



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Impactos en el mercado eléctrico colombiano debido a la implementación de sistemas de medida inteligente para la energía eléctrica

Fabian Oswaldo Cruz Ospina

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Bogotá, Colombia

2015

Impactos en el mercado eléctrico colombiano debido a la implementación de sistemas de medida inteligente para la energía eléctrica

Fabian Oswaldo Cruz Ospina

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ciencias Económicas

Directora:

MBA, Olga Cecilia Pérez Rodríguez

Codirector:

PhD, Mario García Molina

Línea de Investigación:

Profundización

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Bogotá, Colombia

2015

Agradecimientos

Quiero agradecer sinceramente a aquellas personas que compartieron sus conocimientos conmigo para hacer posible la conclusión de este proyecto.

Especialmente agradezco a mi directora Olga Pérez, por su total disposición y orientación para la construcción de este trabajo.

Al profesor Mario García por sus recomendaciones respecto a esta investigación.

A mi familia por su apoyo incondicional y a Dios por darme la sabiduría necesaria para culminar esta etapa.

Resumen

La implementación de un esquema de medición inteligente que busca modificar los patrones de consumo de energía eléctrica en Colombia, trasladando demanda de las horas pico a las horas valle, genera beneficios en el mercado, asociados con las reducciones del costo de energía en las horas pico. No obstante, el aumento del costo de energía en las horas valle provoca una disminución los beneficios ya mencionados. En Colombia, el mercado ha iniciado un periodo de transformación, en donde la demanda se convierte en un agente activo del sistema, abriendo las puertas a las tecnologías de medición avanzada, sin embargo, poner en funcionamiento esta infraestructura puede ser complejo y costoso, toda vez que se requiere de una inversión adicional.

Por otro lado, el desarrollo de estos esquemas de medición en otros países, permite distinguir los principales lineamientos regulatorios que deben ser tenidos en cuenta a la hora de desarrollar los mecanismos que apoyen la construcción de esta infraestructura, en donde los periodos de implementación, así como las responsabilidades, esquemas tarifarios y de financiación resultan ser elementos importantes a considerar para su adopción en Colombia.

Palabras clave: Mercado eléctrico, medición inteligente, respuesta de la demanda, oferta de energía, marco regulatorio.

Abstract

Implementing a smart metering scheme that seeks to modify the patterns of energy consumption in Colombia, shifting demand peak hours to off-peak hours, generates benefits on the market, associated with reductions in energy costs during peak hours. However, the rising cost of energy at off-peak hours will decrease the benefits already mentioned. In Colombia, the market has entered a period of transformation, where demand becomes an active agent of the system, opening the door to advanced measurement technologies, however, operate and build this infrastructure can be complex and costly, because it requires additional investment.

On the other hand, the development of these measurement schemes in other countries, allows distinguish the main regulatory guidelines that must be taken into account when some mechanisms are developed to support the construction of this kind of infrastructure, where implementation periods and the responsibilities, as well as financing and tariff schemes are important elements for Colombian implementation.

Keywords: Electricity market, smart metering, demand response, energy supply, regulatory framework.

Tabla de Contenido

Capítulo 1 Introducción.....	1
Perspectiva del sector eléctrico colombiano.....	1
Medidores inteligentes	5
Capítulo 2 Marco Teórico	10
Mercados eléctricos y programas de gestión de la demanda	10
Lineamientos Regulatorios	15
Primer Lineamiento. Estrategia de implementación.	16
Segundo lineamiento. Responsable de la implementación.....	16
Tercer lineamiento. Responsable de la información.	17
Cuarto Lineamiento. Financiación.	17
Quinto lineamiento. Cantidad de medidores y periodo de implementación.....	18
Sexto lineamiento. Tecnología de implementación.	19
Séptimo lineamiento. Análisis general costo-beneficio.	19
Capítulo 3 Diseño metodológico	21
Metodología de estimación de beneficios	23
Metodología de estimación de costos.....	25
Capítulo 4 Resultados Obtenidos.....	26
Beneficios	26
Fase 1. Estudio del perfil de demanda horario del mercado de acuerdo con los usos de energía.	27
Fase 2. Definición de nuevos perfiles de demanda con base en el estudio de usos.	28

Fase 3. Análisis de la oferta para los años 2012-2014	31
Fase 4. Cálculo de los costos de energía.....	32
Costos	35
Capítulo 5 Conclusiones.....	40
Apéndice.....	43
Lista de referencias	52

Lista de tablas

Tabla 1. Coeficientes de regresión curvas de oferta anual.	32
Tabla 2. Resultados del costo de energía (billones de pesos).....	33
Tabla 3. Histórico usuarios residenciales y no residenciales	35
Tabla 4. Costo unitario equipos para infraestructura de medición	37
Tabla 5. Resultado costos infraestructura de medición.....	37
Tabla 6. Costo unitario de equipos para infraestructura de comunicación	37
Tabla 7. Resultado costos infraestructura de comunicación	38
Tabla 8. Resultado costos infraestructura de gestión	38
Tabla 9. Resultado costos arquitectura de medición inteligente.....	39
Tabla 10. Porcentaje de uso industrial y comercial en el perfil de demanda.	43
Tabla 11. Porcentaje de uso residencial y otros en el perfil de demanda.....	44
Tabla 12. Perfiles de demanda 2012 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.	45
Tabla 13. Perfiles de demanda 2013 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.	45
Tabla 14. Perfiles de demanda 2014 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.	46
Tabla 15. Demanda hora promedio anual (kWh)	47
Tabla 16. Precio de bolsa ponderado hora anual (\$/kWh)	48
Tabla 17. Costos de energía 2012 (Pesos) Escenarios base 1,2 ,3.....	49
Tabla 18. Costos de energía 2013 (Pesos) Escenarios base 1,2 ,3.....	49
Tabla 19. Costos de energía 2014 (Pesos) Escenarios base 1,2 ,3.....	50

Lista de figuras

Figura 1. Arquitectura Medición Inteligente	6
Figura 2. Esquema de comunicaciones Smart Metering	9
Figura 3. Objetivos PGD	11
Figura 4. Efecto 1 PGD sobre Mercado Eléctrico	13
Figura 5. Efecto 2 PGD sobre Mercado Eléctrico	14
Figura 6. Estrategia de implementación	16
Figura 7. Financiación esquema MI.....	18
Figura 8. Millones de medidores VS años de implementación	18
Figura 9. Resultados análisis costo-Beneficio	19
Figura 10. Perfil de demanda horaria y usos	28
Figura 11. Perfiles de demanda base y escenario 1 para uso residencial electrodomésticos	30
Figura 12. Perfiles de demanda base y escenario 2 para uso industrial total	30
Figura 13. Curvas de Oferta Características 2012,2013, 2014.	32
Figura 14. Resultados reducciones totales año- escenario	34
Figura 15. Resultados porcentaje reducciones año- escenario	34
Figura 16. Dinámica de crecimiento proyectada medidores del sistema.	36
Figura 17. Resultado costos total esquema MI VS Países Europa	39

Capítulo 1

Introducción

Perspectiva del sector eléctrico colombiano

Desde el año 1994 con las leyes 142 y 143, que establecen los lineamientos para la prestación de servicios públicos en Colombia, la política pública y la regulación del sector eléctrico colombiano se han orientado a la construcción y sostenimiento de una infraestructura eléctrica en un entorno de mercado eficiente, que garantice la prestación del servicio de energía eléctrica con estándares de calidad. Es así, que en cada período regulatorio se han establecido estrategias de remuneración, calidad y medición de energía, entre otras, encaminadas hacia este objetivo. No obstante, el crecimiento sostenido de la demanda, el costo generalizado de los nuevos proyectos de infraestructura y las necesidades para mejorar la eficiencia, han impulsado al gobierno a considerar desde el año 2014 la demanda y los usuarios de energía, como un agente del sistema con un nuevo rol en el que sus decisiones de consumo pueden otorgar nuevos grados de eficiencia al sector eléctrico en general, entendidos estos, como el aprovechamiento más óptimo de la infraestructura construida.

