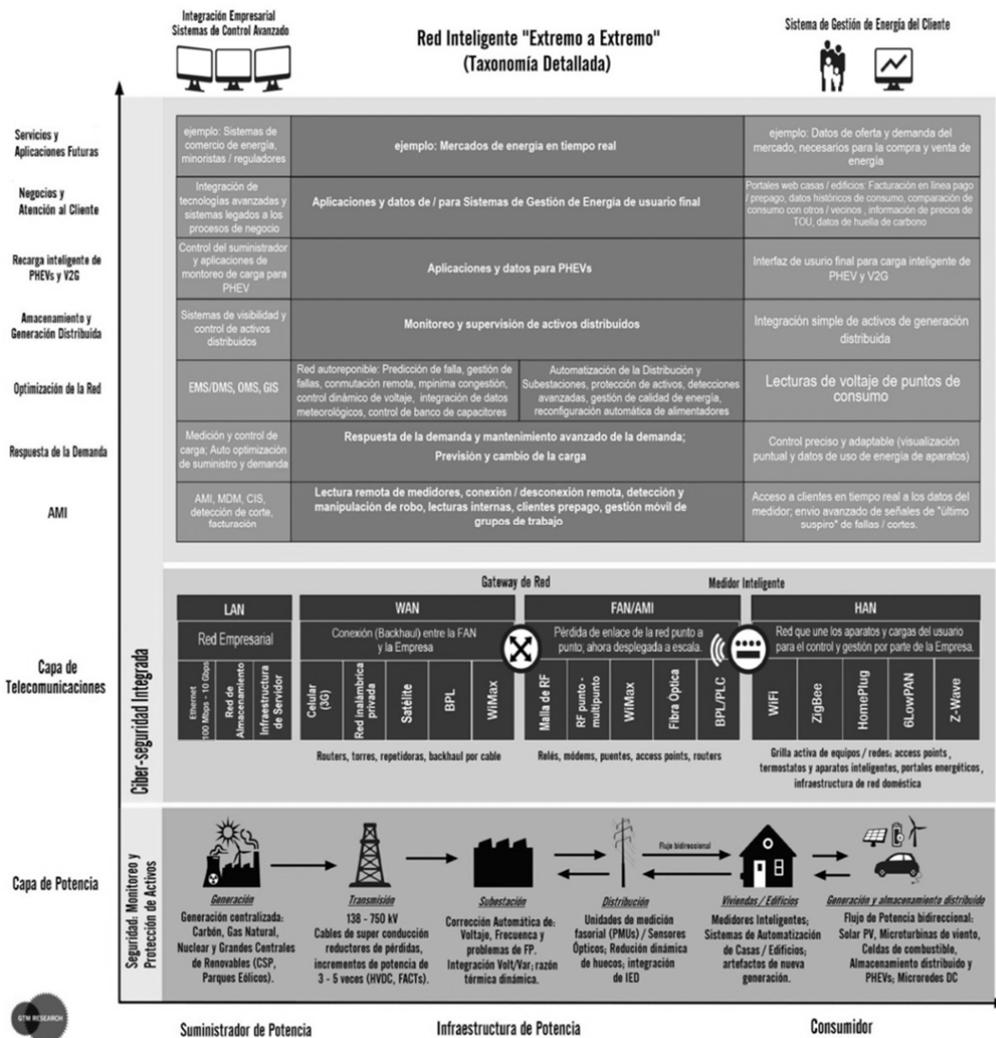


Figura 2.6. Componentes tecnológicos y de mercado de la Red Inteligente. [14]

¹⁵ Mark McGranaghan, Developing the Smart Grid – An Approach for California, EPRI, April 29, 2008

La implementación de inteligencia distribuida, telecomunicaciones digitales y los programas de decisiones rápidas deben ser interoperables. Se requiere de una arquitectura orientada a objetos (SOA) y de una estructura coordinada de protocolos y normas, los cuales al momento se encuentra en fase de desarrollo. La interoperabilidad de los sistemas es imprescindible.¹⁶

El esfuerzo de la industria se encuentra enfocado principalmente a la interoperabilidad, en donde los modelos que están siendo considerados son conforme las sugerencias del NIST en el documento “*Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standard*” y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), cuyo contenido y temas relevantes serán abordados seguidamente en este mismo capítulo.

2.4.4. APLICACIONES Y SERVICIOS

Los estudios han demostrado que los beneficios potenciales económicos y ambientales de la transformación del actual sistema de suministro eléctrico a un *Smart Grid* son numerosos. El desarrollar una red eléctrica inteligente, fuerte y segura ayudará a integrar los recursos renovables, ofrecer una potencia más fiable y eficaz con menos impacto ambiental, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y contribuyendo a promover un futuro de energía limpia, a más de crear un sinnúmero de nuevos mercados y puestos de trabajo.

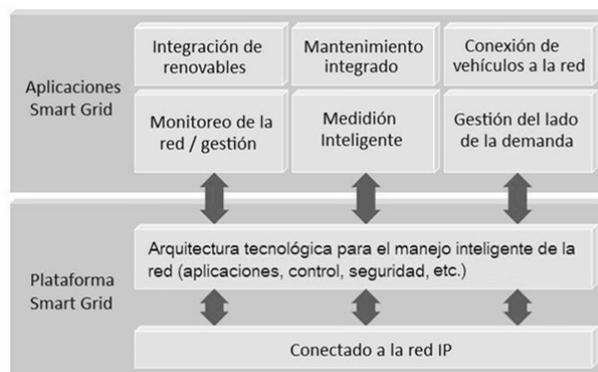


Figura 2.7. Aplicaciones principales de un *Smart Grid*.¹⁷

El futuro de la red eléctrica inteligente será impulsado por el comercio de: red dinámica, optimización, sistemas inteligentes de gestión energética, respuesta

¹⁶ Steven E. Collier, Ten step to a smarter grid, IEEE Industry Applications Magazine, Mar/Apr 2010

¹⁷ Christian Feisst, Dirk Schlesinger, Wes Frye, Smart Grid: The Role of Electricity Infrastructure in Reducing Greenhouse Gas Emissions, Cisco Internet Business Solutions Group (IBSG), Oct 2008.

de la demanda y precios en tiempo real. Si bien aún no se encuentra en producción, se prevé que se podrá decidir cuándo consumir, de qué forma, a qué precio, de qué fuente primaria de generación o compañía, y además, cuándo y cómo vender la electricidad que se genere en un panel solar domiciliario o la energía que se tenga almacenada en el vehículo que fue cargado eléctricamente durante la noche o en una batería de combustible. Un esquema representativo de la plataforma, en la que resaltan las principales aplicaciones impulsores del *Smart Grid* se representan en la Figura 2.7.

PLATAFORMA SMART GRID: Constituye la arquitectura y tecnologías que interactúan para dar inteligencia a la red y una óptima operación, permitiendo la funcionalidad e intercalabilidad de las aplicaciones. Los esfuerzos dirigidos en la habilitación de la interoperabilidad entre los muchos y diversos componentes de la evolución del *Smart Grid* deben abordar consideraciones que exigirán importantes niveles de cooperación y aplicaciones existentes y futuras.

Una arquitectura definida ayuda a los desarrolladores y usuarios a comprender el sistema. La *Grid Wise Architecture Council –GWAC–* describe ocho capas que representan los grados de interoperabilidad necesarios para las diferentes interacciones y transacciones dentro de la Red Inteligente, las cuales se encuentran dentro de los siguientes grupos:¹⁸

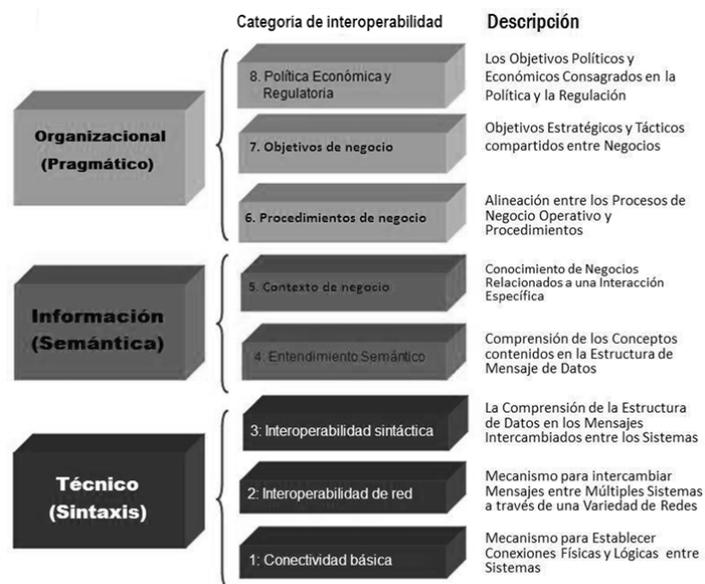


Figura 2.8. Capas de interoperabilidad según la GWAC. ^[18]

¹⁸ NIST, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0, Jan 2010



- Técnico: Hace hincapié en la sintaxis o el formato de la información, centrándose en cómo la información está representada en el medio de comunicación y sus conexiones físicas.
- Informativo: Hace hincapié en los aspectos semánticos de la interoperabilidad, centrándose en el intercambio de información y su significado.
- Organizacional: Hace hincapié en los aspectos pragmáticos (negocios y política) de interoperabilidad, especialmente relativas a la gestión de la electricidad. Cubre las relaciones entre organizaciones e individuos.

Las capas inferiores se consideran básicas, como la capa física del equipo y el software que son utilizadas para la codificación y transmisión de datos, las capas intermedias se reservan para los protocolos de comunicación y aplicaciones, y las capas superiores están dedicadas a los negocios empresariales.

En la sección 2.5 de este capítulo se describe el modelo conceptual y los dominios que definen el marco de referencia de la red inteligente.

APLICACIONES: Mucho se puede decir de las aplicaciones de la Red Inteligente, sin embargo a continuación se presenta una breve exposición de las principales aplicaciones impulsores del *Smart Grid*.^[14]

2.4.4.1. INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

Aunque muchas de las soluciones de energías renovables –como la energía eólica y solar– han existido durante décadas, lo que ha faltado es la infraestructura adecuada para soportar su introducción en una forma contundente. Sin la plataforma de red inteligente no hay camino a las aplicaciones de generación distribuida y almacenamiento que puedan tener una penetración a escalas necesarias para crear una independencia energética. De hecho, ahora se presta mucha atención a la capacidad de la generación distribuida para crear "micro-redes", independientes y autosuficientes, que puedan generar y almacenar toda la energía que requieren sus usuarios y que estarían en condiciones de funcionar como islas en caso de fallas de la red principal.



Es verdad que esta aplicación traerá una nueva complejidad para los operadores, quienes nunca han tenido que "pensar" más allá de la subestación, por lo cual ahora deberán medir la energía en tiempo real que se está produciendo entre los millones de productores de energía, así como de direccionar y agregar la cantidad de potencia lo más eficientemente posible.

2.4.4.2. MONITOREO Y GESTIÓN DE LA RED

La adición de innumerables sensores y monitores incorporados en todos los nodos, junto con las redes de comunicación en tiempo real, son el escenario para mejoras sustanciales del rendimiento y eficiencia de la red. Al igual que el cerebro humano detecta y responde al mensaje de los nervios del cuerpo, reaccionando para su protección, ahora se podrá reaccionar a las perturbaciones en toda la red de alimentación.

La infraestructura de comunicación es esencial para la detección de actividad de la red y la emisión de señales de control para un mejor rendimiento y seguridad.

La optimización de la red en general abarca mejoras en:

1) Confiabilidad del sistema:

- a) Vigilar el flujo de energía y de los activos en tiempo real.
- b) Disminuir la cantidad y duración de las fallas e interrupciones a través de:
 - Detectar fallas, defectos, o predecir su posibles ocurrencias.
 - Conmutación remota y automática, y restauración (después de un fallo).
- c) Aumentar la visibilidad y el control:
 - Ver exactamente donde la red de distribución está sobrecargada, subutilizada o vulnerable a condiciones climáticas extremas.
 - Ejecutar simulación continua para anticipar una respuesta apropiada a cualquier evento.
- d) Integrar los datos de las operaciones para tomar mejores decisiones.
- e) Direccionar el flujo de potencia para maximizar la eficiencia sin afectar al usuario final (perturbaciones y/o congestión).



- f) Reducir fallas de los equipos a través de un mantenimiento predictivo.

2) Eficiencia operativa:

- a) Optimización de la entrega de energía y mejora de calidad de energía (PQ):
- Reducir al mínimo de la congestión y pérdidas en la línea, al menor costo.
 - Control dinámico de regulación de voltaje.
 - Reducción de pérdidas en alimentadores.
 - Mejora de la regulación de frecuencia.
 - Selectividad de las fuentes, determinando cuando las energías renovables pueden sustituir a las de combustibles fósiles.
- b) Disminución de las necesidades de generación a través de la mitigación de las pérdidas:
- Ahorros sustanciales de los costos operativos.
 - Reducción de las emisiones de carbono.
- c) Aumento y mejora en la capacidad del sistema:
- La mejora de eficiencia permite más energía útil a través de red.
 - Mejora de las provisiones de carga permite una mejor gestión y control.
 - Evaluar los riesgos climáticos en los planes y previsión de capacidad.

3) Utilización y protección de activos:

- a) Permitir gestionar eficazmente los capitales frente a los desafíos del envejecimiento y las condiciones de la propia infraestructura:
- Reducir o aplazar la necesidad de nuevas centrales, líneas, subestaciones y la red en general.
 - Precisión en la utilización planificada del capital vinculado.
- b) Informe sobre el estado y el rendimiento de los activos críticos de la red:
- Comprender el comportamiento de los activos bajo carga.
 - Determinación de cuales activos están más y menos utilizados.



- Mantenimiento de activos basada en la predicción en lugar de la reacción, lo que permite priorizar correctamente el presupuesto.
- Aumentar la vida útil del activo.

2.4.4.3. MANTENIMIENTO INTEGRADO

Dispositivos de varias edades, de distintos fabricantes, operado bajo ambientes y condiciones de carga diferentes, a más de estar sometidos a mantenimientos con diferentes prácticas, deben trabajar acoplados eficientemente, en lo posible. Estas características pueden crear complicaciones para el personal de mantenimiento, a menos que se tengan en cuenta los patrones históricos de funcionamiento de cada componente junto con sus complejas relaciones funcionales entre sí, lo cual se puede conseguir con las tecnologías de *Smart Grid*.

Los activos pueden ser monitoreados continuamente, y las situaciones críticas pueden ser definidas anticipadamente a través de software y programas de captura de datos, historiadores y almacenamiento masivo de información.

Las estrategias de mantenimiento tradicional, basado en ciclos definidos, estarían caducas, pues en combinación con nuevas tecnologías de comunicación, información sobre las condiciones de los activos críticos (desempeño, alertas, entre otros) se puede proporcionar a los técnicos de campo para su análisis, gestión y aseguramiento de la situación.

Gracias a tecnologías de reconocimiento avanzado de patrones, se puede "aprender" y desarrollar los perfiles de funcionamiento para cada pieza o parte del equipo, determinar cómo trabajar en conjunto óptimamente y alertar a los usuarios cuando el equipo se desvía de los patrones normales de comportamiento. Esto puede ayudar a prevenir fallas antes de que sucedan.

Mientras el mantenimiento en función del tiempo (mantenimiento preventivo) y el mantenimiento centrado en la confiabilidad (CRM – *reliability centered maintenance*) son aspectos probados por el tiempo, una estrategia integral de mantenimiento es el mantenimiento predictivo (CBM – *condition based maintenance*), en el que la salud de los activos se supervisa en tiempo real, lo



cual es necesario para garantizar el más alto nivel de confiabilidad de los equipos.¹⁹

2.4.4.4. MEDICIÓN INTELIGENTE

La medición inteligente (AMI) se considera como uno de los primeros pasos para la transición a la Red Inteligente. El medidor es el equipo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información de consumo y estado del servicio, almacena datos de parámetros eléctricos para el análisis de la utilización de la energía, optimización de procesos y la gestión de activos.

El medidor inteligente es un dispositivo de “última milla” que permite establecer un enlace con el cliente para intercambiar información, permitiendo se envíen datos de ida y vuelta sobre una red de comunicaciones de dos vías. AMI permite -por primera vez- la posibilidad de que los consumidores/usuarios finales puedan tomar decisiones sobre su demanda, al estar informados en tiempo real de los precios y de su consumo.

La infraestructura de comunicación de AMI permite una gran cantidad de nuevas aplicaciones, que pueden incluir:

- Lectura remota de la medición y consumo.
- Capacidad de conexión/desconexión remota.
- Detección y 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.
- Lecturas en intervalos cortos (que sirven de base para aplicaciones tarifarias horarias y de tiempo de uso).
- Gestión y monitoreo de la generación distribuida.
- Herramienta para modelar la utilización de los activos y la gestión en transformadores y redes.

¹⁹ Sean Gregerson, Dawn Toporek, Real-Time Asset Health Monitoring, IEEE power & energy magazine, Nov/Dec 2010



2.4.4.5. CONEXIÓN DE LOS VEHÍCULOS A LA RED

La nueva generación de vehículos híbridos (PHEV) –con una batería grande– permite tanto la posibilidad de almacenar electricidad como de alimentar a la red eléctrica -con la energía almacenada- en períodos de alta demanda, actuando como una fuente de respaldo de energía para la red eléctrica.

De manera similar al requerimiento de las energías renovables distribuidas, el PHEV requiere la necesidad de contar con la red inteligente para hacer frente a problemas de manejo a gran escala, con el fin de:

- 1) Que los vehículos se puedan cargar de una manera que no sea perjudicial para la seguridad y la fiabilidad de la red, y
- 2) Que esta extensa fuente de energía distribuida almacenada se pueden utilizar en red.

El peor impacto que pudiera producirse es que un gran número de vehículos traten de recargarse en horas pico, requiriendo energía de las centrales de energía térmicas (costosas) para satisfacer la demanda adicional. El éxito de este nuevo requerimiento, es que la carga de los vehículos se haga en horas de la noche, cuando existe baja demanda y esté una gran cantidad de capacidad disponible y barata.

El despliegue masivo de contadores inteligentes servirá para hacer frente a los desafíos de los horarios de carga, al servir como un portal de información de precios en un esquema de tiempo de uso (costos de energía en rangos horarios o precios variables), de esta manera, en tiempo real se informaría a los clientes de los requisitos de la demanda de energía, precios y la toma de decisiones de uso. Por otro lado, también existe la posibilidad de que sean las empresas de suministro de electricidad quienes controlen los horarios de carga, al poder emparejar la carga con la producción energética de las renovables.

La siguiente generación de vehículos V2G (*Vehicle-to-grid*) constituyen los vehículos eléctricos alimentados por baterías, pilas de combustible, gasolina o sistema híbrido, que pueden entregar potencia a la red, con capacidad alrededor de 10kW y en corriente alterna a frecuencia industrial (60Hz), para



cuya llegada la red deberá de estar adecuada para soportar el plug-in y su armonización con el sistema eléctrico.

2.4.4.6. GESTIÓN DE LADO DE LA DEMANDA

Constituye cuando las empresas de suministro incentivan a los consumidores a reducir el consumo en horas específicas (generalmente las del período de pico). El despliegue de los medidores inteligentes impulsa la adopción de los programas de Respuesta de la Demanda (DR), como una solución de ganar – ganar, tanto para el suministrador como para el cliente.

Se espera que la Respuesta a la Demanda sea la primera aplicación del *Smart Grid* para captar una masa crítica de penetración en el mercado. El incentivo de ahorro económico y paralelamente la contribución con el medio ambiente constituyen una apuesta segura de que más consumidores se inscribirán en programas en los que obtengan ingresos adicionales por bajar su potencia. Las aplicaciones DR constituyen la medida más económica, rápida, limpia y fiable, pues la "nueva capacidad" es esencialmente creada por una reducción de la proporción de uso de la energía de la población y evita el ingreso de plantas de generación para el horario de pico, que generalmente emplea combustibles fósiles.

La adición de inteligencia en casas/edificios y en los equipos como: termostatos, calefacción, lavadoras, iluminación y otros, –de propiedad del cliente–, harán que tanto la empresa y los consumidores se beneficien económicamente, controlando su consumo y reduciendo sus facturas con muy poco esfuerzo.

2.4.5. ACERCA DE LAS NORMAS

Aún existe mucha investigación y desarrollo por venir, algunos de los estándares y las tecnologías necesarias para la aplicación de *Smart Grid* aún no se han diseñado, y algunas de las tecnologías existentes que son necesarias para crear *Smart Grid* aún no están comercialmente disponibles.

Al momento se continúa trabajando en identificar las áreas donde las normas ya existen, mejorar la interoperabilidad del sistema y determinar que actualizadas o nuevas normas que son necesarias. Numerosas organizaciones



en toda la cadena de suministro están ahora trabajando en colaboración y bajo la dirección del NIST.

La Tabla 2.3 detalla varias las normas técnicas existentes que se espera sean las bases para estos desarrollos.

Tabla 2.3. Normas existentes para aplicaciones *Smart Grid*.^[10]

Normas ^(a)	Descripción	Aplicación
IEC 61970 ^(b)	Modelo de información común	Intercambio de datos
IEC 61850	Red de comunicación y sistemas en subestaciones	Gestión de red
IEC 61968	Interfaces de sistemas para la gestión de la distribución	Gestión de la red de distribución
ANSI C12 ^(b)	Estándares de calidad en la medición	AMI
Open AMI	Grupo de estándares para la infraestructura de medición avanzada (AMI) y redes de área domiciliaría (HAN)	AMI
IEEE 1547 ^(b)	Monitoreo y control de fuentes distribuidas interconectadas al sistema eléctrico de potencia	Generación distribuida / Respuesta de la demanda / Almacenamiento de energía
ASHRAE ^(b) BACnet	Protocolos de comunicación de datos para automatización de edificios y control de redes	Respuesta de la demanda / Eficiencia energética / DSM (Modelado específico de dominio)

(a) Puede o no representar un estándar oficial realizado por un organismo de normalización reconocido.

(b) IEC siglas de la International Electrotechnical Commission. ANSI siglas de la American National Standards Institute. ASHRAE siglas de la American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

2.5. MODELO CONCEPTUAL

Las normas deben facilitar las economías de escala y con un alcance que facilite crear mercados competitivos en los que los vendedores compiten sobre la base del precio y la calidad.

En ausencia de normas, las empresas del sector corren el riesgo de que las variadas tecnologías de *Smart Grid* se conviertan en obsoletas rápidamente, así como también de que se pongan en práctica sin las medidas de seguridad adecuadas, por consiguiente, en Norteamérica el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de los EE.UU. (NIST) se encuentra trabajando en el desarrollo y la aplicación de la normativa para la consecución de la visión de la Red Inteligente y consecuentemente la IEC define las norma IEC 61970 e IEC 61968 que contienen el modelo de información común CIM, tanto para

generación y transmisión en el primer caso y para el sistema eléctrico de distribución en el segundo.

Tomando como referencia para la descripción del modelo conceptual al contenido de la publicación del NIST, titulado “*NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*”, se sintetiza un conjunto inicial de normas y un modelo de referencia para facilitar el diseño y comprensión de la arquitectura de Red Inteligente.

El Modelo Conceptual de referencia presenta siete dominios claramente establecidos, (definiendo dominio como un nivel jerárquico de agrupación de: organizaciones, edificaciones, propiedades, sistemas u otros actores que tienen objetivos comunes, que se basan o que participan en aplicaciones similares, cada dominio y sus sub-dominios abarcan actores y aplicaciones de la Red Inteligente), cada uno de los cuales contiene muchas aplicaciones y actores que están conectados por asociaciones (conexiones lógicas), a través de interfaces.

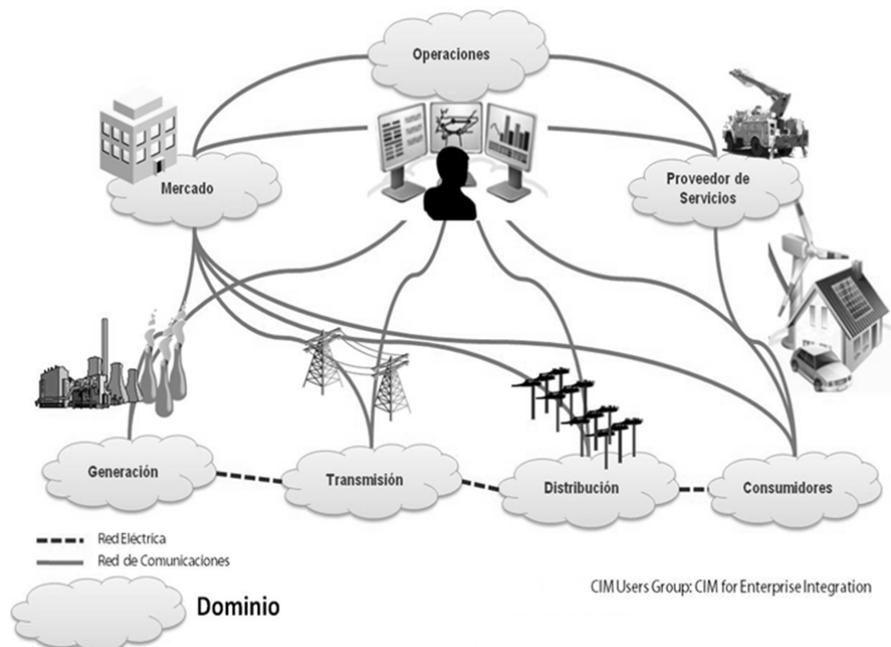


Figura 2.9. Modelo Conceptual – Dominios e interacción de actores. ^[18]

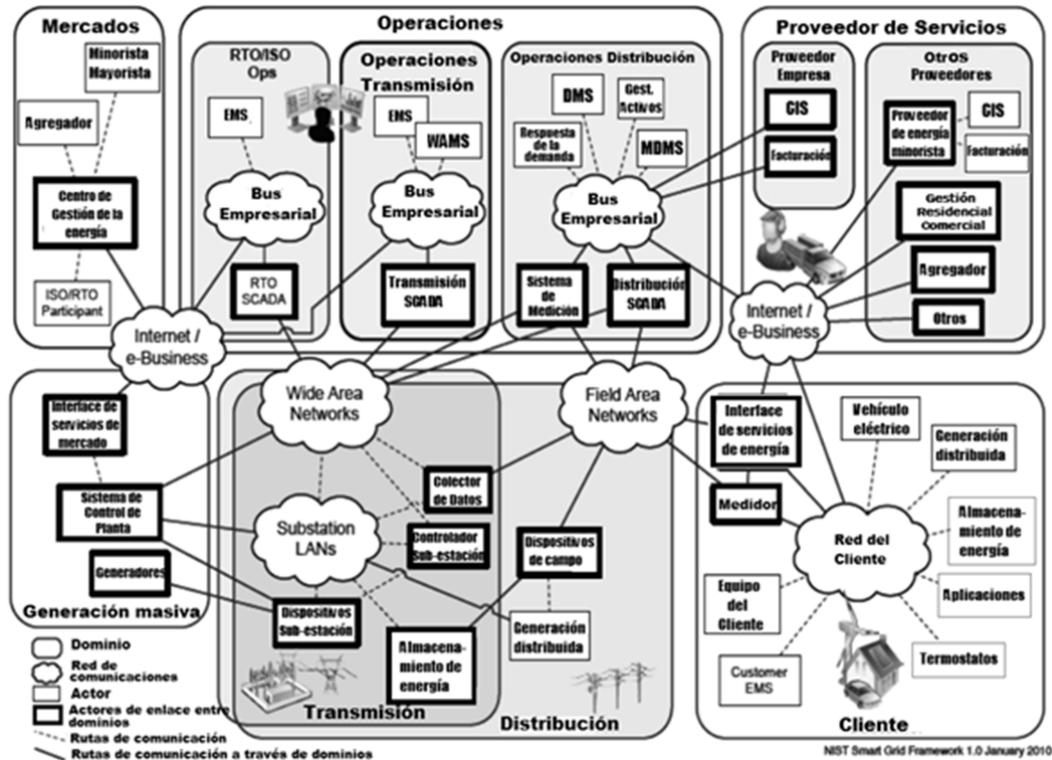


Figura 2.10. Diagrama de referencia de la red de información para *Smart Grid*.^[18]

Es necesario notar que el flujo de la información lo comparten los siete dominios y están interconectados entre sí. Las posibles comunicaciones de cada uno de los dominios a través de sus actores y su posible identificación de las interacciones intra-dominio para las aplicaciones de la Red Inteligente se esquematizan en Figura 2.10.

2.5.1. DOMINIO DEL CLIENTE

Los usuarios finales de electricidad también puede generar, almacenar y administrar el uso de la energía, cada tipo de cliente (residencial, comercial e industrial) se tratan con su propio sub-dominio, en el que se encuentra la automatización en casas, edificios e industrias, así como micro-generación distribuida.

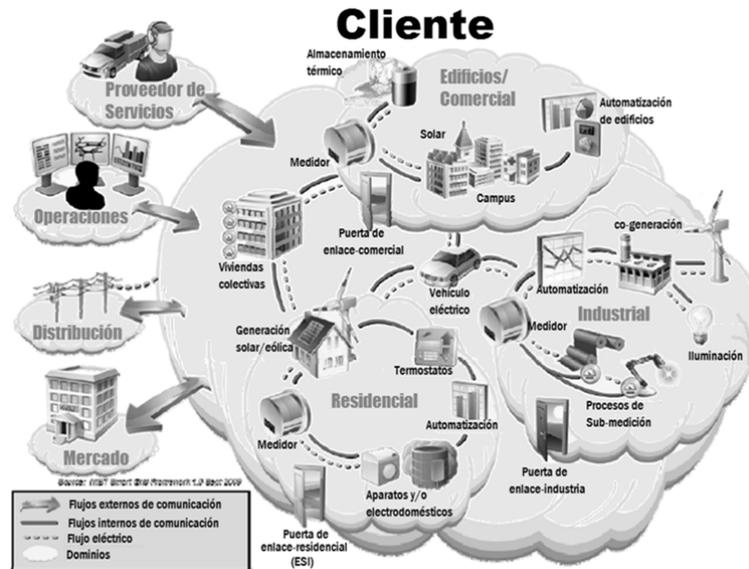


Figura 2.11. Esquemización del dominio del Cliente

2.5.2. DOMINIO DE MERCADO

Los operadores y participantes en los mercados de la electricidad. Sus actores intercambian precios y equilibran la oferta y la demanda dentro del sistema eléctrico. Las comunicaciones para las interacciones del este Dominio deben ser muy confiables, trazables, auditables y deben soportar las normas del comercio electrónico.



Figura 2.12. Esquemización del dominio de Mercado.



Figura 2.14. Esquematzación del dominio de Operación.

2.5.5. DOMINIO DE GENERACIÓN DE GRAN VOLUMEN

En este dominio se realiza el proceso de generación de energía eléctrica a través de la conversión desde otras formas energéticas, categorizadas como: renovables intermitentes, renovables de producción controlada, y no renovables de producción controlada. Está conectado eléctricamente al dominio de la Transmisión y mantiene comunicaciones con los dominios de las Operaciones, Mercados y Transmisión. Entre sus aplicaciones se encuentra la gestión de activos, mediciones, protección, control y registro.

