

Revisión de la Implementación de Sistemas de Medición Avanzada como Herramienta de
Gestión Energética para la Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en los Sistemas de
Distribución de Energía Eléctrica

Juan Manuel Ramírez Nossa

Trabajo de Grado Monográfico Presentado como Requisito para optar al título de
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Le dedico este nuevo logro a mi hija Norma Isabela que es ahora mi motor para lograr nuevas metas y no desfallecer en el intento

Agradecimientos

Agradezco enormemente al docente Gabriel Ordoñez Plata por haber dedicado su tiempo en las correcciones de esta monografía, también por sus recomendaciones y consejos

RESUMEN

TITULO: REVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA¹

AUTOR: JUAN MANUEL RAMÍREZ NOSSA²

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Medición Avanzada (AMI), gestión de la energía eléctrica, herramientas de medición energética, Smart Meters (medidores inteligentes), Smart Grids (redes inteligentes).

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía tiene como propósito realizar una revisión de la implementación de sistemas de medición avanzada como herramienta de gestión energética para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de esta energía. Para su desarrollo se revisaron las ventajas de la utilización de los sistemas de medición avanzada, conocidos como AMI, identificando los componentes y nuevos desarrollos, al igual que el impacto que estos sistemas de medición generan en la gestión de la energía eléctrica. Se considera la utilización y experiencia de otros países para formular nuevas hipótesis de uso y aplicación de la tecnología AMI, revisadas y puestas como ejemplo en la visión 2030 propuesta por la CREG en compañía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otros organismos entre ellos empresas como EMCALI, EPM, CODENSA, ESSA, ELECTRICARIBE, CEO y EPSA; obteniendo como resultado una amplia gama de posibilidades en la masificación y actualización de la operabilidad activa entre los usuarios y los Operadores de Red (OR). En general, la infraestructura de medición avanzada AMI, representa una de las primeras y más importantes fases para la implementación de las Smart Grids (redes inteligentes), dado que los Smart Meters (medidores inteligentes), permiten comunicar de forma bidireccional a los OR con los usuarios.

¹Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor en Ingeniería Eléctrica.

ABSTRACT

TITLE: REVIEW OF THE IMPLEMENTATION OF ADVANCED MEASUREMENT SYSTEMS AS AN ENERGY MANAGEMENT TOOL FOR REDUCING LOSS OF ELECTRICAL ENERGY IN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS³

AUTHOR: JUAN MANUEL RAMÍREZ NOSSA⁴

KEYWORDS: Advanced Measurement Systems (AMI), electrical energy management, energy measurement tools, Smart Meters (smart meters), Smart Grids (smart grids).

DESCRIPTION:

The purpose of this monograph is to review the implementation of advanced measurement systems as an energy management tool for the reduction of electrical energy losses in the distribution systems of this energy. For its development, the advantages of the use of advanced measurement systems, known as AMI, were identified, identifying the components and new developments, as well as the impact that these measurement systems generate in the management of electrical energy. The use and experience of other countries to formulate new hypotheses of use and application of AMI technology, reviewed and set as an example in the 2030 vision proposed by CREG in the company of the Inter-American Development Bank (IDB) and other organizations among them, is considered. companies such as EMCALI, EPM, CODENSA, ESSA, ELECTRICARIBE, CEO and EPSA; obtaining as a result a wide range of possibilities in the massification and updating of active operability between users and Network Operators (OR). In general, the advanced measurement infrastructure AMI represents one of the first and most important phases for the implementation of Smart Grids (smart networks), since Smart Meters allow two-way communication to the ORs with the users.

³Bachelor Thesis

⁴ Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor en Ingeniería Eléctrica.

Contenido	pág.
Introducción	9
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos	12
2. Evolución de los Sistemas de Medición Ami en el Contexto de las Smart Grids	13
2.1 Revisión bibliográfica Realizada sobre la Evolución de los Sistemas AMI	13
2.2 Marco Teórico Relacionado con Smart Grid y sistemas AMI	15
2.2.1 Smart Grid	15
2.2.2 Pasos para la implementación en Colombia de las Smart Grids	19
2.2.3 Smart Grids en el mundo.	23
2.2.4 Infraestructura de Medición Avanzada	26
2.2.5 Planteamiento del impacto de los sistemas AMI en la gestión de las pérdidas de energía eléctrica.	30
2.3 Componentes de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI	31
2.3.1 Componentes de la AMI.	32
2.3.2 Smart Meter.	32
2.3.3 Interfaz g o capa de comunicación CT inmersa en la capa de tecnologías de la información y comunicaciones (TIC).	35
3. Implementaciones de Sistemas de Medición AMI en Colombia	37
3.1 Análisis de Implementación de Sistemas de Medición AMI por Parte de Empresas del Sector Eléctrico Colombiano	37
3.1.1 EMCALI	38

3.1.2 EPM	39
3.1.3 ESSA	39
3.1.4 CODENSA	40
3.1.5 Electricaribe	41
3.1.6 CEO y EPSA	42
3.2 Análisis de los Objetivos de la Regulación Relacionada con Sistemas AMI	44
3.3 Análisis de Impacto de la AMI con Relación a las Pérdidas de Energía Eléctrica	49
4. Conclusiones	67
Referencias	69

Lista de Figuras

	pág.
Figura 1. Nivel jerárquico para indicadores	20
Figura 2. Mapa de navegación	22
Figura 3. El primer paso para los Sistemas de Tele-gestión AMI	29
Figura 4. Infraestructura de Medición Avanzada y análisis de información	36
Figura 5. Comparación de las implementaciones de sistemas de medición avanzada en algunos operadores de red del país	43
Figura 6. Frecuencia de los objetivos operacionales dentro de objetivos de implementación	49
Figura 7. Evolución de las pérdidas de energía eléctrica, respuesta de agente a Circular 034 del 2018	51
Figura 8. Respuesta de agentes a la circular 034 de 2018	52
Figura 9. Respuesta de agentes a la circular 034 de 2018	54
Figura 10. Aplanamiento de la curva de la demanda	62

Lista de Tablas

	pág.
Tabla 1. Definición de funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia	34
Tabla 2. Proyectos piloto Smart Grid implementados por empresas colombianas del sector eléctrico	38
Tabla 3. Frecuencia de los objetivos operacionales en los objetivos de implementación.	48
Tabla 4. Frecuencia de repetición de los objetivos operacionales	48
Tabla 5. Cantidad de medidores por tipo y rangos de antigüedad	54
Tabla 6. Ecuaciones aplicadas en la regulación para el control de pérdidas de energía eléctrica	59
Tabla 7. Variables de análisis de pérdidas de energía eléctrica	60
Tabla 8. Escenarios máximo y mínimo en las Fases I, II y III de la implementación de los sistemas de medición AMI	61
Tabla 9. Cálculo de estimación de decremento en los costos de energía después de implementar las Smart Grids	63
Tabla 10. Aplanamiento de la curva de la demanda para cada una de las fases	64
Tabla 11. Accesibilidad a los datos de consumo	65

Introducción

Esta monografía se encuentra ubicada dentro de la evolución de las redes eléctricas dirigida a la implementación de funciones Smart Grid. Esto, considerando que este cambio se califica a la par de la revolución industrial experimentada a inicios del siglo pasado según Rifkin (citado por Lastra 2017). Siendo considerada como necesaria para la transformación de este importante sector económico como lo es el eléctrico (Gómez, Rodríguez & Afanador, 2016). La transformación es necesaria, puesto que estas redes de energía eléctrica actuales, tienen que incorporar una cantidad importante de sistemas de generación distribuidos, generalmente de energías renovables por motivos de sostenibilidad del planeta Tierra. Estos cambios en los sistemas de distribución de energía eléctrica, permitirán una mayor participación de los usuarios, incluida la posibilidad de generar su propia energía (auto generador) y en algunos momentos ser generador de energía eléctrica.

Otro reto de los operadores de red es la necesidad de hacer competitivos, eficientes y económicamente viables a sus sistemas de distribución de energía eléctrica, que en muchos casos están envejecidos y requieren con urgencia modernizarse para cumplir con los indicadores que el país se ha comprometido para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual requiere de un uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.

Por otra parte, en la estructura actual de los sistemas de energía eléctrica el flujo de potencia es unidireccional, lo cual determina que la transferencia de energía eléctrica se establezca a partir de las centrales eléctricas generadoras de energía pasando por líneas de transmisión y repartición al consumidor final. Sin embargo, es de resaltar que tan solo un 33% de la energía producida por las centrales eléctricas logra convertirse en electricidad aprovechable, también

hay que destacar que en el trayecto se pierde un 8% del total producido, mientras que un 20% de la energía eléctrica existente en el país, es utilizada para satisfacer los picos diarios de la demanda, comprendida entre un promedio del 8 y 10% del tiempo, características que denotan una baja eficiencia y que actualmente se acepta como un principio paradigmático (Arroyave, 2018).

Dado lo anterior y los grandes desafíos del sector eléctrico en el mundo actualmente, los cuales incluyen: La puesta en marcha de modernas técnicas de generación eléctrica, crecimiento de la capacidad de almacenamiento, canales de distribución, la optimización de las operaciones, rapidez de respuesta a las demandas del mercado, mayor poder de ahorro de energía reduciendo la huella de carbono; todas estas situaciones no pueden ser enfrentadas con el actual marco de desarrollo en cuanto a la infraestructura de las instalaciones, que limita la capacidad de la red eléctrica actual, por lo que en el marco de desarrollo de este trabajo se lleva a cabo una revisión del nuevo panorama tecnológico en alusión a las *Smart Grids* (Redes Inteligentes), y consecuentemente a la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, por ser esta fundamentalmente un componente de importancia marcada para la nueva tecnología destinada a la modernización de las redes eléctricas (Jiménez, 2014).

Consecuentemente con esta visión, se elabora esta monografía, cuyo objetivo es realizar una revisión de la implementación de sistemas de medición avanzada como herramienta de gestión energética para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de dicha energía. En su desarrollo, se establecieron las ventajas de la utilización de los sistemas de medición AMI, se identificaron los componentes y nuevos desarrollos, y se presenta el impacto que estos sistemas de medición generan en la gestión de la energía eléctrica.

La monografía considera la actualización de las características evolutivas de la infraestructura de medición avanzada AMI, y su impacto en la gestión de las pérdidas de energía eléctrica, teniendo en cuenta: la perspectiva de la CREG y su visión 2030 con sus características y funcionalidades, las observaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y los pilotos que han desarrollado empresas como: EMCALI, EPM, ESSA CODENSA, ELECTRICARIBE, CEO Y EPSA; analizando los aspectos fundamentales para el perfeccionamiento de la infraestructura de medición avanzada AMI, como las posibles mejoras en los gastos e inversiones asociados a bienes físicos y costos de operaciones y servicios con respecto a la gestión de la tecnología.

1. Objetivos

En este capítulo se presentan el objetivo general y los tres objetivos específicos, establecidos para la realización de la monografía.

1.1 Objetivo General

Realizar una revisión de la implementación de sistemas de medición avanzada (AMI) como herramienta de gestión energética para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer las ventajas de la utilización los sistemas de medición AMI como uno de los componentes de las Smart Grid.

Identificar los componentes y nuevos desarrollos, de la infraestructura de medición avanzada AMI.

Describir el impacto de los sistemas de medición AMI en la gestión de la energía eléctrica para la reducción de las pérdidas de esta energía en los sistemas de distribución.

2. Evolución de los Sistemas de Medición Ami en el Contexto de las Smart Grids

En este capítulo se revisa la historia, normatividad y conceptos fundamentales de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) así como el desarrollo de los mismos en el contexto de las Smart Grids, como base para el desarrollo de las implementaciones analizadas en la monografía.

2.1 Revisión bibliográfica Realizada sobre la Evolución de los Sistemas AMI

En la revisión bibliográfica, a nivel internacional se encontró en España, a López (2016) quién realizó un estudio de la situación actual de las Smart Grids, buscando comprender el concepto de estas nuevas redes de energía eléctrica, en el mismo se abordan varios aspectos importantes involucrados en la generación de energía con este nuevo sistema. Además, se llevó a cabo un estudio de sus principales características, en el cual se detallaron los beneficios y dificultades para su implantación. Adicionalmente, se elaboró un análisis de los principales elementos que las componen, así como las distintas tecnologías implicadas y finalmente, se consideraron las normativas vigentes en relación con la integración tecnológica y se detalló un número importante de proyectos destinados al desarrollo de esta alternativa, intentando proporcionar una visión clara y exacta de la situación actual en que se encuentran.

De igual manera en España, De Palacios (2015) realizó la tesis doctoral “Marco de referencia para la implementación de tecnología de redes inteligentes y mapa de inversión. Caso práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta”, cuyo objetivo fue facilitar la selección de tecnologías y aplicaciones. Se propone en esta tesis doctoral una nueva metodología y un marco de referencia como herramienta para la toma de decisiones en el entorno de las Smart Grids. La metodología propuesta sirve para la implementación de las tecnologías de Smart Grids y permite

realizar el mapa de inversiones. Igualmente, el documento hace referencia a dos metodologías novedosas que fueron desarrolladas y publicadas en revistas de impacto. Una de ellas, para el desarrollo de la infraestructura de movilidad eléctrica interurbana y la otra para la evaluación de configuraciones óptimas de microrredes eléctricas.