Esta nueva estructura de consumo de energía se enmarca dentro de los “programas de gestión de la demanda” (PGD), que buscan motivar cambios en los hábitos de consumo de los usuarios de energía eléctrica con el fin de disminuir los costos operacionales y administrativos de las actividades del mercado y mejorar las condiciones tarifarias de los usuarios.

En este sentido, el estado colombiano ha comenzado a crear un marco legal que propicia el desarrollo regulatorio para la implementación de programas de gestión de la demanda. Ejemplo de ello, es la Resolución CREG 011 de 2015 que reglamenta un PGD para el mercado eléctrico en condiciones críticas, otorgando herramientas para que los usuarios puedan reducir sus consumos de energía y obtener beneficios de ello (Ministerio de Minas y Energía "Comisión de Regulación de Energía y Gas", 2015). Así mismo, la ley 1715 de mayo 2014 exige a la CREG crear mecanismos regulatorios adecuados para potencializar el desarrollo y utilización de fuentes no convencionales de energía, específicamente las no renovables, integrándolas al mercado eléctrico mediante la autorización para entregar sus excedentes de energía al sistema eléctrico nacional (Congreso de Colombia, 2014).

Así pues, con esta iniciativa política, legislativa y regulatoria, la demanda y el mercado eléctrico colombiano inician un periodo de transformación, en el cual la demanda pasa de ser principalmente “pasiva”, en la medida en que solo se encarga del consumo propiamente dicho, a ser una demanda “activa”, que puede consumir y entregar excedentes de energía en un entorno tarifario distinto, que motiva la modificación de sus hábitos de consumo. Además, la conexión entre usuario y mercado puede diversificarse, toda vez, que la entrega de excedentes de energía abre las puertas a conexiones diversas de usuarios con agentes distribuidores o transportadores. No obstante, este tipo de enlaces donde el usuario pueda participar en varios puntos del mercado dependerá exclusivamente de las integraciones que permita la CREG.

Dicho entorno tarifario, que hoy es básicamente plano, debido a que la mayoría de los usuarios reciben tarifas que varían aproximadamente mes a mes, tendría una modificación

orientada a incentivar a trasladar el consumo de energía de las horas pico del sistema a horas valle, de tal forma que se reflejen de mejor manera los costos variables que durante el día puede tener el mercado y la cadena de suministro de energía.

El desarrollo de un nuevo esquema como el planteado, requiere la implementación de nueva tecnología de medición de consumo dentro de la infraestructura eléctrica de los usuarios colombianos. A este tipo de tecnologías de medición se les ha denominado “Infraestructuras Avanzadas de Medición” o “Advanced Metering Infrastructures” (AMI), de donde nacen los “Medidores Inteligentes” (MI) o “Smart Meters”, que permiten entregar las señales de precios a usuarios en tiempo real al mismo tiempo que registran el consumo y entrega de energía al sistema eléctrico, permitiendo la conexión y desconexión local y remota de la red eléctrica tanto por el usuario como por el encargado de gestionar los puntos de medición.

De esta forma, el desarrollo de los programas de gestión de demanda y la implementación de sistemas de MI, resultan ser herramientas importantes para mitigar el efecto económico que actualmente generan algunas condiciones del mercado tanto a usuarios como a agentes del mismo. Una de estas condiciones son los altos precios de mercado para las horas de demanda máxima, que se ocasionan por la necesidad de incorporar al sistema plantas cuyos costos variables son cada vez más altos para poder atender dicha demanda; en este sentido, los PGD pueden lograr el traslado de demanda de las horas pico a las horas valle, de tal forma que se reduzca el precio de mercado para el horario pico en donde el costo marginal es más alto que en las horas valle.

Otra particularidad, es que la infraestructura eléctrica asociada a la cadena de suministro crece, entre muchos otros factores, de acuerdo con las características operativas, técnicas y económicas del punto de demanda máxima que se presenta durante determinadas horas del día, lo que implica que la construcción de la infraestructura se dé con un factor de seguridad considerable para un sistema que no requiere todo el tiempo su demanda máxima. Por ejemplo, en Colombia la relación entre la demanda máxima del sistema y la capacidad instalada del parque de generación en 2014 fue de un 63% (Unidad de planeación minero energética, 2014), lo que revela que aún en el escenario de demanda máxima, un 37% de los recursos de generación representan una reserva de seguridad para el sistema. Respecto a esta característica, los PGD y la implementación de esquemas de MI orientados a aplanar la curva de demanda, pueden lograr beneficios en el largo plazo en la infraestructura construida, en la medida en que ella no será diseñada para un pico tan alto del sistema, lo que significa que en las horas valle habrá más eficiencia.

Finalmente, otra característica importante es la asimetría de la información, asociada a la falla de mercado que se produce porque gran parte de los usuarios y consumidores de la energía desconocen el esquema de la formación de precios y la variación de los costos de la cadena de suministro para la entrega de energía, es decir, no cuentan con la información que les permita asignar de manera más eficiente las cantidades consumidas en función de la maximización de su utilidad y la del mercado en general, más aún, teniendo en cuenta que estos costos pueden presentar variaciones en tiempo real, dadas las características técnicas y económicas del sistema eléctrico nacional. En este sentido un esquema MI puede trasladar dicha información al usuario,

de forma que le permita modificar sus patrones de consumo en función de los precios que varían y las oportunidades de conexión o desconexión del sistema, cuando así lo prefiera.

Esta investigación se elabora con el objetivo de valorar aquellos costos y beneficios provenientes de la implementación de sistemas de medida inteligente en el mercado eléctrico colombiano, específicamente sobre la formación de precios del mismo. Además, se analizarán los mecanismos regulatorios que se han dado en otros países de Europa y América en respuesta a la misma problemática planteada por la perspectiva de sus mercados energéticos, a fin de lograr la implementación de esos esquemas de mercado, pretendiendo así, establecer estrategias para Colombia que le permitan orientar su mercado eléctrico a un punto de eficiencia más alto.

Medidores inteligentes

Los Medidores Inteligentes o “Smart Meters” en Inglés, son dispositivos electrónicos que miden el consumo de energía eléctrica y entregan la señal tarifaria al usuario, mientras pueden proveer a los diferentes agentes del sistema eléctrico la información que caracteriza cada instante la entrega de la energía eléctrica. En la última década se han convertido en una de las herramientas principales de los programas de gestión de la demanda, puesto que establecen los canales de comunicación necesarios para crear flujos de información entre usuarios y agentes del sistema, de tal forma que tanto la demanda, como los agentes, adopten otros comportamientos que orienten la cadena de suministro de la energía eléctrica para lograr mejor eficiencia.

Este tipo de equipos, que ya han sido implementados en grandes regiones de Europa y América requieren del diseño y desarrollo de una arquitectura robusta de control, comunicación y medición, que permitan el flujo de información entre los puntos de medición y los centros de almacenamiento y control de la información. En la figura 1 se expone un esquema de implementación de MI el cual requiere de la construcción de tres tipos de infraestructura: medición, comunicación y control.