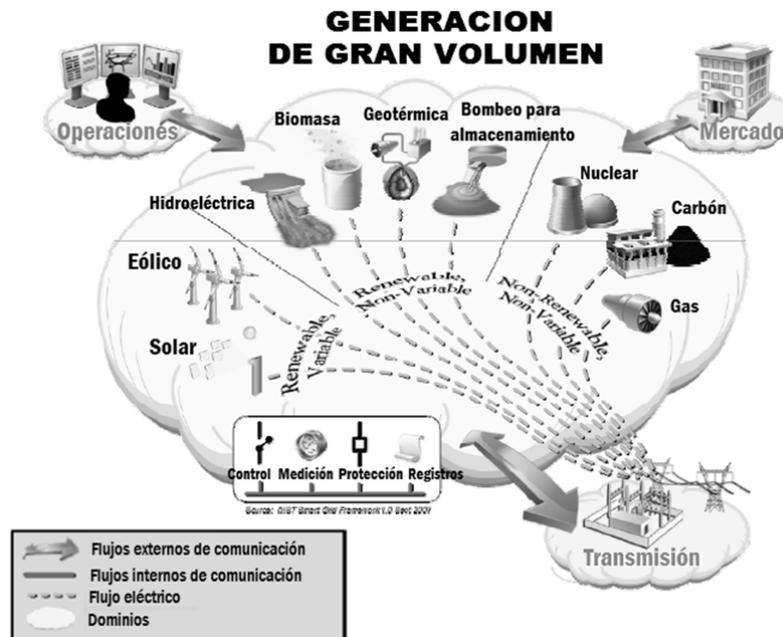


Figura 2.15. Esquematzación del dominio de Generación de Gran Volumen.

2.5.6. DOMINIO DE TRANSMISIÓN

En este dominio se realiza el transporte masivo de energía desde los generadores hasta las subestaciones de distribución. Sus actores incluyen: unidades terminales remotas (UTR), medidores, relés de protección, monitores de calidad de energía, unidades para la medición fasorial, monitoreo de perturbaciones, registro de fallas e interfaces con los usuarios en la subestación. Entre las aplicaciones se encuentran los sistemas de medición, control y almacenamiento.

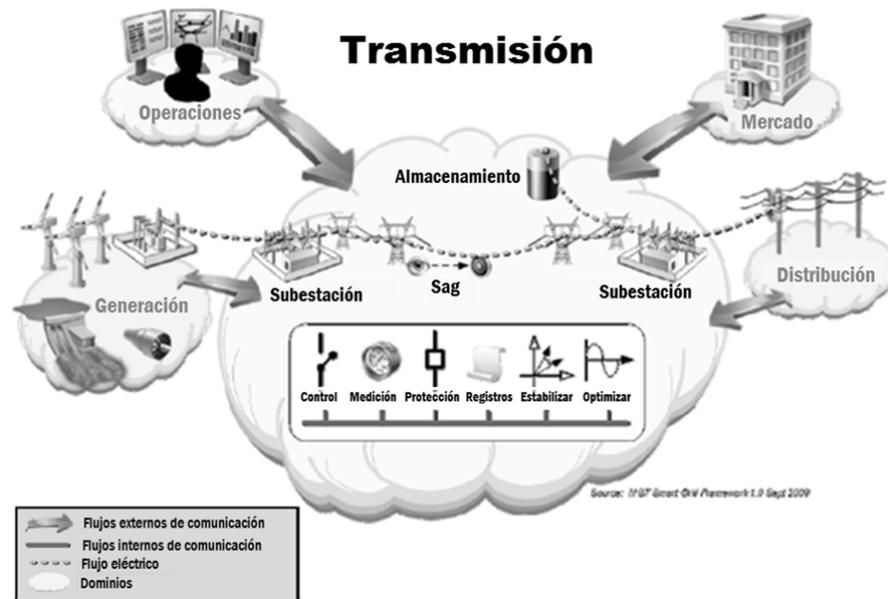


Figura 2.16. Esquematización del dominio de Transmisión.

2.5.7. DOMINIO DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución han sido realizados con poca telemetría y casi todas las comunicaciones dentro de este dominio han sido a través de personas. La base principal de sensores instalados en este dominio ha sido constituida por el cliente con un teléfono, cuya llamada inicia el envío de una cuadrilla para restaurar la energía. Dentro de una red inteligente, gran cantidad de sensores electrónicos se comunican a través de las redes de telecomunicaciones y los sistemas de control automático gestionarán el despacho y reposición del servicio.

El dominio de Distribución se comunica estrechamente con el dominio de las Operaciones en tiempo real en una red inteligente, gestionando los flujos de

energía asociados a una mayor dinámica con el dominio de Mercado y otros factores basados en la seguridad y medioambiente. El dominio de Mercado se comunicará con el dominio de Distribución de manera tal que influya en el consumo y la generación.

La confiabilidad de los sistemas de distribución varía en función de su estructura, los tipos de actores implementados, y el grado de intercomunicación que puede ser interno o con actores de otros dominios. En sus aplicaciones están los sistemas de control y supervisión dentro de una subestación, el almacenamiento de energía, fuentes de generación distribuida dentro de la red y todos los tipos de sistemas de medida, control y registro, para proteger y optimizar las operaciones de red.

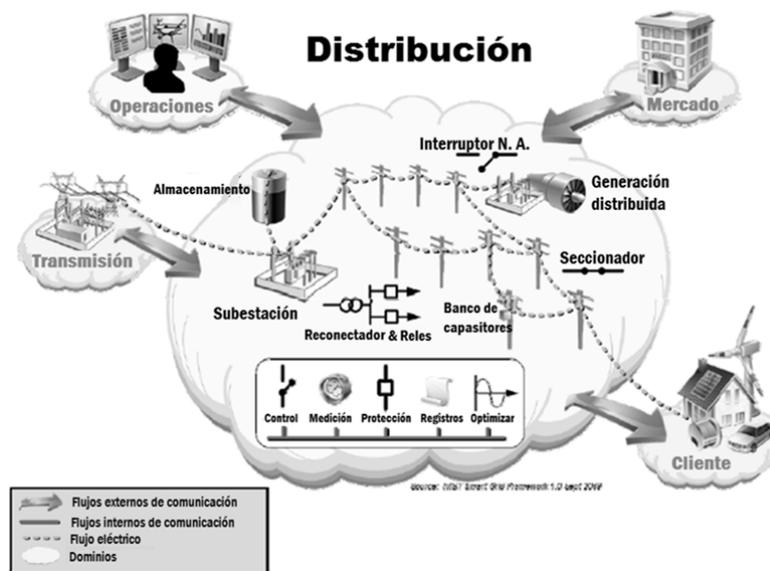


Figura 2.17. Esquemización del dominio de Distribución.

2.6. ARQUITECTURA E INTEROPERABILIDAD

Los sistemas existentes y los nuevos sistemas, con el apoyo de recursos tecnológicos deberán conseguir una interoperabilidad, como requisito a optimizar los recursos, rendimiento y conseguir los objetivos de una Red Inteligente.

Los estándares que están predominando en el concepto de red inteligente se muestran Figura 2.18.

2.6.1. MODELO INFORMACIÓN COMÚN (CIM) - IEC 61970 Y IEC 61968

Basado en los resultados obtenidos por el EPRI en la definición de un modelo de referencia común, se define un modelo abierto y estandarizado a través de las normas IEC que contiene el modelo CIM (*Common Information Model*), constituidos por la IEC 61970 para sistemas eléctricos EMS (generación y transmisión) y por la IEC 61968 para sistemas eléctricos de distribución DMS, éstas están destinadas a facilitar la integración inter-aplicaciones (interoperabilidad), para los sistemas de gestión del servicio y negocio eléctrico.

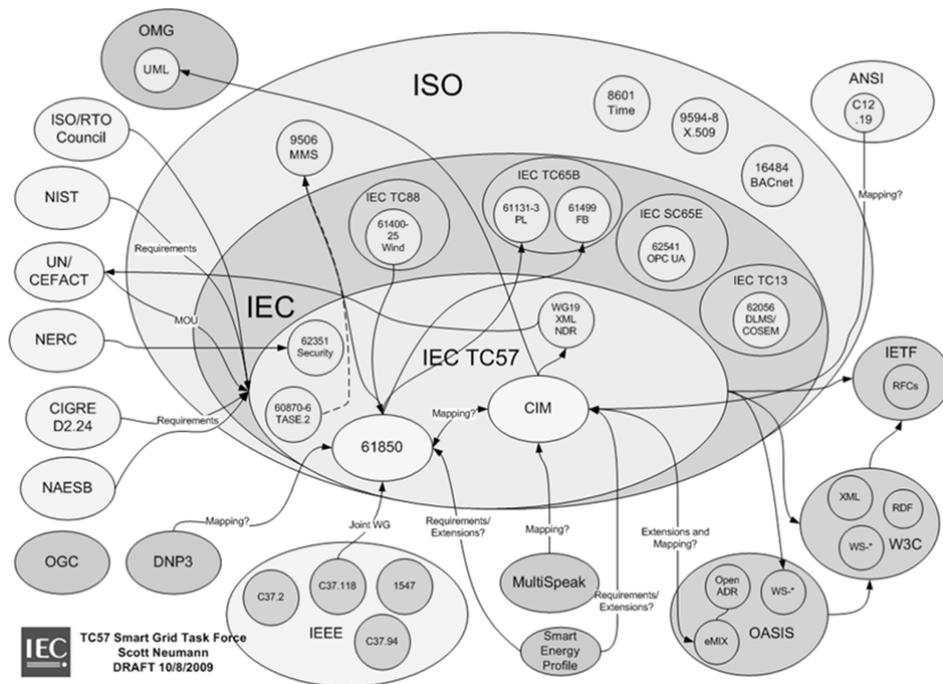


Figura 2.18. Visión general de la agrupación y normas de *Smart Grid*.²⁰

Los objetos a modelarse pueden ser objetos físicos, como los dispositivos en una red eléctrica, o pueden ser abstractos como los objetos utilizados en un sistema de información del cliente (se utiliza para referirse a la parte de un sistema de software que soporta una o varias de las interfaces).

El CIM identifica y establece los requisitos para las interfaces estándar, basado en un modelo de interfaz de referencia (IRM) para garantizar la interoperabilidad entre diferentes sistemas informáticos, plataformas y lenguajes. Es una representación abstracta y formal de los objetos, sus

²⁰ Scott Neumann, IEC TC57 Smart Grid Activities, Utility Integration Solutions, Inc. UISOL, Nov, 2009

atributos, sus asociaciones con otros objetos, el comportamiento y las operaciones que se pueden realizar entre ellos.²¹

El modelo, debido a su facilidad para extenderse, será válido tanto en los sistemas de energía actuales, como en los futuros. Su empleo simplifica el intercambio de información entre aplicaciones de distintos fabricantes, reduciendo considerablemente la complejidad y costos en los sistemas de gestión de las redes eléctricas, pues en un sistema de n aplicaciones (normalmente varias) de diferentes fabricantes, se reducen la cantidad de interfaces de $n \cdot (n-1)/2$ a n convertidores de formato. Ver Figura 2.19.²²

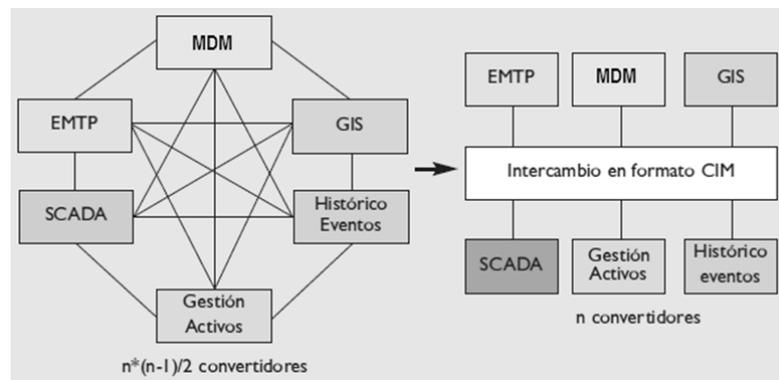


Figura 2.19. Intercambio de información entre aplicaciones de un SEP.

Tanto en la IEC 61970 como en la IEC 61968 no sólo definen el modelo CIM, sino que también describen la arquitectura de referencia para la integración entre aplicaciones que forman parte de los sistemas de gestión y sus requerimientos generales, presentan las especificaciones de los mecanismos de comunicación con los cuales se accede a la información de una aplicación y también las especificaciones de los formatos empleados en el intercambio de información.^[21]

Para la comunicación entre los componentes de la interfaz IRM, es necesario compatibilidad en los siguientes niveles:

- En el formato y protocolo mensaje.

²¹ International Standard IEC 61968-1, Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management, IEC, 2003

²² Santodomingo Rafael, Rodríguez José Antonio, Pilo de la Fuente Eduardo, Introducción al modelo CIM de los sistemas de energía eléctrica, Anales de mecánica y electricidad, Sept - Oct 2009



- El contenido del mensaje debe ser comprendido mutuamente, incluyendo los niveles de aplicación utilizada, el diseño de los mensajes y la semántica.

Por tales motivos esta norma recomienda que:

1. Las interfaces del sistema entre aplicaciones se definan utilizando Lenguaje de Modelado Estándar UML (*Unified Modeling Language*), modelo de información que puede representar los objetos del mundo real para la gestión y operación del sistema eléctrico; esta modelación gráfica incluye: los paquetes de clases, clases de objetos, atributos y relaciones.
2. Para el archivo que contienen el modelo físico de los elementos del sistema eléctrico definido como “instancias”, los formatos de datos sean bajo el lenguaje XML (*eXtensible Markup Language*), los cuales deben cumplir con las reglas semánticas del modelo CIM. Con ello, cuando una aplicación comercial es compatible con CIM implica que puede generar (exportar/importar) instancias CIM/XML.

2.6.1.1. ORGANIZACIÓN DE PAQUETES

Al igual que todo modelo orientado a objetos, en el CIM se representan los sistemas reales y se agrupa todas sus clases en distintos paquetes.

Un diagrama UML en el que se presentan los paquetes que se encuentran definidos en la IEC 61970-301 y su interdependencia se muestran en la figura 2.20, y una breve descripción de éstos se describen a continuación:

WIRES: Paquete en el que se encuentran las clases que representan los equipos físicos que pueden formar parte de un sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, una clase incluida en este paquete es *Breaker*, que representa los interruptores.

TOPOLOGY: Paquete que proporciona las clases necesarias para poder describir las conexiones entre los equipos.

CORE: Paquete central que incluye una serie de clases, como *IdentifiedObject*, que serán padres (superclases) de la mayoría del resto de clases del modelo.

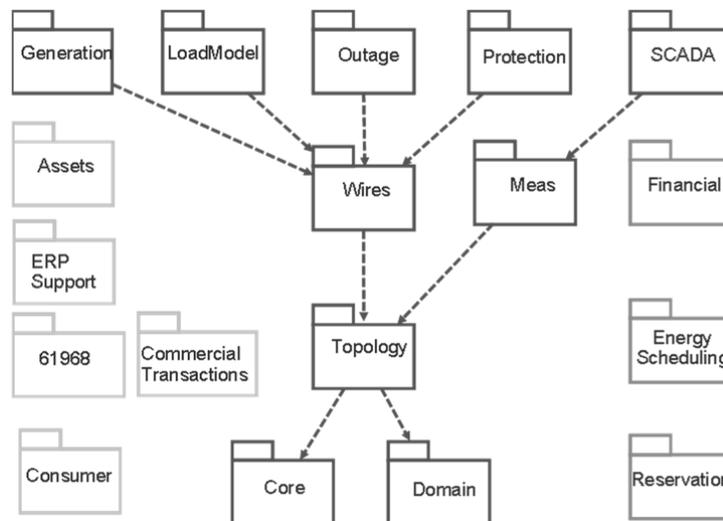


Figura 2.20. Diagrama de paquetes UML de la IEC 61970.

GENERATION: Incluye las clases necesarias para representar la información referente a la generación de energía eléctrica, como por ejemplo: *GeneratingUnit* o *HydroTurbine*.

MEAS: Comprende casi todas las clases relacionadas con la representación de las medidas en los sistemas eléctricos: *Measurement*, *MeasurementType*, etc.

LOAD MODEL: Incluye las clases necesarias para describir todo lo referente al consumo de energía eléctrica. Contiene, entre otras, a la clase *EnergyConsumer*, que permite representar todo tipo de consumidores de energía eléctrica.

OUTAGE: Permite describir programas de planificación para la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos de potencia para la prevención y actuación ante apagones. Incluye, entre otras, la clase *OutageSchedule*, que permite describir la información acerca de los periodos programados en los que un equipo determinado está fuera de servicio, por mantenimiento o realización de algún test.

PROTECTION: Proporciona las clases necesarias para representar los equipos de protección (clase *ProtectionEquipment*) y las secuencias de cierre automático (clase *RecloseSequence*).

SCADA: Incluye, entre otras, la clase *RemoteUnit*, que representa los dispositivos electrónicos situados en la instalación eléctrica y que intercambian

información con la aplicación SCADA localizada en el sistema de gestión. También permite describir los enlaces de comunicación con estas unidades remotas mediante la clase *CommunicationLink*.

DOMAIN: Es el paquete que incluye las definiciones de todos los tipos de datos que se asignan a los valores de los atributos descritos en el resto del modelo: desde tipos primitivos como *Float*, hasta tipos como *Temperature*.

2.6.1.2. NORMA CIM IEC 61968 - FUNCIONES

La IEC 61968 constituye una extensión de la IEC 61970, con una relevancia a las aplicaciones débilmente acoplados y que cuentan con diversidad de: lenguajes, sistemas operativos, protocolos y herramientas de gestión.

Diversos departamentos y sistemas dentro de la organización realizan tareas de operación, control, mantenimiento, etc., que en su conjunto se definen como gestión de la distribución. Las principales funciones dentro del proceso de gestión de la distribución, se describen dentro de esta norma.

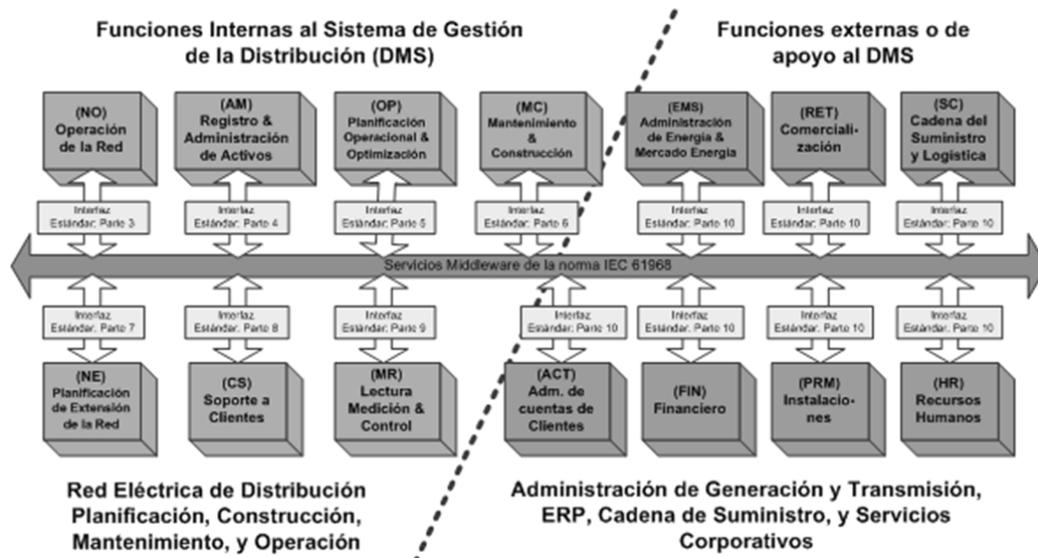


Figura 2.21. Aplicaciones típicas para un Modelo de Referencia de Interfaces.

El middleware es un software de conectividad que ofrece un conjunto de servicios que hacen posible el funcionamiento de aplicaciones distribuidas sobre plataformas heterogéneas. Abstrae la complejidad y heterogeneidad de las redes de comunicación, así como de los sistemas operativos y lenguajes de programación.



Las funciones del negocio definidas en la IEC-61968 se dividen en sub-funciones y componentes abstractos, como se detalla en la siguiente Tabla 2.4., para el caso de la IEC-61968.

Tabla 2.4. Modelo de referencia de interfaz IEC-61968 – Gestión de la Distribución.

Función	Sub-Función	Componente Abstracto
<u>Operación de la Red</u> [IEC 61968-3]	Supervisión de la Operación de la Red	Supervisión del estado de subestaciones
		Supervisión del estado de la red
		Supervisión de las acciones de conmutación
		Supervisión de los estados de conmutación
		Administración de los datos adquiridos del SCADA y sistemas de medición
		Administración de los datos adquiridos a través de la operación (cuadrillas de campo, clientes, interrupciones programadas y no programadas)
		Supervisión de la Regulación
		Supervisión de alarmas
		Registro de operación y eventos
		Monitoreo del temporal (detección de rayos)
	Control de la Red	Control del acceso de usuarios
		Controles Automáticos: * Protección (despeje de fallas);* Seccionalizadores; * Control local de voltaje/potencia reactiva
		Controles asistidos: * Control remoto de interruptores; * Lastrado de carga; *Difusión de reducción del voltaje; * Control local a través de cuadrillas de campo; * Mantenimiento de perfiles de voltaje
		Administración de documentos de seguridad
		Control de seguridad y equipos de bloqueo
		Coordinación de incidentes graves
	Administración de Fallas	Gestión de llamadas de falla y análisis de coherencia (Red BT)
		Análisis de los relés de protección
		Localización de Fallas
		Tiempo de restauración
		Información de incidente al cliente
	Análisis y Retroalimentación de la Operación	Supervisión de la energización de circuitos
		Análisis de mala operación
		Análisis de fallas de la red
		Análisis de los índices de calidad
	Estadísticas y Reportes de la Operación	Histórico de la operación de equipos
		Revisión post-disturbios
		Información de mantenimiento
	Cálculos de Estado de la Red en Tiempo Real	Información para planificación
Información para el control de la gestión		
Estimación de carga		
Análisis de compra de energía		
Flujos de Carga / Perfiles de Voltaje		
Entrenamiento a Despachadores	Análisis de corrientes de falla	
	Ajustes a relés adaptativos	
	Simulación en el SCADA	
<u>Registro y Administración de</u>	Inventario de	Características de equipos
		Modelo de conectividad
		Visualización- <i>displays</i> de subestación



Función	Sub-Función	Componente Abstracto
<u>Activos</u> <u>[IEC 61968-4]</u>	Subestaciones y Redes	Base de datos telecontrol
	Inventario Geográfico	Visualización de la Red
		Mapas cartográficos
	Administración de Activos	Inventario de activos de instalaciones <u>generales</u>
		Inventario de Materiales
		Inventario de vehículos
	Planificación de Inversión en Activos	Estrategia de mantenimiento
		Planificación del ciclo de vida
		Análisis centrado en confiabilidad
		Normas de ingeniería y diseño
		Medición del rendimiento
		Gestión de riesgos
		Gestión medioambiental
		Decisiones de soporte
		Dotación presupuestaria
		Planes trabajo de mantenimiento
Grupos de mantenimiento de equipos		
Historial de fallas de equipos		
Rendimiento financieros de los equipos		
<u>Planificación Operacional y Optimización</u> <u>[IEC 61968-5]</u>	Simulación de la Operación de la red	Proyección de la carga
		Flujos de potencia
		Análisis de contingencias
		Análisis de cortocircuitos
		Flujo óptimo de potencia
		Evaluación de la restauración del servicio
		Simulación de maniobras de apertura/cierre
		Simulación de incidencias
		Análisis de prevención del temporal
		Análisis del riesgo de incendios
		Definición de límites operativos
	Límite térmico de equipos y líneas	
	Programación Maniobras (switch)/ Programación del trabajo operativo de campo	Programación de comandos remotos para disparo/despeje de interruptores
		Análisis y programación de la carga de trabajo para las cuadrillas de campo
		Análisis de interrupciones e información a clientes
Programación y Optimización de la Importación de energía	Planificación generación no embebida	
	Planificación de transacciones comerciales	
<u>Mantenimiento y Construcción</u> <u>[IEC 61968-6]</u>	Mantenimiento e Inspección	Gestión de programas de mantenimiento
		Ordenes de mantenimiento
		Reglas de mantenimiento
		Manejo de inspección leídas
		Históricos de fallas de equipos
	Diseño y Construcción	Procedimientos de trabajo
		Flujo de trabajo
		Estimación de costos de mano de obra
		Aprobación del trabajo
		Permisos
		Facturación a clientes
	Diseño	Seguimiento
		Valoración del proyecto
		Ingeniería construcción
		Presupuestación
	Programación y Despacho	Lista de materiales
		Unidades compatibles
Programación y Despacho	Planificación del trabajo	



Función	Sub-Función	Componente Abstracto
	del Trabajo	Gestión de grupos de reparaciones
		Gestión de vehículos
		Gestión de equipos
		Requerimiento de material
		Gestión de permisos
	Registro de información	Informe de construcción
		Resultados de inspección de campo
		Reportes del temporal
		Material existente
		Estado trabajo
<u>Planificación del crecimiento de la red</u> [IEC 61968-7]	Cálculos de Red	Proyección de la demanda
		Flujos de potencia
		Análisis de contingencias
		Análisis de cortocircuitos
		Flujo óptimo de potencia
		Cálculo de pérdidas de energía
		Perfiles de voltaje de alimentadores
	Evaluación de impactos sobre la red	
	Supervisión de la Construcción	Valoración de costos de la construcción
		Administración del trabajo
Definición de proyectos	Plan de inversiones	
	Aprobación del plan	
	Programación y planificación de proyectos	
<u>Soporte a los clientes</u> [IEC 61968-8]	Servicio al Cliente	Requerimientos de servicios
		Consultas de costos del servicio y facturación
		Consultas de facturación
		Estado de trabajo
		Consultas de servicios en línea (web, VRU, ...)
		Conexión de clientes
		Corte, Re-conexión
		Servicios de valor agregado
		Contrato de servicios
	Gestión de problemas reportados por llamadas	Llamadas por interrupciones
		Calidad de energía
		Notificaciones de interrupciones planificadas
		Medios de comunicación
		Indicadores de desempeño
		Pronóstico/Información de restauración
		Histórico de interrupciones
		Servicio prepago
<u>Medición y Control</u> [IEC 61968-9]	Sistema de Medición	Recolección de datos
		Control de dispositivos finales
		Reconfiguración de dispositivos finales
		Corte / Re-conexión
		Reinicio (Reset) de demanda
		Solicitud de lectura
		Puntos de venta
		Detección de interrupciones y verificación del restablecimiento
		Confiabilidad y calidad de energía (eventos)
		Eventos sobre el equipo de medición
	Mantenimiento del Medidor y Gestión de Activos	Instalación, configuración, retiro, reparación, desconexión, re-conexión de dispositivos finales
		Histórico de equipos de los dispositivos finales
		Reconfiguración de dispositivos finales
		Lecturas especiales
		Solicitud del servicio del medidor
	Gestión de los Datos de	Tarifas
		Almacenamiento de los datos de medición



Función	Sub-Función	Componente Abstracto	
	Medición	Uso del historial Validación, estimación y edición Datos de facturación del cliente	
	Gestión de la Carga	Análisis de carga Control de carga Respuesta de la demanda Ejecución de mediciones Gestión de riesgos	
	<u>Externo al DMS</u>	Gestión de la Energía y Mercado Mayorista (EMS)	Transmisión Generación Mercado eléctrico mayorista
	<u>[IEC 61968-10]</u>	Ventas al Pormenor	Marketing y venta Invasiones / Asentamientos informales Registro de clientes Diversificación de la línea de productos Gestión de cartera
		Logística y Cambio de Suministrador	Adquisiciones Manejo de contrato Mantenimiento de bodega Gestión de materiales
		Gestión cuentas del cliente	Estado de créditos Historial de cortes Crédito y cobranzas Facturación y pago Perfiles de clientes
		Financiero	Gestión basada en actividades Cuentas por pagar Cuentas por cobrar Provisiones Presupuesto Cuenta principal Reglamentación contable Contabilidad de impuestos Tesorería Soporte de decisiones Indicadores de rendimiento Planificación estratégica Desarrollo de negocios Relaciones regulatorias
	Edificios / Instalaciones Generales	Dirección Subestación fuente Información de medidores Derecho de los caminos, servidumbres, concesiones Gestión inmobiliaria	
	Recursos Humanos	Reporte de salud / seguridad Nomina Administración de seguridad Capacitación Calificación de requisitos Información sobre cambio de horarios Administración de beneficios Desempeño de los empleados, evaluación y compensaciones Reclutamiento	

Con el propósito de identificar la información a ser intercambiada entre componentes, se emplea la caracterización a través de casos de uso. En la

figura 2.21, se detalla el alcance de la norma en términos de funciones del negocio en el Sistema Eléctrico, con una arquitectura de interfaces que cumplen el modelo CIM. De requerir profundizar en alguna de las interfaces de las aplicaciones de negocio se deberá consultar las diferentes partes de la norma IEC 61968.

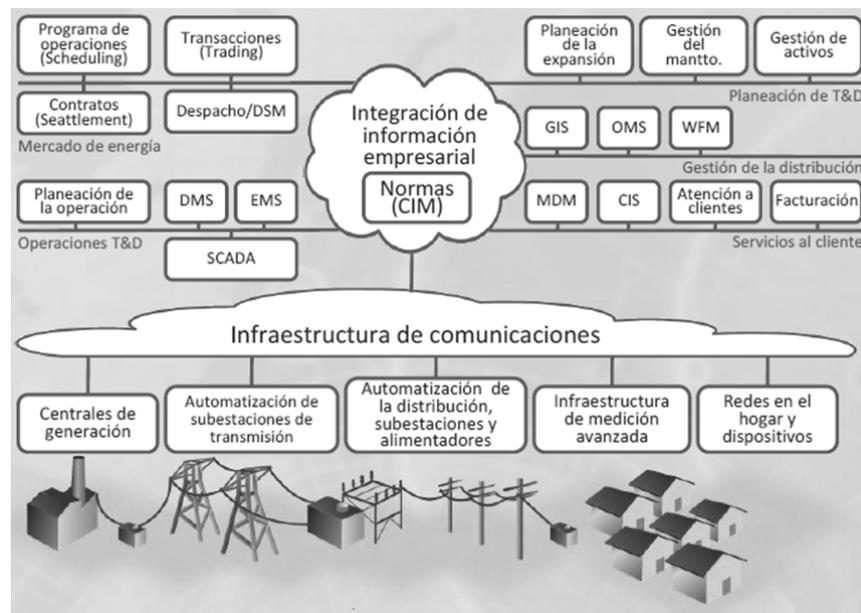


Figura 2.22. Arquitectura de Interfaces para el SEP.²³

²³ Instituto de Investigaciones Eléctricas, Presentación sobre Red Eléctrica Inteligente





Capítulo 3

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Contenido

3.1. INTRODUCCIÓN	62
3.2. RESEÑA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA	64
3.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA	66
3.4. CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES	67
3.5. COMPONENTES.....	70
3.5.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN	71
3.5.1.1. ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN	72
3.5.1.2. TIPO DE DATOS DE UN MEDIDOR AVANZADO	72
3.5.2. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	74
3.5.2.1. REDES DE RADIO FRECUENCIA (RF)	76
3.5.2.2. TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA RED ELÉCTRICA (PLC)	77
3.5.2.3. COMUNICACIONES VÍA TELEFÓNICA.....	78
3.5.2.4. ARQUITECTURAS HÍBRIDAS.....	79
3.5.2.5. OBSOLESCENCIA Y ACTUALIZACIÓN DE LAS REDES DE COMUNICACIÓN	80
3.5.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS DE MEDICIÓN - MDM.....	80
3.5.3.1. REPOSITORIO DE DATOS (MDR)	82
3.5.3.2. GESTOR DE DATOS (MDM).....	84
3.5.3.3. APLICACIONES DE RED INTELIGENTE (SMART GRID / AMI).....	86
3.6. NORMATIVA Y MODELO DE REFERENCIA	88
3.6.1 REVISIÓN DE LA IEC 61968-9 (METER READING AND CONTROL)	89
3.6.1.1. MODELO DE REFERENCIA.....	90
3.7. MONITOREO Y GESTIÓN DE ACTIVOS MEDIANTE AMI.....	92
3.7.1 GESTIÓN EN TRANSFORMADORES	93
3.7.2 GESTIÓN DE CABLES SECUNDARIOS	94
3.7.3 MODELO VIRTUAL DE CIRCUITOS.....	94
3.7.4 GESTIÓN DE SUSPENSIONES	94

3.1. INTRODUCCIÓN

Como se mencionó en el Capítulo 1, la Medición Avanzada refiere e involucra a las tecnologías hardware - software y sistemas de comunicaciones, necesarios para registrar el consumo de los clientes en tiempos de al menos cada hora y permitir la recuperación de la información de los datos de consumo de manera diaria o en períodos más frecuentes por las empresas prestadoras del servicio.