A nivel nacional, Téllez, García & Céspedes (2018) elaboraron un artículo, cuyo objetivo fue aportar a la construcción de un panorama global en Colombia de un marco conceptual general asociado a los sistemas AMI y una revisión de experiencias relevantes internacionales, que sirvieron como aporte a la monografía. A partir de esto, se establecieron las funcionalidades prioritarias para los sistemas de medición en Colombia y los beneficios asociados a su uso para todos los actores del sistema. El documento también presenta el panorama actual de Colombia frente a esta tecnología y algunos futuros escenarios de masificación de uso de Smart Meters (medidores inteligentes). Se analizan además las barreras existentes para la obtención de los futuros planteados y se proponen lineamientos generales para la solución de estos obstáculos. Finalmente se plantearon algunos casos de uso de la tecnología AMI, asociados a la generación de nuevos mercados.

En este mismo ámbito, Gómez, Castán, Montero, Meneses & García (2015) conceptualizan la búsqueda de la aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas de energía eléctrica, teniendo en cuenta el establecimiento de soluciones extensas y automáticas, que sean eficientes para manejar detecciones, análisis y de forma general y de una manera consistente, el problema asociado a las pérdidas de energía eléctrica que no han sido significativas y actualmente representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las empresas de distribución (operadores de red), originando costos internos altos y

un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y en las finanzas de algunos de los operadores de red.

También se encontró en línea un documento elaborado en Cali, por Caicedo, Castillo, Morales, Echeverry & García (2015) quienes presentan una metodología para la evaluación de proyectos pilotos “Smart Grid” en Colombia, aplicada a entidades como UPME, el BID, EMCALI, EPSA y la Universidad del Valle. Su desarrollo contiene los antecedentes basados en arquitecturas para Smart Grids, la metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia, los indicadores claves de desempeño (conocidos como KPI), los proyectos pilotos Smart Grid en EPSA y EMCALI, con su correspondiente herramienta para evaluación, seguimiento y priorización de proyectos pilotos en las Smart Grids en Colombia. El aporte de este documento a la monografía está representado especialmente en el proyecto piloto Smart Grid en EMCALI.

2.2 Marco Teórico Relacionado con Smart Grid y sistemas AMI

A continuación, se resumen algunas definiciones y conceptos, así como la legislación más significativa relacionada con la temática de la monografía.

2.2.1 Smart Grid. Algunos autores consideran que Nikola Tesla es el primer referente de las Smart Grids, a partir de sus inventos como la corriente alterna (AC), que benefició de manera incalculable a la humanidad. Posteriormente, en 1901, inventó un sistema para aprovechar la energía proveniente del sol y rayos cósmicos patentándola, la cual llamó colector de energías radiantes y que ha evolucionado al panel solar.

Nikola Tesla, luego creó el primer auto eléctrico en 1918, el Pierce Arrow que alcanzó una velocidad de 90 km/h, poniendo en peligro el monopolio de Karl Benz y Henry Ford quienes habían invertido en autos movidos por combustible fósil, estos personajes neutralizaron la invención de Tesla y se dieron a la tarea de que las genialidades de Tesla no fueran reconocidas sino hasta finales del siglo XX. Partiendo de estos inventos, los nuevos proponentes de la industria del siglo XXI pudieron materializar nuevos logros, como la marca de autos TESLA, que crea en 2008 un auto capaz de alcanzar 100 km/h en 4,4 s con recarga cada 400 km; siendo esta una de las bases de las Smart Grids, pues son componentes que requieren una gestión de la energía eléctrica, incorporando conceptos como la generación distribuida y los vehículos con carga gestionable (Costumer Service Team, 2012).

Motivados por esto, “es que se ha decidido a nombre de Smart Grid Costa Rica, otorgar la designación al Sr. Nikola Tesla como el Padre del Smart Grid o Redes inteligentes” avalados por Smart Grid USA (Costumer Service Team, 2012).

Por otra parte, la Agencia Internacional de Energía (IEA), define una Smart Grid como la instalación eléctrica que utiliza tecnologías digitales y maneras sofisticadas de monitorización en lo referente al transporte de electricidad desde todos los puntos de generación buscando satisfacer las demandas de todos los beneficiarios. En este sentido, se coordina las necesidades y potencialidades de todos los generadores, operadores de red, beneficiarios y factores del mercado para operar todo el sistema de la manera posible, minimizando costos e impactos ambientales, maximizando la confiabilidad, la resistencia y la estabilidad del sistema (International Energy Efficiency, 2018 sf).

Se establece que una Smart Grid integra diversas tecnologías interconectadas de sistemas de generación, transmisión y distribución, con las tecnologías de la información y las comunicaciones, permitiendo realizar una gestión individual de todos los clientes, permitiendo canales de participación; con la característica de gestionar el uso y la selección de ofertas de suministro de energía eficientes, contribuyendo con la confiabilidad y firmeza en el diseño de suministro (López, 2016).

Permite también la conexión de fuentes de generación de energía alternativa y almacenamiento de energía, apoyando no solo la participación activa de los usuarios sino promoviendo la operación de vehículos eléctricos por su composición de cargabilidad, pudiendo apoyar al sistema en la gestión de las cargas.

El objetivo de una Smart Grid es lograr que el sistema eléctrico se auto regule y sea capaz de ajustarse a las dinámicas de las variables del sistema para garantizar un suministro de energía eléctrica con una adecuada calidad. Para lograr este objetivo, el sistema deber tener la capacidad de proteger los sistemas de una manera que permita agregar las componentes y funcionalidades necesarias para mantener la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico dentro de unos parámetros de calidad altos, comparados con las redes antiguas (Días & Hernández, 2011).

Como ejemplo de las funcionalidades de una Smart Grid, está el proyecto RI en Corea donde se definieron 5 dominios de las Smart Grids (Jiménez, 2014).

Smart Power Grid (transmisión inteligente): Esta modalidad consiste primordialmente en la instalación de sensores en la etapa de transmisión de energía, que facilitan el provecho de datos de la red y todo lo referente a las comunicaciones de la misma. Además de subestaciones, donde los dispositivos electrónicos inteligentes, son los principales actores. En ese orden de ideas, la

repartición de la energía eléctrica es soportada por un software llamado SCADA- Control de supervisión y adquisición de datos- el cual admite la supervisión a distancia (Jiménez, 2014).

Smart Renewables (renovables inteligentes). Este sistema, está basado en acrecentar y desarrollar la autosuficiencia en energías renovables. Para ello, estabiliza la variabilidad de la energía eólica con sistemas de gestión de energía – EMS, este método permite la predicción del recurso energético requerido, la carga, optimización, sistemas de visualización, simulación y control; además de sistemas de gestión de la potencia. Asimismo, ofrece implementar microrredes en formas variadas; ya sea con sistemas de generación de energía tradicionales o con sistemas de generación con energías renovables, así como microrredes aisladas o interconectadas (Jiménez, 2014).

Smart Transportation (transporte inteligente). En este sistema, la meta es en el 2030, alcanzar en todo el país los 2,5 millones de vehículos operando con energía eléctrica en el que además se cuente con 27.000 estaciones de carga, fomentando adicionalmente el desarrollo de tecnología de partes y componentes como; motores, baterías, entre otros, infraestructura de carga como cargadores convencionales y rápidos, y tecnología vehículo a la red (V2G) (Jiménez, 2014).

Smart Market (mercado inteligente). Este mercado, plantea en el 2020 que los clientes puedan seleccionar su propio plan de tarifa y que para el 2030 el 30% de los usuarios tengan participación activa en el mercado. Para que esto sea posible se apoyan en la información de precios en tiempo real – RTP (Real Time Pricing), la gestión de la demanda DR (Demand Response) y en proveer servicios adicionales a través de las telecomunicaciones (Jiménez, 2014).

Smart Consumers (consumidores inteligentes). Este, tiene como objetivo para el año 2030 permitir de forma paulatina que los usuarios tengan participación activa en el comportamiento del consumo a nivel macroeconómico, para influir de forma directa en la demanda. De este modo, se espera reducir en un 10% la demanda, logrando así reemplazar para el año 2020 todos los contadores analógicos por Smart Meters (“medidores inteligentes”), impactando de esta manera en equipos, redes eléctricas, electrodomésticos además de fuentes de energía renovables y sistemas de almacenamiento con estos medidores (Jiménez, 2014).

Estos cinco dominios marcan la pauta en diferentes estudios de factibilidad a nivel mundial para para la aplicación de las RI en el mundo.

2.2.2 Pasos para la implementación en Colombia de las Smart Grids. El Banco Interamericano de Desarrollo contrató dentro del marco de los componentes necesarios para el desarrollo de las Smart Grids, el estudio de cuatro componentes fundamentales:

a) En primer lugar se estudia la factibilidad técnica y económica de tecnologías; b) en segundo lugar se elabora un estudio para recomendaciones a nivel regulatorio de las disposiciones y de la política para el desarrollo de las redes inteligentes en el sector eléctrico colombiano, c) adicionalmente, de difusiones y promociones de las redes inteligentes en Colombia, y finalmente d) implementación Metodológica para la evaluación de proyectos pilotos de redes inteligentes en Colombia (Gómez, Rodríguez & Afanador, 2016).

Este último documento, define unos KPI (Key Performance Indicator), como indicadores de desempeño para cada una de las componentes creando un nivel jerárquico para la clasificación, como se muestra en le Figura 1 (Gómez, Rodríguez & Afanador, 2016).



Figura 1. Nivel jerárquico para indicadores. Adaptado de: Gómez, J., Rodríguez, J. & Afanador J. (2016). Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte I Antecedentes y Marco Conceptual de Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

Conociendo los proyectos pilotos sobre las Smart Grids (redes inteligentes) en Colombia, un posible mapa de navegación se muestra en la Figura 2. En él se propone analizar las siguientes variables del sistema:

Determinación del sistema eléctrico colombiano

Funcionamiento de las SG (RI)

Construcción del mapeo de ruta

Estudio de las tecnologías de información y telecomunicaciones

Investigación de los aspectos regulatorios y normativos vigentes

Una vez establecido el orden cronológico de cada uno de los elementos que propuso la cooperación técnica, se procede a evaluarlos con respecto a cada una de las variables que componen un sistema de medición AMI, como componente fundamental o muy relevante de las Smart Grids. Estos elementos son:

Lectura y operación remota: Contribuye a mitigar los gastos por desplazamientos operativos y permite la monitorización de los flujos de potencia.

Limitación de potencia de forma remota: Permite al usuario controlar su potencia instalada, disminuyendo su costo en facturación y también disminuyendo costos al OR.

Detección de manipulación de los contadores y aviso a la compañía de servicios: valiosa herramienta para reducción de pérdidas no técnicas con sensores y control por parte del operador de red.

Información al usuario: Mediante un portal web o un visualizador instalado directamente en los hogares se puede llevar la información de tarifas, consumos propios, y saldos en los casos de energía eléctrica prepago.

Tarificación horaria: Deja interactuar al usuario para que observe donde quiere estar en la curva de la demanda, planteándole con anterioridad mejores precios en las horas valles de las gráficas de consumo.

Medida de la generación distribuida: Controlando las direcciones de los flujos de energía eléctrica según sea el caso, tanto para energía instalada como para la generación distribuida.

Gestión activa de las cargas: Plantea la posibilidad de interactuar con las demás cargas vecinas para aplanar la curva de la demanda en el contexto de funcionalidad y gestión de la energía, ayudando a reducir la instalación de más fuentes de generación de energía eléctrica (Ministerio de Minas y Energía, 2017).