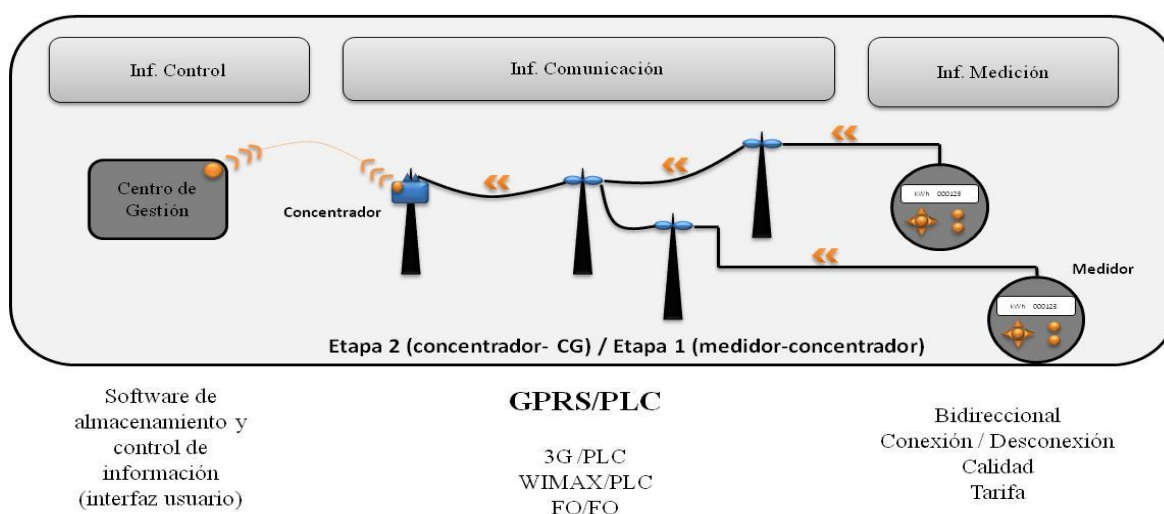


Figura 1. Arquitectura Medición Inteligente

Fuente: Elaboración Propia

La infraestructura de medición hace referencia a los medidores que se instalan en los puntos de consumo o entrega de energía para todo tipo de clientes. Dependiendo del costo, estos dispositivos están en la capacidad de (i) medir el consumo de energía en forma bidireccional, es decir, pueden registrar la energía consumida por un usuario o la energía que éste mismo pueda entregar la red, (ii) permitir la interrupción o reactivación el servicio de energía de forma remota una vez se establezcan los límites, que pueden ser ajustados tanto por operadores de red, como

por el mismo usuario y, (iii) mostrar la información de calidad del servicio y tarifa en tiempo real.

La infraestructura de comunicación es la red que transfiere toda la información de los medidores hacia los centros de almacenamiento y control o viceversa. Normalmente está compuesta de dos etapas, la etapa medidor – concentrador -, que lleva la información del medidor a otros equipos que agrupan la información de varios medidores, denominados “concentradores” y la etapa concentrador-centro de gestión -, que transmite la información de los concentradores a los centros de gestión en donde se almacena y analiza la información.

Así mismo, en la figura 1 se muestra una arquitectura convencional de la infraestructura de comunicación, en donde la etapa 1 es construida mediante la tecnología PLC (Power Line Communications), la cual aprovecha la red eléctrica existente para el transporte de la información, y la etapa 2 mediante tecnología GPRS (General Packet Radio Service), que básicamente es una red celular por medio de la cual se pueden transferir paquetes de datos en grandes cantidades.

Como se observará más adelante, esta configuración es una de las más utilizadas a nivel mundial; sin embargo, es posible decir que en la actualidad emergen otro tipo de tecnologías que permiten la configuración etapa 2/etapa1. Algunas de ellas son: 3G/PLC, WIMAX/PLC, fibra óptica /fibra óptica, entre otras, que pueden tener más o menos ventajas de acuerdo con el lugar de instalación.

Por último, la infraestructura de almacenamiento y control, es el software requerido para el manejo de toda la información proveniente de la medición para su correcta facturación, además, contempla el control requerido para manipular la conexión o la desconexión de uno o varios usuarios según lo requiera la operación del sistema eléctrico, así como la creación de interfaces usuario /máquina, en donde el usuario puede consultar su consumo en tiempo real.

Dado que la información es uno de los elementos más relevantes de este tipo de esquemas, el uso de estos dispositivos trae asociada la construcción de infraestructuras de comunicación seguras y confiables que permitan el manejo adecuado de grandes volúmenes de información bajo arquitecturas de medición que brinden estas características. Un esquema físico de la implementación se presenta en la figura 2. Existe una conexión eléctrica entre generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios (señaladas por las líneas delgadas), pero además existe una interfaz de comunicación (representada por las líneas gruesas) que almacenan y repiten la información a los agentes del mercado, al administrador del sistema general y a los organismos encargados de la planeación energética que es insumo de la generación (Depuru, Wang, & Devabhaktuni, 2011).

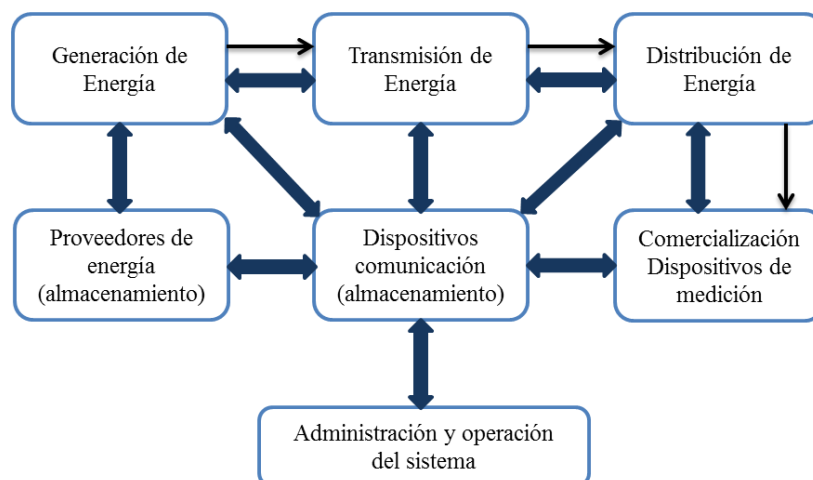


Figura 2. Esquema de comunicaciones Smart Metering

Fuente: (Depuru, Wang, & Devabhaktuni, 2011, p. 2738)

De esta forma, la información viaja tanto a usuarios como operadores. Los primeros pueden obtener información día a día, hora a hora, de su consumo, lo que les permite racionalizarlo o extenderlo de acuerdo con sus necesidades. Por otro lado, los operadores de la infraestructura conocen la información instantánea de las características eléctricas de su demanda de energía, permitiéndoles mejorar estándares de calidad y eficiencia.

No obstante, la utilización de esta tecnología trae consigo grandes retos en materia de seguridad informática, pues los usuarios y agentes del mercado deben confiar en que la información que registran sus medidores es utilizada para fines propios del mercado. Aún son motivo de controversia los protocolos de comunicación que se pueden escoger, aunque cada tipo de tecnología puede adoptar diferentes tipos de protocolo, siempre existen ventajas y desventajas de seguridad en cada uno de ellos, por lo cual, la implementación de un esquema de este tipo trae

asociada una investigación minuciosa de qué software y protocolo son los apropiados para el mercado y sus usuarios.