Existen grandes ventajas de contar con AMI, pues dependiendo del diseño, alcance e implementación se podrán conseguir los cambios en el modelo de negocio de las empresas, necesarios para que sus clientes y la sociedad en su conjunto aprovechen de las bondades y ventajas que presta esta tecnología.

Alrededor del mundo, muchas de las empresas de servicios públicos de electricidad, agua y gas, se encuentran desplegando proyectos de implementación de Medición Avanzada, con fines de mantenimiento y actualización tecnológica, beneficios de las bondades de esta nueva tecnología y como uno de los primeros pasos para la consecución de una Red Inteligente.

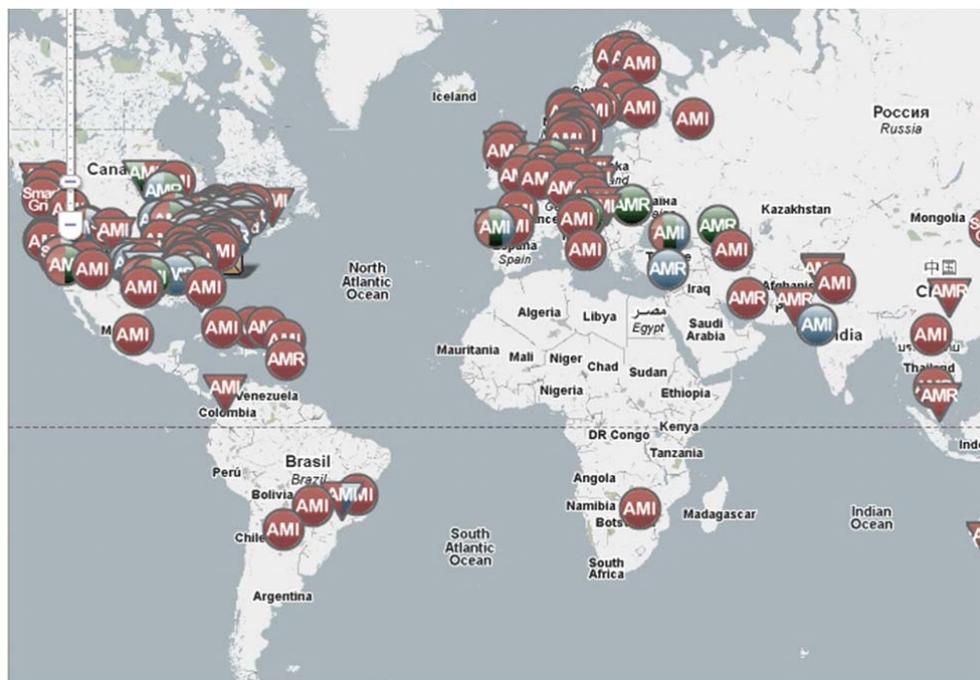


Figura 3.1. Proyectos de implementación de Medición Avanzada alrededor del Mundo.²⁴

Es muy importante entender que, aunque la característica definitoria del AMI es el medidor, el éxito del AMI gira realmente en el diseño de la red de comunicaciones y sistemas de información de hardware/software vinculados, la totalidad de la infraestructura integrada es necesaria para la consecución de sus beneficios.

El contar con la capacidad de medir y supervisar el uso de la electricidad por el cliente, permitirá a éste mantenerlo informado respecto a precios, consumos, nivel de emisiones contaminantes, origen de la energía, etc.; se apuesta a esta vinculación del cliente con el sistema como una de las principales ventajas del AMI, pues como actores directos e informados se puede persuadir en el uso eficiente de la electricidad y efectuar programas de respuesta de la demanda, que permitan ahorros sustanciales tanto de operación como de inversión sobre la totalidad de la infraestructura eléctrica, existiendo inclusive la posibilidad de ejercer control sobre los artefactos y electrodomésticos de las viviendas, gracias a la capacidad de conexión con la red de datos domiciliaria (*Home Area Network – HAN*).

Bajo el punto de vista de empresas proveedoras, se podrá proporcionar una variedad de servicios innovadores en beneficio de los clientes, así como la consecución de eficiencia y reducción en sus costos de operación. El rendimiento sobre la inversión (ROI) dependerá directamente de la tecnología y aplicaciones que se vayan implementando, conforme los objetivos u hoja de ruta que las empresas definan.

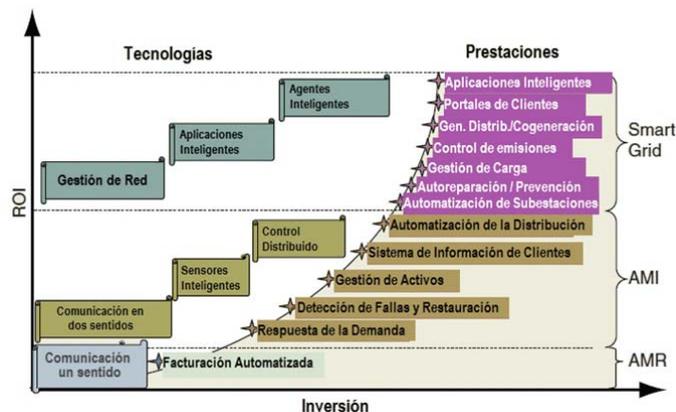


Figura 3.2. Rendimiento de la Inversión (ROI).²⁵

²⁵ Hassan Farhangi, The Path of the Smart Grid, IEEE Power & energy Magazine, Jan/Feb 2010



3.2. RESEÑA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

Desde los inicios de la producción y distribución de energía a finales del siglo XIX, fue evidente la necesidad de medir la cantidad de energía que se transmitía y consumía. Es así, que en el año de 1872 se patenta el primer sistema de medición DC de lámpara-hora, en 1878 se patenta el medidor de AC de lámpara-hora, los cuales consistía en un reloj con un electro magneto que iniciaba y detenía el mecanismo.

En 1882, luego de que Thomas Edison energizara el primer sistema de distribución eléctrica a 110V DC, la necesidad de facturar la energía suministrada incentivó a la investigación, desarrollándose en ese entonces un tipo de medidor de amperios-hora, el cual fue de características químicas, en donde la facturación consistía en establecer el peso de unas placas de zinc (electrodos) que variaban en función de la cantidad de corriente recibida, artefacto que era colocada en cada cliente.

En el año de 1885, en Italia Galileo Ferraris determina que el flujo de energía a través de dos fases puede hacer girar un disco de conducción magnética, siendo en 1888 cuando George Westinghouse y uno de sus ingenieros Oliver Shallerger desarrollaron el contador electromecánico, pero, es Eliu Thomson quien en 1889 introduce el contador de energía de vatios-hora, a través del conteo de revoluciones de un disco de aluminio, cuyas tecnología y características son similares a la que conocemos actualmente.²⁶

Después de casi un siglo, a partir de la década de los 70, con los avances de la electrónica recién se desarrollan los primeros contadores de energía de tecnología diferente. Gracias al empleo de componentes de estado sólido se consiguen nuevas prestaciones, como las de medición de varios parámetros eléctricos en un mismo equipo.

A mediados de la década de los 80, con el desarrollo de las telecomunicaciones, se incluyen en los sistemas de medición las capacidades de comunicación, contadores que por esta nueva característica se los considera como medidores inteligentes.

²⁶ http://www.electricalfacts.com/Neca/Science_sp/electricity/history_sp.shtml

Dentro de este último desarrollo, en particular se tiene que se cuenta con:

- Un sistema AMR (*Automatic Meter Reading*), cuando se dispone de la lectura automática del contador de energía de modo remoto, éste permite a la empresa poder recolectar los datos mensuales de lecturas para la facturación, sin físicamente tener que tomar las lecturas del medidor. Esto abarca una amplia variedad de tecnologías que incluyen la lectura de contadores al caminar o al conducir (*walk-by / drive-by*), radio móvil y sistemas basados en telefonía, pero bajo un modelo de comunicación unidireccional (*one-way*).
- Un sistema AMM (*Advanced Metering Management*), se considera si adicionalmente a las especificaciones anteriores, se incluye la posibilidad de efectuar alguna gestión en los datos de las lecturas.
- Un sistema AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), cuando a más de tener sistemas automáticos de medida, los sistemas de gestión de información se encuentran dentro de un modelo de comunicación bidireccional (*two-way*), que permite el intercambio de información entre la empresa de servicios y el medidor inteligente y viceversa. La funcionalidad del sistema va más allá de simplemente obtener una lectura mensual del medidor, AMI no es una simple herramienta que capture el consumo de energía mensual, sino un sistema total de hardware y arquitectura de software capaz de capturar en tiempo real (o casi real) el consumo, la demanda, tensión, corriente y otra información, así como de transmitir de manera autónoma mensajes informativos sobre estados y eventos percibidos por el medidor.

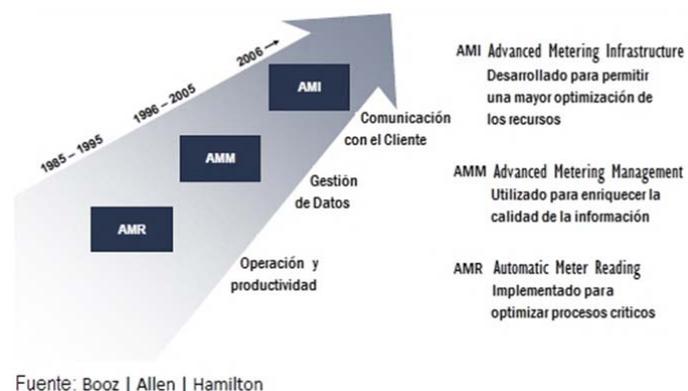


Figura 3.3. Evolución de la Medición Inteligente.²⁷

²⁷ Association of Edison Illuminating Companies (AEIC), Load Research White Paper, Sep-2008



Actualmente se puede disponer de sistemas de medición totalmente electrónicos (sin componentes móviles), y con características de versatilidad, exactitud, precisión y variedad de funciones, tanto de parámetros de medida, protocolos de comunicación, capacidad de memoria, control, entre otros. Los sistemas AMR con capacidades de toma de lectura diaria (a finales de los 90) son los motivadores iniciales para la creación de sistemas de Gestión de Datos de Medición (MDM), requeridos en la medición avanzada.

3.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

La Federal Energy Regulatory Commission –FERC– de los EE.UU., en el año 2006 define a la Medición Avanzada como: *“Un sistema de medición que registra el consumo (de los clientes y posiblemente otros parámetros) horariamente o con mayor frecuencia, entregando de manera diaria o en menor tiempo las mediciones hacia una central de recolección a través de una red de comunicación”*.²⁸

El Electric Power Research Institute –EPRI– en el 2007 lo define como: *“Un sistema completo de medición y recolección que incluye medidores (Smart Meters) en el predio del cliente; redes de comunicación entre el cliente y el proveedor del servicio público (electricidad, gas o agua); y un sistema de gestión y recepción de datos que hacen que la información esté a disposición del proveedor de servicios”*.²⁹

En definitiva, se considera un sistema de medición inteligente cuando se dispone de un contador que es capaz de transmitir la información de sus mediciones a la empresa de servicios, éste normalmente mide, registra y almacena el consumo y otros parámetros que son necesarios por las empresas proveedoras para sus aplicativos, con la finalidad de realizar análisis e implementar nuevas prestaciones que optimicen sus procesos y la gestión de sus activos; si el modelo de comunicación es bidireccional se estará tratando de un sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

²⁸ FERC, Assessment of Demand Response & Advanced Metering, Sep-2007

²⁹ EPRI, AdvancedMeteringInfraestructure,2007



El interés y la inversión en los sistemas de medición avanzada presentan un gran impulso alrededor del mundo, pues se habla de miles de millones de dólares en los procesos de implementación integral por empresa, por lo cual, es necesario una rápida respuesta de los organismos de normalización, así como de los reguladores –cada quién en su ámbito–, para establecer los lineamientos de funcionamiento, operación, políticas y recuperación de inversiones, así como para evitar la obsolescencia temprana de las implantaciones.

3.4. CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES

Las funciones que ofrece el AMI son muy extensas e inclusive dependerán de la creatividad propia de cada empresa para determinar nuevas aplicaciones y servicios que pudieren proveer.

Un sistema AMI puede permitir al cliente acceder a sus servicios y a los datos de su consumo, de manera completa y actualizada; los datos de consumo en intervalos y las curvas exactas de carga pueden ser puestos a disposición de los clientes y de terceros (reguladores, otras empresas de servicios energéticos, etc.).

La disponibilidad de una información más exacta puede dar lugar a actividades más eficaces de administración de carga y análisis. Esta información puede potencialmente ser utilizada para mejorar los pronósticos de demanda, cobertura, gestión de la oferta, así como la gestión de los sistemas de distribución, subestaciones y la planificación.

La funcionalidad de comunicación de dos vías combinada con la funcionalidad del medidor avanzado, proporciona la capacidad de proveer lecturas bajo demanda, detectar manipulaciones y condiciones de tensión fuera de rango, soporte de fijación de precios por hora y programas de gestión de la demanda; durante fallas, es posible de manera más rápida y precisa reconocer y proceder al restablecimiento del servicio, permitiendo la mejora en el despacho y comunicación a los clientes y comunidad.



La mayoría de los sistemas AMI proporcionan la capacidad de detectar cortes e informarlos al proveedor del servicio, sin necesidad de esperar la llamada telefónica del cliente, esto puede ocurrir de varias maneras: algunos sistemas AMI están configurados para permitir al medidor enviar una señal de notificación "*last gasp*" (último suspiro) a la empresa, informando que el medidor está des-energizado, o en otros casos el controlador del sistema AMI escucha continuamente a los medidores y notifica a la empresa que un corte se ha producido cuando el medidor deja de transmitir.³⁰

La capacidad de constituirse como la puerta de enlace (*gateway*) a la Red de Área del Hogar (HAN), permitirá el control y programación del funcionamiento y uso de los electrodomésticos y otros equipos del cliente, como por ejemplo los vehículos eléctricos.

Por estas y otras capacidades que a continuación se detallan, muchas empresas consideran que el sistema AMI es uno de los componentes fundamentales de la tecnología de red inteligente.

A continuación se presenta una lista de aplicaciones específicas y típicas que se solicitan en los procesos de implantación: ^[28]

- Permitir el estampado de fecha y hora sincronizable,
- Medición bidireccional del flujo de energía (recepción y entrega),
- Capacidad de proporcionar datos por cliente, en intervalos con marca de tiempo específico, al menos para cada hora, pero a menudo en intervalos cortos de 15 o 30 minutos,
- Opción de conexión/desconexión remota para algunos o la totalidad de los medidores,
- Posibilidad de actualización del firmware (bloque de instrucciones de programa grabado en los equipos) de los medidores en forma remota,
- Capacidad de diagnosticar, vigilar y controlar el estado de la red de comunicaciones,
- Capacidad de autodetectar, reconfigurar y reparar problemas de comunicación, para garantizar la disponibilidad de las mediciones,

³⁰ NYSEG and RG&E, Advanced Metering Infrastructure Overview and Plan, Feb-2007



- Notificación de interrupciones y de restauración del suministro,
- Alertas sobre la manipulación y detección de fraudes e informes sobre inversión, remoción, inactividad e intermitencias,
- Capacidad de lectura remota de medidores bajo demanda (cuando se lo solicite),
- Medición y reporte de eventos y parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, tensión mínima, máxima, perfiles), con capacidades de monitorización en tiempo real, configurable por la empresa y detección si el servicio se encuentra fuera del rango,
- Capacidad de modificación de bandas,
- Capacidad de lectura de la tensión en los mismos intervalos de lectura del medidor,
- Memoria para almacenar cantidad específica de días de lecturas (de 7 a 45 días, dependiendo de la empresa)
- Adaptabilidad de funciones para posibilidad de aplicaciones de prepago,
- Reporte y registros diario de lectura de contadores, a menudo en la medianoche,
- Inclusión de sistemas de almacenamiento de datos (*data warehouse*) - visto como una necesidad de almacenamiento de grandes volúmenes de datos recolectados del sistema AMI,
- Estrecha integración con el Sistema de Gestión de Datos de Medición (MDM) y de éste con otros sistemas de Gestión - con enlaces a la contabilidad, facturación, reportes, gestión de interrupciones y otros aplicativos,
- Posibilidad de enviar mensajes a los artefactos y equipos de los clientes para soportar programas de Respuesta de la Demanda,
- Capacidad de extender el sistema AMI y *Smart Grid* a múltiples dispositivos del hogar interconectados como parte de una Red de Área del Hogar (HAN).

Algunos tipos de funcionalidad avanzada suelen ponerse a disponibilidad según sea necesario, por ejemplo la capacidad de conexión - desconexión remota, mediciones de otros servicios (gas y agua), entre otros, que si bien

pueden ser solventadas por el AMI, se requieren de la instalación de hardware adicional en el medidor, que comprenderán costos que deberán definirse al momento de diseño e implementación.

3.5. COMPONENTES

Se identifica claramente tres componentes fundamentales en un sistema de medición avanzada, los cuales comprenden:

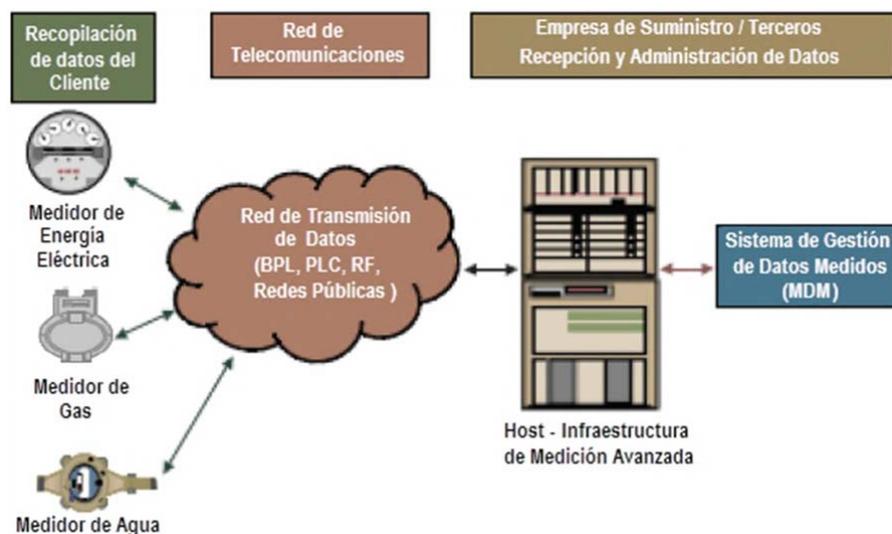


Figura 3.4. Principales Componentes de un Sistema AMI.³¹

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

³¹ EPRI, Advanced Metering Infrastructure (AMI), Feb - 2007



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.

3.5.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN

Los equipos de medición y que en lo posterior se hará mención únicamente al contador de energía eléctrico, es un dispositivo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información del consumo de energía –como principal característica–, pero tienen la capacidad de registrar otros parámetros eléctricos y transmitirlos.

Los sistemas AMR, simplemente automatizan la funcionalidad o proceso de toma de lecturas típico, sin embargo, al aumentar la sofisticación añadiendo dos vías de comunicación y la mejora de la gestión de datos, los sistemas AMI brindan un gran nivel de funcionalidad para el apoyo en la gestión de las empresas; teniendo presente que el medidor inteligente es un dispositivo de última milla y con posibilidades de comunicación bidireccional, a través de éste se puede establecer un enlace de comunicación directo con el cliente e intercambio de información, o simplemente remitir características del estado del servicio y/o eventos que se encuentren preestablecidos.

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

Los medidores avanzados pueden ser agrupados en tres categorías generales: básico, avanzado y muy avanzado; dependiendo de la funcionalidad que ofrecen. ^[30]

- El **Modelo Básico**, típicamente incluye la posibilidad de:
 - ✓ Registro mensual de kWh
 - ✓ Registro mensual de la demanda en kW
- El **Modelo Avanzado**, típicamente incluye la posibilidad de:
 - ✓ Registro de intervalos de uso (diario, cada hora, o sub-hora) y demanda
 - ✓ Provee notificación de fallas



- ✓ Provee notificación por manipulación
 - ✓ Proporcionar alarmas por voltaje
 - ✓ Puede ser programado a distancia
 - ✓ Soporta TOU (*Time Of Use*)
 - ✓ Desconexión del servicio a distancia (opcional según sea necesario)
- El **Modelo Altamente Avanzado**, típicamente incluye la posibilidad de:
 - ✓ Ser direccionado mediante IP
 - ✓ Interfaz con una red de área local.

Muchos medidores son programables y la mayoría puede ser habilitada a través de sus características de programación a distancia cuando sea necesario; del mismo modo, la mayoría de los módulos están diseñados para comunicarse con un tipo específico de red, como resultado, la decisión de cambiar la red de área local suele requerir un cambio del medidor o reemplazo del módulo. La vida útil típica de la mayoría de medidores avanzados es declarada por los fabricantes como de 20 años.

3.5.1.1. ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN

La mayoría de vendedores cumple con las normas primarias sobre los estándares de comunicación, que consisten en:

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

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

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

3.5.1.2. TIPO DE DATOS DE UN MEDIDOR AVANZADO

Los datos obvios y de discusión común son los datos relativos al consumo de energía, que a diferencia de los medidores convencionales, típicamente son



referidos como datos de intervalo de tiempo de uso (*time-of-use*). Sin embargo, en total existen cinco tipos de datos que los sistemas de medición avanzados generan, incluido el expuesto relativo al consumo de energía y son: los metadatos, los datos operacionales, los de monitoreo del sistema y los de eventos, cuyos mayores detalles se muestran en la Tabla 3.1.³²

Cada tipo de dato tiene un propósito diferente y por tanto diferentes consideraciones en cuanto a su tratamiento y gestión. Existen dos aspectos fundamentales relacionados con la gestión de los datos y consisten en:

- **Persistencia:** considera la cantidad de datos que necesitan ser almacenados,
- **Latencia:** la duración de tiempo desde su creación hasta su uso, el cual pudiere ser utilizado por un programa, un sistema, una aplicación o persona.

Tabla 3.1. Tipos de Datos de Medidores Avanzados.

Tipo de Dato	Descripción	Requisito de Persistencia	Requisito de Latencia	Ejemplo
Consumo de Energía	Datos de los intervalos de los tiempos de uso, incluyendo el promedio y el pico.	Permanente	Desde 15 minutos hasta 24 horas	Lecturas de consumos en los sets de intervalos de tiempo, promedios y pico
Metadatos	Datos de información general	Permanente	Necesita estar sincronizado continuamente entre el sistema de registros y otros sistemas.	El ID del medidor, dirección, ubicación en la topología de la red de distribución
Operacional	Datos sobre el rendimiento de la red sobre suministro de electricidad	Ninguno para el monitoreo, temporalmente para análisis	Menores de un segundo para monitoreo, de varios minutos a varias horas para el análisis histórico	Perfiles de carga del cliente, perfiles de carga de transformadores
Sistema de Monitoreo	Datos sobre el rendimiento de los medidores y operaciones	Temporalmente para monitoreo y análisis	Tiempo real o con retraso corto (para el análisis)	Versión del firmware del medidor y fecha de la última actualización, indicador de encendido /

³² Chet Geschickter - GTM RESEARCH, The Emergence Of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report, Aug - 2010



				apagado del medidor
Datos de Eventos	Envío de mensajes de un medidor inteligente cuando se ha excedido un umbral	Ninguno; sin embargo puede ser accedido para propósitos forenses.	Tiempo real	Mensajes de “último suspiro” en interrupciones, cuando se supera un umbral

3.5.2. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

Uno de los problemas tecnológicos fundamentales de AMI es el de comunicación. Cada medidor es capaz de comunicar de forma fiable y segura la información recogida a un receptor central, pero, teniendo en cuenta los diferentes ambientes y lugares en los que se encuentran los medidores, se evidencian diferentes problemas, por lo cual, como soluciones de comunicación se optan por tecnologías como: redes celulares, satélite, radio con licencia, combinaciones radio con y sin licencia, comunicaciones a través de la línea eléctrica, etc., habiendo muchas configuraciones de red, incluyendo el uso de Wi-Fi y otras redes relacionados con el Internet.

Al parecer, ninguna solución única de comunicación podría ser óptima para una empresa, pues existe una directa dependencia de las características particulares de los sitios en donde se presta el servicio, es así, que si la prestación del servicio es en zonas rurales los problemas de comunicación serán diferentes, comparadas con las que prestan en la parte urbana. De igual manera, las características de la ubicación, como lugares de accesos difíciles, regiones montañosas o las zonas mal atendidas por compañías de telefonía móvil e Internet serán influyentes en las medidas u opciones de medio, costo y tecnología de comunicación a seleccionar.

La columna vertebral del AMI es la red fija y generalmente utiliza una de las muchas arquitecturas de red, en la que se encuentran: los módulos de medidor MIUs, los recolectores de datos o las torres de concentración, y el punto de recolección de datos ubicado en el data center.

Las arquitecturas comunes de comunicación son los sistemas jerárquicos, las redes de estrella y malla, y los sistemas de comunicaciones a través de la línea eléctrica.

En las redes jerárquicas, los recolectores de datos o concentradores se utilizan normalmente y residen en postes, en los transformadores/subestaciones, o en otras instalaciones para ser el enlace entre el medidor/módulos y el software de gestión de aplicaciones de red. Otros sistemas utilizan una arquitectura más plana que incluye las comunicaciones punto a punto (*peer-to-peer*) igual a un concentrador de datos, o "*take out point*", que entrega los datos al centro de operaciones a lo largo de varios sistemas de transmisión diferentes, incluyendo teléfono, celular o de otros medios de comunicación, como fibra óptica.

El tipo de tecnología de comunicación y las capacidades de los dispositivo medidor/módulo (MIU), en última instancia determinan si el sistema está clasificado como un "*One-way*" o "*Two-way*" para fines de intercambio de datos.

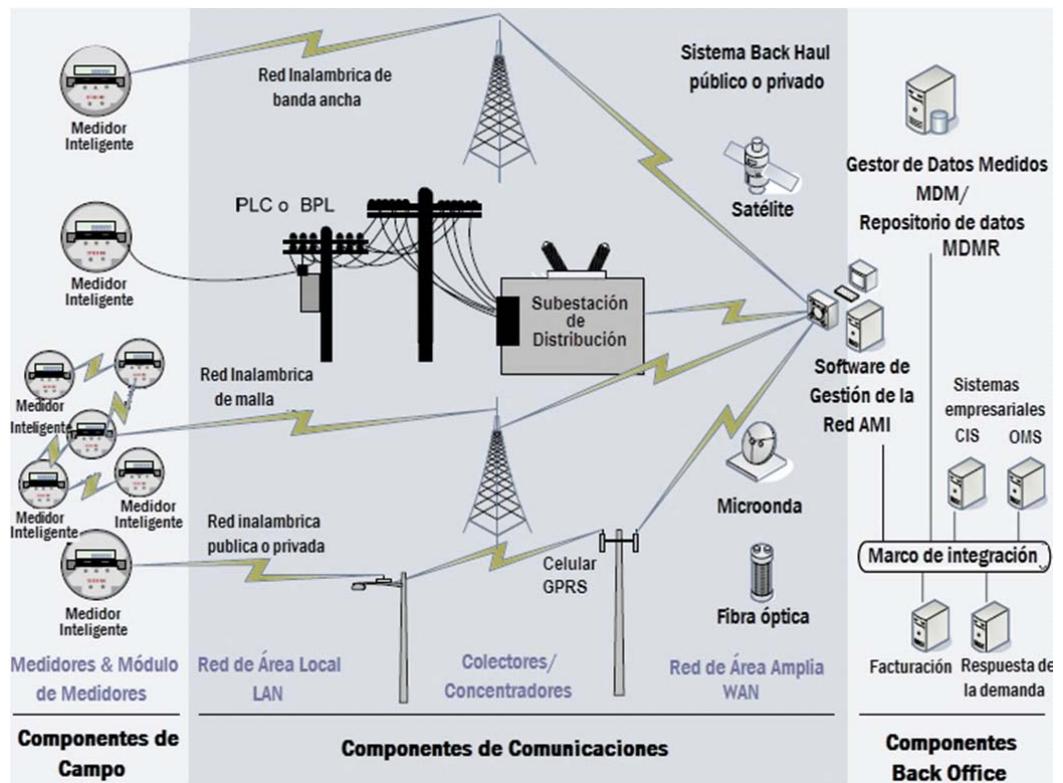


Figura 3.5. Arquitecturas Típicas de Red en Sistemas AMI. ^[30]



El mantenimiento de un sistema de dos vías normalmente representa un mayor esfuerzo, pues requiere de más equipos de red y por lo tanto mayor costo para mantener un nivel aceptable de fiabilidad. Sin embargo, los beneficios de las comunicaciones en dos sentidos, que permiten el aprovechamiento de las funcionalidades antes descritas, justifican el aumento de costos de AMI en lugar del AMR.

En la Figura 3.5, se presenta una visualización las diferentes arquitecturas de comunicaciones comunes que se emplean en los sistemas AMI. Sin embargo, a continuación se presenta una breve descripción de las diferentes arquitecturas de redes para AMI.

3.5.2.1. REDES DE RADIO FRECUENCIA (RF)

La disminución de los costos y los avances en la tecnología de encriptación que permiten que varios dispositivos compartan frecuencias comunes han hecho que la RF sea la tecnología más popular para AMR. Diferentes productos AMI basados en radiocomunicaciones pueden operar en cualquiera de las frecuencias con licencia o frecuencias sin licencia.

Los sistemas de RF sin licencia operan por debajo de las frecuencias con licencia y dado que en la misma banda se comparten otras aplicaciones (teléfonos inalámbricos, puertas de garaje, sistemas de seguridad, etc.), se tienen restricciones en cuanto al nivel de potencia, por lo cual, modulación especializada y técnicas de encriptación se incorporan en la mayoría de los sistemas para minimizar la interferencia. Estos sistemas normalmente requieren equipos destinados a estar mucho más cercanos y podrían limitar las opciones de tecnología del medidor dado el incremento de lugares.

Los sistemas de RF con licencia permiten el uso de una frecuencia específica en una determinada zona y normalmente permite una señal de mayor potencia, lo cual faculta una mayor cobertura, pero existe siempre la dificultad de conseguir las concesiones, lo cual puede restringir esta ventaja.