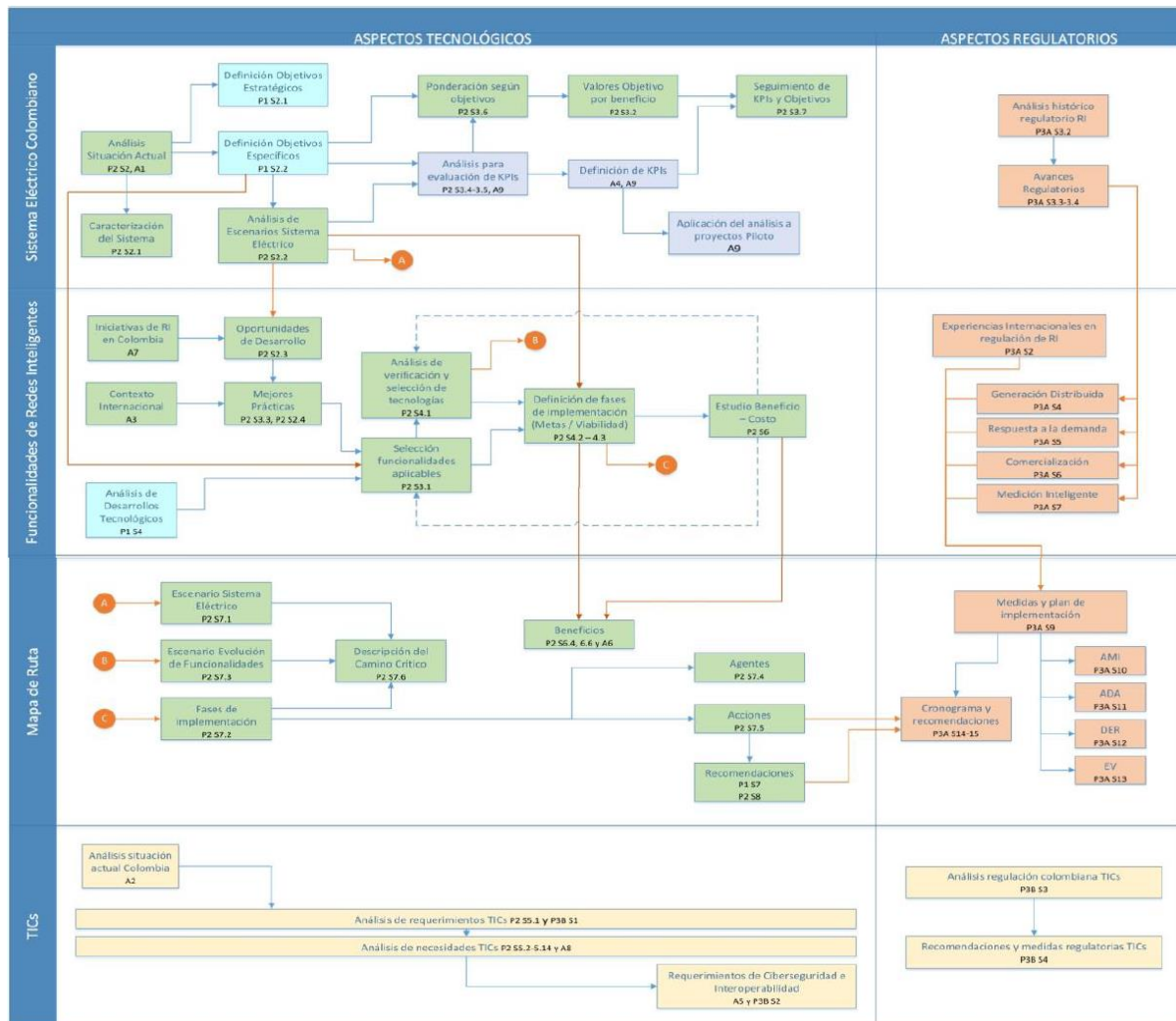


Figura 2. Mapa de navegación. Adaptado de: Gómez, J., Rodríguez, J. & Afanador J. (2016).

Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte I Antecedentes y Marco Conceptual de Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia.

Recuperado

de:

http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

2.2.3 Smart Grids en el mundo. La proyección y aplicación de los avances y resultados del desarrollo de las Smart Grids son notablemente visibles en varios países, con importantes avances en la gestión de la energía como Corea del Sur. Donde se plantea la gestión y desarrollo de las Smart Grids desde el proceso de generación de energía eléctrica hasta el usuario final, promoviendo y desarrollando una cadena inteligente. Esta decisión fue tomada en el grupo de países que conforman el G-8, quienes designaron a Corea del Sur como país líder en Smart Grids (Jiménez, 2014).

Analizar los resultados de la aplicación de esta tecnología en sus distintas etapas y sitios de aplicación es una constante complementaria de simplificación y ordenamientos de las variables de aplicación en Colombia por eso también se revisan iniciativas como la del continente europeo, en donde se introduce una iniciativa llamada Smart City (“Ciudad Inteligente”). En el mapa tecnológico de “Ciudades inteligentes”, SETSI (Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información del Ministerio de Industria, Energía y Turismo) de España, conforma la base de la demostración y desarrollo de operación (Verificación técnica) Ministerio de Comercio Exterior y Turismo- Mincotur- (2016).

En el 2011, en el observatorio tecnológico de la tecnología, las ciudades muestran sus proyectos más representativos con respecto a las Smart Grids dentro del marco de las Smart Cites. Algunos de estos proyectos se resumen a continuación.

Smart City Málaga: Situada en el Paseo Marítimo de Málaga, con un presupuesto de 31 millones de dólares en el 2009 comenzó un proyecto enfocado a la reducción de los costos de la

energía eléctrica, haciendo partícipes a 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes nuevos, con la razón fundamental de las Smart Grids en la incorporación de energías renovables, modelos de gestión de la demanda direccionados a la instalación de nuevos medidores inteligentes en paralelo con sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol, permitiendo ejercer control online bidireccionalmente aumentando intrínsecamente la gestión y calidad de la energía eléctrica (Jiménez, 2013).

Smart Grids City Boulder. Se basa en el desarrollo de las Smart Grids principalmente con cobertura de mil usuarios incorporados gradualmente, considerando la carga representativa de los vehículos eléctricos, fusionando de manera aleatoria los Smart Meters como montaje principal en el marco de dichas redes que colaboran con la recolección de datos de la medida en el consumo eléctrico facilitando curvas de demanda del comportamiento de las cargas (Jiménez, 2013).

En el lapso del desarrollo se incorporaron destacados utensilios de energía para el hogar, 26 usos de tarifas eléctricas según tarificación horaria y prueba de vehículos eléctricos con la red con una inversión mayor a 100 millones de dólares, con financiación de “Colorado Public Utilities Commission” (Comisión de servicios públicos de Colorado) (Jiménez, 2013).

Proyecto Ohio Smart Grids. Proyecto basado en la creación de un sistema bidireccional de comunicación de la medida, desarrollado en Ohio desde el 2007, entre la empresa AEP – American Electric Power y los consumidores, cambiando alrededor de 10 000 medidores de energía antiguos, por medidores digitales y con el objetivo principal de instalar 5 millones de Smart Meters al 2015, invirtiendo alrededor de 150 millones de dólares, de los cuales el gobierno aporta 75 según la remuneración establecida en este país (Jiménez, 2013).

Proyecto cooperación técnica BID: En el siglo XXI se puede observar un crecimiento acelerado de la población y el sistema económico de Colombia, por dicha razón es importante realizar una adecuada gestión del consumo energético, para proporcionar un nivel estratégico de seguimiento y proyección y de esta forma estar a la vanguardia de la producción y comercialización de energía eléctrica. Las tecnologías disponibles para la comercialización son bastante buenas y dan posibilidades de promover y rehabilitar redes antiguas y obsoletas, incorporando las tecnologías de energías renovables, vehículos eléctricos, seguridad del suministro y eficiencia energética, integradas en el concepto de las Smart Grids (SG) (Ministerio de Minas y Energía, 2018; International Energy Efficiency, sf).

El Ministerio de Minas y Energía propuso al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones una alianza con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para establecer dentro de un marco la cooperación técnica enfocada a la mejor y más alta implementación de las Smart Grids (redes inteligentes) de acuerdo con lo establecido por el BID para Colombia 2012-2014 (GN-2648-1) y las prioridades institucionales en el reporte de (GCI-9) “Ninth General Capital Increase in Resources for the IDB” (Ministerio de Minas y Energía, 2017).

La cooperación técnica consistió en buscar regulaciones, estrategias, estándares y tecnologías que compartieran un orden constructivo para la aplicación dentro del sistema de Smart Grids, investigando trabajos en curso de otros países que ya han incursionado en la implementación de estos sistemas.

Con todo esto, el Banco de Desarrollo Interamericano propuso un mapa de rutas para las Smart Grids, el cual se legalizó en el marco de la cooperación ATN-KK-14254-CO (CO-T1337)

con aportes del fondo coreano para la tecnología e innovación formulando cuatro componentes de estudio que conforman la estructura de las Smart Grids para Colombia.

El primero es el “Estudio de factibilidad técnica y económica de tecnologías de redes inteligentes para el sector eléctrico” (Gómez, Espinosa, Quintanilla, Barrón, Tamez, Tamez & Rodríguez, 2016) la segunda es el “Estudio para elaborar recomendaciones a nivel regulatorio y de política para el desarrollo de las redes inteligentes en el sector eléctrico colombiano” (Gómez, et., al, 2016), la tercera “Difusión y promoción de las RI en Colombia”. Y la cuarta “Metodología para la Evaluación de proyectos pilotos de redes inteligente en Colombia” (Gómez, et., al, 2016).

2.2.4 Infraestructura de Medición Avanzada. Por su sigla en inglés Advanced Metering Infrastructure (AMI). Esta, es considerada una tecnología que habilita y permite aumentar la eficacia del proceso de distribución de energía eléctrica en las empresas encargadas del suministro de energía e incluye el hardware, el software, las comunicaciones, los sistemas asociados con la distribución de energía eléctrica y los sistemas que se asocian con el consumidor final de esta energía y el software de gestión de datos de los sistemas AMI. Este sistema además, permite a la configuración de Smart Meters, el manejo de tarifas dinámicas, la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, el control y gestión de la demanda de energía eléctrica y la reducción de las pérdidas de energía eléctrica. Por lo tanto, se hace imperativo un desarrollo de tecnología que genere un cambio a esa falta de participación del consumidor de la energía eléctrica en el sistema (López, 2016).

Debido a esto, es un elemento clave y primordial en el concepto de Smart Grid la comunicación bidireccional, ya que esto facilitaría una gestión más eficiente en la demanda

energética en cada punto del tiempo. En este sentido, en el año 1974 el Sr. Paraskevakos en EEUU, adquirió la primera patente de tecnología AMR (Automatic Meter Reading) y en 1977 desarrolló el primer sistema de medida automatizada conocido. El sistema AMR cuantifica el consumo de los distintos usuarios a distancia y mejora la eficiencia con respecto a los medidores electromecánicos. En este sentido, el principal inconveniente que se presenta, es que el sistema no facilita la realización de una comunicación fluida en ambas direcciones, y por tal razón tampoco se logra realizar la gestión de la demanda energética que se persigue en el modelo de las Smart Grids.

Debido a esto, se crea la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI, Advanced Metering Infrastructure), la cual consiste en una comunicación bidireccional que conecta Smart Meters con otros dispositivos de la gestión de energía eléctrica, la misma es capaz de conectar y desconectar servicios a distancia, adicionalmente registra las formas de onda, y monitoriza los parámetros de variables de tensión y corriente. Finalmente, ofrece información en tiempo real de la demanda energética de las empresas.

En coherencia con el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (*Electric Power Research Institute* – EPRI), un sistema AMI, se define según De Palacio (2015) como: Tomar medidas de forma completa al sistema incluyendo a los medidores inteligentes desde el mismo sitio del cliente; además, la creación de formas de comunicación entre cliente- proveedor con un sistema de recolección de datos que facilite el flujo de información a la empresa proveedora del servicio eléctrico.

En la actualidad, la solución AMI de Huawei se basa en tecnologías de IoT y en una arquitectura abierta. Huawei y sus *partners* ofrecen una solución de extremo a extremo que

abarca la capa de terminales, la capa de red, la capa de plataforma y la capa de aplicaciones. Los terminales y el software de aplicaciones son provistos por los *partners*, mientras que los componentes de gestión, control y comunicación de redes son proporcionados por Huawei. (De Palacio, 2015).

Hay que reconocer que, en el pasado, era necesario visitar los hogares para obtener datos de los medidores una vez al mes. Con frecuencia se presentaban problemas tales como las mediciones imprecisas, la prevención poco efectiva de los consumos anómalos de energía eléctrica, los largos periodos de cobro y los cálculos incorrectos de las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas, lo que ocasionaba altos costos de operación y mantenimiento de los servicios públicos.

Los sistemas AMI, permiten realizar las funciones de los sistemas AMR, pero adicionalmente recolecta información sobre el consumo de energía y demás parámetros eléctricos que se utilizan para las tareas de ingeniería avanzada. Actualmente, la industria de servicios eléctricos tiende hacia la implementación del sistema AMI debido a que ofrece distintas ventajas y opciones en relación a AMR. La evolución que han experimentado los sistemas de medición automática se mantiene constante, y la solución que otorga AMI es uno de los primeros pasos para la transición hacia la Smart Grid (López, 2016). Como queda evidenciado en la Figura 3



Figura 3. El primer paso para los Sistemas de Tele-gestión AMI. Adaptado de: INDRA. (2010). Las redes eléctricas inteligentes: El aporte de las TIC. Recuperado de: <https://www.etsisi.upm.es/sites/default/files/estudios/smart%20grids.pdf>

Es importante mencionar, que existen dos tipos de sistemas de Infraestructura Avanzada (AMI), como se definen a continuación:

AMI Robusto: Sistema de medición con características de corte, reconexión, perfil de carga 180 días con datos cada 15 minutos en el medidor y el concentrador por intervalos programables, que permite visualizar las variables eléctricas básicas en el visualizador de forma cíclica (tensión, corriente, potencias activa y reactiva, factor de potencia y máxima demanda), control de demanda, Last Gasp en el medidor y concentrador, medición de parámetros de la calidad de la energía eléctrica, sistema bidireccional de medición de energía eléctrica, además de la lectura remota (López, 2016).

AMI Básico: Sistema de medición con funciones de corte, reconexión, perfil de carga, 30 días con datos cada 15 minutos en el concentrador por intervalos programables, que permite

visualizar las variables eléctricas básicas en el visualizador de forma cíclica (tensión, corriente, potencias activa y reactiva, factor de potencia y demanda máxima), Last Gasp en el concentrador, además de la lectura remota (López, 2016).