Capítulo 2

Marco Teórico

Mercados eléctricos y programas de gestión de la demanda

Los efectos que generan los programas de gestión de la demanda sobre los mercados eléctricos, pueden ser observados por medio del traslado de los puntos de equilibrio formados por las curvas de oferta y demanda que caracterizan cada instante del mercado. Esto se debe a que este tipo de programas buscan modificar los patrones de consumo de energía y con ello alterar las curvas de demanda del sistema en determinados instantes, lo que origina nuevos precios de mercado que pueden afectar de forma significativa el costo general de la energía transada en un periodo de tiempo.

De acuerdo con Gellings (1985), los programas de gestión de demanda, pueden ser distinguidos por 6 objetivos que pueden ser observados en la figura 3, así: *(i)* recorte del pico, busca la reducción directa del pico de demanda, *(ii)* conservación estratégica, consiste en la reducción generalizada del consumo de energía eléctrica en línea con políticas de uso eficiente y racional de energía, *(iii)* crecimiento estratégico, consiste en permitir un aumento uniforme del perfil de demanda, *(iv)* llenado de valles, busca orientar el crecimiento de la demanda solamente hacia los valles, *(v)* desplazamiento de carga, reorienta el consumo de energía que se presenta

durante las horas pico hacia las horas valle del perfil de demanda y, (vi) carga flexible, busca agrupar dos o más de los objetivos anteriormente nombrados permitiendo a la demanda ser completamente flexible.

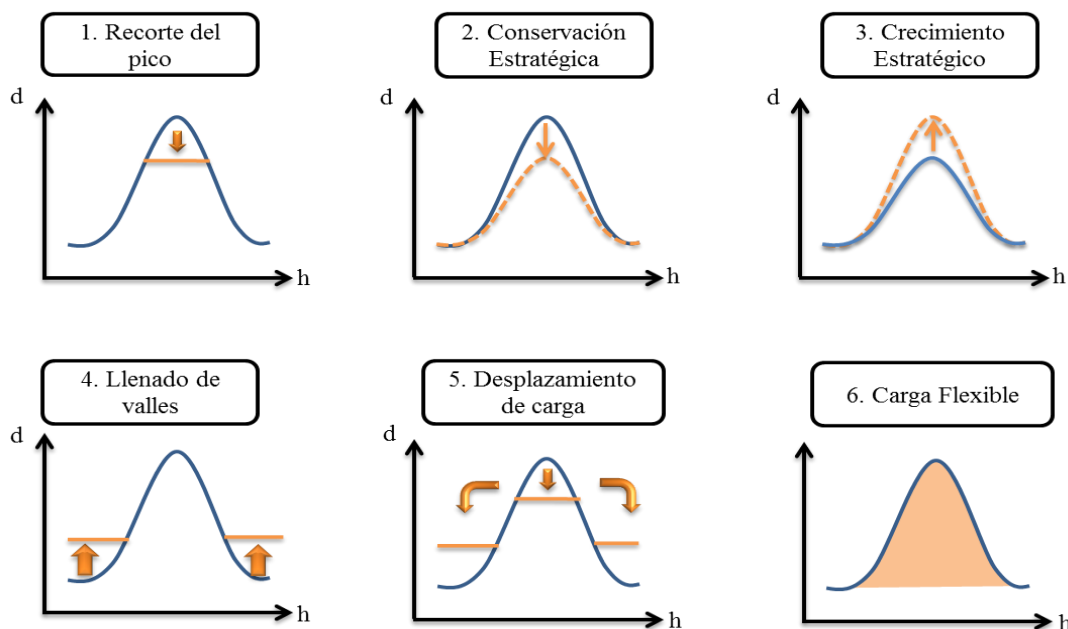


Figura 3. Objetivos PGD

Fuente: (Gellings, 1985, p. 1469)

De los programas de gestión de demanda se han derivado los programas de respuesta de la demanda (PRD), que pueden tener los mismos objetivos, pero con estrategias de desarrollo distintas. De acuerdo con Albadi & El-Saadany (2008) se pueden establecer dos tipos de estrategias de desarrollo de estos programas, las basadas en incentivos y las basadas en precios. Las primeras, buscan crear mecanismos de manejo de cargas para conexión, desconexión y entrega de excedente de energía. Por su parte, las segundas buscan generar mecanismos de

precios por segmentos de tiempo que pueden ser informados a los clientes con el fin de aplanar la curva horaria de demanda.

En esta investigación se analizarán los efectos generados por un programa de gestión de demanda orientado al desplazamiento de carga, (Objetivo 5) y con una estrategia de desarrollo basada en precios en la cual, la implementación de un sistema de medición inteligente es fundamental para llevar al usuario la información tarifaria que le permita adoptar los nuevos patrones de consumo que desplacen determinadas cantidades de demanda de las horas pico, a las horas valle.

En este sentido, los efectos logrados por un PGD de estas características se ven representados en la figura 4, teorías desarrolladas por U.S. Department of Energy (2006) y Ruff (2002), donde el perfil de demanda horario mostrado en la parte superior, indica que la hora 19 es el momento en el cual el sistema requiere la mayor cantidad de energía. Para esta hora específica, el mercado eléctrico dispone de una curva de oferta s_{19} (creada por los costos variables de los agentes generadores) y una curva de demanda d_{19} que origina un punto de equilibrio en el punto e_{19} . Después de la implementación de un PGD la curva de demanda es alterada, ahora es probable que se mas elástica pero disminuye desplazándose a la izquierda debido a la implementación de una estrategia de precios que provoca una disminución en las cantidades demandadas en esa hora, por tanto, el punto de equilibrio o el precio de mercado se ha trasladado al punto P_{19}' . Un precio de mercado menor que llevará a un costo de energía menor.

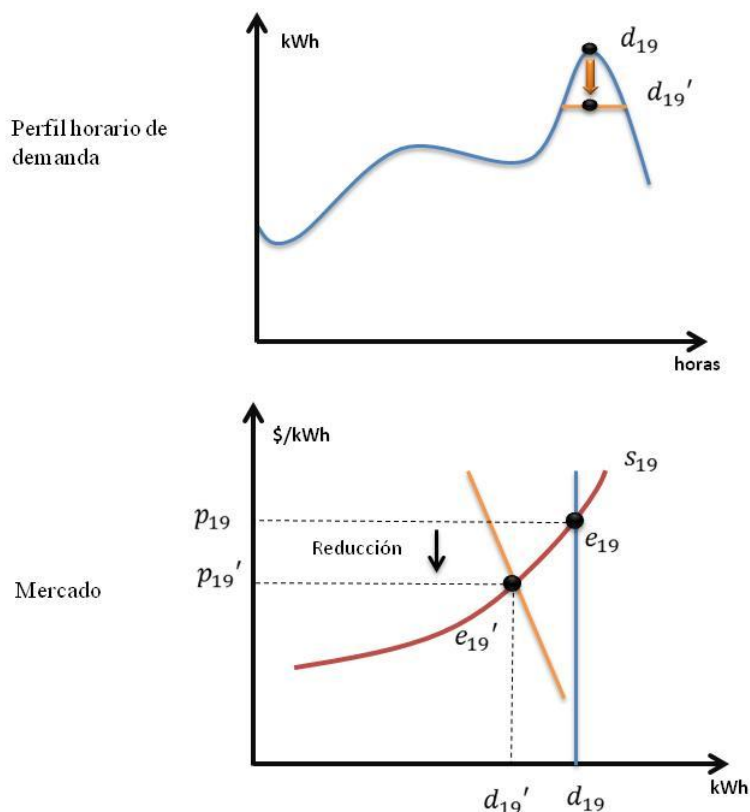


Figura 4. Efecto 1 PGD sobre Mercado Eléctrico

Fuente: Elaboración Propia

Este efecto es contrarrestado por lo que sucede en la hora valle 15, a la que se desplazó el consumo que se esperaba en hora 19. La figura 5 muestra como el mercado dispone de una curva de oferta s_{15} y una curva de demanda d_{15} , que originan un punto de equilibrio en e_{15} . Después de la implementación de un PGD la curva de demanda es alterada, ahora es probable que sea más elástica pero aumentó desplazándose ligeramente a la derecha, por tanto el punto de equilibrio o el precio de mercado se ha trasladado al punto P_{15}' . Un precio de mercado que lleva un costo mayor de la energía para la demanda desplazada.