Los sistemas Punto a Punto suelen utilizar la parte superior del poste o colectores en torres para almacenar los datos y enviarlos de vuelta al data center, mientras que las redes *peer-to-peer* con frecuencia utilizan una



tecnología inalámbrica de malla, que encamina los datos a través de otros medidores hasta uno de punto final, quien hará llegar a un colector. En ambos casos, una parte del sistema es una red WAN, que puede usar teléfono, celular u otras fuentes públicas como los satélites, las frecuencias con licencia, fibra o redes privadas de radio o microondas para *backhaul* de los datos del colector al data center.

Las principales normas relacionadas con RF consisten en:

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

802.15.4 (Zigbee): estándar abierto para el monitoreo y control de redes de baja potencia, basados en el estándar IEEE 802.15.4.

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

3.5.2.2. TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA RED ELÉCTRICA (PLC)

Power Line Carrier Communication - PLCC: La tecnología PLCC se ha utilizado por las empresas desde varias décadas atrás. Este tipo de tecnología de comunicación utiliza a las líneas de potencia como medio para la transmisión de datos a lo largo de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. La tecnología PLCC se ha utilizado tradicionalmente para la retransmisión, en los sistemas SCADA y en aplicaciones de automatización de la distribución. Desde el punto de vista económico, para las empresas de electricidad son proyectos rentables, debido a que no existen mayores inversiones adicionales asociados a su implementación, comparado con otros tipos de tecnologías (ejemplo: infraestructuras de red de RF).

Presentan ciertos problemas en cuanto al manejo de grandes volúmenes de datos, sin embargo, la tecnología PLCC ha evolucionado hasta el punto en que



se puede conseguir alta confiabilidad en la transmisión de los datos de los medidores.

Los sistemas PLCC pueden operar a grandes distancias sin tener en cuenta los obstáculos del terreno, la topografía u obstáculos físicos que podría crear dificultades a los otros tipos de sistemas. Se puede llegar a clientes en entornos urbanos, suburbanos y rurales. Además de las capacidades estándar de lectura de medidores, algunos sistemas PLCC son capaces de proporcionar las funciones AMI de detección de fallas, desconexión remota, desconexión de carga y proporcionar diariamente e inclusive –algunas veces– horariamente las lecturas, sin embargo, los sistemas PLCC aún tienen cierta dificultad para manejar el volumen de las transacciones necesarios para un soporte completo de automatización de la distribución.

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

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

3.5.2.3. COMUNICACIONES VÍA TELEFÓNICA

Algunos MIUs basadas en teléfono tienen puertos para registrar múltiples medidores y pueden ser de acceso de tono de entrada (*dial-inbound*), tono de



salida (*dial-outbound*), o ambos. En los sistemas de tono de entrada, el MIU automáticamente marca al *host* de la empresa de forma regular o en casos de condiciones de alarmas o eventos. Cuando el *host* responde, el MIU transfiere las lecturas del medidor u otros datos pertinentes al data center.

Los sistemas AMI telefónicos de tono de salida requieren un dispositivo especial en la central telefónica, para que envíe una señal a la MIU sin que suene el teléfono del cliente. Los sistemas de AMR basada en teléfono son muy adecuados para la lectura de pequeños grupos de medidores que no están concentrados geográficamente (por ejemplo, medidores de grandes clientes) y resultaría una alternativa demasiado costosa para un despliegue masivo a clientes residenciales.

Muchos sistemas AMI ofrecen a ésta como una opción de preferencia para las comunicaciones WAN, es decir la transmisión del colector al data center.

3.5.2.4. ARQUITECTURAS HÍBRIDAS

Las empresas de electricidad operaran en un amplias áreas geográficas y demográficas y una sola tecnología o arquitectura de comunicaciones puede no ser viable para su implementación, inclusive si en el análisis se incluyen economías de escala y/o estandarización. Como resultado, normalmente se opta por sistemas híbridos, en el que dos o más arquitecturas se utilizan dependiendo de las características geográficas y demográficas.

Opciones comúnmente híbridas incluyen el uso RF (malla o punto-punto) o arquitecturas BPL en zonas urbanas densamente pobladas, y tecnología PLCC en zonas rurales o urbanas de baja densidad.

El uso de BPL o Wi-Fi se utilizan cada vez más en las zonas de alta densidad o para agregar ancho de banda en aplicaciones de *Smart Grid*.

Sin embargo, para el éxito de los sistemas híbridos es fundamental la incorporación de un sistema MDM que puede interactuar con varios sistemas de gestión de red y proporcionar un único punto de integración con otros aplicativos y plataformas como el Sistema de Información de Clientes (CIS).



3.5.2.5. OBSOLESCENCIA Y ACTUALIZACIÓN DE LAS REDES DE COMUNICACIÓN

La red LAN es un componente crítico del sistema AMI y puede resultar muy costoso su reemplazo. Un cambio de tecnología de la red LAN o actualización puede involucrar un cambio en los módulos de los medidores.

Por consiguiente, la tecnología LAN a ser seleccionada deberá tener en cuenta las necesidades actuales y futuros requerimientos del sistema AMI e integración de soluciones *Smart Grid*. La implementación de una solución deberá considerar las características de ancho de banda y latencia. El costo incremental de la aplicación de una tecnología que tiene una vida útil adecuadamente puede ahorrar millones de dólares en reemplazos a futuro.

Las redes WAN por su parte suelen contener menos elementos de redes de área local y normalmente, puede trabajar con múltiples componentes de redes LAN, de hecho, muchas redes AMI usan múltiples tecnologías de *backhaul* (fibra, satélite, teléfono, microondas, etc.). Por consiguiente, los cambios en las tecnologías WAN no son tan críticos, sin embargo, la aplicación de redes WAN con funcionalidades y capacidad suficientes sigue siendo un criterio de diseño fundamental, ya que el rendimiento del sistema y la confiabilidad dependen de la conectividad, disponibilidad y capacidad de mantener la comunicación punto a punto.^[30]

3.5.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS DE MEDICIÓN - MDM

El MDM es un segmento de valor estratégico en la consecución de una Red Inteligente, los datos de los consumos de energía se pueden utilizar para proporcionar información y el contar con información es contar con poder.

Para efectos de la planificación, el sistema MDM normalmente debe tener una vida útil 10 años. La implementación de un sistema MDM deberá estar sincronizado con la implementación del sistema AMI y deberá llevarse a cabo al o cerca del inicio, con el fin de establecer oportunamente los interfaces con otros aplicativos y obtener la eficiencia operativa de las funciones de AMI al gestionar los grandes volúmenes de datos de las mediciones. Empresas que implementen MDM en plataforma basada en SOA (Arquitectura Orientada a

Servicios) estarán mejor posicionadas para obtener facilidades de integración y los beneficios la red inteligente.

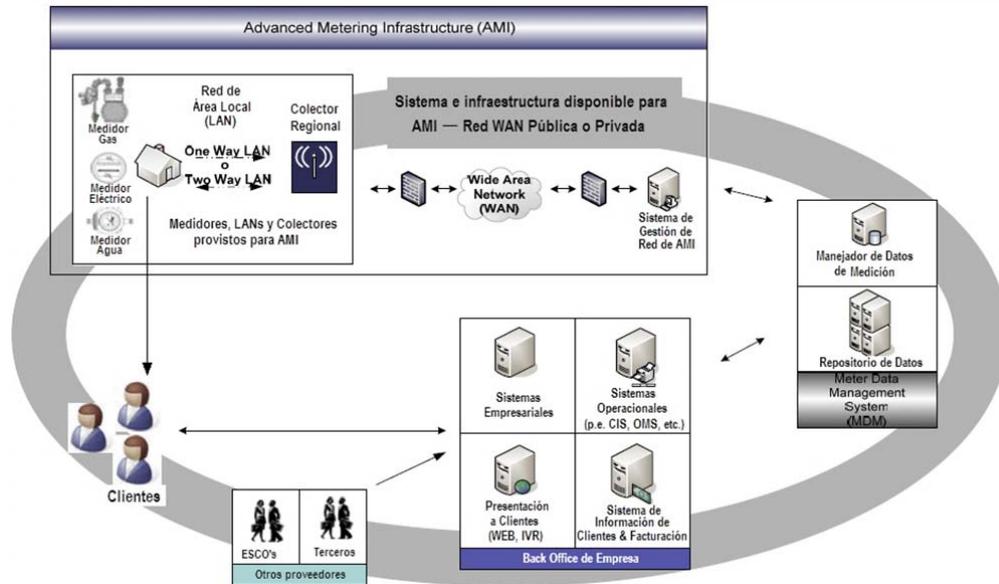


Figura 3.6. Integración del Sistema de Gestión de Datos de Medición (MDM). [30]

Las empresas que han implementado AMI sin un sistema MDM están teniendo problemas con la entrega de las funcionalidades básicas y la implementación de aplicaciones de redes inteligentes.

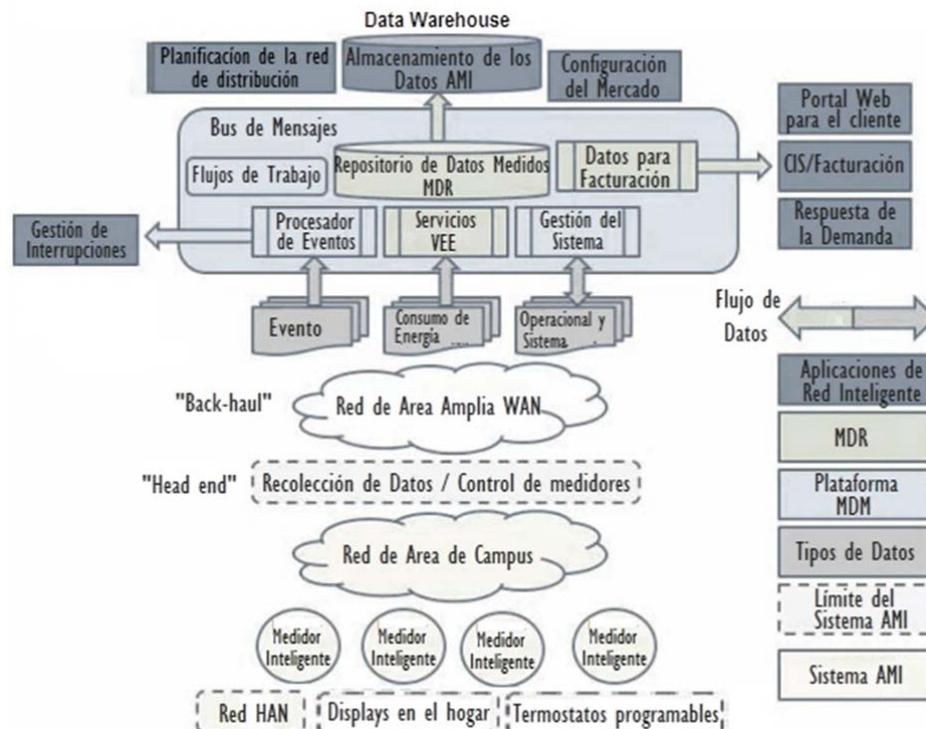


Figura 3.7. Descripción de componentes AMI – MDM. [32]



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

1. Repositorio de Datos (*Meter Data Repository* MDR)
2. Gestor de Datos (*Meter Data Management* MDM)
3. Aplicaciones de Red Inteligente (*Smart Grid / AMI*)

3.5.3.1. 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 la data 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 de tiempo, lecturas en secuencia incorrecta, etc., el MDR debe inspeccionar los intervalos de datos de forma sensata y precisa.

Si los datos son inadecuados, las estimaciones de MDR se emplean conforme las reglas de negocio, interpolación, valores históricos, o perfiles (tipo de carga) o los patrones (por ejemplo según el clima).

Algunos MDRs proporcionan interfaces gráficas para crear rutinas de validación sin necesidad de programación. Debido a los grandes volúmenes de datos, los procesos de validación y estimación necesitan ser automatizados.

Existe un último recurso de edición, cuando la validación y estimación han fallado o cuando una solicitud de lectura se emplea para colocar un valor corregido.

Para fines de auditoría el MDR debe mantener los datos originales junto con las modificaciones y los motivos del cambio, junto con las transformaciones posteriores y los métodos utilizados para crearlos.

2. **Logging (registro) y auditoría:** Proporciona la capacidad de registro del actor que efectúa o cambia determinado registro; puede 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 compleja: Soporta complejos cálculos de facturación debido a que muchos CIS fueron diseñados para la facturación con una lectura mensual, no pudiendo solventar múltiples planes tarifarios y facturaciones por tiempo de uso. El MDR tiene que aplicar las diferentes normas de facturación dentro de un ciclo de factura única, con lo cual, con un buen diseño se podrá soportar una variedad de requisitos de facturación y diferentes situaciones, como el de 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 de AMI, puesto que necesita comunicar los horarios de recolección de datos a los sistemas de cabecera (*head-end*), para que a su vez éstos puedan recopilar la información de los medidores de su entorno en el momento oportuno (función básica de recopilación de datos).

Además, debido a la falta de normas, cada vendedor de medidores tiene su propia versión de los formatos de datos de medición y librerías de comandos, por lo que los vendedores de MDM deben crear una biblioteca de comandos separados y un conjunto de asignaciones de datos para soportar cada marca de medidor.

El MDR también puede proporcionar la capacidad para convertir las lecturas de diferentes medidores en una estructura de datos común para soportar la de un proceso unificado y facilitar la integración de aplicaciones, proceso llamado normalización de datos.

Los requisitos técnicos de un MDR incluyen:

a) Rendimiento VEE: Debe proveer la capacidad de validar y estimar grandes volúmenes de datos en ventanas de tiempo y soportar la escalabilidad sin desmejorar el rendimiento.



- b) Confiabilidad y actualización:** Al ser el núcleo de la aplicación, debe ser altamente confiable, incluir actualizaciones y soporte técnico todo el tiempo a toda hora sin tiempo de inactividad.
- c) Copia de seguridad y recuperación:** Para mantener los ciclos de facturación e información disponible, debe preverse ante eventos o desastres del data center principal un sistema de respaldo y de recuperación, incluso en medio de desastres naturales.
- d) Seguridad y la privacidad de los datos:** Los MDR deben incluir soluciones de seguridad robustas, incluyendo herramientas intuitivas para la construcción y configuración de reglas de negocio, permiso a grupos de usuarios y objetos lógicos de bases de datos.

La seguridad del MDR incluyen los permisos de concesión de leer y escribir o editar para diferentes funciones laborales, así como también la protección de los datos de la intrusión o apropiación interna indebida y proporcionar un seguro acceso a los información vía web tanto para los consumidores y para terceros, con el consentimiento de los clientes (por ejemplo, los comercializadores minoristas, Google PowerMeter, Microsoft Hohm, etc.).^[32]

3.5.3.2. GESTOR DE DATOS (MDM)

A través de una arquitectura orientada a servicios (SOA) se 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 la data de los medidores inteligentes y permiten que éstos se compartan o estén a disposición de otras aplicaciones.

Proporcionar el acceso de los consumidores a información del sistema les permite conocer la facturación exacta y sus datos históricos, esto se conoce como proceso de la presentación. El acceso puede ser vía portal web o cualquier otro medio, como el IVR, dispositivos móviles, correo electrónico, descargar de archivos PDF u otros.

Se evidencia la necesidad de que la información debe ser compartida con los clientes, con la finalidad de presentar transparencia y crear confianza, por lo que muchos MDM proporcionan herramientas y capacidades de portal web y

otros proporcionan APIs para que las empresas construyan sus propios portales. Los portales web pueden proporcionar representaciones gráficas interactivas, ofrecer consejos de eficiencia, inscribirse en programas de respuesta a la demanda, integrar información (ejemplo información del clima), detalles y capacidades de análisis para evaluar las distintas opciones de planes tarifarios y ser una puerta de entrada para el autoservicio de los clientes, configurando alertas sobre precios o de consumos y mucho más.

Dentro de las principales funciones del MDM se encuentran:

- 1. Servicios de integración:** Es especialmente útil en entornos en donde se encuentran instalados medidores de diferentes marcas, para lo cual, utilizando capas personalizadas de mapeo se puede ocultar las diferencias. 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 cuasi estándares de servicios de unificación de datos de medición (MDUS) de SAP, la publicación de interfaces de programación (APIs), contribuyen en los procesos de integración.

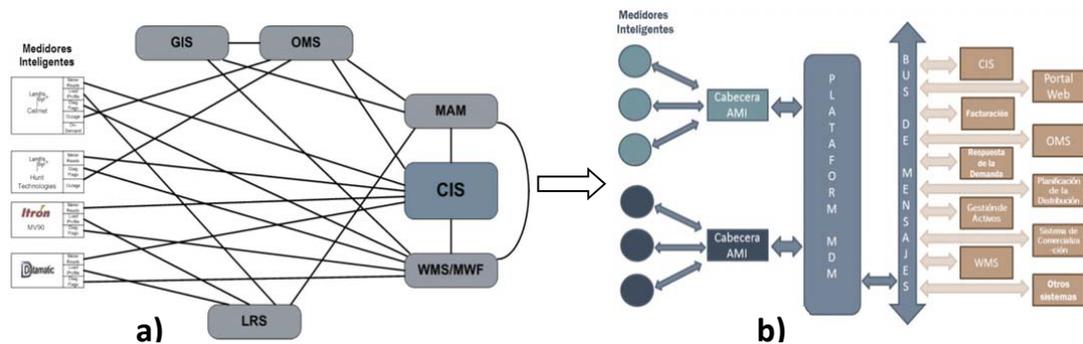


Figura 3.8. Integración AMI: a) punto a punto o espagueti³³, b) integración SOA con bus de mensajería.³⁴

- 2. Bus de mensajes:** La integración de aplicaciones punto a punto (o integración espagueti) que aún se encuentra presente en gran parte de las empresas, crea obstáculos, debido a su dificultad y costos, por tal

³³ Ecologic Analytics, White Paper AMI and MDMS Deployment Best Practices, Jul – 2008

³⁴ UtiliPoint International, Inc., The Department of Energy Raises Bar for Smart Grid /Smart Metering Initiatives – Key Strategies for Success, Jan - 2010



motivo como solución es el empleo de entornos 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, punto a punto por petición/respuesta, por difusión, publicación y suscripción, y almacenamiento y envío; un esquema representativo de la funcionalidad del bus de mensajería se muestra en la Figura 3.8.

- 3. Motor de flujo de trabajo:** Mediante una secuencia de comandos se pueden ejecutar tareas y secuencias de trabajo automáticamente, puede usarse para crear nuevas integraciones, instancias de nueva configuración de datos de medidores, entre otras.
- 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. Éste 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 gran cobertura y que crean tormentas de miles de mensajes, no sobrecargue el bus de mensajería al OMS, el cual está diseñado para recibir y procesar un número limitado de mensajes.

3.5.3.3. APLICACIONES DE RED INTELIGENTE (SMART GRID / AMI)

El MDM también puede proveer o ser el soporte de aplicaciones de Red Inteligente, entre las que provee, se tiene que puede soportar las plataformas para:

- 1. Precios pico críticos (CPP):** Destinado a ofrecer beneficios a los clientes al desplazar o reducir el consumo de electricidad durante eventos o temporadas críticas, como por ejemplo en escasez energética o incrementos de demanda por temporada (veranos o inviernos extremos).

Los eventos CPP son limitados en número y duración, y se activan (o "llaman") por razones muy especiales. Cuando la demanda aumenta



significativamente, se comunica a los clientes anticipadamente su oportunidad de beneficiarse, posiblemente con descuentos, evitar recargos u otros incentivos, para reducir la demanda. Una vez que los eventos de CPP se ejecutan, se calcula automáticamente la cantidad del reembolso y se presenta a través de los datos de intervalo de tiempo pertinentes del MDR.

- 2. Respuesta de la demanda residencial (DR):** Al contar con información en tiempo real del consumo de los clientes, el sistema propiciará un cambio en el modelo tradicional de consumo de energía, pues los clientes tendrán a disposición las variaciones momentáneas de los precios, los cuales serán suministrados por la empresa proveedora, normalmente destinados a promover un menor consumo, debido a costos (en horas punta) o bien sea por causas de confiabilidad, de problemas de sobrecargas, transitorios en la red, etc.

En función de la información histórica almacenada y disposición de datos (aplicaciones *data warehouse*), así como la integración con otros sistemas (como por ejemplo al DMS que cuenta con la topología de red), se podrá inclusive establecer planes diferenciados en función de su zonificación.

Finalmente una vez que un evento se ha completado, en función del intervalo de tiempo, el MDR calculará los valores por incentivos en función de su respuesta a la demanda, normalmente este tipo de programas suelen ser continuos o periódicos.

- 3. Soporte para la Red de Área Domiciliaria (HAN):** Una red HAN es una red que conecta dispositivos digitales dentro de una vivienda, para lo cual empleando señales que serán enviadas desde la empresa a una pantalla de información y control, se obtendrá la integración con la red HAN, habilitando la posibilidad de programación de termostatos y demás electrodomésticos –inteligentes– (lavadoras, lavavajillas, etc.) que adaptarán automáticamente su patrón de funcionamiento conforme una planificación previamente establecida por el usuario o por la propia compañía.

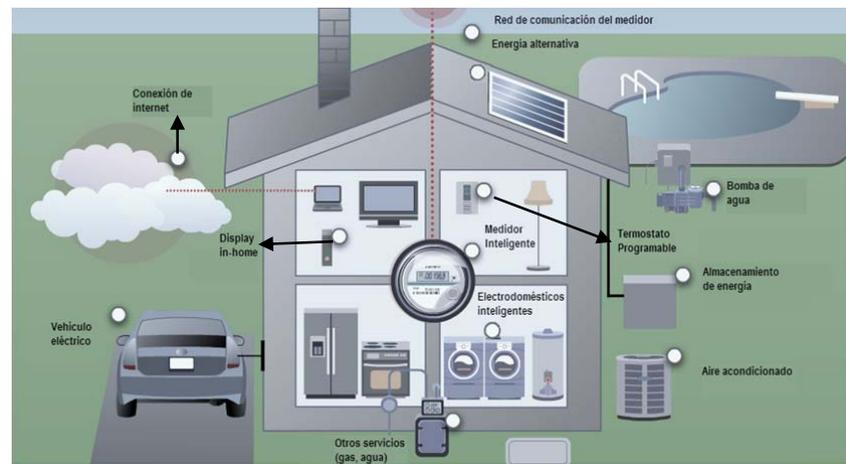


Figura 3.9. Ilustración de un AMI y una Home Area Network (HAN).³⁵

Como consecuencia, se producirá un aplanamiento de la demanda, lo que posibilitará una disminución de la capacidad de pico de reserva, con el consiguiente ahorro económico y reducción de emisiones.

Para ello, los modelos de datos del MDR requieren incluir información sobre los dispositivos de HAN y almacenar y ejecutar las reglas de negocios establecidas.

3.6. NORMATIVA Y MODELO DE REFERENCIA

Como se mencionó en el capítulo anterior, existe muy poca normativa relacionada con AMI y redes inteligentes, estando gran parte aún en desarrollo. Dentro de las normas existentes se encuentran la ANSI C12.19 (registros de datos y llamadas a funciones), y ANSI C12.22 (nivel de aplicación y protocolos de comunicación) que se indicaron brevemente dentro del numeral 3.5.1.1 y la IEC 61968-9, que específicamente trata el contenido informativo sobre la lectura de contadores y mensajes de control, la cual se describirá seguidamente. Sin embargo, estas normas no son suficientes para la interoperabilidad del AMI.

En un esfuerzo por diferenciarse, los vendedores de AMI crean sus propias interfaces, tecnologías y servicios, complicando la situación. Por lo cual, con el empleo de la ANSI C12.19 como punto de referencia, un equipo de la USB (*Utility Standards Board*) ha identificado más de 500 extensiones de código

³⁵ <http://www.sdge.com/smartmeter/sp/homeAreaNetwork.shtml>



propietario, organizándolo en diferentes categorías para revisión y comentarios, incluso por *MultiSpeak* e IEC (TC57 WG 14), como un trabajo organizado con fines de normalización. Se espera que este conjunto AMI-MDM será finalmente solventado por la IEC, cuya norma relacionada será descrita a brevemente a continuación.

3.6.1 REVISIÓN DE LA IEC 61968-9 (*METER READING AND CONTROL*)

La parte 9 (*Meter Reading and Control*) es una de las normas complementarias del estándar IEC 61968 (que define las interfaces para la integración de los principales elementos de los Sistemas de Gestión de la Distribución - DMS). Esta tiene como principales propósitos:

- ✓ Definir las aplicaciones típicas que incluyen el intercambio de información entre el Sistema de Medición y otros sistemas dentro de la empresa.
- ✓ Especificar 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 de control de medidores.
- ✓ Describir los tipos de mensajes:
 - Lectura y control de medidores
 - Eventos
 - Sincronización de datos y conmutación

Como ya se ha indicado, las capacidades e información proveniente del medidor son importantes para una variedad de propósitos, incluyendo (pero limitándose a) datos en intervalos de tiempo, datos de demanda y energía en función del tiempo (consumidos y/o producidos), gestión de fallas, interrupción de servicio, servicio de reconexión, monitoreo de 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, que el soporte del intercambio de datos de medición esta norma también adopta el modelo CIM (*Common Information Model*).³⁶

³⁶ International Standard IEC 61968-9, Interface Standard for Meter Reading and Control, 2009

3.6.1.1. MODELO DE REFERENCIA

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.

Al equipo de medición se le da un tratamiento de "dispositivo de final" (*end device*), el cual puede contener: capacidades metroológicas, prestaciones de comunicaciones, una unidad de control de carga, y una mezcla de diferentes tipos de funcionalidades. Pero, desde la perspectiva de esta norma, un dispositivo final presenta las siguientes características:

- Tiene una identidad única
- Es manejado como un activo físico
- Puede generar eventos
- Puede recibir solicitudes de control
- Puede recolectar y comunicar los valores de medición
- Puede participar en los procesos de negocios de la empresa

En la Figura 3.10 se muestra el modelo simplificado establecido en la norma, mientras que en la Figura 3.11 se muestra el modelo de referencia completo.

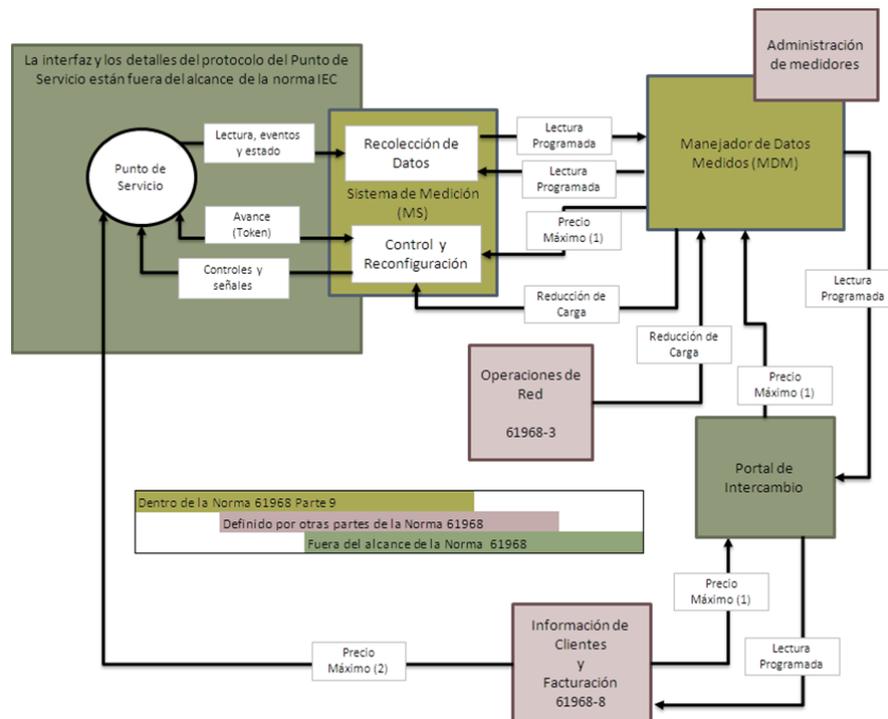


Figura 3.10. Modelo de referencia simplificado IEC 61968-9. [36]

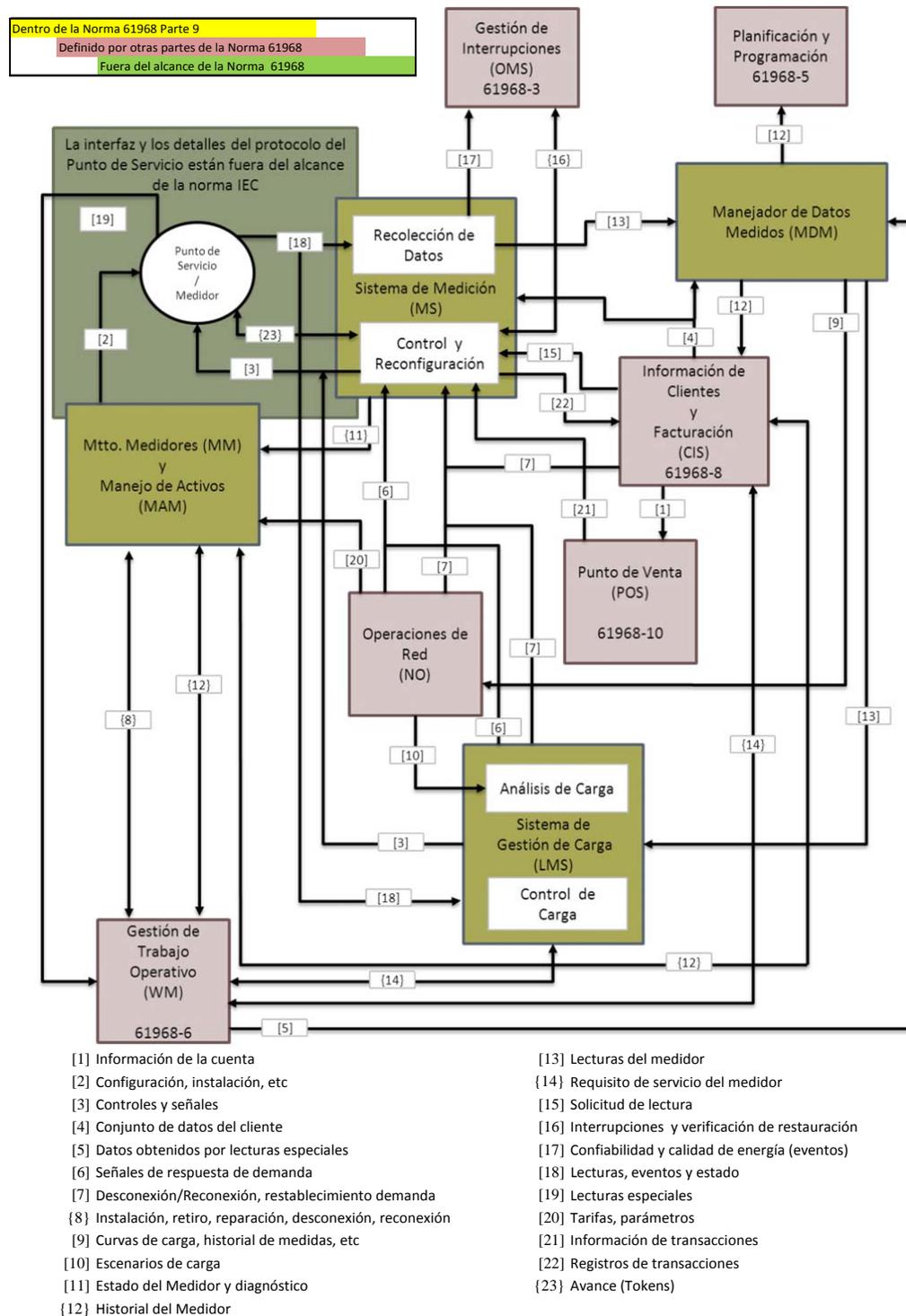


Figura 3.11. Modelo de referencia completo de la IEC 61968-9. [36]

La arquitectura (Ver Figura 3.11) referencia refleja los principales componentes lógicos relacionados con la medición:

- ✓ Sistema de medición que incluya la recopilación de datos y la funcionalidad de control y reconfiguración



- ✓ El manejador de datos de medición (MDM)
- ✓ Mantenimiento de medidores
- ✓ Gestión de carga, incluye al control de carga y funcionalidad de análisis
- ✓ Gestión de activos del medidor
- ✓ Funciones de administración del medidor, que puede ser una parte del MDM.