Con base en la conceptualización anterior, se puede decir que la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), ofrece a los servicios públicos una solución de medición basada en la comunicación bidireccional de alta velocidad. La AMI lee los datos de los medidores eléctricos remotos y realiza el cobro en tiempo real. También evita eficazmente el robo de electricidad por medio de un sistema integral de gestión de usuarios y analiza las estadísticas de pérdida de línea para lograr una operación con un alto nivel de eficacia.

2.2.5 Planteamiento del impacto de los sistemas AMI en la gestión de las pérdidas de energía eléctrica. Para esta revisión se tienen en cuenta aspectos fundamentales de la infraestructura de medición avanzada AMI, así como los Smart Meters (medidores inteligentes). Estas tecnologías están intrínsecamente ligadas a la disminución de pérdidas de energía eléctrica, es por eso que se analizará su composición y oferta en el mercado, no sin antes cualificar los planes pilotos más sobresalientes realizados hasta la fecha, para tener una actualización relevante de las variables ya tenidas en cuenta en otros proyectos, buscando la funcionalidad y el nivel operativo hacia donde se quiere dirigir, lo que se aplica actualmente y las probables inclusiones a partir de definiciones como los KPI, que permiten incluir temas como: los porcentajes de pérdidas no técnicas, el aplanamiento de las curvas de demanda y los aspectos económicos a partir del desempeño probable de un sistema eléctrico, en caso de aplicar nuevas tecnologías para cualificar y cuantificar el progreso entorno a los ideales energéticos de la UPME desde el concepto probabilístico de inclusiones, buenas técnicas y aprovechamiento de las tecnologías existentes y de tendencia para la infraestructura de medición avanzada AMI (Alarcón, 2018).

La monografía consideró la actualización de las características evolutivas de la infraestructura de medición avanzada AMI, y su impacto en la gestión de las pérdidas de energía eléctrica. Se analizaron tanto los aspectos fundamentales para el progreso de la infraestructura de medición avanzada AMI, como las posibles mejoras en los gastos e inversiones asociados a bienes físicos y costos de operaciones y servicios con respecto a la gestión de la tecnología.

La implementación de un sistema de medición AMI, permite que la operación en los sistemas tradicionales de producción, distribución, generación y consumo energía eléctrica reduzcan las interrupciones en el servicio y las pérdidas de energía eléctrica, las mismas que al ser representadas en costos resultan significativos por las diferentes actividades que dependen de este insumo (Alarcón, 2018).

2.3 Componentes de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI

Los componentes de la infraestructura de medición avanzada AMI corresponden al conjunto de arquitecturas o configuraciones, software, hardware, redes de comunicación bidireccional entre Operadores de Red y usuarios, que facilitan y permiten el manejo de la red eléctrica de manera remota en tiempos más cortos, ajustándose a las capacidades y nuevas interacciones con el mercado (Alvarado, 2011).

La identificación de los componentes y nuevos desarrollos para la infraestructura de medición avanzada AMI en este documento parte de la utilización y experiencia de otros países para formular nuevas hipótesis de uso y aplicación para esta tecnología, revisadas y puestas como ejemplo en la visión 2030 propuestas por la CREG en compañía del BID y otros organismos, ya que como su nombre lo indica es una estructura compuesta por varios componentes y configuraciones de las cuales se puede obtener un sin fin de posibilidades pero

dentro de la única variable en común con el mundo que es masificar y actualizar la operatividad activa de los usuarios y OR conjuntamente y de manera bidireccional creando un campo de nuevas oportunidades en el mercado eléctrico (Alvarado, 2011).

2.3.1 Componentes de la AMI. En función de las Smart Grids y su aplicabilidad, está la infraestructura de medición avanzada como uno de los componentes fundamentales seguida de una interfaz o capa de comunicación CT inmersa en la capa de tecnologías de la información y comunicaciones (TIC), componente de comunicación bidireccional con cierto grado de seguridad para proteger los datos (Gómez, 2016).

2.3.2 Smart Meter. Un Smart Meter permite la conexión del usuario y la plataforma de gestión de datos que se mide en proporción al consumo, este envía los registros de las medidas por medio de una red de comunicaciones, donde pueden incorporarse las matrices de los comportamientos históricos y saldos en el caso de energía prepago para proceder si lo quisieran las empresas en la activación de la funcionalidad de corte y reconexión.

Este es el puente para la monitorización permanente y adecuada de los consumos de energía eléctrica a nivel de usuario. Si se utiliza como una herramienta de gestión, ayuda a controlar el comportamiento de la demanda y promover la utilización de la energía eléctrica a consumir en horarios flexibles que ayuden al aplanamiento de la curva de la demanda.

Dentro de las funcionalidades previstas por la CREG en su estudio de la penetración de los sistemas de medición AMI dentro de las Smart Grids en Colombia están:

Lectura y operación remota: Colabora con la gestión de desplazamientos de la empresa (OR) y le permite disponer de los flujos de potencia en su red.

Limitación de potencia de forma remota: Esto influye en la reducción de los costos de operación, y ayuda en la gestión del consumo por parte de los usuarios, ayudándolos a reducir costos en sus facturas pudiendo modificar la potencia contratada.

Detección de manipulación y alertas: Esta herramienta particular ayuda a la reducción de pérdidas de energía eléctrica, pues hace más seguro y confiable la distribución de ésta por parte del operador de red, ya que él tiene la opción de manipulación externa inmediata.

Información al usuario: el usuario ahora puede disponer de toda la documentación de su consumo de energía eléctrica por medio del CI (Contador Inteligente) o por una interfaz gráfica donde podrá ponerse en interacción con el OR.

Tarificación horaria: Deja interactuar al usuario para que observe donde quiere estar en la curva de la demanda, planteándole con anterioridad mejores precios en las horas valles de las gráficas de consumo.

Medida de la generación distribuida: Permite el control de las direcciones de los flujos de energía eléctrica según sea el caso, tanto para energía instalada como para la generación distribuida.

Gestión activa de las cargas: Plantea la posibilidad de interactuar con las demás cargas vecinas para nivelar la curva de la demanda en el contexto de funcionalidad y gestión de la energía, ayudando a reducir la necesidad de instalar más fuentes de generación de energía eléctrica (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

En la Tabla 1, se observan las especificaciones mínimas que deben tener los CI (Contadores Inteligentes) en Colombia según la regulación actual.

Tabla 1.
Definición de funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia

Grupo Funcionalidad	Símbolo	Descripción de la funcionalidad	Básicas	Mínimas	Avanzadas
Inherentes al medidor	ALM	Almacenamiento interno de datos de las mediciones realizadas	X	X	X
	COB	Permite la comunicación bidireccional entre el medidor y demás elementos del sistema de medición inteligente	X	X	X
	SEG	Proporcionar comunicaciones de datos seguros / Cyber seguridad / Evitar acceso no seguro a la información transmitida	X	X	X
	CON	Proporcionar confiabilidad en las comunicaciones / Hace referencia a que los datos transmitidos sean recibidos en su totalidad			X
	SIN	Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida	X	X	X
	CRM	Configuración remota del medidor (intervalos de lectura, tarifas, protocolo de comunicación, etc.)			X
	ARM	Actualización remota del medidor (Software de medida, firmware, etc.)			X
	LPL	Lectura y parametrización local del equipo	X	X	X
	RSL	Reconexión del servicio de forma local			X
	ULT	Notificación de interrupción de último suspiro (Last gasp outage notification)			X
Grupo Funcionalidad	Símbolo	Descripción de la funcionalidad	Básicas	Mínimas	Avanzadas
Funcionalidades soportadas por el medidor	USU	Acceso del usuario a la información del medidor. Comunicación directa con el cliente - Suministro de lecturas /	X	X	X
	LRM	Lectura remota de los datos y variables medidas	X	X	X
	TAR	Soporta la implementación de esquemas de tarificación avanzada			X
	CDL	Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota		X	X
	FRA	Prevención y detección de fraudes en el suministro y la manipulación del equipo	X	X	X
	GD	Permite la integración de los sistemas de generación distribuida por medio de la importación/exportación y la medición de energía	X	X	X
	CAL	Proporciona medidas de calidad de potencia			X
	PRE	Permite el suministro del servicio a través de sistemas Prepago			X
	HAN	Soporta la integración de soluciones con Redes de Automatización del Hogar (HAN)			X

Adaptado de: Ministerio de Minas y Energía. (2017). Lineamientos para el desarrollo de Infraestructura de Medición Avanzada. Bogotá: El Ministerio.

2.3.3 Interfaz g o capa de comunicación CT inmersa en la capa de tecnologías de la información y comunicaciones (TIC). Los sistemas de comunicación están diseñados para la recolección y envío de manera segura de la información de los consumos medidos por el medidor. Tiene una gran cantidad de configuraciones y formas de procesar la información y es por eso que no siempre se utiliza la comunicación bidireccional (Gómez, et., al, 2016).

La unidad concentradora es la encargada de entregar los datos previamente enviados por las unidades de medidas, las cuales no siempre son utilizadas según la configuración AMI. Depende de la ambigüedad de la red o la capacidad de inversión. Esta unidad se encuentra cerca pero no dentro del medidor inteligente (Gómez, et., al, 2016).

El sistema HES (Head- End System) es el encargado de la recepción de los datos de todos los concentradores o unidades de medida para llevarlas directamente al centro de análisis de la información y actúa en forma bidireccional con los datos (Gómez, et., al, 2016).

Como en los sistemas AMI, se pueden aplicar diferentes configuraciones y tipos de tecnologías. Entre las más utilizadas están: El sistema PLC (Power Line Communications), las GSM (Global System for Mobile Communications), y las GPRS (General Packet Radio Service) según las características y diseño de la infraestructura (Gómez, et., al, 2016).

El sistema MDM (Meter Data Management) es la plataforma de análisis de información donde son llevados los datos para su gestión y análisis. Esta información también es visible para el usuario y está incluido en la resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía (citado por Gómez, et., al, 2016).

La siguiente figura muestra la infraestructura requerida en los sistemas de medición AMI.

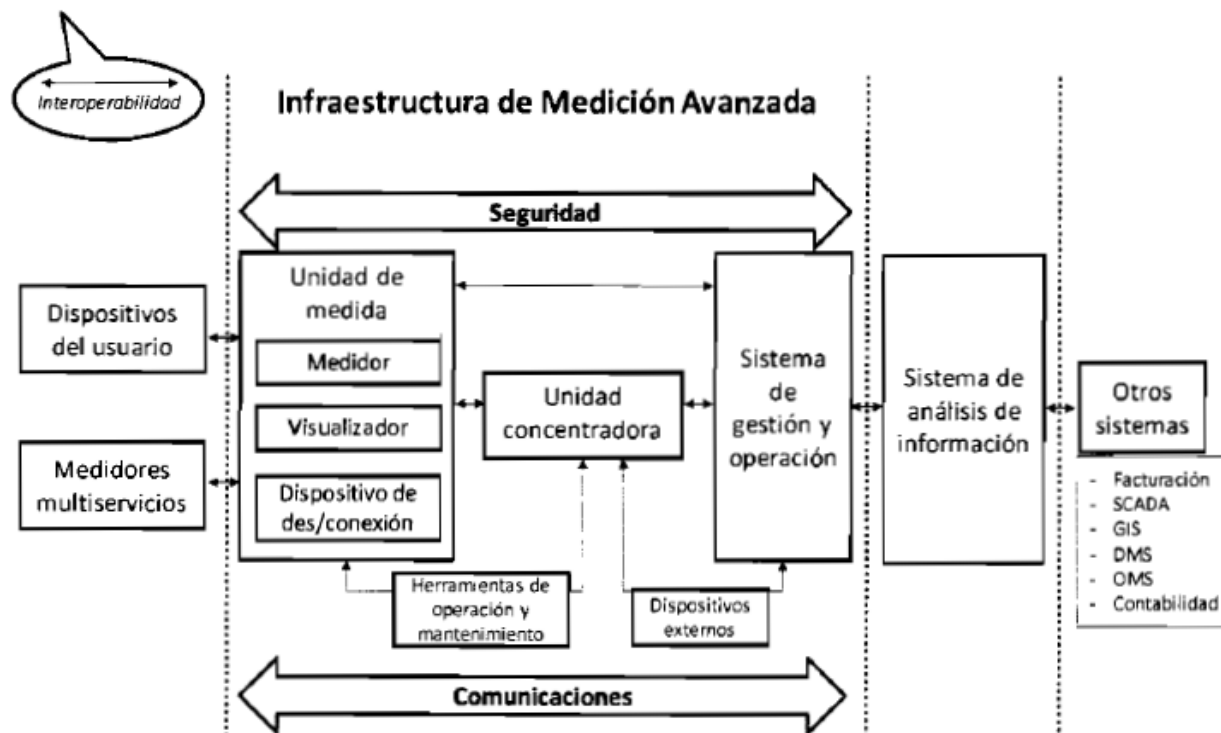


Figura 4. Infraestructura de Medición Avanzada y análisis de información. Adaptado de: Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Infraestructura de medición avanzada. Bogotá: CREG

3. Implementaciones de Sistemas de Medición AMI en Colombia

Una vez realizada la revisión de la evolución de los sistemas de medición AMI en el contexto de las Smart Grids, en este capítulo se presentan algunas de las implementaciones de sistemas de medición AMI que se han realizado en el país y se comparan de manera directa e indirecta los objetivos técnicos y de implementación. El capítulo finaliza con un análisis de los aspectos regulatorios que se están estableciendo en el país y los relaciona con la implementación de los sistemas de medición AMI (Caicedo, et., al, 2015).