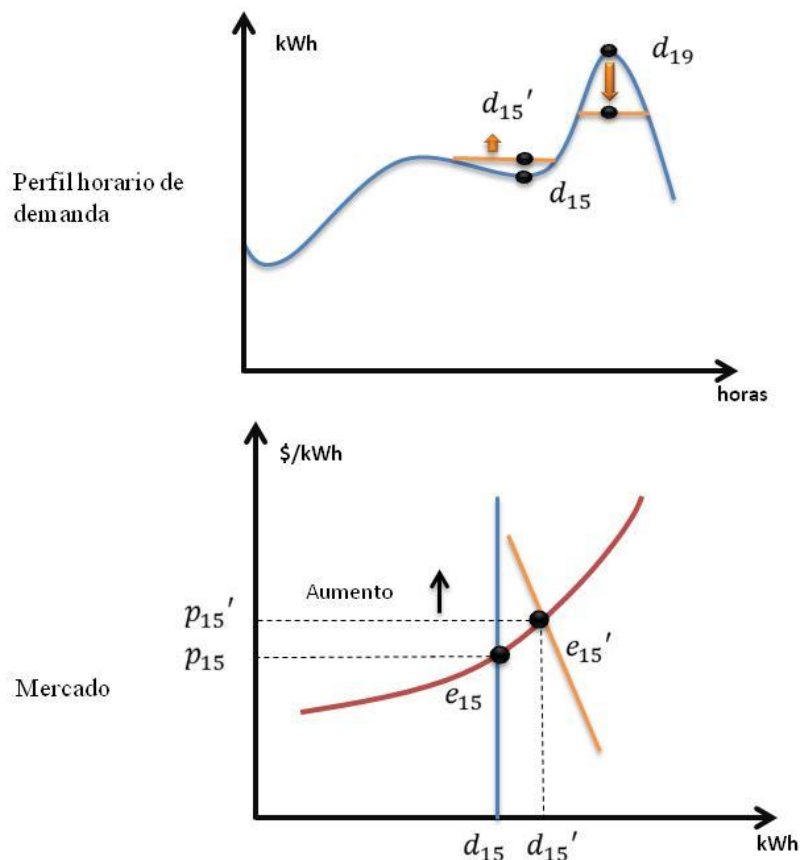


Figura 5. Efecto 2 PGD sobre Mercado Eléctrico

Fuente: Elaboración Propia

La superposición de lo que sucede en estos dos escenarios para cada una de las 24 horas del día, todos los días del año, genera un beneficio debido a que los precios de mercado esperados en las demandas pico son sustancialmente más altos que los precios esperados para las demandas valle. En otras palabras, el traslado de la demanda de horas pico a horas valle hace que el precio al cual se transa esta pequeña demanda sea menor, generando una nueva eficiencia.

Para el mercado eléctrico colombiano, el precio de mercado o precio de bolsa se forma de manera similar. A partir de las declaraciones de disponibilidad y costos variables de cada una de

las plantas de generación y la demanda esperada del sistema en cada una de las horas del día, se lleva a cabo un proceso de optimización, en el cual se organizan estas ofertas por orden de mérito, procurando en todo caso elegir los costos más baratos a los cuales se puede atender cada demanda. De esta forma resulta usual que a demandas más altas los costos sean más altos y por lo tanto el precio de mercado también lo sea. Así, las curvas de oferta y las curvas de demanda son similares a las gráficas mostradas en las figuras 4 y 5.

Un ejemplo de los beneficios que pueden lograr este tipo de programas se observó en Estados Unidos durante la crisis eléctrica de California en 2000-2001 en donde una pequeña reducción de un 5% de la demanda en la hora pico, dio lugar a una reducción de costos de aproximadamente un 50% (Albadi & El-Saadany, 2008).

Lineamientos Regulatorios

Desde hace aproximadamente 15 años Europa inicio una carrera de implementación de esquemas de medición inteligente con el fin de propiciar escenarios orientados a mejorar eficiencias de sus mercados y cadenas de suministro. Durante este periodo, cada país de acuerdo con sus características regulatorias, ha adoptado algunos lineamientos para la construcción y puesta en funcionamiento de estos programas e infraestructuras. Con base en la información suministrada por el Instituto de Energía de la Comisión Europea, a continuación se presenta una síntesis de 7 lineamientos tomados a partir de los informes generados para 23 países tales como: Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Irlanda, Italia, Latvia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Holanda, Polonia, Portugal, Rumania,

Eslovaquia, España, Suiza y Reino Unido (Comisión Europea, 2014A), (Comisión Europea, 2014B), (Comisión Europea, 2014C).

Primer Lineamiento. Estrategia de implementación. Existen al menos tres alternativas de implementación de este tipo de proyectos, obligatoria, voluntaria o mixta. En la primera, se exige a todos los usuarios el cambio de medidores convencionales por MI, en la segunda es opcional el cambio, y en la tercera es obligatorio para ciertos sectores y voluntario para otros. De los 23 países analizados, 12 optaron por una estrategia de implementación obligatoria, 4 por implementación mixta y tan sólo 1 (Reino Unido) por la implementación voluntaria, el resto de los países no ha decidido o no suministraron información. Ver figura 6.

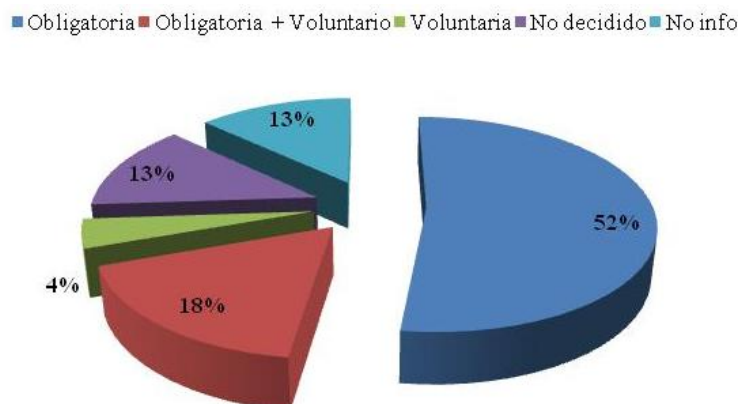


Figura 6. Estrategia de implementación

Fuente: Elaboración Propia

Segundo lineamiento. Responsable de la implementación. En todos los 23 países analizados el responsable de la implementación o de la ejecución de obras fue el operador de

red, es decir el propietario, operador y administrador de las redes eléctricas, que en muchos casos también realiza las actividades del comercializador para los países europeos.

Tercer lineamiento. Responsable de la información. Dado que este tipo de proyectos requiere del manejo adecuado de altos volúmenes de información electrónica, entre los 23 países se pueden observar dos alternativas en cuanto a la responsabilidad de almacenamiento y control de la información obtenida de toda la arquitectura de medición. La primera es que el operador de red sea el responsable de agrupar esta información, y la segunda se trata de la creación de una nueva entidad independiente a las entidades existentes en el mercado para la administración de la información. Para el caso de la muestra, 18 países, que representan un 78%, decidieron dar la responsabilidad de la información a los operadores de red, mientras el 22% restante (5 países) decidieron centralizar la misma en una unidad distinta.