En la tabla 3.2 se presentan las funciones y programas (componentes abstractos) relacionados dentro del modelo.

Tabla 3.2. Funciones y componentes del modelo de referencia.

Funciones	Sub-Funciones	Componentes Abstractos
Control y Medición	Sistema de Medición (MS)	Recolección de Datos
		Control a dispositivos finales
		Reconfiguración de dispositivos finales
		Corte / Reconexión
		Reset de Demanda
		Lectura bajo demanda
		Puntos de venta
		Detección de interrupciones y verificación del restablecimiento
		Confiabilidad y calidad de energía (eventos)
		Eventos del Sistema de Medición
	Mantenimiento del Medidor y Gestión de Activos	Instalación, configuración, retiro, reparación, desconexión, re-conexión de dispositivos finales
		Historial del activo del dispositivo final
		Reconfiguración del dispositivo final
		Lecturas especiales
		Requisito de servicios de medición
		Tarifas
	Gestor de Datos Medidos (MDM)	Repositorio de los datos de medición
		Históricos de uso
		Validación, estimación y edición
		Datos para facturación a clientes
	Gestión de la Carga (LM)	Análisis de carga
		Control de carga
		Respuesta de la demanda
		Rendimiento de las mediciones
		Gestión de riesgos

3.7. MONITOREO Y GESTIÓN DE ACTIVOS MEDIANTE AMI

Dentro de las aplicaciones y funciones que ya se han visto que consiguen con AMI, a través de la experiencia de los primeros adoptantes se encuentran muchos usos a los datos de medición, los cuales incluyen aplicaciones para mejorar el funcionamiento y la gestión de la red.

El hecho de que las soluciones AMI ofrecen mucho más que la lectura avanzada de contadores y considerando su importancia, una de las oportunidades específicas es la supervisión del rendimiento de las estaciones de transformación, cables y circuitos, por lo que se pretende presentar en esta sección, información sobre el monitoreo y gestión de activos a través del AMI, el cual se considera, cambiará la concepción de la manera de efectuar mantenimiento, consiguiendo un mantenimiento predictivo (mantenimiento

basado en condiciones - CBM) que garantiza el más alto nivel de confiabilidad de los equipos, pues se cuenta con información en línea e historiadores de datos, disponibles para aplicaciones analíticas avanzadas, que ofrecen tendencias históricas, alertas automáticas e informes.

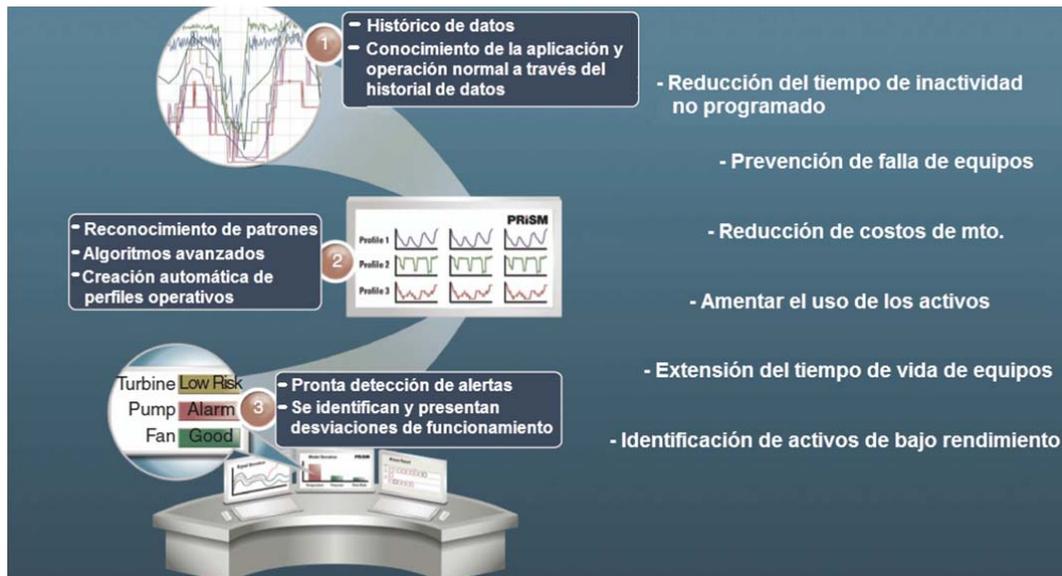


Figura 3.12. Ventajas del monitoreo de activos.³⁷

3.7.1 GESTIÓN EN TRANSFORMADORES

Con la ayuda de las mediciones, a través de AMI, se puede conseguir un monitoreo de las estaciones de transformación sin mayores recursos. Hay dos formas principales para lograr este objetivo.

Una primera constituye en la instalación de un medidor a la salida secundaria de cada estación, el cual aprovechará la infraestructura AMI para devolver la carga real del transformador y analizar datos de rendimiento. Esta solución incluye un costo adicional, sin embargo, tiene el beneficio de ser una medida absoluta sobre la utilización de transformadores.

Una segunda alternativa consiste en crear un punto de control virtual de medición, que consolida todas las cuentas de los medidores servidos por el transformador.

³⁷ Sean Gregerson y Dawn Toporek, Real-Time Asset Health Monitoring, IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dec 2010



Ambas soluciones crean la capacidad de supervisar permanentemente el rendimiento de cada transformador en el sistema de distribución. Los datos pueden ser utilizados para mejorar la fiabilidad del modelado, ayudar a determinar la utilización de transformadores para identificar sobrecargas, subutilización y balance de fases; además, también se puede utilizar para efectuar balances energéticos, determinación de pérdidas y ayudar a identificar el robo de energía y la manipulación de medidores, mediante la identificación de lugares donde la carga real no coincide con la carga prevista.³⁸

3.7.2 GESTIÓN DE CABLES SECUNDARIOS

Los principios de gestión en cables son similares a los de la gestión de transformadores. En lugar de resumir las cargas conectadas a un transformador individual, cada una de las cargas de los clientes se suma al cable secundario para determinar su carga real.

Esta aplicación específica es particularmente útil en zonas urbanas con instalaciones subterráneas, donde los costos de reparación son significativos.

3.7.3 MODELO VIRTUAL DE CIRCUITOS

Los modelos de circuito virtuales son una extensión lógica del modelado del transformador y cable descritos en los numerales precedentes. Una vez que el AMI se ha desplegado, los circuitos de cabeceras y datos de la subestación se puede integrar para crear un modelo completo de todo el circuito de red. Este nuevo modelo de circuito se puede utilizar para varios propósitos, incluido el equilibrado de carga a través de todo el circuito, la previsión de carga en cualquier momento, y el análisis de contingencia para garantizar la seguridad y reconfiguraciones de conmutación.

Estas herramientas en última instancia, proporcionan un medio para mejorar la confiabilidad y un funcionamiento eficiente del sistema.

3.7.4 GESTIÓN DE SUSPENSIONES

Si bien los beneficios de vincular una aplicación AMI y un sistema de gestión de interrupciones (OMS) son demostrados y aceptados, siguen presentándose

³⁸ Glenn Pritchard, Advanced Metering and Asset Management, IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dic 2010



oportunidades adicionales. Es así que, cuando se ha completado la integración de AMI con el OMS, a menudo las empresas descubren que hay "ruido" en el sistema de distribución, este ruido se caracteriza por las notificaciones de interrupción inesperada, mensajes de restauración, y el alto "centelleo" de los registros de los medidores individuales. Este tipo de eventos podrían ser reinterpretados como mensajes precursores de potenciales fallos. Como falla de equipos, roturas de aislamiento de los cables, arcos asociadas que crean perturbaciones, que los medidores inteligentes interpretan como interrupciones. Los altos niveles de acontecimientos inesperados pueden ser correlacionados en las zonas que requieren una investigación de campo. Ejemplos concretos de esta práctica incluyen la posibilidad de identificar las fallas en cables, aisladores agrietados previos a fallas que pudieren ser de gran magnitud. ^[38]





Capítulo 4

ENFOQUE A LOS CAMBIOS REGULATORIOS NACIONALES

Contenido

4.1. INTRODUCCIÓN	98
4.2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	98
4.2.1. INICIOS Y PRIMEROS PASOS HACIA UNA INTEGRACIÓN VERTICAL	98
4.2.2. FACTORES IMPULSADORES DE LA COMPETENCIA	99
4.2.3 REFORMA REGULATORIA.....	100
4.2.4. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	102
4.2.4.1 EL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15.....	106
4.2.5. COMPETENCIA, DESREGULACIÓN Y SU LEGADO.....	108
4.2.6. ASPECTOS DE LA ARQUITECTURA ELÉCTRICA ACTUAL.....	109
4.3. GESTIÓN DEL CONSUMO, MEDICIÓN Y PRECIOS.....	111
4.3.1. MEDICIÓN INTELIGENTE Y SMART GRID.....	112
4.3.2. PRECIOS VARIABLES.....	115
4.3.3. RESPUESTA DE LA DEMANDA (DR).....	121
4.3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (DG).....	124
4.3.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE)	127
4.4. NUEVOS PARÁMETROS REGULATORIOS.....	130
4.5. ESCENARIOS DE LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO	134
4.5.1. INTEGRADOR INTELIGENTE.....	137
4.5.2. LA EMPRESA DE SERVICIOS DE ENERGÍA	139
4.6. RIESGOS E INCERTIDUMBRE.....	139



4.1. INTRODUCCIÓN

En adelante se realizará una descripción de la evolución del sistema eléctrico y sus modelos de negocios en las diferentes épocas, con la finalidad de comprender los nuevos cambios a los que se verá sometido el mercado y la regulación que deberá soportar los nuevos servicios y su visión de la *Smart Grid*, soportada por la medición inteligente como componente fundamental de sus aplicaciones.

Se efectúa un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano y el modelo de desregulación adoptado con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico de 1996, así como las reformas profundas impuestas por el Mandato Constituyente N° 15 del año 2008, que mantienen al sector en una etapa de transición y a la espera de la promulgación de una nueva Ley que defina su estructura – conforme lo establece la Constitución de la República– que otorgue al Estado una participación activa en este sector definido como estratégico.

La respuesta de la demanda, la eficiencia energética y la generación distribuida se verán altamente integradas y deberán desarrollarse en forma ágil, soportadas por la estructura tecnológica de la nueva red, situación que la ley, las políticas y la regulación deberán prever.

Se efectúa un análisis de los posibles escenarios y los consecuentes modelos que se ajustan a las nuevas exigencias, en las que se verán las dos tendencias predominantes: el modelo del Integrador Inteligente y el de una empresa verticalmente integrada, regulada y que provee los servicios de energía (*Energy Services Utility –ESU–*).

4.2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.2.1. INICIOS Y PRIMEROS PASOS HACIA UNA INTEGRACIÓN VERTICAL

A principios y mediados del siglo pasado, la electricidad comienza a verse como un servicio impulsador para el desarrollo económico y social de los pueblos, empiezan a implementarse sistemas que en sus orígenes fueron pensados para un abastecimiento local, por tanto, las empresas eran constituidas con inversionistas lugareños, en muchos casos municipios.



El Estado interviene entonces, considerando dentro de sus políticas a la expansión de la electrificación, lo cual demandaba grandes inversiones (principalmente en generación y transmisión) para satisfacer el crecimiento de la demanda, exigencias de confiabilidad y otros requerimientos referidos a la calidad, obligaron a tener una red nacional interconectada.

Pese a las dificultades financieras desde la década del 50 y hasta la del 70, la cobertura de electrificación en América Latina creció del 40% al 70%. La electricidad era suministrada por empresas verticalmente integradas, es decir, monopolios que realizaban las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía a lo largo de grandes regiones o países enteros. Al tener el Estado el poder económico para efectuar estas grandes inversiones y ser el principal interesado, lo calificaban como el mayor accionista, a tal punto que en muchas partes se dio lugar a la estatización de las empresas de propiedad privada.

La tendencia a esta integración vertical como forma eficiente –en su momento–, provenían de razones como:

- La concepción del servicio eléctrico como un bien público.
- El aumento de economías de escala en generación (especialmente hidroeléctrica).
- Grandes inversiones e importantes costos para la generación, transmisión y distribución.
- Problemas de coordinación entre los distintos procesos y sectores de la industria (Generación, Transmisión y Distribución).

Es así que el sector eléctrico y energético en general –sea públicos o privados–, fueron considerados como monopolios naturales, que requerían ser regulados para ser eficientes.

4.2.2. FACTORES IMPULSADORES DE LA COMPETENCIA

El hablar de competencia en un sector regulado es desregular los precios, cuya finalidad es la de que muchos proveedores (oferta) compitan entre sí, consiguiendo establecer un precio económicamente adecuado para la demanda. Adicionalmente el hablar de una competencia de varios proveedores,



es necesariamente abrir el acceso (apertura comercial) a la participación de agentes privados, lo que representa la venta (de la gran parte o de la totalidad) de los activos estatales y evitar concentraciones de poder de mercado.

A partir de la década de los 80, factores de orígenes económicos, técnicos y políticos pusieron de manifiesto la imposibilidad que el estado continúe invirtiendo para cubrir la demanda que crecía rápidamente, por lo que se vio la necesidad de reformas en numerosos países, con el fin de introducir competencia en el sector.

La introducción de competencia en el sector eléctrico implica reestructuración, la cual debía pasar del modelo de monopolio y organización vertical de las empresas, a algún otro modelo de estructura que permita un libre mercado. Dentro del sistema eléctrico se considera la separación de sus componentes o procesos de la cadena de valor, en empresas de: generación, transmisión, distribución - comercialización.

En los países desarrollados, la búsqueda de la eficiencia económica incentiva la creación de un marco competitivo en el sector eléctrico. En los países en vías de desarrollo, la creación de competencia se veía como una forma de obtener recursos provenientes de la privatización y/o de atraer nuevas inversiones.

4.2.3 REFORMA REGULATORIA

A principios de los años 80 y mayoritariamente en la década de los 90 se inicia en América Latina reformas regulatorias, las cuales fueron motivadas mayoritariamente por la necesidad de aliviar a los gobiernos de la pesada carga impuesta por las empresas estatales y evitar que siga deteriorándose la calidad del servicio.

Políticos y expertos en el tema en gran medida estuvieron de acuerdo en que los generadores de energía debían seguir los pasos de otras empresas como aerolíneas, telefónicas, proveedores de gas natural, empresas de transporte, entre otras, en donde se haga uso de mercados que establezca y regulen precios. La reforma del sector eléctrico es común a otros procesos de reforma



de varios sectores de servicios públicos, normalmente presenta el siguiente procedimiento:³⁹

- Desintegrar verticalmente los distintos procesos o segmentos de la industria, (en el caso del sector eléctrico, generación, transmisión, distribución y en ocasiones la comercialización) y de lo contrario obtener la independencia de gestión o al menos la separación contable entre dichos segmentos.
- Promover la competencia en los segmentos que no constituyen monopolio natural. En el sector eléctrico se busca la competencia mediante la desintegración horizontal de los generadores existentes y el incentivo a la entrada de generadores y comercializadores de energía independientes, creando un mercado para la energía.
- Establecer el acceso libre a las redes –que continúan siendo monopolios naturales–, en condiciones de igualdad para todos los agentes del mercado (generadores, comercializadores, distribuidores y clientes finales), lo que requiere establecer reglas y generalmente precios de acceso, regulados.

En el Ecuador, el monopolio eléctrico estatal estaba a cargo del ex INECEL – que funcionó desde mayo de 1961 hasta el 31 de marzo de 1999–, el cual a mediados de la década de los 80 se encontraba en un estado decadente, como consecuencia del elevado endeudamiento, falta de inversión, politización, tarifas insuficientes, entre otras.

La tendencia mundial de reforma fue acarreado fuerza a nivel de la región sudamericana, es así que Chile en el año de 1982 ejecuta el modelo de desregularización, el cual fue adoptado luego por Argentina en el 92, Perú en el 93, Colombia y Bolivia en el 94, Ecuador en el 96, Brasil en el 98, con las particularidades de cada país.

Los componentes básicos de la reforma regulatoria en Sudamérica fueron:⁴⁰

³⁹ Mario Ibarburu, Regulación en los mercados eléctricos competitivos, 2001.

⁴⁰ Jorge Muñoz Vizhñay, La Reestructuración del Modelo Eléctrico Ecuatoriano, Revista Energética Interconexiones, Ecuacier, Dic-2010.



- Separación de los componentes de generación, transmisión y distribución.
- Competencia al nivel de generación, pero sujetos a un despacho económico centralizado.
- Operación de la transmisión y distribución entregada a concesión.
- Construcción licenciada de las centrales hidroeléctricas, no de las termoeléctricas.
- Libre acceso –no discriminado–, a las líneas de transporte de electricidad.
- Obligación de las distribuidoras de abastecer su área de concesión.
- Un sistema de precios para la generación y transmisión basado en los costos marginales, mientras que para la distribución, basada en el costo de una empresa modelo o un sistema de precios tope.
- Multas para estimular la calidad del servicio en algunos países.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico ecuatoriano, expedida en octubre de 1996, impone el modelo de libre mercado, cuyos principales objetivos son: la modernización del sector, mejorar la calidad del servicio y lograr la participación privada.

La regulación vigente en la región se desarrolló en las décadas de los 80 y 90, cuando los países produjeron la reforma del sector eléctrico, y fue diseñada considerando el estado de la tecnología de aquel momento y produciendo una clara separación entre las etapas de generación, transporte y distribución; ahora la regulación debe considerar e incorporar las tecnologías y aplicaciones del *Smart Grid*, esto representa un nuevo paradigma para el sector, en donde se torna difuso la definición de los límites entre distribución, transporte y generación.⁴¹

4.2.4. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En el marco jurídico ecuatoriano, el sector eléctrico está regido por la Constitución de la República, el Mandato Constituyente No. 15, la Ley de

⁴¹ Claudio Silvano Guidi, Carlos Osvaldo Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica Frente al Desafío del Smart Grid, CIER, Seminario Internacional sobre Smart Grid en Sistemas de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica, Belo Horizonte – Brasil, Oct-2009.



Régimen del Sector Eléctrico –LRSE– y su Reglamento, Reglamentos especiales (dentro del ámbito de: modernización, operación, suministro, concesiones, ambientales, tarifas, entre otras), la Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos Tendientes a Obras de Electrificación, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Políticas de Estado a Largo Plazo⁴², regulaciones expedidas por el Consejo Nacional de Electricidad, Ordenanzas Municipales, Decretos Ejecutivos, como los principales.

La LRSE se publica el 10 de octubre de 1996, en el Registro Oficial RO-S 43, en ésta se establece los objetivos de la política nacional en materia de la generación, transmisión y distribución de electricidad; aquí se define la estructura del sector, conformado por: el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC– (ente regulador), el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE– (operador técnico del SEP y de mercado), las empresas eléctricas concesionarias de generación, la empresa eléctrica concesionaria de transmisión, y las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.⁴³

A diciembre de 2008, el sector estaba constituido por 19 agentes generadores (8 de capital privado y 11 con participación del Estado), 1 transmisor, 20 distribuidoras (18 distribuidoras incorporadas al Sistema Nacional Interconectado –SNI– y 2 no incorporadas, constituidas como sociedades anónimas, siendo los principales accionistas: el Fondo de Solidaridad⁴⁴, Municipios, Consejos Provinciales, otras entidades públicas y accionistas particulares con bajos porcentajes (en la mayoría de las empresas el Fondo de Solidaridad es mayor accionista), 85 consumidores calificados como Grandes Consumidores (55 actúan como Clientes Regulados de las distribuidoras, 11 con contratos a plazo de sus distribuidoras, 17 con contratos a plazo de generadoras y 2 de autogeneradoras), 23 empresas como autogeneradoras y 67 consumidores denominados consumos propios de las empresas autogeneradoras Hidroabánico, Managéneración y Enermax.⁴⁵

⁴² Políticas de Estado a Largo Plazo, Registro Oficial N°364, A-039, 01-Dic-2005.

⁴³ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Registro Oficial N°43, 10-Oct-1996.

⁴⁴ Propietario de las acciones del ex INECEL

⁴⁵ CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020.

El modelo de mercado que describe las transacciones en las diferentes formas de segmentación se presenta en la Figura 4.1.

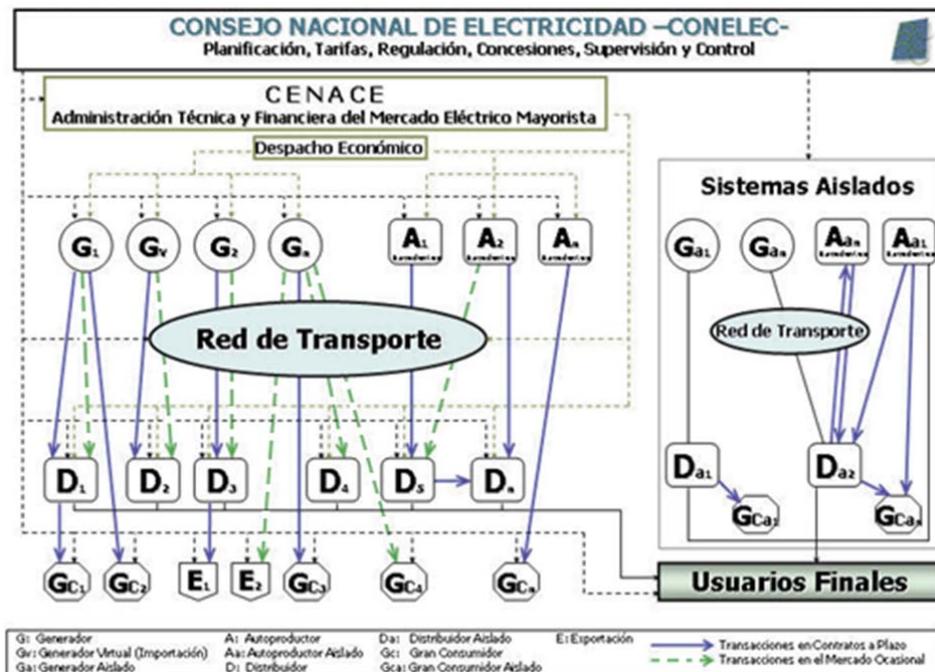


Figura 4.1. Modelo de mercado eléctrico ecuatoriano. Fuente CONELEC.

GENERACIÓN: Existe una competencia libre, sin monopolios. No se permite especulación. Los costos de generación responden a un sistema de precios marginales. Se permite la firma de contratos a plazo (PPAs) y la posibilidad de comprar y vender energía en el Mercado *Spot* (a precios marginales), la orden de operación es determinada por el CENACE en función de un despacho económico según el nivel de eficiencia. En este nivel se encuentran los autogeneradores, cuya generación está destinada para sus cargas (autoconsumos), pudiendo vender sus excedentes a través de PPAs o en el *Spot*. Sin embargo, aunque este modelo se encuentra establecido dentro de la figura de la LRSE actual, uno de los Mandatos Constituyentes obliga el establecimiento de contratos obligatorios para el reparto de energía entre las entidades en las que el Estado cuenta con participación accionaria mayoritaria, como se verá posteriormente.

TRANSMISION: Como monopolio natural no existe competencia, sus tarifas se encuentran reguladas, su tasa cubre los costos de operación y mantenimiento, así como un componente para los planes de expansión.



DISTRIBUCION-COMERCIALIZACIÓN: Son monopolios naturales dentro de cada área de concesión, las tarifas para el consumidor cautivo se encuentran reguladas, la tarifa cubre los costos de operación, mantenimiento, planes de inversión y una tasa de retorno. La tarifa emplea la forma de empresa modelo a través de cálculo del valor agregado de distribución –VAD–. La Ley permite establecer PPAs entre generadores, distribuidores y clientes calificados (grandes consumidores). Para los autoconsumos conectados a sus redes se les factura la tasa de peajes por efectos de transporte. Los clientes finales son cautivos, es decir no puede elegir un proveedor diferente al distribuidor local, acogiéndose a las tarifas establecidas por el regulador para cada distribuidor.

Luego de expedida la LRSE, la implementación del modelo a través del Mercado Eléctrico Mayorista –MEM– inicia en 1999 y a un poco más de diez años de promulgada la Ley, los principales objetivos no se cumplieron. La inseguridad política y jurídica, posiblemente son las causas de una limitada inversión privada y de que los procesos de privatización resultaran fallidos por más de una ocasión.

La decadencia del modelo se resume en factores como: muy poca inversión en la oferta, una demanda creciente, deterioro de activos, la competencia limitada privilegió económicamente a los generadores hidroeléctricos (quienes recibían los ingresos equivalentes a los costos de generación de las plantas ineficientes), el poder de compra de unas pocas distribuidoras que conseguían PPAs a buenos precios, el factor de convertir en botín político en las empresas eléctricas y su inestabilidad influyen a que los directivos tengan duraciones en promedio de seis meses, las pérdidas de energía por las distribuidoras en promedio superaban el 20% (Ver Figura 4.2.), la imposición política del precio de venta que no cubría los costos, un déficit tarifario no cancelado por el gobierno de manera oportuna, entre otras externalidades, produjeron un desequilibrio e ineficiencia en el modelo adoptado.

Las distribuidoras arrojaban pérdidas económicas, mientras que los generadores obtenían utilidades. El modelo fue perjudicial tanto para las empresas de distribución como para las de generación, pues los balances negativos de las distribuidoras indisponían el pago a las generadoras y a su

vez éstas al proveedor estatal de petróleos –en el caso de generadores térmicos–. Las deudas de las empresas distribidoras superaron los dos mil millones de dólares hasta la expedición del Mandato Constituyente N° 15.

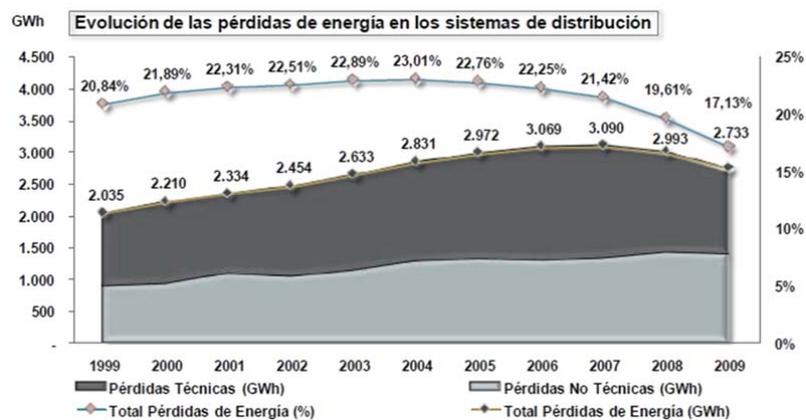
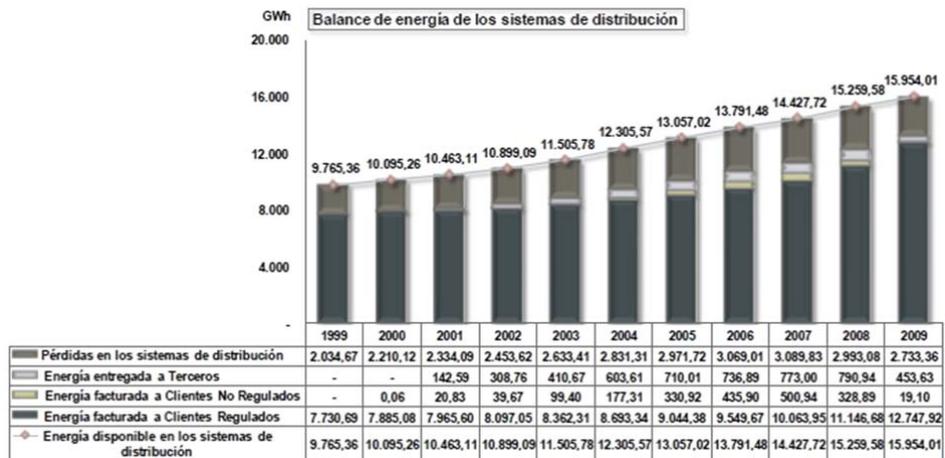


Figura 4.2. Balance de energía y evolución de las pérdidas en distribución.⁴⁶

4.2.4.1 EL MANDATO CONSTITUYENTE N° 15

En vista de que el modelo de mercado adoptado no cumplió con los objetivos de proporcionar al país un servicio de calidad, confiabilidad y desarrollo económico -social, se expide el 23 de julio de 2008 el Mandato Constituyente No. 15, cuya finalidad es de que el Estado recupere la capacidad regulatoria, atribuciones respecto al servicio y resultados con rentabilidad social, estableciendo:⁴⁷

⁴⁶ CONELEC, Estadística Del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Resumen del Periodo 1999-2009, May-2010

⁴⁷ Asamblea Constituyente, Mandato Constituyente N° 15, 23 de julio de 2008



- Se unifique la tarifa para el consumidor final de todas las empresas de distribución, diferenciadas por uso de energía o tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales de generación y los componentes de inversión, pues todo lo que competa a inversiones en el sector, los asumirá el Estado.
- Que el CONELEC determine el ajuste de los contratos de compra venta de energía, quien, mediante regulación instituye que la producción e importación de energía sea asignadas a todas las empresas distribuidoras de manera proporción con su demanda. Y de manera similar, los costos de las pérdidas de energía de la transmisión se asignen de forma proporcional a los requerimientos físicos de energía de cada consumidor.⁴⁸
- Que se extingan las deudas existentes entre las empresas en los que el Estado es accionista mayoritario, incluido los valores por concepto de combustible al proveedor estatal de petróleos –PETROECUADOR–.

El desabastecimiento de la capacidad de oferta hacia los consumidores calificados (Grandes Consumidores), debida a una reducida capacidad de generación de origen privado, prácticamente ha obligado a que se vuelvan consumidores regulados. Por su parte los generadores privados, no tienen una capacidad suficiente como para ejercer poder y posiblemente se verán obligados a vender sus activos al Estado, tal como lo demuestra la compra de Machalpower Cía. Ltda., por parte del Estado ecuatoriano en estos últimos días, al haberle intervenido debido a que no quiso negociar las condiciones propuestas.⁴⁹

Adicionalmente este Mandato, faculta al Fondo de Solidaridad (accionista mayoritario de la mayoría de empresas) para ejecutar reestructuraciones y fusiones entre empresas. Ante esta disposición, el Fondo de Solidaridad, resolvió agrupar en la denominada Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) a diez de sus distribuidoras: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas – Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos.

⁴⁸ CONELEC, Regulación No. CONELEC 006/08, Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, 12 de Agosto de 2008

⁴⁹ Diario El Comercio del 10 de junio de 2011, publica haberse concretado la compra de Machalpower.