3.1 Análisis de Implementación de Sistemas de Medición AMI por Parte de Empresas del Sector Eléctrico Colombiano

Una vez revisados los componentes de los sistemas de medición AMI a partir de la revisión de proyectos bandera realizados en la Unión Europea y Estados Unidos, así como también de proyectos realizados en Latinoamérica, que tienen características similares de proyecciones y tecnologías energéticas; la UPME en el proyecto Smart Grid parte 4 Anexo 9, relaciona las empresas del sector eléctrico colombiano con proyectos y avances en la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, para implementar con una serie de análisis los indicadores KPI (Keys Performance Indicator) (Caicedo, et., al, 2015).

La Tabla 2 muestra algunos de los proyectos piloto con funciones Smart Grid, que se han implementado en el país.

Tabla 2.***Proyectos piloto Smart Grid implementados por empresas colombianas del sector eléctrico***

Empresa	AMI	Movilidad eléctrica	Sincro fasores	Energías renovables	Micro-redes	Almacenamiento De energía
EPSA	X	X		X		
EMCALI	X			X		
ELECTRI-CARIBE	X					
EPM	X			X		
ESSA	X					
EBB		X				
XM			X			
ISAGEN				X		
CELSIA				X		
CODENSA	X			X	X	
IPSE				X		
CIDET						X

Adaptado de: Caicedo, E.; Castillo, J.; Morales, A., Echeverry, R. & García, J. (2015). Metodología para la evaluación de proyectos pilotos “Smart Grid” en Colombia. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_Anexo9_Proyecto_SmartGrids.pdf

En la Tabla 2 se observa, para la tecnología de estudio en este documento, las empresas del sector eléctrico, que hasta el año 2017, realizaron implementaciones de sistemas de medición AMI.

A continuación, se resumen las implementaciones realizadas y se realiza un cuadro comparativo del alcance logrado. Muchas de estas implementaciones están alineadas con las directrices de la resolución del MME 40072 de 2018, dado que se consideraron factores empresariales y requerimientos de la industria (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

3.1.1 EMCALI. Las implementaciones presentadas por la empresa EMCALI son pilotos de la infraestructura de medición avanzada, basadas en distintas formas de comunicación online. Fueron instalados alrededor de 117.000 equipos, combinando distintas tecnologías de

comunicaciones y protocolos de equipos; incluyendo: Medidores para realizar la facturación prepago y medidores para monitorizar los impactos en la disminución de las bajas de energía eléctrica y gestión del servicio, impactando la relación beneficio/costo; incluyendo mejoras en la predicción y control de la demanda e insertando factores concluyentes de eficiencia y confiabilidad en proceso de distribución de energía eléctrica y aumentando la integración de los consumidores finales a la dinámica del negocio (Caicedo, et., al, 2015).

3.1.2 EPM. Empresas Públicas de Medellín, cuenta con 1.800 medidores prepago que tienen esta tecnología y plataforma de comunicación, así como también tres tipos de pilotos enfocados a usuarios residenciales en locaciones de difícil acceso. Usuarios o cuentas con medición centralizada en postes y grandes clientes donde se aplicaron distintas tecnologías de comunicación como tipo celular, MESH Y RF.

En Santander se realizaron cuatro diferentes tipos de proyectos pilotos, con 2.300 usuarios aproximadamente, con características de medición prepago donde se observaron mejoras en la eficiencia asociadas con la facturación y atención al cliente (Caicedo, et., al, 2015).

3.1.3 ESSA. La compañía diseñó e implementó un proyecto llamado SITELRED en asocio con la Universidad Industrial de Santander, el cual consiste en la instalación de medida centralizada y el registro en los medidores inteligentes, por medio de concentradores de datos con enlace inalámbrico 3G/4G, donde se puede hacer un balance de energía suministrada contra la comercializada. En este avance que supera las expectativas de costo-beneficio de implementación, recuperándose entre el 2013 y 2016 casi 100 MWh de pérdidas de energía eléctrica e interviniendo a 545 usuarios con algún tipo de medida anómala. Las características de medición AMI de este proyecto son:

Medidores de energía monofásicos de conexión directa

Caja de resguardo para medidores

Módulo de comunicación inalámbrico

Modulo concentrador de datos

Sistema de gestión de mediciones

Como resultado indirecto de la implementación en los circuitos con índices de IP del 10%, se obtiene el diseño y fabricación de una caja que permite la integración de una gran variedad de dispositivos e instrumentos en diferentes modos de uso, el cual por su versatilidad y capacidad funcional está en proceso de obtención de patente por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio (Gabriel Ordóñez et al, 2017).

3.1.4 CODENSA. La solución de Infraestructura de Medición AMI de Codensa, utiliza medidores con características basadas en la Resolución 40072 de 2018, con múltiples formas de comunicación con el protocolo Meters & More, en donde en distintas etapas se utiliza comunicación PLC entre el concentrador en la subestación más cercana y el medidor del usuario para luego ser transmitido al centro de control por medio de redes públicas 2G, 3G, o 4G, con capacidades de 4.800 bit/s entre el concentrador y el medidor y en el sistema central entre 200 kb/s hasta 1 Mb/s (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

Desde el año 2016 se ha venido desarrollando un programa piloto que incluye 28 usuarios en la zona no interconectada (ZNI) y 41660 usuarios en la zona urbana, interconectados al sistema interconectado nacional (SIN), con las siguientes características:

Medidores que registran energía activa importada

Medidores que registran energía activa exportada

Medidores que registran energía reactiva importada

Medidores que registran energía reactiva exportada

Medidores que registran potencia máxima exportada

Medidores que registran potencia máxima importada

Medidores que registran el perfil de consumo horario de energía

Medidores con cálculo de número y duración de cortes de energía y potencia

Medidores con detección de fluctuaciones de tensión (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

3.1.5 Electricaribe. La implementación realizada en Electricaribe, consistió en la instalación de Smart Meters (“medidores inteligentes”) como los propuestos por la resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, utilizando diferentes tipos de comunicación entre ellas protocolos Prime con uso de PLC y Radio Frecuencia. También se combinan hasta seis tecnologías entre tiempos y desarrollos con 137.064 usuarios implementando acorde a esto la sensibilización de la comunidad ante nuevas tecnologías y sus ventajas (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

La principal dificultad en su implementación ha sido la resistencia de los usuarios al cambio de tecnologías. Sin embargo, en los casos en que se pueden instalar los Smart Meters se han visto mejoras en actividades como lectura, suspensión y reconexión, así como también en

atención al usuarios e inmediatez en la identificación de pérdidas de energía eléctrica (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

3.1.6 CEO y EPSA. La Compañía Energética de Occidente y la Empresa de Energía del Pacífico fueron también autores de pilotos de Infraestructura de Medición Avanzada AMI, donde aplicaron características reglamentarias solicitadas en la resolución del Ministerio de Minas y Energía también con buenos resultados (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

En las implementaciones de sistemas de medición AMI que se han realizado, se puede observar que los operadores de red en Colombia están asimilando la normativa establecida actualmente por la CREG en compañía de la UPME y demás entes colaboradores en la visión del 2030 en planeación energética. Se resalta que en las implementaciones se han tenido en cuenta la mayoría de los lineamientos de la resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y el documento CREG-077 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, relacionados con la tecnología AMI (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

El anexo del documento del Ministerio, complementa que los proyectos han proporcionado en su desarrollo beneficios medioambientales, disminución de pérdidas de energía eléctrica, aumento en la eficacia de las redes de transmisión y distribución y la dinamización de modelos de interoperabilidad de las tecnologías y los sistemas informativos. Sin embargo, deja claro que para la selección de los métodos y lineamientos de las Smart Grids, en general se debe llevar a cabo, primero la planeación estratégica, de modo que se pueda tener una valoración cuantitativa y cualitativa del desempeño de los proyectos, tanto los que ya se han finalizado como los que están en marcha (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

En la Figura 5 se presenta un cuadro comparativo de las implementaciones relacionadas con sistemas de medición AMI y sus características, según las tecnologías que han venido implementado algunos operadores de red del país.

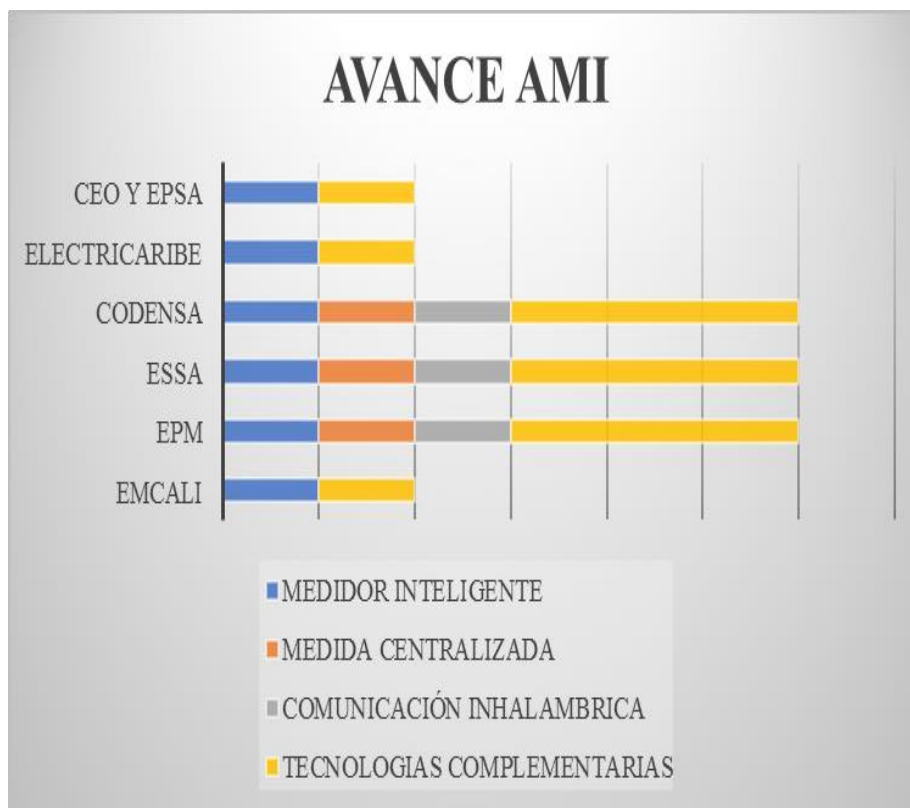


Figura 5. Comparación de las implementaciones de sistemas de medición avanzada en algunos operadores de red del país

Fuente: Elaboración propia

3.2 Análisis de los Objetivos de la Regulación Relacionada con Sistemas AMI

La circular 054 de 2018 de la CREG (la cual publica el documento CREG-077 de 2018), contempla no solo los estudios y aplicaciones ya implementadas en los sistemas de medición AMI, sino también un direccionamiento ya preestablecido para ajustar el comportamiento y proyecciones desde el punto de vista constructivo y formular algunos de los comportamientos que se deben adoptar para la masificación de los sistemas de medición AMI, a partir del conocimiento de las condiciones particulares de cada mercado, seleccionándolos en el orden en que el operador de red le parezca conveniente por su grado de configuración de la red . Los factores que considera la resolución y que deben tenerse en cuenta son:

Usuarios sin equipo de medida

Usuarios con mayores cantidades de consumos

Índices de pérdidas por circuitos de media tensión

Usuarios auto generadores

Usuarios en zonas urbanas

Optimización del costo de instalación

Menor cantidad de acciones de socialización proyectadas

Mayor cantidad de disponibilidad de medios de comunicación en el área según la tecnología aplicable

Concentración de usuarios con equipos de medida que superen la vida útil.

Todos estos factores están intrínsecamente relacionados al desarrollo y aplicación de la infraestructura de control avanzada según la configuración de las redes eléctricas, comunicaciones y desarrollo socio-económico para cumplir una serie de criterios de los cuales el lineamiento hecho por la CREG en la circular 054 del 2018 también hace referencia (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

Lo que se resalta de esta sección es el compromiso de los operadores de red (OR) en cuanto a la renovación y puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, como parte del desarrollo industrial del país y punto clave para la implementación de las funciones Smart Grid, para ayudar a la generación de energías limpias así como adelantos en las tarifas de energía eléctrica, así como para su beneficio directo, como ejecutores de la meta (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

Hay dos documentos que marcan el seguimiento y progreso de la medición AMI en Colombia, con base en los objetivos de la visión 2030. Uno de estos documentos fue expedido por el Ministerio de Minas y Energía (resolución 40072 del 29 de enero de 2018) y el otro por la CREG (Documento CREG 077 de 2018). En ellos se ha establecido el posible marco regulatorio para incentivar y direccionar los componentes necesarios para la implementación de las Smart Grids, instaurando por defecto la estructuración detallada de las arquitecturas para la infraestructura de medición avanzada AMI. En estos documentos se contemplan de acuerdo a los estudios estadísticos y regulatorios internacionales, las bases de crecimiento y operación de los sistemas AMI en Colombia. En ellos se describe de manera general las ventajas que la implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI tiene para el país (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

La resolución 40072 del 29 de enero de 2018 del Ministerio de Minas y Energía establece los siguientes objetivos fundamentales para la implementación de AMI en Colombia:

Otorgar mejores sistemas de perfeccionamiento energético, que permitan responder a la demanda de energía y a su vez una mejor oferta tarifaria.