Cuarto Lineamiento. Financiación. Para este tipo de proyectos que requieren de la inversión de grandes recursos económicos los países de la muestra optaron por dos opciones: *(i)* una financiación por medio de la tarifa aplicada a los usuarios, es decir que es el usuario, el que paga la adecuación de toda su infraestructura de medición o *(ii)* mediante recursos combinados entre los operadores de red de red y los provenientes de la tarifa aplicada al usuario final. En este caso, 13 de los países analizados optó por una financiación tarifaria, 5 por una financiación conjunta entre operadores y usuarios y los 5 restantes no han tomado una decisión o no brindan información. Ver figura 7.



Figura 7. Financiación esquema MI

Fuente: Elaboración Propia

Quinto lineamiento. Cantidad de medidores y periodo de implementación. Como se puede observar en la figura 8, los países con menos de 5 millones de medidores tienen periodo de implementación máximo de 6 años, mientras los países con mayor cantidad de medidores tiene una perspectiva de implementación más amplia, de hasta 10 años.

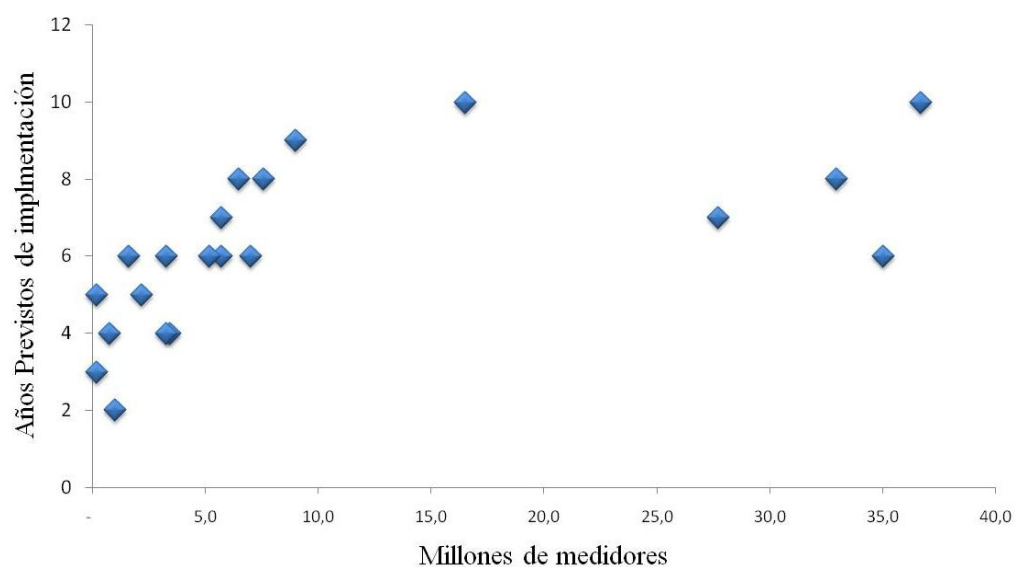


Figura 8. Millones de medidores VS años de implementación

Fuente: Elaboración Propia

Sexto lineamiento. Tecnología de implementación. De acuerdo con la información obtenida, la tecnología más usada en la etapa medidor-concentrador es PLC. De los 23 países, 19, equivalentes al 83%, utilizan dicha tecnología, el 17% restante utiliza otras tecnologías. En la etapa concentrador- medidor la tecnología más utilizada es GPRS, siendo empleada por 13 países equivalentes al 54%, el 46% restante utiliza fibra óptica, radio frecuencia o redes GSM (Global System for Mobile).

Séptimo lineamiento. Análisis general costo-beneficio. Con el fin de observar la rentabilidad de la instalación y puesta en funcionamiento de un esquema de medición inteligente, se han elaborado análisis costo-beneficio que no solamente observan los beneficios del mercado si no también los asociados a toda la cadena de suministro. Para los 23 países los resultados pueden ser observados en la figura 10, en donde un 70% de ellos obtiene un resultado de análisis positivo, mientras para el 30% restante es negativo, inconcluso, o no se obtuvo información.

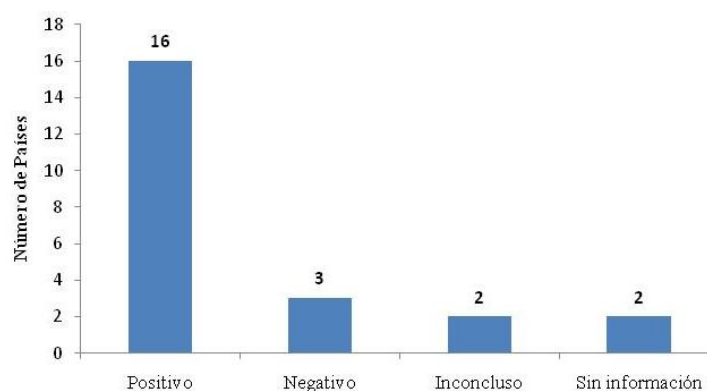


Figura 9. Resultados análisis costo-Beneficio

Fuente: Elaboración Propia

Los países cuyo análisis costo beneficio resulto negativo fueron: República Checa, Latvia y Eslovaquia. En estos casos, los altos costos previstos para las infraestructuras de control, comunicación y medición, junto con los pocos cambios esperados en los patrones de consumo de energía, fueron las causas del resultado negativo.

Por su parte, Estados Unidos, ha creado un camino regulatorio para el desarrollo de programas de gestión de demanda y medición inteligente que inició con el acto de política energética EPACT 2005, que ordenó remover las barreras del mercado que impedían la participación activa de la demanda (Congreso de los Estados Unidos, 2005). Más adelante, en 2008 la Comisión de Regulación Energética Federal (FERC) con la orden 719 creó los mecanismos para nuevas formas de participación de los agentes en el mercado (Federal Energy Regulatory Commission , 2008), por último la orden FERC 745 configuró los mecanismos de incentivos para quienes participarán de este tipo de programas (Federal Energy Regulatory Commission, 2011).

Finalmente, pero no menos importante, un elemento regulatorio fundamental es el diseño tarifario aplicado al usuario con el fin de incentivar la modificación de sus patrones de consumo. De acuerdo con Albadi & El-Saadany (2008), Existen al menos 4 tipos de estructuras tarifarias: (i)Tiempo de uso, en donde las tarifas pueden variar para diferentes periodos del año, que son informados previamente a los usuarios , (ii) Precio de pico Critico, en donde se establecen límites sobre los precios de mercado, que de ser superados, activan modificaciones en las tarifas, (iii) Precio de extremo diario, para el que día a día, se establecen límites de precios en el

mercado diario que modifican las tarifas, y (iv) Precio en tiempo real, en donde el costo de la electricidad a los usuarios es trasladado hora a hora para su conocimiento. La aplicación de cualquiera de estas estrategias dependerá de las características de oferta y demanda de los mercados, así como de los objetivos perseguidos.

Capítulo 3

Diseño metodológico

La adopción de una nueva infraestructura de medición de energía, que genera cambios en las dinámicas de consumo, impacta de diferentes formas el mercado eléctrico. La medición o estimación de estos impactos depende del escenario regulatorio, las condiciones y perspectiva de la demanda, así como de la estructura del mercado donde se pretenda implementar. En esta sección, se detalla la metodología mediante la cual se estimarán dichos impactos para el caso colombiano.