De manera similar se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), con la fusión de las empresas generadoras Hidropaute, Electroguayas, Termoesmeraldas, Termopichincha, Hidroagoyán y la transmisora Transelectric.

Por lo indicado, las empresas están tomando esquemas con modelos mixtos e inclusive se entendería que es el inicio de una tendencia hacia nuevamente un modelo de integración vertical.

Al momento el sector se encuentra en una etapa de transición, en espera de la promulgación de una nueva ley que defina la estructura y modelo de mercado del sector eléctrico ecuatoriano. Situación que podría verse como una oportunidad favorable, si se consigue que en ésta se incluya la visión de la evolución de la red a un sistema inteligente y la nueva perspectiva tecnológica.

4.2.5. COMPETENCIA, DESREGULACIÓN Y SU LEGADO

Para que la competencia pueda mantener los precios bajo control, habría que tener muchos generadores para competir. Cada uno de estos generadores tiene que ser capaz de utilizar la transmisión y distribución para enviar su potencia en igualdad de condiciones con sus competidores. Se identifican tres condiciones esenciales para la competencia: un número suficiente de generadores de energía en competencia, una red de transporte con capacidad y extensión suficientes como para "acomodar" a todos los competidores y las reglas de "libre acceso" para que la energía pueda ser entregada desde los generadores a los clientes.

Otra característica importante del éxito de mercados, es la capacidad de que los compradores puedan reaccionar a los aumentos de precios, es decir, utilizar menos cuando los precios suben y más cuando bajan. Pero la mayoría de los clientes ni siquiera saben que los precios de energía varían de hora en hora y mucho menos reaccionar ante ellas. Los esfuerzos de ahorro de energía se basan en una percepción de un ahorro mensual, no en la capacidad de ajustar la potencia dentro de un día o una semana.



La desregulación que no progresó en el Ecuador dejó a la industria con una estructura aún más desordenada de lo que había antes de que la desregulación se aplicara.

Por otro lado, la concepción y aplicaciones de la Red Inteligente cambiarían la concepción de la explotación de la red y abriría totalmente nuevas relaciones con los clientes. En otros países, la necesidad de una mayor eficiencia energética también plantea nuevas dificultades acerca de la estructura del sector, la necesidad de reducir rápidamente la huella del carbono de la industria, está también provocando una retirada hacia la regulación e integración.

El ritmo al que la industria debe invertir en la generación de bajas emisiones de carbono, las tecnologías de ahorro de energía y capacidad de potencia de la red facultan la aceptación de los riesgos de una gran inversión, que en este caso deberá de ser asumida por el Estado.

Las regulaciones no sólo están diseñadas para garantizar que las empresas no obtengan beneficios excesivos, sino también para que éstas ganen lo suficiente para mantener el negocio en características de buen funcionamiento; situación que ahora tendrá que considerar los cambios introducidos por la red inteligente, la cual cambia la manera de la concepción de la explotación de la red (que no respetan los tradicionales límites jurisdiccionales y financieros de la cadena de suministro), integra al cliente como un agente activo y aparecen nuevas relaciones con éste.

4.2.6. ASPECTOS DE LA ARQUITECTURA ELÉCTRICA ACTUAL

El aspecto más importante de la arquitectura de los sistemas de potencia es el equilibrio continuo entre la generación y la carga, que los diseñadores y los operadores consiguieron hace mucho tiempo atrás.

Si se desea un suministro de energía que sea muy confiable, al menor precio posible, se necesita de una flota de grandes generadores y una red de interconexión entre éstos. La combinación de alta confiabilidad a bajo costo, crea el sistema que actualmente tenemos, con una construcción de red a gran escala.



El objetivo del sistema es proporcionar casi el 100% de confiabilidad del servicio a todos los usuarios, independientemente de la cantidad instantánea de potencia que se requiera. Hay períodos de semanas, cuando los generadores deben salir de operación (mantenimiento u otras causas programadas y no programadas), sin embargo, teóricamente no debería haber apagones, ya que los operadores del sistema mantienen plantas de reserva de energía listas para tomar carga.

Otra característica muy importante de la red eléctrica es su naturaleza del flujo, que estaba considerada como de un solo sentido, pero como se vio en los capítulos anteriores, ésta, a un futuro próximo, sufrirá importantes cambios.

Los sistemas de medición actuales (medidores tontos) acumulan el total de electricidad que se utiliza, las empresas de electricidad leen cada mes y determina el valor a facturar. En aplicación del pliego tarifario, posiblemente la facturación se lo determine por bloques de consumo, pero no más complicado que esto.

Cuando la red eléctrica se desarrolló originalmente, esto fue realmente el único enfoque posible, no existía los medios de comunicación que actualmente poseemos (internet, Wi-Fi, celular, etc.), tampoco dispositivos equipados con microprocesadores y sensores. En estas condiciones, hubo una casi total desconexión entre la función de la industria de equilibrio instantáneo y de fijación de precios de las empresas en las actividades de facturación. Esta arquitectura económica y técnica es lo que nos llevó a la estructura actual de la industria eléctrica y su modelo de negocio, el cual ha permanecido de manera similar por largas décadas.

Para mantener el equilibrio, los operadores eligen la central que se va a encender. Algunas plantas son de operación barata, pero deben mantenerse en funcionamiento permanente, otras son técnicamente buenas para encendido rápido cuando se necesita más potencia durante el día. Sin embargo, normalmente las plantas que son más controlables son las más costosas.

4.3. GESTIÓN DEL CONSUMO, MEDICIÓN Y PRECIOS

En la actualidad, con los contadores de energía electromecánicos (contador de energía tontos), los kWh utilizados se suman en el transcurso del tiempo, independientemente del momento en que la energía fue entregada y de cuánto haya costado. Algunos clientes utilizan gran cantidad de energía durante períodos caros, mientras que otros la utilizan en otros periodos baratos. Si dos clientes utilizan la misma cantidad de kWh al mes, la empresa le factura el mismo valor –ya que no sabe cuándo cada cliente estaba usando la energía–. Esto es como si al ir de compras nos facturaran por peso, dando un mismo resultado si un cliente compra un kilo de camarón o un kilo de harina, parece algo absurdo, pero así está el modelo.

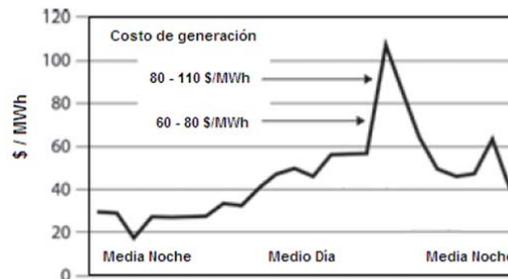


Figura 4.3. Ejemplo de precios horarios en el mercado mayorista.

Actualmente muchas empresas en el mundo están empezando a instalar contadores inteligentes. Esto permite que se pueda contar con precios diferentes para la energía vendida en diferentes periodos del día y la consecuente su facturación diferenciada.

No hay ningún cambio en la obligación de que las redes estén siempre en equilibrio, sin embargo, los medidores inteligentes y la fijación de precios basada en el tiempo crean un nuevo paradigma operativo. En lugar de que los operadores del sistema equilibren manualmente el sistema mediante la activación de las centrales eléctricas, los usuarios del sistema pueden auto-equilibrar el sistema mediante el ajuste de su propio uso, y su propia producción, en respuesta a los precios por hora.

Este es un nuevo paradigma de funcionamiento, hoy en día, cuando el consumo de electricidad aumenta, los distribuidores - comercializadores no cambian el precio de nadie, mientras que los operadores ponen a funcionar



plantas de energía cada vez más caras e ineficientes. Bajo la *Smart Grid*, ellos darán señales de que los precios están aumentando a medida que despachan plantas más caras, entonces los usuarios podrán cambiar su demanda, para luego, en otras horas, retomar las cosas de forma automática, a través de sus aparatos inteligentes programados. Si los usuarios reducen la demanda lo suficientemente, los operadores no despacharán plantas adicionales, y los precios dejarán de subir.

La combinación de precios basada en el tiempo y la capacidad tecnológica de los clientes para responder a las señales de precios marca el comienzo de una nueva era en la industria eléctrica.

4.3.1. MEDICIÓN INTELIGENTE Y SMART GRID

Algunas discusiones hacen poca distinción entre los Medidores Inteligentes y la Red Inteligente en su conjunto. Pero como se vio en los capítulos precedentes, la medición inteligente es una pequeña pero importante parte de la Red Inteligente.

Los medidores inteligentes y los precios en función del tiempo, abren un panorama de nuevas posibilidades:

1. Una fijación de precios basados en el tiempo y otras alternativas de precios pueden ser ofrecidas.
2. Los medidores inteligentes también pueden trabajar con dispositivos inteligentes que pueden programarse para responder automáticamente a los cambios de precios y otros comandos de usuario para modificar su uso en el día o incluso en una semana.
3. Estos medidores facilitan la posibilidad que el cliente genere en pequeña escala su propia energía o la posibilidad de que la almacene en sus propias instalaciones.

Un medidor inteligente puede hacer un seguimiento del uso por período de tiempo y un seguimiento de la energía de producción propia, en función de patrones, e incluso saber cuándo almacenar electricidad para un uso posterior (en los casos en que el almacenamiento esté disponible).



En los sistemas de transmisión, el impacto de las tecnologías inteligentes es muy diferente. En esta parte de la industria, las cantidades de energía controlada y comercializada son enormes, manejadas por las líneas muy grandes y los operadores del sistema que controlan cientos de plantas de energía. Esta parte de la red ya ha estado utilizando los precios por hora, así como el control directo de las plantas y líneas para equilibrar el sistema y el comercio durante muchos años.

Se hace una analogía del *Smart Grid* con los aviones de combate, los cuales están llenos de mecanismos sofisticados, a tal punto que es casi imposible que por habilidad humana por sí sola se pueda operar la nave; en su lugar, dependen de muchos sensores y aplicaciones de control automático que rápidamente recogen información y actúan consecuentemente. De manera similar debe responder una Red Inteligente, sin embargo, en ambos casos será la razón humana la que tome ciertas decisiones finales.

En el futuro, los sistemas serán capaces de prever los problemas de confiabilidad minutos u horas antes de que ocurran dando a los operadores el tiempo para que puedan implementar las medidas preventivas. En resumen, el impacto de la *Smart Grid* aguas arriba será reducir la probabilidad y la gravedad de los apagones y operar el sistema de manera eficiente. Aguas abajo, para los usuarios finales, existen otros impactos que pueden ser más profundos.

Los clientes se enfrentan a precios de electricidad que varían dentro de cada día, y tendrán mucha más información y control sobre su uso y costos de energía. Con un software lo suficientemente simple, desde un teléfono celular se podrá controlar la energía utilizada de varios aparatos vinculados a su red doméstica o programarlos para reaccionar a los precios. Para los que no deseen complejas operaciones, los electrodomésticos vendrán pre-programados para que los usuarios puedan conectar a la perfección con configuración predeterminada de fábrica. Whirlpool, ha dicho que todos sus aparatos serán compatibles con *Smart Grid* para el año 2015.⁵⁰

⁵⁰ Peter Fox-Penner, *Smart Power – Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*, ISLANDPRESS, 2010

Por su arquitectura técnica, la *Smart Grid* también fomentará la generación local de pequeña escala, comúnmente conocida como generación distribuida (DG). El uso generalizado de pequeños generadores obligará a la red a convertirse en bidireccional, aquí se darán muchos problemas de reglamentación y que deberán ser absueltos por los organismos de legislación y de control.

Hasta hace unos pocos años atrás se decía que una de las características del sistema eléctrico era su incapacidad de almacenamiento, ahora una de las características de los cambios provocados por la *Smart Grid*, será el mayor uso de sistemas de almacenamiento de electricidad.

Las tecnologías que permiten a los clientes y empresas comunicarse y compartir el control de la red, fácilmente pueden adaptar dispositivos de almacenamiento. Las fuentes de generación distribuida y el control de la demanda de los clientes tienen efectos similares a los de almacenamiento y se enfrentan a similares desafíos económicos y regulatorios. Todas estas tecnologías son parte del cambio de paradigma del modelo de sistema concebido.

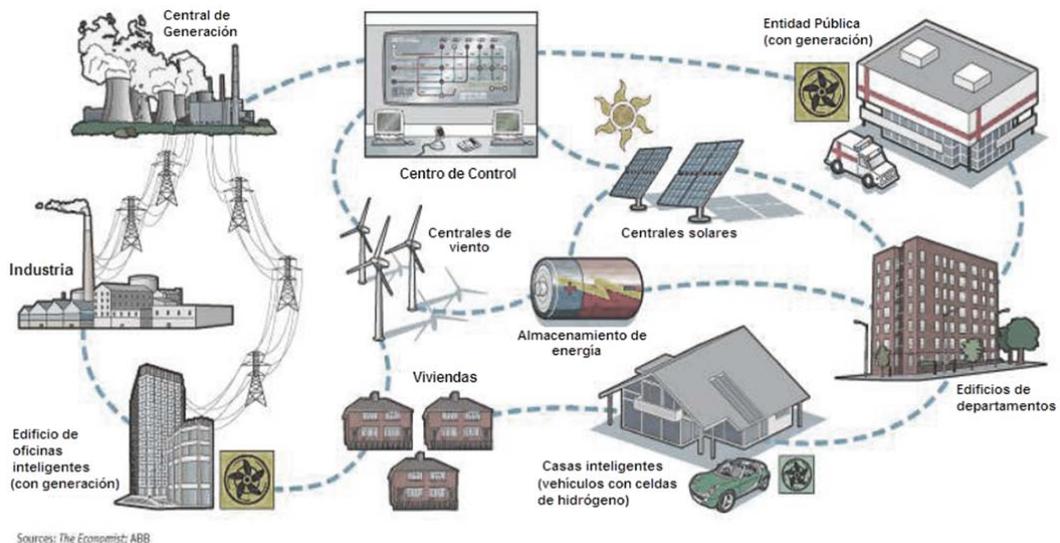


Figura 4.4. Esquema representativo de la Red Inteligente.

Los sistemas de control del cliente respondiendo a los precios, pequeños generadores locales (DG), y muchos niveles de almacenamiento, son los tres puntos de referencia de la red inteligente. Este paquete de nueva tecnología



permitirá a los clientes observar y controlar su uso de la electricidad como nunca antes, participando de manera activa en el balance de la red. Un sistema que proveía flujos de potencia desde las grandes centrales a los clientes aguas abajo, presentarán flujos en ambas direcciones.

4.3.2. PRECIOS VARIABLES

Dentro de la ingeniería de sistemas de potencia, el precio de venta se calcula como un valor que representa el cambio de los precios de generación, conocido como “costo marginal” (o sistema lambda) y corresponde al diferencial del costo de incrementar una unidad energía. Estos valores representan los precios de las transacciones del "mercado spot" entre las empresas.

Si estos precios en tiempo real se trasladan a los clientes finales, podrían parecer algo complicado, por lo que se han desarrollado algunas variaciones. Los precios tienden a seguir patrones diarios, siendo bajos en la noche y madrugada y tendiendo a crecer durante el día, hasta un pico que se da por entre las 19h00, por tanto se pueden crear precios por bloques de tiempo. A estas tasas, se las conoce como “tiempo de uso” o TOU –por sus siglas en inglés–, históricamente se los ha utilizado ya que no requieren comunicación en tiempo real.

Este tipo de tarifa se lo ha replicado en el actual pliego tarifario ecuatoriano, en donde se establecen precios por rangos horarios para los clientes con medición horaria, asignando un menor precio para los consumos que se encuentran fuera del rango de 18h00 a 22h00 –horas de pico–; adicionalmente, para los clientes industriales se ha establecido la aplicación del factor de corrección de la demanda de 1,20 (es decir un 20% de penalización), si la demanda en horas de pico se encuentra en el rango de 0,9 a 1 en relación con la demanda máxima.⁵¹

⁵¹ CONELEC, Oficio circular No. DE-09-1204 del 03 de junio de 2009, para las distribuidoras del país.

Tabla 4.1. Cargos tarifarios para clientes industriales con registro de demanda horaria.⁵²

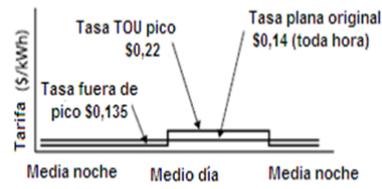
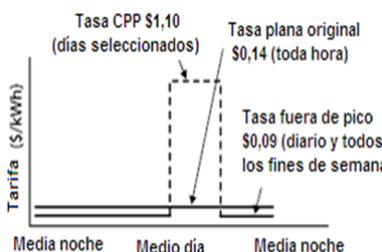
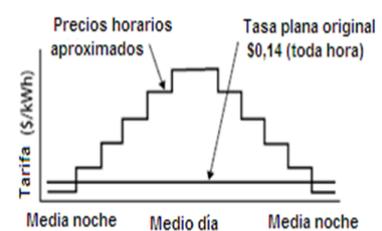
		EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN		
		LUNES A VIERNES		
Nivel de Tensión	Cargos Tarifarios	CATEG	QUITO	ÚNICA
Media Tensión	Demanda (USD/kW)	4.003	4.129	4.576
	08h00 hasta 18h00 (USD/kWh)	0.052	0.058	0.061
	18h00 hasta 22h00 (USD/kWh)	0.064	0.072	0.075
	22h00 hasta 08h00 (USD/kWh)	0.038	0.042	0.044
Alta Tensión	Demanda (USD/kW)	3.930	4.053	4.400
	08h00 hasta 18h00 (USD/kWh)	0.046	0.051	0.055
	18h00 hasta 22h00 (USD/kWh)	0.057	0.063	0.068
	22h00 hasta 08h00 (USD/kWh)	0.037	0.041	0.044
		SÁBADOS, DOMINGOS Y FERIADOS		
Media Tensión	Demanda (USD/kW)	4.003	4.129	4.576
	18h00 hasta 22h00 (USD/kWh)	0.052	0.058	0.061
	22h00 hasta 18h00 (USD/kWh)	0.038	0.042	0.044
Alta Tensión	Demanda (USD/kW)	3.930	4.053	4.400
	18h00 hasta 22h00 (USD/kWh)	0.046	0.051	0.055
	22h00 hasta 16h00 (USD/kWh)	0.037	0.041	0.044

Adicionalmente, en busca de la eficiencia y consumo racional de la energía eléctrica, a partir de julio de 2011, el CONELEC ha establecido dentro del modelo escalonado de precios el nuevo esquema tarifario para el sector residencial, con incrementos para los clientes que consuman más de 500 kWh al mes entre los meses de junio y noviembre en la Región Costa/Oriente/Insular y durante todo el año en la Región Sierra, aumentando el límite para la Costa/Oriente/Insular en la época de invierno (período diciembre - mayo) a 700 kWh –debido al uso mayor de aires acondicionados–. Los precios van desde los 0,1185 \$/kWh a 0,4260 \$/kWh para los consumos entre 500 - 3500 kWh, mientras que para quienes superen los 3500 kWh, el precio será de 0,6712 \$/kWh. Medida que según los estudios del CONELEC afectará al 2,5% de los clientes residenciales del país, en busca de la eliminación del despilfarro, uso eficiente y normalización de consumos.

El éxito en conseguir el movimiento o traslado de carga, está en promocionar e informar al cliente los precios en los que se encuentra o de los ahorros que podría conseguir –situación que en caso ecuatoriano no se ha hecho adecuadamente–. A pesar de que a muchos clientes no se les pueda cambiar el patrón de consumo, muchos encuentran una manera de cambiarlo, y los pequeños cambios acumulan grandes impactos.

⁵² CONELEC, Oficio circular No. DT-09-186 del 12 de agosto de 2009, para las distribuidoras del país.

Tabla 4.2. Ejemplo de precios variables en el tiempo.

EJEMPLOS DE PRECIOS VARIABLES EN EL TIEMPO ("DINÁMICOS")		
<p>TIME-OF-USE (TOU) / TARIFA TIEMPO DE USO</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Aumenta la tasa por sobre la tarifa plana en horarios pre-establecidos para periodos de pico diario. - Es muy común; fácil de entender, predecible y los impactos en la facturación son más moderados. Sin embargo, menos eficiente pero impactante. 	
<p>CRITICAL PEAK PRICING (CPP) / PRECIO CRÍTICO MÁXIMO</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre días seleccionados, los precios se elevan durante el período de pico hasta en un 500%. - La Empresa notifica a los clientes hasta con un día de anticipación de que los precios máximo entrarán en vigencia al día siguiente. - Puede también ser pensado el ofrecer descuentos en hora punta. - Más impactante que las tasas TOU. 	
<p>REAL - TIME PRICING (RTP) / PRECIOS EN TIEMPO REAL</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Los precios cambian cada hora y reflejan los verdaderos costos de producción por hora y/o los precios de mercado. - Reduce la incertidumbre, precios horarios establecidos y publicados hasta con un día anticipación. - Más preciso e impactantes, pero también más complejos y volátiles. Normalmente aplicados sólo a los grandes clientes (países escandinavos: Suecia, Finlandia, Noruega, Dinamarca tienen desde 1996 incluso para residenciales, requiriendo únicamente un medidor electrónico). 	

Se dice que un esquema típico de precios TOU (bien manejado) reducen la demanda pico de potencia de un 5% al 10%, y además que los precios de pico críticos CPP consiguen ahorros entre un 20% y 30%, ver Tabla 4.2. En un piloto reciente de Baltimore Gas and Electric, los clientes que ajustaron su uso, presentaron ahorros del 26 al 37% de su energía en el pico y economizaron más de \$100 por año.^[50]

Dentro del Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, a pesar de contar con buenas intenciones respecto a la preservación del medio ambiente, proyectos de energía renovables no convencionales, uso eficiente y conservación de la energía, se habla de que el plan de expansión requerirá de



una inversión cercana a los 11 mil millones de dólares⁵³, monto que mayoritariamente está destinado a invertir en generación, mientras no se hace la más mínima mención de una adopción en inversión en medición inteligente y mucho menos en la automatización de la red hacia un *Smart Grid*, situación que deslinda las posibilidades de una tarificación horaria al consumidor final.

En base a la experiencia de otros países, la inversión en medición inteligente y *Smart Grid* levanta preocupaciones como:

- La posibilidad de que empresas gasten demasiado o compren un sistema que no funcione bien o se vuelva obsoleto tempranamente.
- De que los valores agregados sobre el uso por hora, sea una invasión de la privacidad.
- Ven a la liberalización comercial como un fracaso, por la desconfianza a precios dinámicos.
- Los costos deben ser asumidos por toda la población y a la gente mayor (más de 50 años) no les interesa.
- Que a los clientes no les agradan los precios complejos y volátiles.
- Muchos clientes han llegado a ver a las tasas planas como un "derecho" justo, porque todo el mundo paga el mismo precio.
- Algunos hogares y negocios no pueden cambiar sus patrones de uso y no les conviene.

Probablemente la barrera más grande que pudiese encontrarse en la fijación dinámica de precios, será el incurrir en estos costos, tanto para las empresas como para el regulador, pues a nivel país, se requerirá una inversión que estará por el orden los mil millones de dólares, únicamente para el cambio de los sistemas de medición.

Sin embargo, la fijación dinámica de precios a su vez, aplanan la curva de precio, ahorra dinero a los clientes, junto con la disminución de las emisiones de carbón. Por otro lado, no se puede tener una red inteligente con tarifas "tontas", por lo que los precios dinámicos será una de las grandes regulaciones

⁵³ CONELEC, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, www.conelec.gob.ec



que se ajusten al concepto de la red inteligente, que tarde o temprano tendrá que ser implementada.

En lo que respecta a los subsidios, éstos deberán de ser estudiados muy profundamente, pues dentro de una política de eficiencia energética, no se puede infravalorar la electricidad, ya que constituye una contradicción el querer conseguir que exista menos consumo y al mismo tiempo tener precios rebajados. Sería como que el gobierno regale caramelos en las calles y a la vez ejecute un programa para perder peso. De hecho, es lamentable que la intervención política y muchas regulaciones de precios tiendan a suprimir u ocultar los costos reales, cuando deberían de ser sincerados. Por el contrario, los programas de eficiencia energética bien diseñados permiten corregir las deficiencias de la fijación de precios.

Para que las empresas obtengan los permisos para esta gran inversión, ya sea del regulador y otros organismos de control, las empresas deberán armar adecuadamente los proyectos y vender la idea de su viabilidad y los réditos económicos, sociales y ambientales para una aprobación, que como lo establece el Mandato Constituyente N° 15, sus recursos serán provenientes de Estado.

Realmente se esperaría que esta inversión y cambio conceptual provenga de política de estado, como ya lo ha hecho los EE.UU. con el gobierno de Obama⁵⁴. O el nuevo Proyecto de Ley del Reino Unido, el cual pretende acelerar el despliegue de la medición inteligente en toda Gran Bretaña, poniendo al gobierno a cargo de la implantación de medidores inteligentes hasta el 2018.⁵⁵ Los objetivos de este último son:

- Supresión de los obstáculos a la inversión en eficiencia energética.
- Mejorar la seguridad energética.
- Habilitación de la inversión en fuentes de baja emisión de carbono.

⁵⁴ En los EE.UU. se encuentra vigente tanto la Ley de Independencia Energética de 2007 y la Ley de Recuperación y Reinversión de 2009 (ARRA) que incorpora tecnologías de red inteligente a la red actual como componente clave para la reducción de las emisiones de carbono. La nueva administración de los EE.UU. ha hecho que la política energética sea una prioridad y ha dirigido alrededor de \$ 4 mil millones en fondos de estímulo para proyectos de Smart Grid.

⁵⁵ <http://www.emeter.com/2010/new-bill-would-accelerate-uk-smart-meter-rollout/>

Los beneficios que se alcancen con la medición inteligente en el sistema británico, se relacionan con los objetivos de:

- ✓ Aumento de la eficiencia operación de las empresas mediante la automatización de funciones manuales (a través de lectura remota, envío de mensajes de texto para notificar sobre fallas, cortes, reconexiones, etc.)
- ✓ Conseguir ahorro y eficiencia energética mediante la retroalimentación de información al consumidor.
- ✓ Reducción del pico de demanda a través de fijación dinámica de precios y el control automatizado.
- ✓ Mejora de la integración de generación renovable e intermitente, a través de la detección y el control automatizado.
- ✓ Apoyo al ingreso de los vehículos eléctricos, a través de precios dinámicos, detección y control automatizado.

Finalmente los consumidores interactuarán con el sistema, pues tendrán una selección de herramientas para la visualización y gestión de energía de uso doméstico, con acceso al *OpenADE* (estándar abierto para la comunicación a máquina - máquina entre aplicaciones de terceros autorizados; ejemplo [Google PowerMeter](#)) que los clientes pueden utilizar para acceder e intercambiar datos sobre el uso de la energía, ver Figura 5.5.

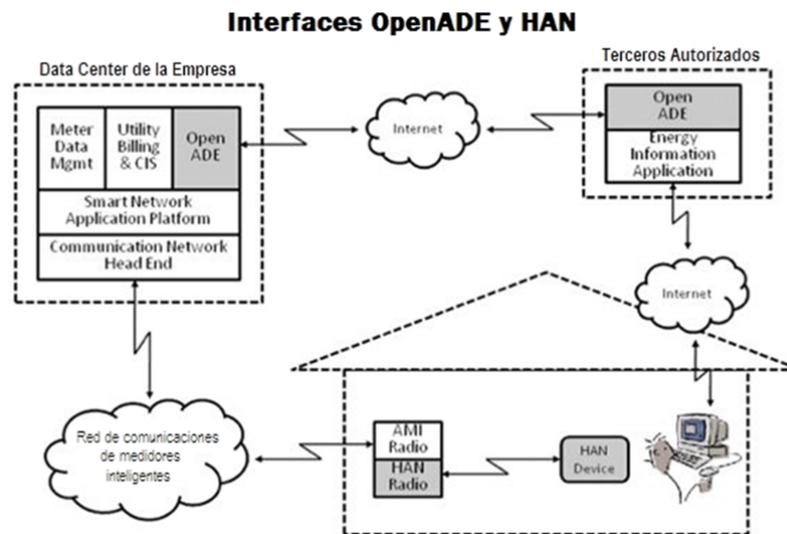


Figura 5.5. Interfaces *OpenADE* para acceso de los clientes a los datos de energía.



4.3.3. RESPUESTA DE LA DEMANDA (DR)

La respuesta a la demanda (DR), tiene un concepto más amplio y se refiere a todas las políticas y programas que consiguen que los clientes cambien su modo de uso, de manera que se produzca los cambios deseados en la forma de la curva de carga.

Se ha demostrado que el envío de señales de los precios es una de las mejores maneras de lograrlo, pero hay otros, tales como permitir que las empresas eléctricas controlen directamente las cargas de los clientes.

Las tarifas en función del tiempo incluye tasas de tiempo de uso, precios críticos para las horas punta y precios en tiempo real. Otros programas de incentivos basados en la respuesta de la demanda ofrecen pagos a los clientes por reducir su consumo de electricidad durante los períodos en los que el sistema necesita y se activan ya sea por razones de confiabilidad o economía.⁵⁶

Peter Fox – Penner, en su libro “Smart Power” ^[50], hace referencia del experimento efectuado en Sequim a principios de 2005, en la que los investigadores del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) convencieron a la empresa Clallam Public Utility District, para probar la respuesta de la demanda. Los investigadores dotaron a hogares voluntarios un dispositivo de cómputo gratuito, con diseño personalizado para recibir los precios de la electricidad cada cinco minutos. Con la ayuda del gigante de electrodomésticos Whirlpool, también se entregaron termostatos, calentadores de agua y secadoras de ropa que podría ser programados, y ajustar su funcionamiento y consumo en función de la información permanente de los precios.

Adicionalmente las computadoras ayudaban a la Empresa a impulsar la confiabilidad, permitiendo a Clallam que de forma remota apaguen los elementos de calefacción hasta un máximo de un minuto si es que sus operadores necesitan un ajuste de equilibrio pequeño de potencia. El ciclo de calor fue apagado y encendido de vez en cuando, invisible para todos, excepto

⁵⁶ Clark W. Gellings, The Smart Grid – Enabling energy efficiency and demand response, The Fairmont Press Inc., 2009

para los que en ese instante se encuentren observando su equipo de monitoreo.

El conjunto de hogares consiguió mantener la demanda por debajo de la capacidad del alimentador que se encontraba saturado; los hogares participantes mediante la gestión de su uso ahorraron un promedio del 10% de sus facturas de energía y redujeron aún más la potencia de pico.

Con esto se demuestra que los clientes presentan interés por el ahorro y responden a las señales de precios; la automatización e involucramiento del cliente, mejora la eficiencia del uso de la red y aplanan la demanda de energía.

Otro de los beneficios del DR viene del hecho de que la reducción de la demanda máxima reduce la necesidad de construir plantas de generación y capacidad de la red asociada a estos circuitos. Evitar el costo de esta capacidad es a menudo el mayor beneficio de la DR, aún mayor que el ahorro de energía de todos los consumidores (la inversión en expansión y mantenimiento se está quedando, mientras que la demanda crece y seguirá creciendo).