Facilitar la innovación tecnológica en materias de sostenibilidad, almacenaje, generación distribuida y vehículos eléctricos en los sistemas eléctricos.

Mediante control más eficiente, proveer de un mejor servicio.

Diversificar el modelo de mercado permitiendo la apertura de nuevas oportunidades y participantes en el mismo.

Minimizar pérdidas en todos los sentidos.

Rebajar costos operativos y de prestación de servicio.

Por otra parte, el documento 077 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2018) establece los siguientes objetivos operacionales:

Reducir pérdidas no técnicas de energía eléctrica como resultado de una mejor capacidad de monitorización de la red de distribución y de la mayor y mejor calidad de la información disponible para dicha monitorización.

Reducir costos de lectura, desconexión, reconexión y otros costos asociados a la operación en terreno que realizan las empresas en el esquema actual de medición de energía eléctrica.

Mejorar el servicio de cara al usuario, en términos de menores tiempos de respuesta a fallas, tiempos de reconexión, identificación de problemas en el suministro, disponibilidad de información que permita al usuario optimizar su consumo de energía eléctrica, entre otros.

Facilitar la entrada de la autogeneración al sistema, permitiendo abastecer la energía eléctrica a la red de distribución y la adecuada medición de esta energía.

Optimizar el uso de la red de distribución, a partir de la disponibilidad de información sobre las curvas de carga que permite una mejor planificación de las necesidades de la red.

Aumentar los niveles de competencia debido a la eliminación de costos de transacción que permiten al usuario un cambio de prestador, habilitando a comercializadores a entrar en nuevos mercados.

Modernizar el parque de medición, como consecuencia operativa que permita potencializar las funcionalidades asociadas al sistema de medición avanzada AMI.

Los objetivos de implementación y los objetivos operacionales se interceptan de manera gradual y constructiva, dando como intersección una secuencia de objetivos operacionales por objetivo de implementación, donde se puede observar el comportamiento funcional y estructurado de la consecución a modo de instructivo de procedimiento para implantación y gestión donde todos se complementan y muestran el impacto de los sistemas de medición AMI. En la Tabla 3 se realiza una agrupación de los dos tipos de objetivos que permite establecer cómo se relacionan. Es así que, por ejemplo, el objetivo de implementación 1, está relacionado con los objetivos operacionales III-V-VII.

Tabla 3.***Frecuencia de los objetivos operacionales en los objetivos de implementación***

Objetivos de implementación	Frecuencia dentro de objetivos de operacionales
1	III-V-VII
2	IV-VII
3	I-II-III-V-VII
4	VI-VII
5	I-III-V-VII
6	II-III-IV-V-VI-VII

Fuente: Elaboración propia

Al generar un cruce de los objetivos de implementación con los operacionales, se obtiene la relación mostrada en la Tabla 4; correspondiente a la cantidad de veces que se repiten los objetivos operacionales dentro de los objetivos de implementación; lo cual permite realizar un análisis de la periodicidad y posible orden de intervención por parte del operador de red.

Tabla 4.***Frecuencia de repetición de los objetivos operacionale***

Objetivos Operativos	Frecuencia dentro de Objetivos de Implementacion
i	2
ii	2
iii	4
iv	2
v	4
vi	2
vii	6

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4 se puede apreciar la periodicidad en valores enteros de los objetivos operacionales que llevan a una respuesta subjetiva del orden de cumplimiento de objetivos de implementación, con unos valores porcentuales como los mostrados en la Figura 6.

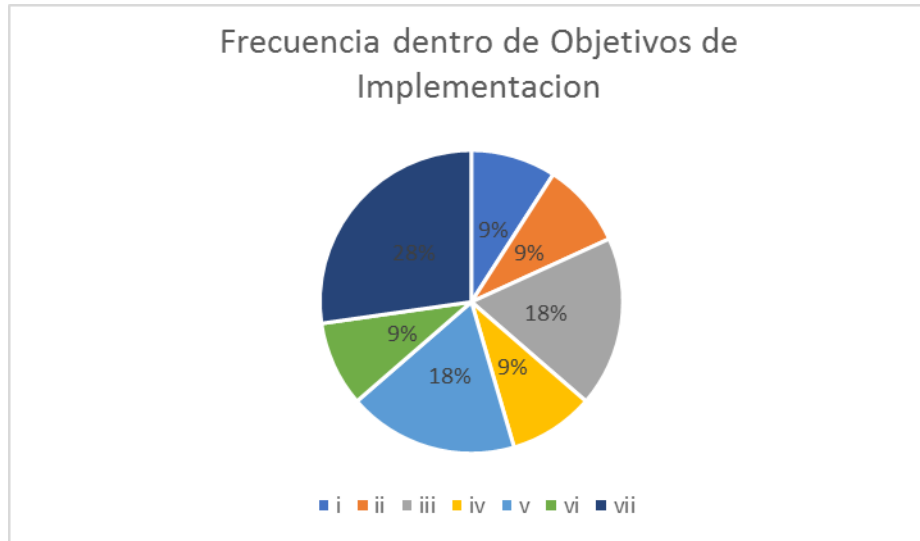


Figura 6. Frecuencia de los objetivos operacionales dentro de objetivos de implementación

El objetivo operacional número VII del documento 077 de 2018 de la CREG, se lleva la mayor concentración de periodicidad con un 28 %. Por consiguiente, “modernizar el parque de medición, como consecuencia operativa que permita potencializar las funcionalidades asociadas a la medición avanzada”, es uno de los primeros pasos a realizar en los objetivos operacionales para lograr cumplir con los objetivos de los sistemas de medición AMI en la estructuración de las Smart Grids.

3.3 Análisis de Impacto de la AMI con Relación a las Pérdidas de Energía Eléctrica

La recuperación de pérdidas de energía eléctrica, sean técnicas o no técnicas desempeña un papel importante en la economía planteada por los distribuidores y operadores de red. La utilización de los sistemas de medición AMI permite gestionar la energía eléctrica con todas sus capacidades tecnológicas, las cuales se han mencionado previamente. Un aspecto importante a considerar es que los sistemas de medición AMI permiten realizar una gestión de la demanda al

usuario final, quien será uno de los más beneficiados por la reducción del costo de la energía eléctrica consumida.

La CREG en las circulares 034 y 035 de 2018, solicitó a todos los operadores de red eléctrica la información correspondiente con las actividades de recuperación de pérdidas de energía eléctrica y así construir una base de datos donde se puedan entrelazar los objetivos de una manera coherente con los análisis cualitativos y cuantitativos que propone los KPI identificados en la P2030 por el IEEE y formalizados por Colombia en su proyecto de redes inteligentes en su visión 2030 en compañía del BID y demás entidades colaboradoras (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Dentro de los datos requeridos están:

Índice de pérdidas de energía

Cantidad de medidores instalados clasificados por: año, tecnología, tipo de medición, número de fases

Cantidad de revisiones anuales entre 2013 y 2017 realizados a los medidores según usuarios rurales o urbanos y tipo de solicitud, ya sea por la empresa o usuario

Cantidad de reconexiones y desconexiones ejecutadas del 2013 al 2017 incluyendo también si son tipo urbanas o rurales

Información de los lectores de medidores como: cantidad de personas en la tarea, promedios de salario y número de horas laboradas en el mes (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

La información recopilada correspondió a empresas prestadoras del servicio en el sistema interconectado nacional, puesto que las empresas que hacen parte de la zona no interconectada no enviaron información y por lo tanto no se consideraron en el análisis de la CREG para la regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

En la Figura 7, se puede observar el porcentaje de las pérdidas de energía eléctrica estimadas a los OR del país para el caso del nivel de tensión 1 en el año 2017.

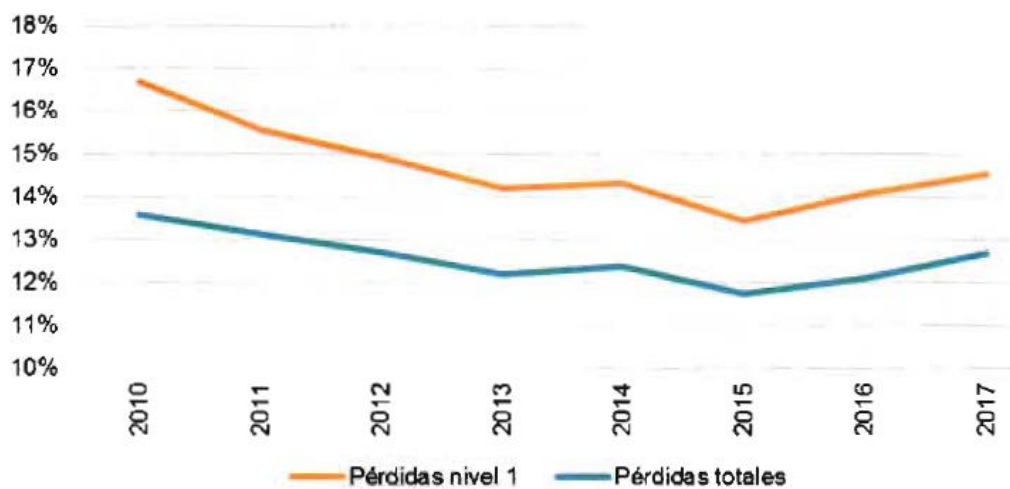


Figura 7. Evolución de las pérdidas de energía eléctrica, respuesta de agente a Circular 034 del 2018

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018

Por otra parte, en la Figura 8 se observa por operador de red, el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica, incluyendo características como: el índice de pérdidas, las pérdidas reconocidas y el promedio de pérdidas en el año 2017 en el nivel de tensión uno.

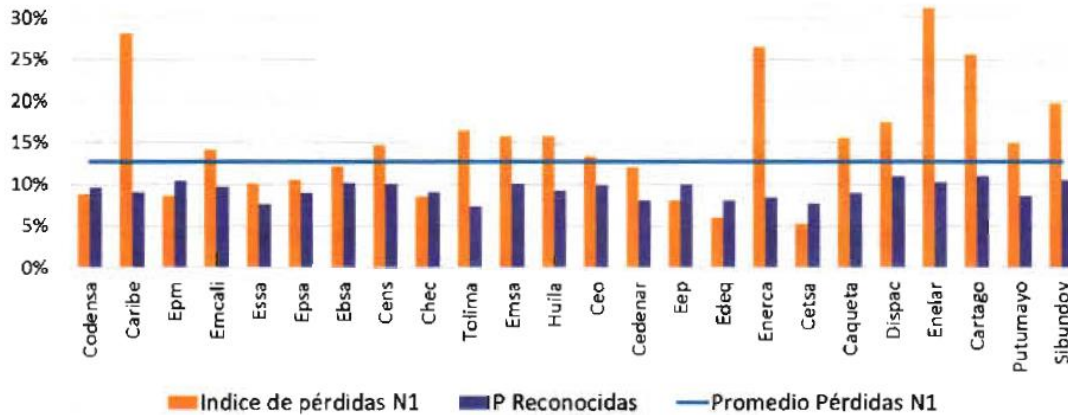


Figura 8. Respuesta de agentes a la circular 034 de 2018. Adaptado de: Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Infraestructura de medición avanzada. Bogota: CREG

Las características presentadas en la Figura 8 muestran que las pérdidas de energía eléctrica no reconocidas en la tarifa son importantes en varios operadores de red y que la reducción de estas pérdidas son responsabilidad de los operadores de red, puesto que las pérdidas de energía eléctrica reconocidas se obtienen de la metodología para remunerar la distribución, establecidas por la resolución CREG 097 de 2018.

Para el año 2017, las pérdidas de energía eléctrica totales fueron de 2.067 GWh de los 66.667 GWh despachados por los sistemas de generación del país en este año, es decir un 3,1% de la energía generada en el año y de aproximadamente el 37% de la energía eléctrica generada en un mes en el SIN. Estos indicadores resaltan la necesidad de reducir las pérdidas de energía eléctrica (reconocidas y no reconocidas) en el SIN y para ello es necesario implementar un sistema integral de gestión de la energía eléctrica que se puede establecer con los sistemas de medición AMI

relación al tipo de medidores de energía eléctrica instalados en el SIN en el año 2017, se observa en la Figura 9, que un 58 % de estos medidores son electromecánicos incluyendo los híbridos y en su defecto el 42% son medidores electrónicos, aunque no se tiene aún la información del 2018, la tendencia nacional en los operadores de red es la de masificar el uso de medidores electrónicos.

Con relación al tiempo de utilización, en la Tabla 5 se muestra que el 37% de los medidores tiene más de 15 años de haber sido instalados, los cuales deberían ser sustituidos, ya que se considera que han cumplido con su ciclo de vida útil.