En general, no existe una construcción metodológica única que permita encontrar o hallar los beneficios y costos económicos que nacen de la instalación de un esquema de medida inteligente. Sobre el particular Conchado & Linares (2010), establecen dos tipos de estudios para el análisis de este tipo de problemática, los estudios basados en estimaciones y los basados en simulaciones. Los primeros son simples, transparentes y permiten enfocar de forma generalizada el problema, aunque es probable que no reflejen con suficiente precisión los sistemas eléctricos, pues se calculan los beneficios y costos de forma analítica, simplificando el funcionamiento del mismo sistema eléctrico.

El segundo tipo de estudios, evalúa los costos y beneficios a partir de simulaciones del comportamiento del sistema eléctrico, requieren grandes cantidades de información y permiten representarlos con más detalle, pero sus resultados son menos transparentes, difíciles de comparar y puede que no permitan observar de forma general el problema.

Para esta investigación se ha optado por realizar un análisis de tipo estimativo que simplifica el comportamiento del mercado eléctrico tanto para costos, como para beneficios. En este sentido, las cifras encontradas no serán exactas pero brindarán información relevante que aporta al estudio de la implementación de este tipo de esquemas en un mercado como el colombiano.

De forma complementaria, Cook, et al. (2012) y Neenan & Hemphill (2008), sugieren que el problema para la estimación de todos los costos o beneficios asociados al esquema de Smart Meters, puede ser tratado en el mercado y la cadena de suministro, distinguiendo los diferentes tipos de beneficios o costos que pueden ser considerados individualmente, para después integrarlos en un solo resultado neto que verifique la rentabilidad de la inversión en este tipo de infraestructura. De esta forma, es plausible evaluar efectos por: reducción de pérdidas, reducción de emisiones en CO₂, gestión de contingencias, reducción de proyección de inversiones en generación, transmisión y distribución y costos de implementación.

En esta tesis se encontrarán los beneficios derivados del traslado de los puntos de equilibrio en las curvas de oferta- demanda del mercado, así como los costos totales de

implementación en los que podría incurrir un país como Colombia, al desarrollar un sistema de este tipo.

Metodología de estimación de beneficios

En el capítulo anterior se observó cómo los PGD pueden trasladar los puntos de equilibrio para las curvas de oferta-demanda del mercado y definir otro precio de equilibrio para el mismo, de acuerdo con las modificaciones esperadas de la demanda.

Con base en este mismo concepto, los beneficios expuestos en esta investigación serán estimados mediante la simulación de los precios medios de mercado para los años 2012, 2013 y 2014, basados en la información de precios de bolsa y demanda comercial horaria publicada oficialmente por el operador del mercado XM (Expertos en Mercados, 2014)

En general, el propósito es obtener los costos anuales de la energía en el mercado mayorista para los años mencionados, así como el costo de energía anual para otros tres escenarios que suponen la implementación en diferentes medidas, de un programa de gestión de la demanda y medidores inteligentes, que trasladan el consumo de energía de horas pico a horas valle. Al final, se comparará el resultado de forma que permita identificar las reducciones que se presentan a nivel general.

Así pues, el cálculo de los beneficios consiste en tres fases:

Fase 1. Estudio del perfil de demanda horario del mercado de acuerdo con los usos de energía.

Fase 2. Definición de nuevos perfiles de demanda con base en el estudio de usos.

Fase 3. Análisis de la oferta para los años mencionados. Se elaborarán curvas de oferta que caracterizan cada año. A continuación, la formalización econométrica de esta fase, en referencia a la utilización de la teoría mínimos cuadrados para obtener a partir de los datos reales del mercado, las curvas de ajuste.

Sea,

$D_{h,i}$ La demanda promedio de la hora h del año i y ,

$Pb_{h,i}$ El precio ponderado de bolsa de la hora h , del año i

De acuerdo con las condiciones del mercado es posible representar la dinámica de la oferta horaria para cada año mediante un ajuste exponencial de las series compuestas por cada pareja $(D_{h,i}, Pb_{h,i})$ para $h=1,2,\dots,24$ de los años $i=2012,2013$ y 2014 .

Este ajuste mostraría una relación entre la demanda y el precio para cada uno de los años i estudiados. Así:

$$Pb_i = Ae^{BD_i}$$

La solución a los valores de A y B por medio de la utilización de mínimos cuadrados es:

$$\ln (Pb_i) = \ln (Ae^{BD_i})$$

$$\ln (Pb_i) = \ln(A) + \ln (e^{BD_i})$$

$$\ln (Pb_i) = \ln(A) + B * D_i$$

$$Pb_i' = \ln (Pb_i)$$

$$A' = \ln (A)$$

Y finalmente:

$$B = \frac{24 * (\sum_{h=1}^{24} Pb_{h,i}' * D_{h,i}) + \sum_{h=1}^{24} D_{h,i} * \sum_{h=1}^{24} Pb_{h,i}'}{24 \sum_{h=1}^{24} D_{h,i}^2 - (\sum_{h=1}^{24} D_{h,i})^2}$$

$$A' = Pb_i' - BD_i$$

Fase 4. Cálculo de los costos de energía para los años mencionados en el perfil base y el de los tres escenarios definidos en la fase 2 y comparación de los resultados.

Metodología de estimación de costos

La estimación de los costos asociados a la implementación de un esquema de MI se realizará, en primera instancia, a partir de un pronóstico de medidores del mercado eléctrico colombiano para los siguientes años, con el fin dimensionar el total de la de infraestructura; y en segunda instancia, mediante la identificación de los costos unitarios de cada uno de los equipos que deben ser instalados en la infraestructura descrita en la figura 1.

Para el pronóstico de usuarios se calcularán las tasas de crecimiento entre los años 2010 y 2015 de clientes residenciales y no residenciales, para obtener una cantidad total de medidores para los siguientes 10 años.

Para el cálculo de los costos unitarios de los equipos se utilizará la metodología expuesta por DNV KEMA Energy & Sustainability (2014), en donde se toma el costo de medidores monofásicos y trifásicos, concentradores y centros de gestión en euros de 2014 para calcular el valor general de toda la infraestructura. Adicionalmente, se establecen algunas sensibilidades sobre el valor de cada uno de estos equipos en cada tipo de infraestructura, a fin de incorporar incertidumbre en el resultado total, debido a que los costos de la tecnología pueden ser bastante susceptibles en relación con las condiciones topográficas, económicas y tecnológicas propias de cada país o región.

Finalmente, se obtendrán un rango de valores de implementación general, así como una relación por medidor que será comparada con los costos reportados por otros países europeos.

Capítulo 4

Resultados Obtenidos

Beneficios

Atendiendo lo explicado en el capítulo anterior, los resultados de cada fase para la estimación de los beneficios de la implementación de un esquema de medida inteligente en el

mercado eléctrico colombiano serán expuestos en este capítulo. El soporte de todas las cifras aquí estimadas se puede encontrar en el apéndice.