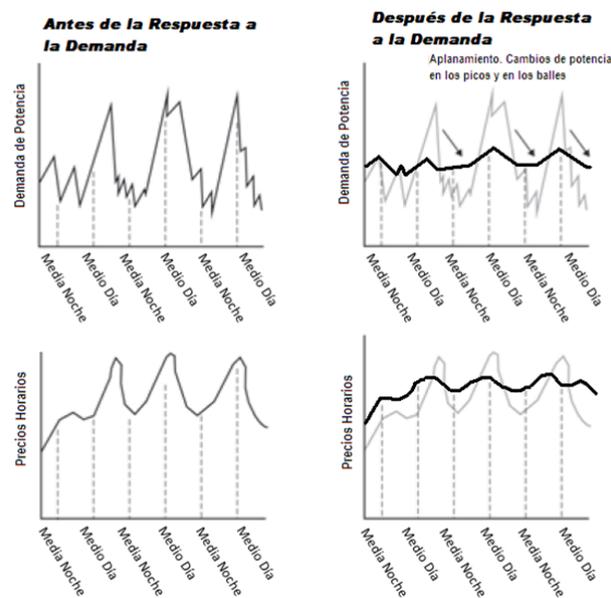


Figura 4.5. Efectos de la Respuesta de la Demanda.

De hecho, en los EE.UU. se considera que la consecución de DR y el *Smart Grid*, presentan expectativas de eliminar hasta el 80% de todo el crecimiento de potencia máxima de fuentes tradicionales para el 2016. ^[50]



La habilitación de respuesta a la demanda incluye tecnologías y recursos como: ^[56]

- ✓ Medidores con capacidad de comunicaciones bidireccional que permite conocer la facturación del cliente reflejando su patrón de uso actual y ofrecer a acceso continuo a los datos de su consumo.
- ✓ Múltiples canales y fácil empleo de las vías de comunicación para notificar a los clientes las condiciones de fijación de precios en tiempo real, la escasez de potencia de generación y eventos de restricción de carga en situaciones de emergencia.
- ✓ Herramientas de Información de Energía que permiten en tiempo real o acceso casi en tiempo real a los datos de los intervalos de carga, para analizar el rendimiento de las restricciones y proporcionar un diagnóstico a los operadores sobre las potenciales cargas en las que se puede aplicar una reducción.
- ✓ Controladores de carga y la construcción de sistemas de control de gestión de energía (EMCS) que han sido optimizados para respuesta de la demanda y que facilitan las estrategias de automatización del control de la carga a nivel de uso final (ejemplo electrodomésticos inteligentes).
- ✓ Equipos de generación en sitio utilizados tanto para la reserva de emergencia o para satisfacer las necesidades de energía primaria de una instalación.

La información y control son la clave para que los clientes puedan administrar sus costos de electricidad. Si los clientes y sus dispositivos tienen la capacidad de tomar decisiones de consumo, impulsados por incentivos de los precios, alentará a los clientes a hacer un uso más juicioso, utilizando menos energía y reduciendo el pico de demanda.

A través de los portales de electricidad, los clientes serán capaces de disponer de programas de gestión de la energía (ver Figura 5.5.). Además, estos sistemas avanzados permiten un control interactivo en respuesta a las señales de las empresas y otros proveedores.



4.3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (DG)

El hablar de Generación Distribuida (DG) involucra la integración de pequeñas fuentes de generación y dispositivos de almacenamiento con el sistema de suministro eléctrico. Esto demanda desafíos que incluyen la necesidad de reforzar la infraestructura, incluir controladores basados en la electrónica de potencia y adecuaciones para que por las redes pueda circular flujos en ambos sentidos.

La disposición de políticas como las impuestas por el Parlamento Europeo, en donde se establece que todos los edificios construidos después del 31 de diciembre de 2020 deben tener un alto nivel de ahorro de energía y ser alimentados en gran medida por energía renovable –incluida la energía producida en el sitio o cerca del lugar de consumo–, y que los edificios del sector público a finales del 2018 deberán cumplir la normativa de "nearly zero" (casi cero)⁵⁷, hace pensar que el empleo de fuentes de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento de manera masiva están a la vuelta de la esquina.

Para la Generación Distribuida (DG) que proporciona energía principalmente en las horas pico, el valor del capital evitado fácilmente puede ser de 5 a 10 veces mayor que el valor de la energía ahorrada. Estos beneficios de flujo económico son muy similares a los de respuesta a la demanda (DR), donde el cliente opta por no utilizar energía en el pico de potencia, evitando así la necesidad de construir plantas que se utilizan únicamente para este período.

La medición de los costos de los grandes y complejos sistemas que una empresa ha construido en la ausencia de las dispersas DG y DR, presenta sentimientos encontrados a profesionales de la regulación (amor y odio). Sus cálculos generan debates sobre el tamaño exacto, la localización, los atributos, y el costo de los grandes generadores. Debido a que el sistema de energía eléctrica es un sistema de grandes plantas interconectadas y líneas, no se puede fácilmente medir el verdadero costo de un sistema pequeño, sin hacer una especie de rediseño hipotético de la red. Es como preguntarle a arquitecto

⁵⁷ European Parliament, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=en&type=IM-PRESS&reference=20091118IPR64746>, Nov-2009

cuánto más barato sería una nueva casa si se reduce la dimensión de una sala, el arquitecto probablemente no podría darle respuesta hasta que rediseñe toda la casa para dar cabida a la sala más pequeña. [50]



Figura 4.6. Panorámica de aplicaciones de DG en residencias y edificios urbanos.

Los beneficios de evitar la transmisión también puede ser muy específicos para cada localidad y pueden cambiar mucho durante horas, estaciones y años, pues la modificación de la demanda altera los precios nodales y disminuye las pérdidas, a más de diferir la inversión.

El regulador deberá definir quién paga los costos evitados y cómo se compensa la provisión de este servicio al sistema.

El aplicar este nuevo concepto en el sector de la distribución es mucho más complicado, pues éstos son aún más dependientes de la ubicación. Algunos clientes pueden estar asociados a una parte de la red de distribución que es nueva y altamente dimensionada, por lo que no habrá un ahorro significativo de los costos de distribución si los clientes al final de la línea aumentan su autoproducción o reducen su demanda. Sin embargo, otros circuitos pueden estar demandando una actualización de la red y que resulte muy costosa, por lo que el DR o la DG provee a que la empresa deje de tener que ampliar aquel



circuito en particular, representando valores de varios cientos de dólares por kilovatio, casi tanto como los costos de pequeños generadores.

Esta sensibilidad hace que la fijación de tarifas para la DG y DR sea mucho más complicada y requiere sofisticados y nuevos métodos de análisis, tales como la planificación por localización integrada con fuentes (*Integrated Resource Planning –IRP–*).

La DG es una fuente importante de suministro cuando las fuentes tradicionales de se vuelven escasas. El desarrollo de estas alternativas y su incorporación en el mercado se están convirtiendo en una realidad y deben proporcionar la capacidad de respuesta al aumento de la demanda en el futuro.

Los objetivos principales de los recursos energéticos distribuidos son:

1. Independizar las fuentes de alimentación (por ejemplo, para ubicaciones remotas).
2. Aumentar la potencia de la red (por ejemplo, para reducir al mínimo las compras de energía).
3. Reducir las pérdidas de transmisión y distribución mediante la colocación de fuentes de energía cercanas a las cargas.
4. Facilitar la reducción del pico y el aplanamiento de la curva de carga (por ejemplo, para reducir los costos de picos en la demanda y/o para permitir la participación en los programas de reducción de la demanda).
5. Garantizar la calidad de la energía, la confiabilidad y la seguridad (por ejemplo, para las operaciones y procesos críticos).
6. Reducir el costo de capital de la construcción de instalaciones de transmisión y generación.

Los mercados mayoristas desregulados emplean fijación dinámica de precios en el sentido de que permiten que los precios spot varíen cada hora, dando lugar a precios más altos durante los períodos de demanda máxima –como resultado de los altos costos de generación en esas horas–. Estos precios altos y volátiles, son más lucrativos para muchas pequeñas fuentes de energía renovables, lo cual podría fomentar el desarrollo de la DG en estos mercados.



4.3.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE)

La eficiencia energética (EE), es a menudo la alternativa de menor costo en cuanto a ahorro y protección medioambiental se refiere. Actualmente existe un renovado interés en la eficiencia energética a nivel de la población, debido a la creciente demanda mundial de energía, las limitaciones de disponibilidad de oferta, cuestiones ambientales y económicas, que deberían aprovecharse.

La eficiencia energética contribuye al desarrollo sostenible, a la seguridad energética, al cuidado del medio ambiente y al ahorro de dinero. Las medidas de EE pueden comenzar de inmediato a liberar las necesidades de energía adicional.

La EE, al igual que DR y DG resultan rentables con respecto a la construcción de nueva capacidad y beneficios al medio ambiente. Gran parte de la tecnología para ejecutar eficiencia energética está presente, sin embargo, es poco o nada utilizada. La plena aplicación de toda la tecnología disponible y viable tiene el potencial para lograr mejoras significativas, sin embargo, nuevas investigaciones e innovaciones tecnológicas son necesarias para acelerar de mejor manera a fin de satisfacer las expectativas de crecimiento mundial de la demanda de energía.

En todo el mundo, casi todos los estudios de opciones sobre la política climática llegan a la conclusión de que la opción más simple para el ahorro de CO₂ es la conservación de energía. El Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) concluyó que la mayoría de los países del mundo podrían reducir las emisiones de carbono entre un 11 y un 85% en 2020, al hacer construcciones energéticamente más eficientes.^[50]

Invertir en EE o la compra de más potencia son decisiones difíciles, que el gobierno, o los organismos de regulación y control deberán afrontar. Una decisión acertada del actual gobierno ecuatoriano fue el de ejecutar campañas de cambio gratuito de 10 millones de focos ahorradores por incandescentes, que reduciría la demanda en alrededor de 250 MW en el pico, con un ahorro



mensual de 6 millones de dólares por la reducción de 3,4 millones de galones de diesel para las termoeléctricas.⁵⁸

Las medidas de eficiencia energética deben venir de políticas de estado, pues las personas en el mundo real, al hacer una compra no pueden absorber la información ni los cálculos necesarios para evaluar oportunidades de ahorro de energía y de dinero, sin embargo respondemos a decisiones como del ahorro en la inversión inicial, cuando a lo largo del tiempo posiblemente se demuestre que fue la alternativa inadecuada.

Si no se hace evidente el ahorro u otro tipo de motivación, la gente simplemente no efectuará EE, por tanto a nivel país debe trazarse políticas que pueden ayudar a los usuarios, comercializadores y empresas en general a superar estos límites.

A nivel de empresa de suministro, el modelo de negocio actual se basa en la venta de energía, con lo cual, vale la pena preguntarse ¿por qué vender menos cuando puedo vender más y ganar más? Incluso en donde las ventas minoristas están liberalizadas y las empresas sólo son transmisoras de energía, las menores ventas significan menos ganancia. El modelo regulatorio fomenta la venta de energía, no el de ahorro, la ambivalencia comprensible de las empresas hacia la conservación pueden ser superadas únicamente por reglamentos o por el cambio del modelo de negocio que haga rentable la conservación de la energía, situación que el regulador tendrá que afrontar y definir.

En otros lugares han aparecido empresas conocidas como empresas de servicios energéticos (*Energy Service Companies –ESCO–*) que se especializan en el diseño e instalación de medidas de eficiencia energética.

Cuando trabajan de forma independiente las ESCOs con frecuencia utilizan un modelo compartido de ahorro empresarial y aumentan su capital propio asumiendo todo el costo de equipos nuevos y eficientes (como un enfriador de aire nuevo, el refrigerador, etc.). Al reducir la factura de electricidad del cliente durante toda su vida, ellos comparan la factura de energía que tenían con el

⁵⁸ <http://www.expreso.ec/ediciones/2009/11/19/actualidad/plan-de-focos-ahorradores-liberara-250-mw-de-energia/default.asp?fecha=2009/11/19>, Publicado el 19 de Noviembre de 2009.



equipo viejo e ineficiente y las cláusulas contractuales le permiten recibir y mantener la mayor parte de la diferencia entre la facturación anterior y la nueva. Después de que la inversión se haya cancelado incluida una utilidad, todo el ahorro en la factura vuelve al cliente.

La nueva ley que regirá para el sector eléctrico ecuatoriano deberá considerar las alternativas de efectuar EE ya sea a través de las empresas de suministro de electricidad, para lo cual se deberán definir las reglas, ya sea a través de reglamentos o regulación y sus líneas de base o incentivos, caso contrario deberá prever la existencia de figuras como las ESCOs.

Sin embargo, hay muchos instrumentos probados para lograr resultados de eficiencia energética. A continuación se describen políticas e instrumentos que se han utilizado con éxito y tienen el potencial de producir importantes mejoras de EE.

- **PROPÓSITO GENERAL:** Subsidios para la investigación y desarrollo. Los bienes públicos (y servicios) encargados de financiar programas de eficiencia energética. Incentivos fiscales. Incentivos para la inversión del sector privado. Liderar la adquisición de equipos energéticamente eficientes, vehículos e instalaciones. Información pública y educación para aumentar la concientización. Alianzas Comerciales. Impuestos a equipos ineficientes y subsidios para equipos eficientes.
- **ENTREGA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA:** Estándares mínimos de eficiencia para la generación de energía a través de la quema de combustibles fósiles. Reducción de los subsidios a los combustibles fósiles. Impuestos al carbono o cargos para los combustibles fósiles. Innovadoras estructuras tarifarias. La disociación de las ganancias por concepto de venta, para fomentar la eficiencia energética. Obligatorios programas de gestión de la demanda (incluida la eficiencia energética y medidas de respuesta de la demanda). Conseguir grandes proporciones de la demanda futura con eficiencia energética. Un mayor uso de captura de calor y energía (cogeneración). Mejoramiento de la infraestructura (incluyendo redes inteligentes). Reducción de quema de gas natural. Certificados negociables de ahorro de energía.



- **INDUSTRIA:** Administración estratégica de la energía. Normas de eficiencia energética, incluyendo estándares avanzados para motores, calderas, bombas, compresores, etc. Especificación de procesos con tecnologías de eficiencia energética. Sistemas de gestión energética. Negociación de objetivos de mejoramiento. Incentivos. Iniciativas de investigación. Evaluación comparativa (Benchmarking).
- **EDIFICIOS:** Fuertes códigos de diseño-construcción y estándares para equipamiento eléctrico. Etiquetado y certificación de programas. Iniciativas avanzadas de iluminación. Liderazgo en la adquisición de edificios energéticamente eficientes. Obligaciones de eficiencia energética y cuotas. Contratos de rendimiento energético. Negociaciones y acuerdos voluntarios. Incentivos fiscales. Subsidios, donaciones y préstamos. Impuesto al carbono. Educación e información. Auditoría energética obligatoria y gestión de requerimientos. Facturación detallada.
- **TRANSPORTE:** Mejoramiento de la economía de combustibles. Normas obligatorias de eficiencia de combustibles. Diseño avanzado de vehículos y nuevas tecnologías. Impuestos sobre los vehículos, combustibles, estacionamiento, etc. Mejoramiento del transporte masivo. Planificación de la infraestructura de transporte. Liderazgo en la adquisición de vehículos energéticamente eficientes. Control de tráfico mediante sistemas inteligentes. ^[56]

4.4. NUEVOS PARÁMETROS REGULATORIOS

Conforme hemos visto, un primer concepto a instaurarse será la desregulación de los precios del mercado minorista, pues no puede existir un *Smart Grid* que fomente aplicaciones de gestión de la demanda, eficiencia energética e instalación de recursos energéticos distribuidos, con una estructura tarifaria de precios fijos y subsidiados. Los precios dinámicos serán la primera gran regulación de ajuste para abrir el camino a la red inteligente.

Los nuevos equipos que las empresas tendrán que instalar y los sistemas que permitan el envío de los precios y registros de uso por hora, son referidos al



AMI, que sin duda constituye uno de los primeros pasos dentro de la hoja de ruta hacia la nueva red.

El incursionar en esta nueva etapa evolutiva de los sistemas eléctricos, demanda grandes inversiones, por lo cual, los reguladores tendrán que decidir en la aprobación de incurrir en desembolsos con las que no se encuentran familiarizados, bajo la promesa de enormes beneficios que no son fáciles de medir. Normalmente los reguladores siempre desean asegurar que los beneficios superan los costos, mientras que la medición inteligente y la *Smart Grid* presenta muchos beneficios que no son cuantificables fácilmente.

Utilizando el enfoque tradicional de valoración de las inversiones y retribución que se consigue (beneficio-costos), seguramente –o al menos en este momento–, las inversiones en *Smart Grid* no reducirán suficientemente los gastos de las empresas eléctricas como para justificar la inversión. Pero, si es que se consideran los potenciales beneficios que se alcancen con la utilización de la red inteligente fuera de la empresa, este cálculo de seguro será diferente. Por lo cual, este tipo de proyectos deberán considerarse desde el punto de vista económico, social, ambiental y político.

El regulador deberá monitorear permanentemente y aplicar ajustes a las nuevas políticas de precios, con el fin de asegurarse de que los ingresos obtenidos por las empresas después de que los precios dinámicos se pongan en marcha no den lugar a beneficios excesivos o pérdidas excesivas, las cuales se supone que la regulación debe prevenir y para evitar el fracaso del mercado por falta de acciones correctivas a distorsiones que se puedan presentar.

Debido a que estamos hablando de una tecnología de costos decrecientes en corto tiempo (acelerada depreciación), deberían reconocerse los costos efectivamente pagados al momento de las revisiones tarifarias, y no el valor de reposición a nuevo de una tecnología que los reemplace, pues de otra forma no se recuperarían las inversiones. Por consiguiente, la figura de tarifación según el esquema de Empresa Modelo debería ser modificada para el tratamiento las



aplicaciones *Smart Grid*, debido a la rápida obsolescencia que requiere cortos plazos de amortización.⁵⁹

La fijación de tarifas para la DG (y consideraciones similares para DR y EE) será un tema complicado para el Regulador. En primera instancia se podría decir que la energía generada reduciría las peticiones a la red pública e incluso suministraría hacia la red, haciendo que se genere un crédito en la facturación mensual, es decir, se supondría un valor de la energía distribuida igual al del precio de venta actual. Esto es una buena aproximación y podría servir de incentivo, sin embargo se ignora por completo todas las diferencias de localización y los efectos de escala, por lo que no es una señal de precio precisa.

Tabla 4.3. Beneficios que se alcanzan con la DR y DG.

Tipo de Beneficio	Ejemplos	Posibles desventajas	Beneficiarios	Cómo valorar a los proveedores de DR y DG?
Planificación e Inversión.	Menor riesgo de nuevos excesos de costo de planta. Menor riesgo de exceso de construcción, debido a largos plazos.	Poca certeza sobre el número, tipo y ubicación de los proveedores de DR y DG. Mayores costos de inversión debidos al Factor de Escala.	Todos los clientes de la empresa de servicios en la región o mercado.	Políticas de estado que fomentan la DG y la DR sobre las grandes centrales.
Seguridad y Confiabilidad	Resistencia contra los apagones en cascada y actos terroristas.	Mayor exigencia de ciberseguridad por amenazas a la red inteligente.	Todos los clientes del sistema.	Políticas de estado que fomentan la DG y la DR sobre las grandes centrales.
Reducción de los costos de operación del sistema.	Más fuentes para regulación y la potencia reactiva. Disminución de recursos o volatilidad del precio del combustible. Una mejor gestión de la tensión de red de distribución.		Todos los clientes del sistema. Todos los clientes del sistema. Todos los clientes del sistema.	En los mercados desregulados, cierta habilidad para vender estos productos por separado. Políticas de estado que fomentan la DG y la DR sobre las grandes centrales. Buenos precios para DR y DG que serán pagados directamente según los beneficios de ubicación medibles.
	Menores paradas de unidad grandes, arranque, y los períodos de marcha en vacío.		Todos los clientes de la empresa de servicios en la región o mercado.	Políticas de estado que fomentan la DG y la DR sobre las grandes centrales.
Medio Ambiente, Eficiencia Energética y Social / Comunitaria.	El mayor uso de fuentes renovables dispersas; cambios en los usos del suelo.	Las economías de escala en los grandes proyectos de energía renovable.	Los propietarios de las fuentes de energías renovables dispersas y clientes de las empresas.	Políticas de estado que fomentan la DG y la DR sobre las grandes centrales.

La variabilidad de su impacto en la ubicación y el de evitar los costos de capital, tienen una característica que resultará fundamental cuando se habla de escenarios de crecimiento de la DG, en la Tabla 4.3 se muestran los beneficios que se consiguen con la DR y DG, muchos de los cuales son difusos y difíciles de valorar.

⁵⁹ Claudio Silvano Guidi, Carlos Osvaldo Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica Frente al Desafío del Smart Grid, CIER, Seminario Internacional Sobre Smart Grid En Sistemas De Distribución Y Transmisión De Energía Eléctrica, Belo Horizonte – Brasil, Oct-2009.



Corresponderá a los legisladores y reguladores decir qué y cómo estos beneficios difusos serán incentivados o recompensados y el balance con las ocasionales desventajas que se muestran en la Tabla 4.3. Los créditos fiscales, subsidios al consumo, préstamos a bajo interés y muchos otros enfoques serán necesarios para proporcionar apoyo económico a los beneficios de la DG. La capacidad de adoptar procesos de regulación efectiva y precisa para el pago de los proveedores de DR y DG será un factor fundamental, impulsador del progreso de la *Smart Grid* y de la adecuada ubicación y potencia de las futuras fuentes (aguas arriba o aguas abajo).

En lo que respecta a la valoración de proyectos de EE, el análisis de efectividad comprenderá calcular el valor actual neto incluyendo un flujo de los costos y beneficios de la comparación entre los costos de la EE a la alternativa de la construcción de una nueva planta de energía, los combustibles, operación durante su vida útil y externalidades, como, por ejemplo una valoración del costo de las emisiones de CO₂.

Como se menciona en el punto 4.3.5., no se puede fomentar campañas o políticas de EE si no existen precios de energía correctos. Normalmente los precios de la electricidad se fijan a nivel anual, considerando cantidades promedio. Para estos casos, es mucho más eficaz adoptar la fijación dinámica de precios y cobrar el precio en relación con la producción horaria de generación.

Por otro lado, la regulación no ha proporcionado incentivos que sean coherentes y generalizados para que esto ocurra. La creación de incentivos es una de las alternativas más apremiantes en lugar de solamente mandatos.

Si los programas y planes de EE, se disponen a que sean ejecutados por la empresa de suministro, a su vez deberían, por lo menos, cubrir los ingresos que se perderían por efectos de la reducción en la venta de energía. Si se da apertura a empresas como las ESCOs, deberá definirse y regularse sus atribuciones y reglas de negocio.

Los programas de respuesta de la demanda y quienes voluntariamente contribuyan, ya sea a través de desconexión de equipos, eficiencia energética, contribución con generación o energía almacenada, deberán –bajo

consideraciones justas– ser retribuidos, debiendo valorarse el ahorro de costos de generación e inclusive el ahorro del diferimiento de las inversiones (rubro más relevante).

En definitiva, la regulación considerando la medición inteligente y el *Smart Grid*, deberá ser acondicionada de forma que pueda garantizar la sostenibilidad de las nuevas tecnologías y los consecuentes beneficios, económicos, sociales, ambientales y de calidad, a satisfacción de los clientes y la prestación de servicios agregados.

La regulación del sector eléctrico deberá responder a las siguientes preguntas: ¿Cómo se remunera este sistema?, ¿Quiénes lo pagan? ^[59]

4.5. ESCENARIOS DE LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

Particularmente en la industria eléctrica, la estructura económica, regulación y el modelo de negocio son inseparables. La regulación establece los productos, los precios y las condiciones del servicio para corregir las ineficiencias de los modelos. La estructura económica establece entorno de propiedad de los activos que crean el modelo de negocio los incentivos y sus limitaciones. El modelo de negocio representa la estrategia de manejo que permite maximizar los beneficios dentro del marco de regulación o de mercados. La relación entre estos tres elementos se muestra en la Figura 4.7.

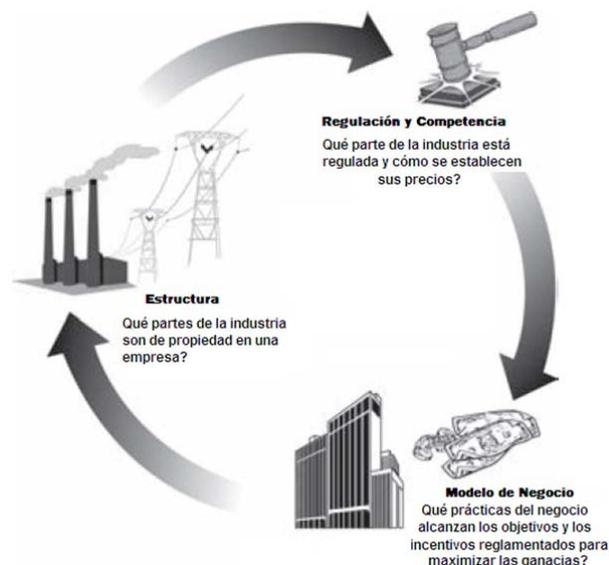


Figura 4.7. La tríada de la industria eléctrica. ^[50]



En el modelo de integración vertical y la regulación de los servicios, puede mantener a la estructura, pero la manera en la que ésta se regula y el modelo de negocios de la empresa correspondiente, deben ser reestructurados para promover la eficiencia energética y un libre acceso a la red inteligente.

En el modelo desintegrado, funcionando en un entorno donde la generación es competitiva, también puede concebir la red inteligente, pero la regulación debe tratar a la eficiencia energética para al menos obtener resultados neutrales y conseguir un funcionamiento eficiente de la red inteligente.

Sin considerar los efectos de la red inteligente, casi todos los economistas coinciden en que la integración vertical hace que el sistema de energía sea más barato.⁶⁰

Con el *Smart Grid* surgen las preguntas: ¿la empresa inteligente del futuro conseguirá el servicio más barato si está integrada verticalmente? ¿Será la más barata para los clientes el evitar el cruce de la propiedad entre la generación y la red u operar sólo en uno o dos de los segmentos?

Lo único cierto es que una vez que las políticas regulatorias adopten la fijación dinámica de precios y otros aspectos de la red inteligente, existirán grandes impactos sobre la economía de todas las demás partes del sistema. Existe la gran posibilidad de que estas políticas regulatorias definan el modelo, sin embargo, podrían a su vez las leyes y regulaciones imponer una estructura preconcebida.

Para evaluar las posibilidades, se debe evaluar las fuerzas compensatorias de la integración, así como de la competencia.

Cada cuadrante de la matriz de la Figura 4.8 representa una posible futura estructura regulatoria, cada una caracterizada por las diferencias en los valores de la integración vertical y la competencia en generación.

⁶⁰ En 1996 el profesor John Kwoka, Jr., determinó que la integración vertical reduce los costos de las grandes empresas de servicios en un promedio del 22%. El profesor Robert J. Michaels en el 2006 encontró un fuerte apoyo para las economías verticales. Según se describe en el libro SMART POWER de Peter Fox – Penner.

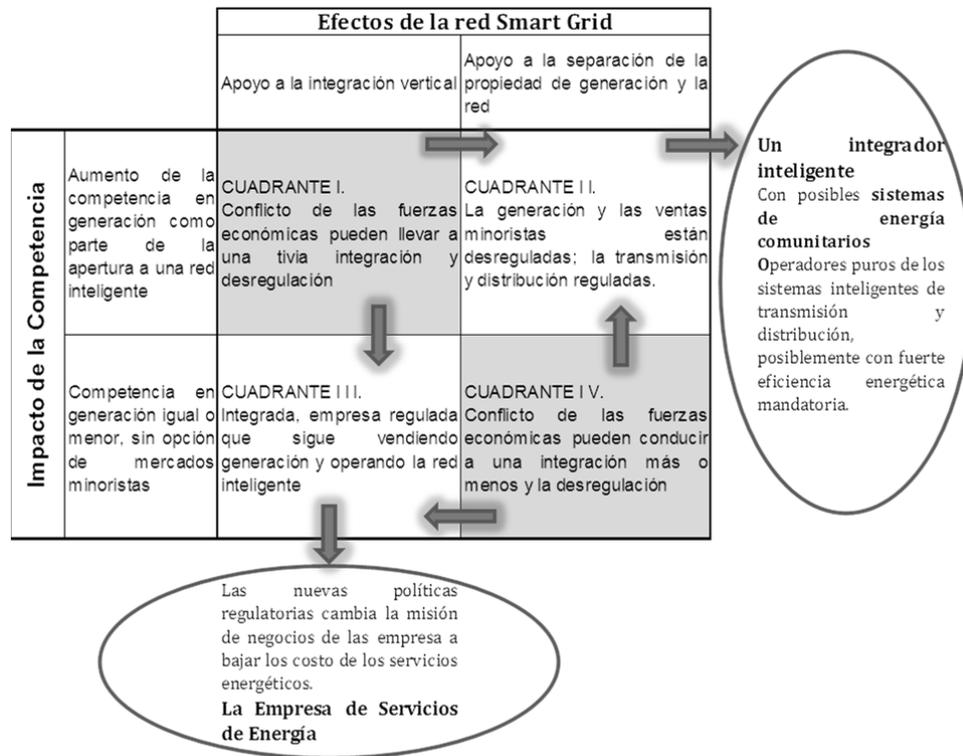


Figura 4.8. Probable futuros de los modelos de negocio. [50]

En los cuadrantes I y IV, hay fuerzas económicas en conflicto; en el cuadrante I, los beneficios de la integración son fuertes, pero también lo es el valor de la competencia en generación. En el cuadrante IV la integración vertical no es valorada, pero tampoco lo es la competencia en generación, por tanto los modelos de industria tenderán a resolver el conflicto moviendo hacia los Cuadrantes II o III.

En el Cuadrante II los beneficios de la integración vertical no son fuertes, y la competencia entre los generadores funciona bien. Este escenario corresponde estrechamente a una visión de futuro de la industria, apoyada por los defensores de la desregulación. En este futuro escenario, las empresas proveedoras del servicio se mantienen al margen de la actividad de la generación y se limitan a la operación inteligente de la transmisión y/o distribución que se integren. El modelo de negocio de Integrador Inteligente es una empresa que opera la *Smart Grid*, regulada, que ofrece energía independiente y otros servicios a precios de mercado.

En este mismo cuadrante, la EE podría presentar falta de incentivos, pero podrían ser removidos por la disociación de ingresos, concepto que rompe el



vínculo entre la cantidad vendida y los ingresos recibidos, es decir, en lugar de vincular los ingresos a la cantidad de energía vendida, éstos están vinculados, por ejemplo, al número de clientes atendidos, a la mejora de rendimiento, confiabilidad, calidad del servicio, etc.

Tabla 4.4. Características de los dos posibles modelos de negocio. [50]

	Integrador Inteligente	Empresa de Servicio Energía
Precios Minoristas	Desregulados	Regulados
Propiedad de la Generación	Ninguna	Puede ser propietaria de una parte o la mayor parte de las fuentes
Función de entrega de energía	Opera confiablemente el equilibrio, la entrega y la integración de la red con todas las fuentes de energía	Opera confiablemente el equilibrio, la entrega y la integración de la red con todas las fuentes de energía
Rol de la fijación de precios	Precios establecidos por el funcionamiento del mercado o dentro de un mercado operado por una entidad independiente	El regulador fija los precios
Función de información	La plataforma de información provee de las señales de precios y control	La plataforma de información provee de las señales de precios y control
Desincentivos a la Eficiencia Energética	Eliminada por la disociación de ingresos	La eficiencia se realiza como misión principal y centro de beneficio

En el Cuadrante III, el valor de la integración vertical se mantiene fuerte, y la desregulación de generación no es atractiva como en la actualidad. Este futuro se parece a las tradicionales empresas integradas verticalmente y reguladas actuales, excepto que ahora utilizan tecnologías de red inteligente, precios dinámicos y fuentes distribuidas, convirtiéndose en Empresas de Servicios de Energía (*Energy Services Utility –ESU–*). En este modelo deberá haber fuertes incentivos para la EE integrados en su estructura regulatoria para compensar e incentivar los ingresos regulados.