Este cambio de tecnología permitirá la instalación de equipos de medida de energía eléctrica con características de un sistema de medición AMI para lograr establecer en el país un sistema de gestión integral de la energía que incluya aspectos como: autogeneración, generación distribuida, gestión de la demanda, campañas de uso eficiente y racional de la energía que permitan cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible a los que se ha comprometido Colombia para reducir las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) y contribuir de esta forma a la necesidad de mitigar el impacto del calentamiento global que actualmente estamos soportando.

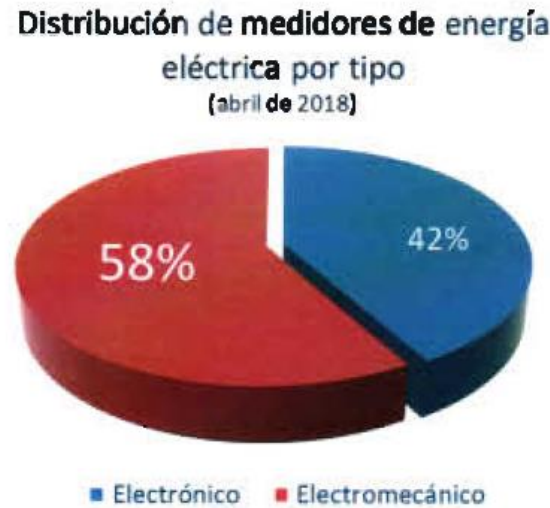


Figura 9. Respuesta de agentes a la circular 034 de 2018

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.

Cantidad de medidores por tipo y rangos de antigüedad

	Electrónico	Electromecánico	Subtotal	Porción del total
menor o igual a 5 años	2.612.255	766.060	3.378.315	25%
entre 6 y 10 años	1.713.606	1.440.225	3.153.831	24%
entre 11 y 15 años	865.882	924.847	1.790.729	13%
entre 16 y 20 años	313.557	1.997.843	2.311.400	17%
entre 21 y 25años	13.723	1.146.393	1.160.116	9%
más de 26 años	36.232	1.482.310	1.518.542	11%
Total	5.555.255	7.757.678	13.312.933	

Adaptado de: Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Infraestructura de medición avanzada. Bogota: CREG

Con la información proporcionada por los OR y las experiencias internacionales, en especial la de los países pertenecientes a la comunidad europea, se vislumbra un cambio en los sistemas de medición a mediano y corto plazo, que debe ser planificado para que se incluyan en estos

nuevos dispositivos características de los sistemas de medición AMI, que permitan establecer funciones Smart Grid focalizadas en la gestión integral de la energía eléctrica en el sistema eléctrico colombiano

Algunos de los aspectos relevantes que han logrado los países de la comunidad europea que han venido implementando los sistemas de medición AMI (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) son los siguientes:

Los dueños de los Smart Meters y responsables de la implementación de los mismos han sido los operadores de red en 15 de los 16 países europeos.

Los ahorros en consumo de energía eléctrica de los países que han implementado los sistemas de medición AMI, oscilan entre el 1 y el 3 %

El 25 % de los países eligieron la gestión de los sistemas de medición fueran realizadas por agentes externos a los operadores del sistema eléctrico.

Menos funcionalidades de los Smart Meters no es proporcional a un menor precio del medidor.

Los riesgos identificados por todos en uso y protección de los datos son la protección de la información sobre la huella energética de los usuarios y quien accede a los datos almacenados.

A continuación, se describe la propuesta de KPI (Key Performance Indicator), que tiene la Visión 2030 en el proyecto Smart Grids de la UPME y sus colaboradores, describiendo las formas cuantitativas que para el caso colombiano aplican para los sistemas de medición AMI en correlación a las Smart Grids, incluyendo de manera funcional los datos de generación,

demanda, y proyecciones para dar el mejor índice o KPI, para la aplicación de esta tecnología logrando un protocolo detallado de estimación del beneficio que se describirá a continuación.

La CREG en su visión 2030 define los KPI como una herramienta que permite la entrega de la información cualitativa y cuantitativa del desempeño, gestión o resultados de una empresa o ente. Estos indicadores corresponden a formas medibles para gestionar la toma de decisiones, y permiten establecer los beneficios con respecto a la implementación de los sistemas de medición AMI en el contexto de las Smart Grids, con respecto a lo que actualmente se tiene en el sector eléctrico colombiano.

En este documento, la CREG tiene en cuenta indicadores establecidos a nivel mundial que generan un gran impacto en los proyectos y que están ligados con el análisis realizado por la CREG de la implementación de los sistemas de medición AMI (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Los KPI permiten simular la dirección de una variable que está debidamente medida y compararla mediante referentes homologables; la existencia de los KPI tiene un valor importante a nivel mundial y los referentes que hicieron parte de la composición y estructura del proyecto Smart Grids visión 2030 de Colombia fueron, la Unión Europea, Estados Unidos, y países que tienen similitudes con el comportamiento energético de Colombia; como: Brasil, India, Ecuador, México, de los cuales se puede resumir el direccionamiento de los proyectos de masificación e integración energética entrelazados con los objetivos principales de este gran movimiento estratégico mundial (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Los valores agregados que dieron los análisis de KPI a la inserción de las Smart Grids en Colombia ha permitido establecer la magnitud de los beneficios de los objetivos planteados

anteriormente en esta revisión; lo cual está directamente involucrando a los factores de orientación para la formulación de KPI que no son aún desconocidos en el ámbito ingenieril como, eficacia, eficiencia y calidad, métodos por los cuales se miden diferentes aspectos ligados con el desarrollo y buenas acciones para una adecuada implementación de las Smart Grids, presentados en el Smart Grids Colombia, Visión 2030, en la Parte IV, Anexo 4. Definición de KPI (Gómez, et., al, 2016).

Los KPI evaluados en este documento, son los referentes a la recuperación de las pérdidas de energía eléctrica, los cuales son analizados desde dos puntos de vista: los tiempos antes-después de la implementación, para poder identificar los impactos de la implementación de los sistemas de medición AMI, los cuales dependiendo del área tienen objetivos muy específicos pero que mirados desde el punto de vista general apuntan a la misma dirección y en resumen son los siguientes según Gómez, et., al. (2016):

Monitorización permanente, que permita la detección de fallas y manipulación

Reducción de las pérdidas de energía eléctrica

Aumentar la eficiencia energética

Comercio activo de energía eléctrica

Penetración de sistemas de generación utilizando energías renovables (especialmente fotovoltaica)

Gestión de fallas y servicio al cliente

En la revisión del proyecto Smart Grids visión 2030 como objetivo específico se dio a la tarea de filtrar y confirmar la información ya puesta en conocimiento para contemplar todos los posibles detalles sin formular, con el éxito de encontrar ya clasificados la mayoría de estados y componentes resultantes de la evolución de países del primer mundo y verlos reflejados e integrados en la regulación de Colombia; es por esto, que el objetivo se convirtió en la revisión de la regulación con los resultados positivos de haber encontrado los ideales mundiales puestos en desarrollo por la CREG en la circular 54 (Gómez, et., al, 2016).

Para dar por contextualizada la revisión, se toman los valores calculados por el proyecto SMART GRIDS VISION 2030 de Colombia en función de KPI, para control de pérdidas de energía eléctrica, pero antes haciendo alusión al marco propuesto para medir el impacto de las Smart Grids en Colombia compuesto por tres niveles.

Los beneficios cuantitativos de los KPI que se pueden observar con los valores recogidos en la visión 2030 según Gómez, et., al (2016) son los siguientes:

Reducción de pérdidas no técnicas

Aplanamiento de la curva de demanda

Reducción de los costos de comercialización y operación remota.

Para ellos se hace la comparación del pre y el post de la implementación de los sistemas de medición AMI, realizando los cálculos con valores en COP (pesos colombianos) de pérdidas de energía eléctrica no técnicas facturadas según la información suministrada por los OR. La Tabla 6 presenta las ecuaciones utilizadas en la regulación para el control de pérdidas de energía eléctrica.

Tabla 6.
Ecuaciones aplicadas en la regulación para el control de pérdidas de energía eléctrica

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
Reducción de pérdidas no técnicas		
CI - Detección manipulación	$\%Pérdidas NT = (\%Pérdidas NT_{RI} - \%Pérdidas NT_{conv}) $	Identificación de las pérdidas no técnicas y de la mejora respecto de la situación previa a la implantación de la RI. El cálculo del porcentaje de disminución de pérdidas se calcula:
CI - Lectura y operación remota	Donde: – $\%Pérdidas NT_{RI}$ el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas con el contador inteligente, sobre las pérdidas no técnicas totales. – $\%Pérdidas NT_{conv}$ el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas en un sistema convencional, sobre las pérdidas no técnicas totales.	$I_1 = I_{reducción Pnt}(\%) = \frac{\%Pérdidas NT}{\%Pérdidas NT_{TOT}} * 100$
CI - Medidas GD		Donde: – $I_1 = I_{reducción Pnt}(\%)$ la reducción de pérdidas no técnicas – $\%Pérdidas NT_{TOT}$ el porcentaje de pérdidas no técnicas totales del sistema eléctrico.
Aplanamiento de la curva de demanda		
CI-Información del usuario	$Aplanamiento = \frac{E_{cv}}{E_{cp}}$	Medida de la relación pico-valor. Para considerar la reducción del pico de demanda en valor relativo se utiliza la siguiente fórmula:
CI-Gestión de carga	Donde: – E_{cv} la energía consumida en hora valle – E_{cp} la energía consumida en hora pico	$I_2 = I_{aplanamiento}(\%) = \left \frac{Aplanamiento_{RI} - Aplanamiento_{conv}}{Aplanamiento_{conv}} \right * 100$
CI-Tarific. Horaria		Donde: – $Aplanamiento_{conv}$ la relación entre los valores pico y valle antes de aplicar las tecnologías RI evaluadas. – $Aplanamiento_{RI}$ la relación entre los valores pico y valle una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.
GD y Almacenam.		
Movilidad Eléctrica		
Reducción de costes de comercialización		
CI-Limitación de potencia	$RC = RCO + RCL$	Reducción de costes de lectura y manipulación de contadores. La valoración de la reducción de los costes de comercialización es:
CI - Lectura y operación remota	Donde: -- RC la reducción de costes -- RCO la reducción de costes de operación -- RCL la reducción de costes de lectura	$I_3 = \left \frac{RC_{RI} - RC_{conv}}{RC_{conv}} \right * 100$
CI - Medidas GD		Donde: – RC_{conv} Reducción de costes inicial antes de aplicar las tecnologías RIs evaluadas. – RC_{RI} Reducción de costes una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.

Adaptado de: Gómez, J.; Castán, R., Montero, J.; Meneses, J. & García, J. (2016). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Recuperado de: <https://www.ineel.mx/boletin042015/tecn1.pdf>.

En el documento Smart Grids Colombia, Visión 2030, Parte IV, Anexo 6. Definición de KPI según Gómez, et al, (2016) se establecen las siguientes definiciones:

Pre-AMI: el operador de red se responsabiliza de un costo de generación por pérdidas de energía eléctrica no técnica y no se le remunera.

Post-AMI: en la intervención se recuperan pérdidas no técnicas de energía eléctrica, las cuales ahora se facturan

Diferencia neta: el comercializador recibe la diferencia de estos dos equivalentes al costo de generación que ahora es facturada por la recuperación de pérdidas de energía eléctrica.

Considerando el año 2016; el resultado sobre las pérdidas no técnicas de energía eléctrica al aplicar los KPI se observa en la Tabla 7.

Tabla 7.

Variables de análisis de pérdidas de energía eléctrica

Costo generación electricidad	<i>USD/kWh</i>	0,04
	<i>COP/kWh</i>	113
Pérdidas no técnicas distribución	<i>GWh/año</i>	4.970

Adaptado de: Gómez, J.; Castán, R., Montero, J.; Meneses, J. & García, J. (2016). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Recuperado de: <https://www.ineel.mx/boletin042015/tecni1.pdf>

Y en los escenarios máximo y mínimo, en las fases I, II, III de implementación de los sistemas de medición AMI, se tiene los resultados mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8.

Escenarios máximo y mínimo en las Fases I, II y III de la implementación de los sistemas de medición AMI

KPI	Fase I	Fase II	Fase III
Reducción de pérdidas no técnicas en el caso mínimo (%)	49,11%	58,4%	69,5%
Reducción de pérdidas no técnicas en el caso máximo (%)	49,11%	58,4%	69,5%

Adaptado de: Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de : http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Se plantea una influencia normalizada para los sistemas de medición AMI con respecto a la reducción de pérdidas no técnicas del 100 %.

Con relación al aplanamiento de la curva de la demanda, se retribuye como la diferencia en los costos de generación de energía eléctrica en el tiempo anterior de la implementación de las Smart Grids contra el tiempo posterior a la implementación de éstas en las horas pico y valle según la demanda y la tarificación horaria.

La Figura 10 presenta el impacto que tendría el aplanamiento de la curva de la demanda que se obtendría a partir de un sistema de gestión integrada de la energía que se realizaría como una función Smart Grid que se basa en la información de la medición de las variables obtenidas con un sistema de medición AMI.