4.5.1. INTEGRADOR INTELIGENTE

El Integrador Inteligente será quien opera la red de potencia y sus sistemas de información y control, garantizando la calidad del servicio. Ésta no es propietaria de la generación, pero debe atraer, garantizar y proveer el transporte para muchos generadores, los cuales podrán tener cualquier capacidad. Para ello, tendrá que proporcionar una arquitectura lo más abierta posible para fuentes de alimentación de todo tipo.



La empresa no será capaz de direccionar donde se colocará generación ni cuán grande será, sin embargo debe estar física y eléctricamente adaptada para permitir el flujo hacia la red.

Deberá proveer información según demanda, ya sea para la nueva contabilidad, facturación y demás sistemas, que deberán considerar la fijación dinámica de precios, facturación compleja y opciones de pago (a través de estándares de interoperabilidad).

Además tendrá que administrar un mercado que determina los precios horarios para los clientes y tener las consideraciones según la estructura tarifaria que el regulador haya establecido para administrar los precios de respuesta de la DR y DG (incluyendo otros beneficios abstractos como los provenientes de su capacidad de aplazamiento de inversiones en expansión).

Para el apoyo a la EE, podría promoverse y adaptarse con el concepto de disociación de ingresos, que resulta en hacer que los beneficios de la empresa sean neutros con respecto a las ventas de energía. Gran parte del crecimiento de los activos del Integrador Inteligente serán necesarios para proporcionar confiabilidad, reemplazar equipo obsoleto, o hacer inversiones en la red para mejorar de las operaciones (ninguno de éstos son especialmente sensibles a los niveles de venta). Por lo que el regulador deberá considerar todos los servicios de valor agregado, para garantizar la obtención de beneficios y rentabilidad justos.

Un tratamiento importante en este modelo es la determinación de a quién pertenece el cliente, pues una de las características de la *Smart Grid* es que se ha dicho que el cliente tendrá una integración con la empresa de suministro, tanto para la interacción de información, control, mensajes, etc. Sin embargo, terceros proveedores están prestándose como intermediarios para la presentación de la información (ejemplo: Google, Microsoft, 4Home, Powerhouse, EnergyHub, Cisco, etc.), que puede ser una alternativa viable, pues éstos pueden disponer de una red mucho más amplia de especialistas en atención al cliente, problemas de hardware y software, etc., pero si esto ocurre, entonces los clientes verán en sus pantallas la marca de este intermediario y terminarán identificando a éste como el proveedor del servicio.



Si bien este es un asunto muy importante relacionado con la marca y el vínculo con el cliente, esta situación también repercute sobre la naturaleza fundamental del modelo de negocio del Integrador Inteligente.

4.5.2. LA EMPRESA DE SERVICIOS DE ENERGÍA

La Empresa de Servicios de Energía (*Energy Services Utility –ESU–*) tendrá la misión de proveer el servicio al menor costo, será una entidad regulada cuyos precios y beneficios son controlados, con una manera muy similar a los tradicionales cálculos de los costos del servicio.

Esta es responsable de cubrir la demanda de energía de los clientes minoristas con alta confiabilidad y con sus propios recursos de generación, pero también estará obligada a transmitir la energía de generadores particulares conectados a su red.

Las políticas y la regulación deberán superar dos aspectos principales de la ESU. La primera es que este modelo de empresa no tendrá ninguna motivación para cooperar con la generación local que requiera conectarse a su red inteligente, debido a que ésta cuenta con generación propia y considerará a la nueva generación como competencia. La segunda es la falta de incentivo para ayudar a que los clientes a que reduzcan su demanda de energía.

Estos problemas son similares a los del modelo de integrador inteligente, donde se requerirá de que se reconozcan y recompensen la inversión que sea necesaria en la red para garantizar su funcionamiento eficiente, con alternativas de un libre acceso para la integración de DG y promoción de EE. La única diferencia es que la ESU cuenta con generación y requerirá de fuertes sanciones o recompensas para motivar su cooperación.

4.6. RIESGOS E INCERTIDUMBRE

Conforme a las políticas y el desarrollo del *Smart Grid*, el modelo de negocio del sector eléctrico a futuro podría tomar un cambio extremo si consideramos que existe la posibilidad de que en un mediano plazo, cada edificación cuenta con alguna forma de generación o de almacenamiento de energía que lo haría energéticamente más independiente. Desde el punto de vista económico, el



cliente demandará el abastecimiento de energía de la red de manera esporádica y que podría a su vez su planilla ser compensada con valores de energía entregada desde su vivienda a la red, o respuesta favorable de EE o DR.

Significa entonces que la venta de energía ya no sustenta el principal negocio para la empresa de servicios (sea este Distribuidor, Comercializador, Transportista y posiblemente para los Generadores). Sin embargo, serán las empresas o el sistema en su conjunto quienes estarán encargados de las inversiones para garantizar el suministro y la eficiencia de la red, requiriendo por consiguiente un cambio en la concepción de negocio, pues su rentabilidad no vendrá de la venta de energía, sino una posible prestación de servicios diferentes al del actual giro del negocio.

Los costos y rentabilidad podrían ser soportados por negocios alternos que hoy son ajenos a las empresas, entre los cuales se podrían incluir servicios de: entrega de información de precios; supervisión, control, y operación de los sistemas internos; vigilancia en edificios y viviendas, VoIP, Internet y/o TV, etc.

Sin embargo, inicialmente existirán otras situaciones de incertidumbre y riesgo que deberán ser afrontados en el despliegue de la red inteligente –para la consecución de sus bondades–, pues al momento existen situaciones como:

- Falta de orientación regulatoria: Un desconocimiento o falta de involucramiento de las autoridades del sector, su tratamiento normativo y esquema de remuneraciones.
- Normas tecnológicas y estandarización nacientes: No existe soluciones únicas, y se requiere estandarización. Aun cuando existen algunas normas, las actuales implementaciones utilizan una gran variedad de tecnologías y soluciones. Al momento, las empresas son totalmente dependientes de los proveedores y de sus soluciones tecnológicas, mientras la normativa al respecto está recientemente estructurándose.
- Vida útil de las tecnologías disponibles: Mientras las actuales tecnologías de *Smart Grid* buscan consolidarse, nuevos avances continúan en desarrollo, con la finalidad de alcanzar una mayor velocidad de adquisición de datos y respuesta, mayor flexibilidad,



conectividad e integración. Con este ritmo, las tecnologías se tornarán obsoletas a una velocidad mucho más rápida que los componentes actuales de la red eléctrica. ^[59]





Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Contenido

<i>5.1. PERSPECTIVA FINAL</i>	<i>144</i>
<i>5.2. CONCLUSIONES.....</i>	<i>144</i>
<i>5.3. RECOMENDACIONES.....</i>	<i>148</i>



5.1. PERSPECTIVA FINAL

El presente proyecto de investigación sobre AMI, su vinculación con la *Smart Grid* y las implicaciones respecto a la estructura del sector eléctrico, han permitido tener una visión de lo que depara el futuro del sector eléctrico en general. En donde, la adopción, despliegue e implementación de la nueva tecnología es inminente, estando pendiente únicamente la decisión de ¿cuándo?, interrogante que deberá ser absuelta de manera consensuada por los políticos, organismos de planificación, de control, de regulación, empresas de suministro y otros entes involucrados, con el fin de establecer el momento adecuado para embarcarse en la ruta de modernización de la red y alcanzar sus beneficios, bajo un esquema de objetivos comunes.

El modelo conceptual de referencia constituye efectivamente una guía para todas las partes interesadas. La transición hacia la Red Inteligente introduce nuevas consideraciones que requieren una mayor coordinación entre los organismos antes mencionados, para garantizar la evolución sin tropiezos y operatividad de los sistemas legados y futuros, en donde nuevas reglas y regulaciones deberán establecerse.

Consecuentemente, se puede decir que en el actual modelo del sector eléctrico ecuatoriano y su marco regulatorio no consideran ni tienen una previsión a este cambio revolucionario, que implica un giro en cuanto a inversión, operación, funciones y las nuevas prestaciones de lo que representa una red con despliegue de AMI y *Smart Grid*.

Por tanto, las hipótesis planteadas al inicio de este proyecto son ratificadas, en tanto que los aspectos más relevantes de este estudio se presentan a continuación como conclusiones y recomendaciones.

5.2. CONCLUSIONES

- ✓ La industria eléctrica actualmente se está viendo desafiada por problemas como la necesidad de incrementar la generación para cubrir el crecimiento de la demanda, conseguir eficiencia energética y operacional, integrar los recursos renovables, generación distribuida y al



mismo tiempo la responsabilidad de buscar soluciones para mitigar los problemas ambientales para promover un futuro de energía limpia.

- ✓ El ahorro energético y la eficiencia están constituyéndose como una cultura de tendencia mundial, las cuales están motivando a la promulgación de nuevas leyes y políticas a nivel de naciones.
- ✓ La Infraestructura de Medición Avanzada –AMI– y la *Smart Grid* constituyen un conjunto de tecnologías y nuevos dispositivos que permiten una nueva forma de operación de los sistemas de energía y contribuyen a superar los actuales y futuros desafíos.
- ✓ La transformación de la red en un sistema inteligente es proporcionar energía eléctrica confiable y de alta calidad, en una forma ecológica y sostenible para una sociedad moderna.
- ✓ AMI se considera como uno de los primeros pasos para la consecución de una Red Inteligente.
- ✓ El uso generalizado de pequeños generadores obligará a la red a convertirse en bidireccional, aquí se darán muchos problemas de reglamentación que deberán ser absueltos por los organismos de legislación y control.
- ✓ Las energías renovables y la generación distribuida no podrán desarrollarse de manera activa y alcanzar sus objetivos sin AMI y una red inteligente.
- ✓ Las funciones que ofrece el AMI son extensas e inclusive dependerán de la creatividad propia de cada empresa para determinar nuevas aplicaciones y servicios que pudieren proveer.
- ✓ Se requieren cambios y ajustes a las actuales normas regulatorias del sector, que faciliten la ejecución de estos proyectos y garanticen beneficios para las empresas, los consumidores y la sociedad.
- ✓ La concepción y aplicaciones de red inteligente cambian el modelo de explotación de la red y abren totalmente nuevas relaciones con los clientes.



- ✓ No puede existir un modelo de *Smart Grid* que fomente aplicaciones de gestión de la demanda –DR–, eficiencia energética –EE– e instalación de recursos energéticos distribuidos –DG–, con una estructura tarifaria de precios fijos y peor subsidiados.
- ✓ Los precios dinámicos serán la primera gran regulación de ajuste para abrir el camino a la red inteligente.
- ✓ La combinación de precios basada en el tiempo y la capacidad tecnológica de los clientes para responder a las señales de precios marcará el comienzo de una nueva era en la industria eléctrica.
- ✓ Los medidores inteligentes y los precios en función del tiempo abren un panorama de nuevas posibilidades:
 4. Se pueden ofrecer precios basados en el tiempo u otras alternativas.
 5. La posibilidad de trabajar con dispositivos inteligentes que pueden programarse para responder automáticamente a los cambios de precios y otros comandos de usuario para modificar su uso en el día o incluso en una semana.
 6. Se facilita la integración de generación de pequeña escala y almacenamiento en las instalaciones de los clientes.
- ✓ Los últimos cambios del modelo regulatorio en la región se desarrolló en las décadas de los 80 y 90, cuando los países adoptaron la reforma del sector eléctrico, la cual estuvo diseñada bajo consideraciones de la tecnología de aquel momento. Ahora la regulación debe considerar e incorporar las tecnologías y aplicaciones del *Smart Grid*, un nuevo paradigma para el sector, en donde se torna difuso la definición de los límites entre distribución, transporte y generación.
- ✓ El incursionar en esta nueva etapa evolutiva de los sistemas eléctricos, demanda grandes inversiones, por lo cual, los reguladores tendrán que decidir en la liberalización de las inversiones o aprobación de estos desembolsos con los que no se encuentran familiarizados, bajo la posibilidad de enormes beneficios que no son fáciles de medir.



- ✓ El modelo regulatorio actual fomenta la venta de energía, por lo que se requiere de nuevos reglamentos o modificaciones al modelo de negocio para hacer rentable la conservación de la energía.
- ✓ Los subsidios deberán de ser muy estudiados, pues dentro de una política de eficiencia energética no se puede subvalorar la electricidad.
- ✓ La EE, se considera como la alternativa de menor costo en cuanto se refiere a ahorro y protección medioambiental.
- ✓ A futuro, el regulador a más de definir la forma de pago por contribuciones de DR, DG y EE, deberá definir quién paga los costos evitados en la construcción de redes y grandes plantas de generación.
- ✓ El modelo estructural del sector, que considere la creación del Integrador Inteligente, facultará a que éste sea el propietario (monopolio) y quien opera la red, así como sus sistemas de información y control, garantizando la calidad del servicio, limitando su propiedad en generación; deberá atraer, garantizar y proveer el transporte para muchos generadores, los cuales podrán tener cualquier capacidad. Por tanto, deberá existir un incentivo y reconocimiento tarifario para la inversión en la automatización y aplicaciones de la *Smart Grid*, dentro de un mercado liberalizado en generación como en el minorista.
- ✓ El modelo estructural del sector, que considere una empresa con integración vertical facultará a que ésta utilice la tecnología de red inteligente, precios dinámicos y fuentes distribuidas, convirtiéndose en una Empresa de Servicio de Energía.
- ✓ Tanto el modelo de Integrador Inteligente como el de la Empresa de Servicios de Energía, requerirán que se reconozca y recompense la inversión que sea necesaria en la red para garantizar su funcionamiento eficiente, con alternativas de un libre acceso para la integración de DG y promoción de EE.
- ✓ A nivel general existen situaciones de incertidumbre y riesgo debido a: normativa tecnológica, estandarización, vida útil de las tecnologías disponibles y la falta de orientación regulatoria, que deberán ser



enfrentadas en la decisión de incursionar en proyectos de red inteligente.

- ✓ El Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, a pesar de mencionar aspectos relativos a la preservación del medio ambiente, proyectos de energía renovables no convencionales, uso eficiente y conservación de la energía, el monto de inversión mayoritariamente está destinado a invertir en generación, mientras no se hace ninguna mención de una adopción en inversión en medición inteligente y mucho menos en la automatización de la red.
- ✓ La regulación actual no está preparada para promover esta visión de futuro.

5.3. RECOMENDACIONES

- ✓ El Estado y los organismos de regulación y control del sector eléctrico ecuatoriano deberían estar conscientes de los cambios que se vienen en cuanto a la nueva revolución eléctrica y fijar políticas acordes a la tecnología, mercados y visión de futuro tecnológico.
- ✓ Mientras los EE.UU, Europa y otros países desarrollados han iniciado su camino hacia una red inteligente, muchos han desplegado la instalación de medidores inteligentes, otros están cambiando sus políticas de estado y demás normativa regulatoria, convendría que dentro del sector eléctrico ecuatoriano se prevea los estudios y presupuesto para que a mediano plazo se pueda iniciar el cambio hacia la modernización del sistema.
- ✓ La nueva ley que regirá para el sector eléctrico ecuatoriano y que estaría por promulgarse deberá considerar la eminente adopción a futuro de las tecnologías de AMI y *Smart Grid*, y sus consecuentes cambios estructurales en los modelos de negocios y operación.
- ✓ Se requiere una adopción de estándares para la implementación y despliegue de las nuevas tecnologías, de tal manera que permitan la



interoperabilidad entre diferentes equipos, sistemas, plataformas y lenguajes.

- ✓ La figura de tarificación actual, según el esquema de empresa modelo debería ser analizado y modificado cuando se considere el tratamiento de las aplicaciones *Smart Grid*, pues, debido a que su infraestructura tecnológica en hardware y software tendrá una rápida obsolescencia, esto condicionaría a cortos plazos de amortización.
- ✓ Se requiere el despliegue de AMI e implementación de la fijación dinámica de precios, con la finalidad de aplanar la curva de precio, propiciar la DR y EE, ahorrar dinero a los clientes y conjuntamente disminuir las emisiones de carbono.
- ✓ Una vez implementadas las nuevas políticas de precios, el regulador deberá monitorear permanentemente y aplicar ajustes permanentes a fin de asegurarse de que los ingresos obtenidos por las empresas, después de que los precios dinámicos se pongan en marcha, no den lugar a beneficios excesivos o pérdidas excesivas, para evitar el fracaso del mercado por falta de acciones correctivas a distorsiones que se puedan presentar.
- ✓ Proveer incentivos que hagan de la eficiencia energética una actividad rentable, pues si no se hace evidente el ahorro económico u otro tipo de motivación, la gente simplemente no efectuará EE, por tanto a nivel país deben trazarse políticas que pueden ayudar a los usuarios, comercializadores y empresas en general a superar estos límites.
- ✓ La EE, al igual que DR y DG resultan rentables con respecto a la construcción de nueva capacidad y beneficios al medio ambiente, por lo que deberán considerarse como parte de las políticas y dentro de modelos de negocio futuro.
- ✓ La nueva regulación –considerando la medición inteligente y el *Smart Grid*– deberá ser acondicionada, de forma que pueda garantizar la sostenibilidad de las nuevas tecnologías y los consecuentes beneficios,



económicos, sociales, ambientales y de calidad, la satisfacción de los clientes y la prestación de servicios agregados.

- ✓ Para futuros proyectos de investigación, se recomienda profundizar en la investigación sobre el modelo de negocio y regulación relacionado con la posible estructura que tomaría el sector eléctrico ecuatoriano ante la red inteligente, la cual sería la de un modelo de Empresa de Servicios de Energía –ESU–, considerando la actual tendencia integradora y de participación mayoritariamente estatal.



Bibliografía

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

- Hassan Farhangi, The Path of the Smart Grid, IEEE power & energy magazine, Jan/Feb 2010.

Capítulo 2: RED INTELIGENTE (SMART GRID)

- IEEE, Standar Dictionary of Electrical & Electronical Terms, ANSI-IEEE Estándar 100-1984.
- IEEE, Power System Engineering Committee (1992). Transactions on Power Apparatus and System, July 1992, pp.1894-1898.
- EPRI, Estimating the Cost and Benefits of the Smart Grid, Mar. 2011.
- Francisco M. González – Longatt, Introducción a los Sistemas de Potencia, <http://www.giaelec.org/fqlongatt/SP.htm>, 2008.
- Steven E. Collier, Ten step to a smarter grid, IEEE Industry Applications Magazine, Mar/Apr 2010
- Ali Ipakchi - Farrokh Albuyeh, Grid of the Future, IEEE Power & Energy Magazine, Mar/Apr 2009.
- KEMA, Inc., Implementing the Smart Grid: Enterprise Information Integration, Grid Interop Forum Albuquerque, November 9, 2007.
- ISO New England Inc., Overview of the Smart Grid –Policies, initiatives, and Needs, Feb. 2007.
- ROA Group Korea Consultants, Introduction to Smart Grid, Latest Developments in the U.S., Europe and South Korea, July, 2009.
- Enrique Santacana - Gary Rackliffe - Le Tang - Xiaoming Feng, Getting Smart, IEEE Power & Energy Magazine, Mar/Apr 2010.
- Claudio Silvano – Carlos Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica frente al Desafío del Smart Grid, Seminario CIER Belo Horizonte, Brasil, Oct. 2009.
- GTM Research, The Smart Grid in 2010: market segments, applications and industry players, 2009.



- Mark McGranaghan, Developing the Smart Grid – An Approach for California, EPRI, April 29, 2008.
- Steven E. Collier, Ten step to a smarter grid, IEEE Industry Applications Magazine, Mar/Apr 2010.
- Christian Feisst, Dirk Schlesinger, Wes Frye, Smart Grid: The Role of Electricity Infrastructure in Reducing Greenhouse Gas Emissions, Cisco Internet Business Solutions Group (IBSG), Oct 2008.
- NIST, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0, Jan 2010.
- Sean Gregerson, Dawn Toporek, Real-Time Asset Health Monitoring, IEEE power & energy magazine, nov/dec 2010.
- Scott Neumann, IEC TC57 Smart Grid Activities, Utility Integration Solutions, Inc. UISOL, Nov, 2009.
- International Estándar IEC 61968-1, Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management, IEC, 2003.
- Santodomingo Rafael, Rodriguez José Antonio, Pilo de la Fuente Eduardo, Introducción al modelo CIM de los sistemas de energía eléctrica, Anales de mecánica y electricidad, sep-oct 2009.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas, Presentación sobre Red Eléctrica Inteligente.

Capítulo 3: INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

- <http://maps.google.com/maps/ms?hl=en&ie=UTF8&om=0&msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187&ll=11.453714,14.4577331&spn=126.606111,328.359375&z=2>.
- Hassan Farhangi, The Path of the Smart Grid, IEEE Power & energy Magazine, Jan/Feb 2010.
- http://www.electricalfacts.com/Neca/Science_sp/electricity/history_sp.shtml.
- Association of Edison Illuminating Companies (AEIC), Load Research White Paper, Sep-2008.
- FERC, Assessment of Demand Response & Advanced Metering, Sep-2007.



- EPRI, Advanced Metering Infrastructure, 2007.
- NYSEG and RG&E, Advanced Metering Infrastructure Overview and Plan, Feb-2007.
- EPRI, Advanced Metering Infrastructure (AMI), Feb – 2007.
- Chet Geschickter - GTM RESEARCH, The Emergence Of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report, Aug – 2010.
- Ecologic Analytics, White Paper AMI and MDMS Deployment Best Practices, Jul – 2008.
- UtiliPoint International, Inc., The Department of Energy Raises Bar for Smart Grid /Smart Metering Initiatives – Key Strategies for Success, Jan – 2010.
- <http://www.sdge.com/smartmeter/sp/homeAreaNetwork.shtml>.
- International Estándar IEC 61968-9, Interface Standard for Meter Reading and Control, 2009.
- Sean Gregerson y Dawn Toporek, Real-Time Asset Health Monitoring, IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dic 2010.
- Glenn Pritchard, Advanced Metering and Asset Management, IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dic 2010.

Capítulo 4: ENFOQUE A LOS CAMBIOS REGULATORIOS NACIONALES

- Mario Ibarburu, Regulación en los Mercados Eléctricos Competitivos, 2001.
- Jorge Muñoz Vizhñay, La Reestructuración del Modelo Eléctrico Ecuatoriano, Revista Energética Interconexiones, Ecuaciel, Dic-2010.
- Claudio Silvano Guidi, Carlos Osvaldo Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica Frente al Desafío del Smart Grid, CIER, Seminario Internacional Sobre Smart Grid En Sistemas De Distribución Y Transmisión De Energía Eléctrica, Belo Horizonte – Brasil, Oct-2009.
- Políticas de Estado a Largo Plazo, Registro Oficial N°364, A-039, 01-Dic-2005.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Registro Oficial N°43, 10-Oct-1996.
- CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020.



- CONELEC, Estadística Del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Resumen del Periodo 1999-2009, May-2010.
- Asamblea Constituyente, Mandato Constituyente No. 15, 23 de julio de 2008.
- CONELEC, Regulación No. CONELEC 006/08, Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, 12 de Agosto de 2008.
- Peter Fox-Penner, Smart Power – Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities, ISLANDPRESS, 2010.
- CONELEC, Oficio circular No. DE-09-1204 del 03 de junio de 2009, para las distribuidoras del país.
- CONELEC, Oficio circular No. DT-09-186 del 12 de agosto de 2009, para las distribuidoras del país.
- CONELEC, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, www.conelec.gob.ec.
- <http://www.emeter.com/2010/new-bill-would-accelerate-uk-smart-meter-rollout/>.
- Clark W. Gellings, The Smart Grid – Enabling energy efficiency and demand response, The Fairmont Press Inc., 2009.
- <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=en&type=IM-PRESS&reference=20091118IPR64746> , Nov-2009.
- <http://www.expreso.ec/ediciones/2009/11/19/actualidad/plan-de-focos-ahorradores-liberara-250-mw-de-energia/default.asp?fecha=2009/11/19>, Publicado el 19 de Noviembre de 2009.
- Claudio Silvano Guidi, Carlos Osvaldo Castro, La Regulación Eléctrica en Latinoamérica Frente al Desafío del Smart Grid, CIER, Seminario Internacional Sobre Smart Grid En Sistemas De Distribución Y Transmisión De Energía Eléctrica, Belo Horizonte – Brasil, Oct-2009.



Anexos

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- AC:** Corriente alterna.
- ANSI:** American National Standards Institute.
- AMI:** Advanced Metering Infrastructure, Infraestructura de medición avanzada.
- AMM:** Advanced Metering Management, Gestión de medición avanzada.
- AMR:** Automatic Meter Reading, Lectura automática de medidores.
- API:** Application Programming Interface, Interfaz de programación de aplicaciones.
- ARRA:** American Recovery and Reinvestment Act, Ley de Recuperación y Reinversión en los EE.UU.
- BPL:** Broadband over Power Line.
- BT:** Baja Tensión.
- CBM:** Condition Based Maintenance, mantenimiento basado en condiciones.
- CIER:** Comisión de Integración Eléctrica Regional, Perfil de Empresa.
- CIM:** Common Information Model, Modelo de Información Común.
- CIS:** Customer Information System, Sistema de Información de Clientes.
- CMMS:** Computerized Maintenance Management Information System.
- CNEL:** Corporación Nacional de Electricidad S.A.
- CO₂:** Dióxido de carbono.
- CPP:** Critical Peak Pricing, Precio crítico máximo.
- CSP:** Communicating Sequential Processes, Procesos de comunicación secuencial.
- CENACE:** Centro Nacional de Control de Energía.
- CELEC:** Corporación Eléctrica del Ecuador - Empresa Pública.
- CIGRE:** International Council on Large Electric Systems.
- CONELC:** Consejo Nacional de Electricidad.
- CRM:** Customer relationship management, Gestión de relación de clientes.



- DAS:** Data Acquisition System, Sistema de adquisición de datos.
- DC:** Corriente directa.
- DER:** Distributed Energy Resources, Fuentes de Generación Distribuidas.
- DG:** Distributed Generation, Generación distribuida.
- DNP3:** Distributed Network Protocol versión 3.
- DMS:** Distribution Management System, Sistema de Gestión de la Distribución.
- DR:** Demand Response, Respuesta de la demanda.
- DSSS:** Direct Sequence Spread Spectrum.
- ECUACIER:** Comité Ecuatoriano de la Comisión de Integración Energética Regional.
- EE:** Energy efficiency, Eficiencia energética.
- EISA:** Energy Independence and Security Act, Ley de Seguridad e Independencia Energética de los EE.UU.
- EMCS:** Energy Management Control Systems, Sistemas de control de gestión de energía.
- EMS:** Energy Management System, Sistema de Gestión de Energía.
- EMTP:** ElectroMagnetic Transients Program.
- EPRI:** Electric Power Research Institute, Instituto de Investigación de Energía Eléctrica.
- ERP:** Enterprise resource planning, Sistema integrado de manejo de información - Planificación de recursos empresariales.
- ESCO:** Energy Service Companies, Empresas de servicios energéticos.
- ESU:** Energy Service Utility, Empresa de servicios de energía.
- FACTS:** Flexible AC Transmission Systems.
- FAN:** Field Area Network, Red de Área de Campus.
- FERC:** Federal Energy Regulatory Commission.
- FHSS:** Frequency Hopping Spread Spectrum.
- GIS:** Geographic Information System, Sistema de información geográfico.
- GPRS:** General Packet Radio Service, Servicio general de paquetes vía radio.
- GWAC:** World Wide Architecture Council.
- HAN:** Home Area Network, Red de Área Doméstica.
- HVDC:** High-voltage, Direct Current, Corriente directa en alta tensión.



IEC: International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional.

IED: Intelligent Electronic Device, Dispositivo electrónico inteligente.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

IP: Internet Protocol, Protocolo de internet.

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change.

ISO: International Organization for Standardization.

IVR: Interactive Voice Response, Respuesta interactiva de voz.

kV: kilo voltios – 1000 voltios.

kW: kilo vatio – 1000 vatios.

kWh: kilo vatio hora.

LAN: Local Area Network, Red de área local.

LM: Load Management, Gestión de carga.

LMS: Load Management System, Sistema de gestión de carga.

LRSE: Ley de Régimen Del Sector Eléctrico.

MAM: Meter Asset Management , Manejo de activos de medición.

MDM: Meter Data Management, Gestionador de Datos de Medición.

MDR: Meter data repository, Repositorio de datos de medición.

MDUS: Meter Data Unification and Synchronization, Unificación y sincronización de datos de medición.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MIU: Meter Interface Unit, Unidad de interfaz del medidor.

MM: Meter Maintenance, Mantenimiento de medidores.

MS: Meter System, Sistema de Medición.

MWh: Megavattios hora.

NAESB: North American Energy Standards Board.

NERC: North American Electric Reliability Corporation.

NIST: Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de los EE.UU.

NO: Network Operations, Operaciones de Red.

O&M: Operación y mantenimiento.

OMS: Outage Management System, Sistema de gestión de fallas.

PHEV: Plug-in hybrid electric vehicle, vehículo eléctrico híbrido enchufable.



- PHV:** Plug-in hybrid vehicle, vehículo híbrido enchufable.
- PLC:** Power Line Communications.
- PLCC:** Power Line Carrier Communication.
- POS:** Point of sale, Punto de Venta.
- PPA:** Power Purchase Agreement, Contrato de compra de energía.
- PQ:** Power Quality, Calidad de Energía.
- PV:** Photovoltaics, Sistema fotovoltaico.
- RF:** Radiofrecuencia.
- RTP:** Real Time Pricing, Precio en tiempo real.
- RO:** Registro oficial.
- ROI:** Return on Investment, Retorno de la inversión.
- RTU:** Remote Terminal Unit, UTR Unidad terminal remota.
- SAP:** Compañía informática con sede en Walldorf, Alemania.
- SCADA:** Supervisory Control And Data Acquisition, supervisión, control y adquisición de datos.
- SEP:** Sistema eléctrico de potencia.
- SNI:** Sistema Nacional Interconectado.
- SOA:** Service Oriented Architecture, Arquitectura Orientada a Servicios.
- TI:** Tecnología de la información, IT Information technology.
- TOU:** Time Of Use, Tiempo de uso.
- UML:** Unified Modeling Language, Lenguaje Unificado de Modelado.
- V2G:** Vehicle-to-grid, vehículos eléctricos.
- VAD:** Valor Agregado de Distribución.
- VEE:** Validation, Estimating and Editing. Validación, estimación y edición.
- VoIP:** Voice over Internet Protocol, Voz sobre Protocolo de Internet.
- WAMS:** Wide Area Measurement System, Sistema de Medición de Área Amplia.
- WAN:** Wide Area Network, Red de Área Amplia.
- WAMS:** Wide-Area Monitoring Systems.
- WEB:** World Wide Web, Internet.
- WFM:** Workforce Management, Gestión de la fuerza de trabajo.
- Wi-Fi:** Wireless Fidelity.



WiMAX: Worldwide Interoperability for Microwave Access, Interoperabilidad mundial para acceso por microondas.

WM: Work Management, Gestión de la fuerza de trabajo.

XML: Extensible Markup Language, Lenguaje de Etiquetado Extensible.