Como se puede observar en la Figura 10, se incrementa la demanda en las horas valle y se disminuye en las horas pico, lo cual aplanar la curva de la demanda, favoreciendo la operación del sistema interconectado nacional.

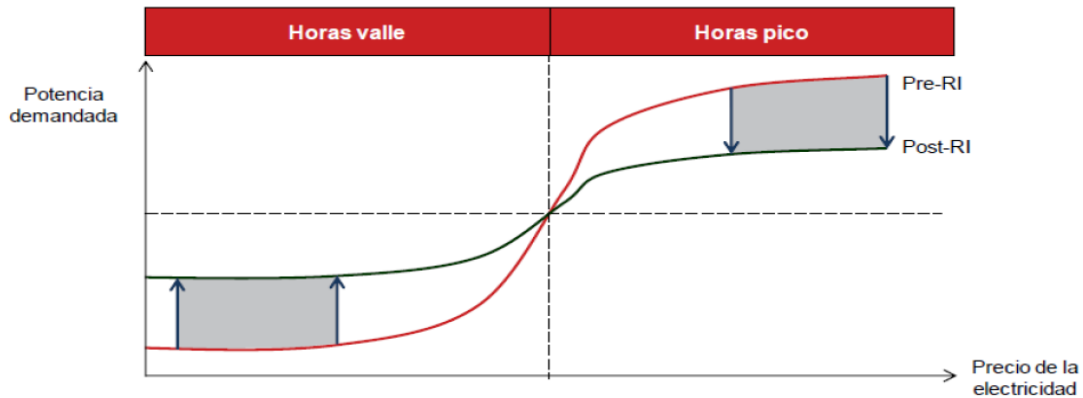


Figura 10. Aplanamiento de la curva de la demanda

Adaptado de: Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de : http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Considerando el aplanamiento de la curva de la demanda mostrado en la Figura 10 y considerando que el precio de generación de energía eléctrica es el 37 % del precio total residencial e industrial de Colombia se calcula la estimación del decremento en los costos de energía después de implementar las Smart Grids (Ver Tabla 9).

Tabla 9.

Cálculo de estimación de decremento en los costos de energía después de implementar las Smart Grids

	Unidad	En horas valle	En horas pico
Costo de generación	COP/kWh	51	136
Energía anual consumida antes de RI	GWh	12.149	22.923
Energía anual consumida después de RI	GWh	12.228	22.844

Adaptado de: Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de : http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Después de la implementación de las Smart Grids con una participación mayor de los sistemas de medición AMI, la diferencia de costo anual de la energía eléctrica es de 2.245.112 USD y por usuario de 0,90 USD. La dinámica del aplanamiento de la curva de la demanda para cada una de las fases de implementación se presenta en la Tabla 10

Tabla 10.

Aplanamiento de la curva de la demanda para cada una de las fases

KPIs	Fase I	Fase II	Fase III
Aplanamiento de la curva de demanda en el caso mínimo (%)	28,00%	30,27%	45,50%
Aplanamiento de la curva de demanda en el caso máximo (%)	28,11%	37,83%	58,07%

Adaptado de: Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de :
http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Con una influencia del 58% en los medidores electrónicos instalados en el 2018, los KPI se traslapan en sus fases iniciales, dando como estimación una proyección cada vez más productiva en la medida de su desarrollo entre las fases de instalación para las Smart Grids, proporcional a la infraestructura de medición avanzada AMI, teniendo más de la mitad de influencia como se describe en este documento en el análisis de los objetivos operativos sobre los de implementación. Las consecuencias se tendrán en la reducción de las pérdidas de energía eléctrica no técnicas y en la reducción de costos de operación, tanto en el factor operativo como en el de gestión. Este impacto positivo, ubica de una manera objetiva toda la composición expuesta de la AMI referente de la Smart grids propuesta para el marco de implantación en Colombia, obteniendo como consecuencia la reducción de costos de comercialización y operación remota.

En el informe II- Smart Grid^o1 Colombia se simulan tres fases para la accesibilidad a los datos de consumo, característica de AMI, compartiendo bases de datos y comprobaciones de tendencias y líneas de tiempo para formular proyecciones de comportamientos de demanda, partiendo de datos estadísticos de experiencias internacionales se dan valores probables para el KPI (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

Tabla 11.***Accesibilidad a los datos de consumo***

KPI	Fase I	Fase II	Fase III
Accesibilidad a datos de consumo en el caso mínimo (%)	17,40%	20,70%	24,60%

Adaptado de: Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de : http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Su influencia normalizada de gestión para la Smart Metering de datos es del 100% en el sistema de infraestructura de medición avanzada sobre la accesibilidad a datos de consumo, proyectando una importante interacción entre los usuarios y los OR para obtener los mejores beneficios (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

Se tiene entonces que con los requisitos mínimos exigidos por la regulación en temas de seguridad, este último KPI en desarrollo de las AMI y en el contexto de las Smart Grids, se lleva un alto porcentaje en términos de satisfacción, dejando planteado un contexto pluralizado y revisado minuciosamente por los entes encargados. Se pueden contemplar las fases de los diferentes componentes en la suma de sus objetivos primordiales, para darle un menor porcentaje de error, factibilidad y confiabilidad a la inversión y aplicación por el nivel planteado en el nivel de seguridad ofrecido por las TIC (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

4. Conclusiones

Con base al análisis realizado en esta monografía, a continuación se resaltan las conclusiones más relevantes.

Mediante el análisis de la información bibliográfica recopilada, se puede decir que el sector comercial relacionado con la energía eléctrica, sus iniciativas y las expectativas giran en torno a la implementación de funciones de las Smart Grids para gestionar los procesos relacionados con la comercialización de energía eléctrica.

En varios países de Europa, se han realizado significativas iniciativas directamente relacionadas con la operatividad de sistemas empresariales destinados al aprovechamiento eficiente de los activos en esta área con el fin de facilitar una mayor eficacia en la distribución de energía eléctrica.

La implementación de las Smart Grids permitirá implementar soluciones necesarias para un uso más consciente de la energía eléctrica, llevando a cabo la inserción del cliente a los factores intrínsecos de demanda que proponen las Smart Grids, lo cual ayudará a mitigar en gran parte los problemas actuales relacionados con el cambio climático puesto que un ahorro en la clase de generación no alternativa se puede iniciar.

En la revisión realizada, se ha identificado que la función Smart Metering (Medición Inteligente) es la que mayor implementación ha tenido de las funciones Smart Grid, ya que ha permitido la integración del suministrador de energía eléctrica con el cliente a través de la comunicación bidireccional, este factor es muy importante, sin embargo, ha sido relegado por

bastante tiempo relacionándolo con costos masivos de implementación pero fortaleciéndose por proyecciones certeras y aplicaciones exitosas en el mundo.

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es de gran importancia en el proceso de modernización de los sistemas de distribución de energía eléctrica, pilar fundamental de la aplicación y operación de las Smart Grids y el futuro de la integración de las medidas de otros servicios públicos como agua y gas natural entre otros.

Con relación a la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el país, permitirá integrar y optimizar varios de los procesos establecidos por el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, según la Resolución 070 de la Comisión Reguladora de Energía (1998), en especial el relacionado con el mercado de la energía eléctrica, lo cual tendría un impacto positivo directamente sobre las actividades relacionadas con: lectura remota de medidores de energía eléctrica, tarifa horaria variable de la energía eléctrica, gestión de la demanda, gestión de cartera, corte/reconexión del servicio entre otros. Lo anterior, ejerce influencia de forma directa en la facturación, minimizando la cantidad de refacturaciones y estimaciones erróneas, que afectan la imagen de la empresa, reduciendo los reclamos, y redundando en una mayor eficiencia en la facturación.

Esta monografía permitió realizar una revisión del estatus de la regulación para Smart Metering de energía eléctrica en Colombia, con relación a la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), respecto a otros países donde se implementó y reguló, teniendo como bases estudios y prácticas. A partir de esta revisión realizada en el país, se establece la resolución 077 de 2018 para tener un ordenamiento pluralizado y estructurado en los sistemas AMI.

Referencias

- Alarcón, A. (2018). Las hidroeléctricas en Latinoamérica, ¿dónde estamos? y ¿hacia dónde vamos? Recuperado de: <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidroelectricas-en-latinoamerica-donde-estamos-y-hacia-donde-vamos/>
- Alvarado, J. (2011). Servicio de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación. Universidad de Cuenca, Quito, Ecuador.
- Arroyave, A. (2018). Factores que inciden en la pérdida de energía eléctrica a través de servicios directos en la UPZ 98 los Alcazares Bogotá D.C. Bogotá, Universidad Militar Nueva Granada, Colombia.
- Barragán, S. (2013). G8: ¿Qué es, para qué sirve y quiénes participan? Recuperado de: <http://archivo.unionguajuato.mx/articulo/2013/06/18/politica/g8-que-es-para-que-sirve-y-quienes-participan>.
- Caicedo, E.; Castillo, J.; Morales, A., Echeverry, R. & García, J. (2015). Metodología para la evaluación de proyectos pilotos “Smart Grid” en Colombia. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_Anexo9_Proyecto_SmartGrids.pdf
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). Resolución 070 de 1998, Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bogota: CREG

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Infraestructura de medición avanzada. Bogotá: CREG

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Propuesta de complemento y adición al reglamento único de transporte de gas natural, RUT. Documento CREG 097 Bogotá: CREG

Costumer Service Team. (2012). Nikola Tesla: El hombre que iluminó el mundo con las primeras ideas Smart Grid. Recuperado de: <http://www.smartgridcostarica.com/2012/12/19/nikola-tesla-el-hombre-que-ilumino-el-mundo-con-las-primeras-ideas-smart-grid/>

De Palacios, C. (2015). Marco de referencia para la implementación de tecnología de redes inteligentes y mapa de inversión. Caso práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta. Universidad Nacional de Educación A Distancia, Bogotá, Colombia.

Díaz, C. & Hernández, J. (2011). Smart Grid: Las TIC y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Sistemas & telemática*, 9(18), 53-81.

Gabriel Ordóñez, César Duarte , Jorge H. Ramon (Q.E.P.D.), Raul H. Cadena, Wilmer Y. Jaimes, Jhonattan Moreno, Diana Carrillo. (2017). Sistema de medición centralizada en redes de distribución de baja tensión para la reducción de pérdidas eléctricas. IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica.

Gómez, J., Rodríguez, J. & Afanador J. (2016). Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte I Antecedentes y Marco Conceptual de Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia. Recuperado de:

http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

Gómez, J.; Castán, R., Montero, J.; Meneses, J. & García, J. (2016). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Recuperado de: <https://www.ineel.mx/boletin042015/tecni1.pdf>.

INDRA. (2010). Las redes eléctricas inteligentes: El aporte de las TIC. Recuperado de: <https://www.etsisi.upm.es/sites/default/files/estudios/smart%20grids.pdf>

International Energy efficiency. (2018). Energy efficiency is being outpaced by growth in energy demand, but a more efficient world is possible. [La eficiencia energética está siendo superada por el crecimiento de la demanda de energía, pero es posible un mundo más eficiente]. Recuperado de: <https://www.iea.org/topics/energyefficiency/>.

Jiménez, M. (2013). Estudio de viabilidad de implementación de tecnologías Smart Grids en el mercado Eléctrico Colombiano. Universidad Pontificia Bolivariana de Colombia, Bogota, Colombia.

Lastra, J. (2017). Rifkin, Jeremy, La Tercera Revolución Industrial. Boletín mexicano de derecho comparado, 50(150), 1457-1462.

López, J. (2016). Estudio de la situación actual de las Smart Grids. (Tesis de grado). España: Universidad de Cantabria. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación, 79p. Disponible en <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9143/386883.pdf>.

Ministerio de Comercio Exterior y Turismo. (2016). El Gobierno presenta su modelo de ciudades inteligentes en el Foro Mundial sobre Ciudades Inteligentes. Recuperado de:

<https://www.mincotur.gob.es/es->

[es/gabineteprensa/notasprensa/2016/documents/np%20modelo%20espa%C3%B1ol%20de%20normas%20smart%20cities.pdf](https://www.mincotur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2016/documents/np%20modelo%20espa%C3%B1ol%20de%20normas%20smart%20cities.pdf)

Ministerio de Minas y Energía. (2015). Plan energético Nacional Colombia: ideario energético 2050. Bogotá: El Ministerio.

Ministerio de Minas y Energía. (2017). Lineamientos para el desarrollo de Infraestructura de Medición Avanzada. Bogotá: El Ministerio.

Ministerio de Minas y Energía. (2018). Resolución Número 40072. Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio de energía eléctrica. Bogotá: El Ministerio.

Smart Grids Colombia Visión 2030 (2016). Ideario energético recuperado de :
http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_AnexO6_Proyecto_SmartGrids.pdf

Téllez, S., García, J. & Céspedes, R. (2018). Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. Ingeniería y Desarrollo. Universidad del Norte, 36(2), 469-488.

Tesla, N. (1901). Aparato para la utilización de energía. Recuperado de:
https://es.scribd.com/doc/53382123/Nikola-Tesla#download&from_embed

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte IV, Anexo 4. Definición de KPI. Recuperado de: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>