Fase 1. Estudio del perfil de demanda horario del mercado de acuerdo con los usos de energía. Por medio de la información publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética (2008) y la Empresa de Energía de Bogotá y Fedesarrollo (2013) se construyó un perfil de demanda horario promedio que muestra los diferentes usos de la energía dentro de los sectores: industrial, comercial y residencial. La figura 10 precisa el resultado obtenido, encontrando en la base una franja de consumo industrial en color verde, la cual es muy estable durante el día; seguido de ellas se encuentran los consumos comerciales en diferentes escalas de rojo (comercial equipos, comercial aire acondicionado y comercial iluminación), los cuales son mucho más elevados en las horas laborales del día, entre las 6 y 17 horas. Finalmente, se encuentran los segmentos de uso residencial en escalas de azul, las cuales están divididos en refrigeración, calefacción, cocción, electrodomésticos e iluminación, cada una con diferentes dinámicas durante el día. Como se ve en la figura, la refrigeración es estable, mientras la calefacción se presenta durante las hora de la noche y la madrugada; la cocción, tiene presencia en las horas del mañana, medio día y la noche; el uso de electrodomésticos crece después de las primeras horas de la mañana alcanzando su pico máximo en las horas de la noche; por último, la iluminación (en amarillo) crece drásticamente en las horas de la noche en comparación con las del resto del día que son mínimas y estables.

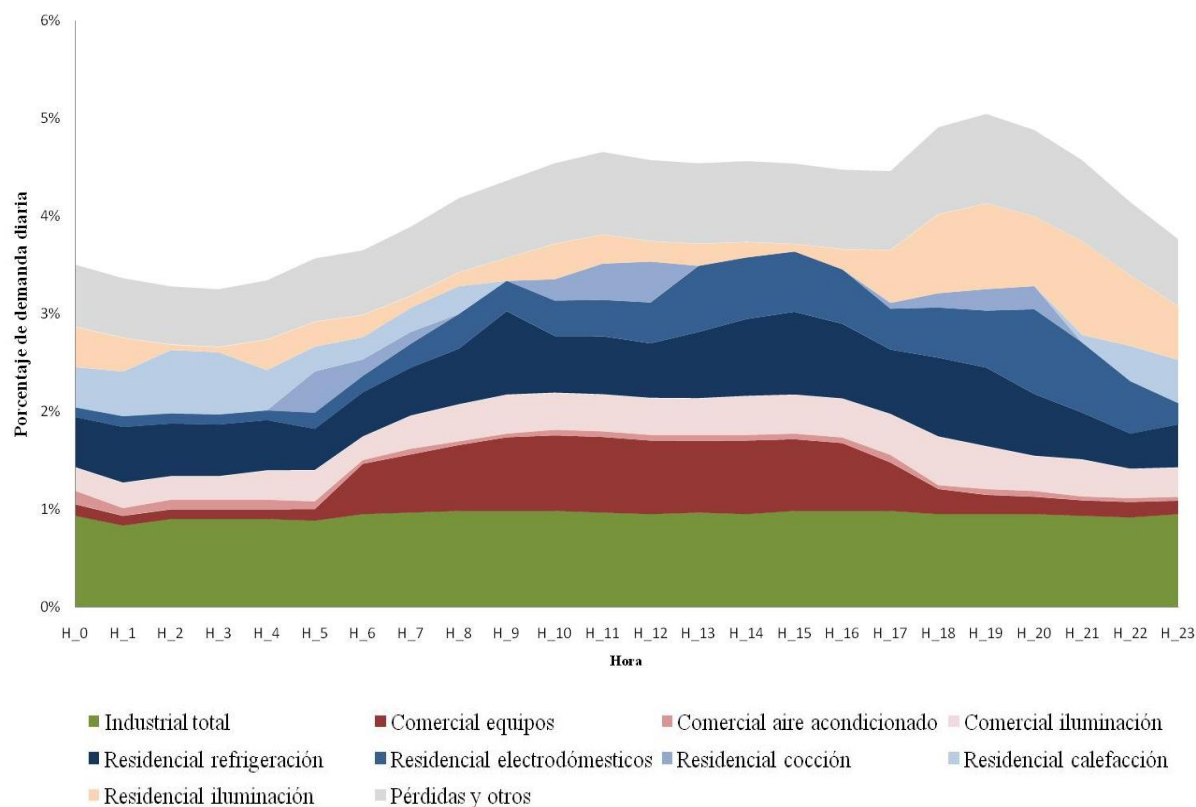


Figura 10. Perfil de demanda horaria y usos

Fuente: Elaboración Propia

Fase 2. Definición de nuevos perfiles de demanda con base en el estudio de usos. Los usos y el perfil mostrados, indican que las horas pico del sistema son las 18, 19, 20 y 21, mientras el resto de las horas se pueden considerar como valles, aunque entre la hora 0 y la hora 6 existe una demanda considerablemente más baja, respecto de las que se puede observar durante todo el resto del día.

Un PGD enfocado a trasladar demanda de las horas pico a las horas valle, tendría como objetivo modificar los consumos de los segmentos: residencial electrodomésticos e industrial general en las horas pico, pues el resto de los patrones de uso pueden ser más difíciles de alterar,

por ejemplo, los usos residenciales de refrigeración, cocción e iluminación. Por su parte los usos comerciales son muy bajos durante las horas pico lo que también los hace difíciles de trasladar.

De esta forma, esta investigación asumirá un desplazamiento de demanda en los segmentos: residencial electrodoméstico e industrial general. El primero debido a que el uso de electrodomésticos como lavadoras, secadoras y planchas pueden ser trasladados a las horas valle hábiles del día. Mientras que el segundo, podría trasladar el consumo de las horas pico a las horas de la madrugada sin perjuicio de estimar los sobrecostos en los que incurrirían las industrias por adoptar este nuevo patrón de consumo de energía.

Así pues, se crean tres escenarios de reducción que se describen a continuación:

Escenario 1. Reducción del 10% del consumo residencial electrodoméstico en las horas 19 a 22, y un aumento del 5% de demanda entre las horas 8 a 16 y 6% entre las horas 17 a 18. La figura 11 muestra la comparación entre el perfil base y el propuesto.

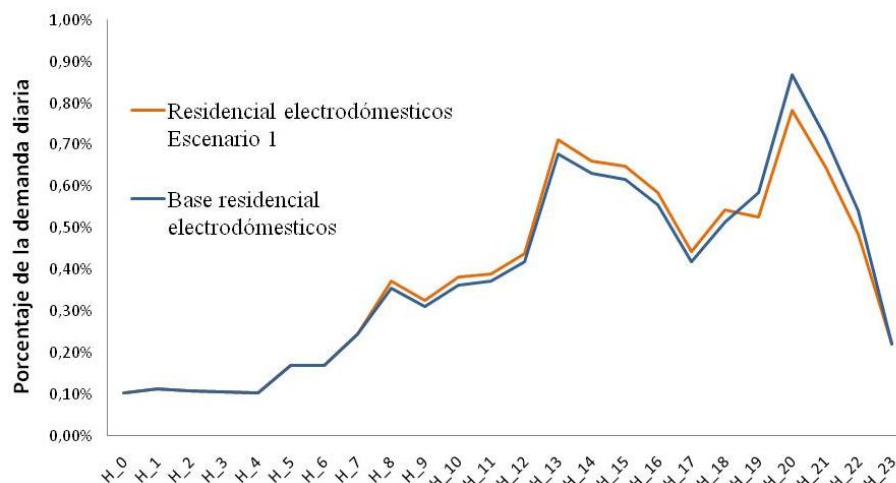


Figura 11. Perfiles de demanda base y escenario 1 para uso residencial electrodomésticos

Fuente: Elaboración Propia

Escenario 2. Reducción del 10% de la demanda industrial de las horas 19 a 23, lo que equivale a un aumento del 8% entre las horas 0 y 4 de la madrugada, un aumento del 7% en la hora 5 y un 6% en la hora 6. La figura 12 muestra la comparación entre el perfil base y el nuevo de este segmento.

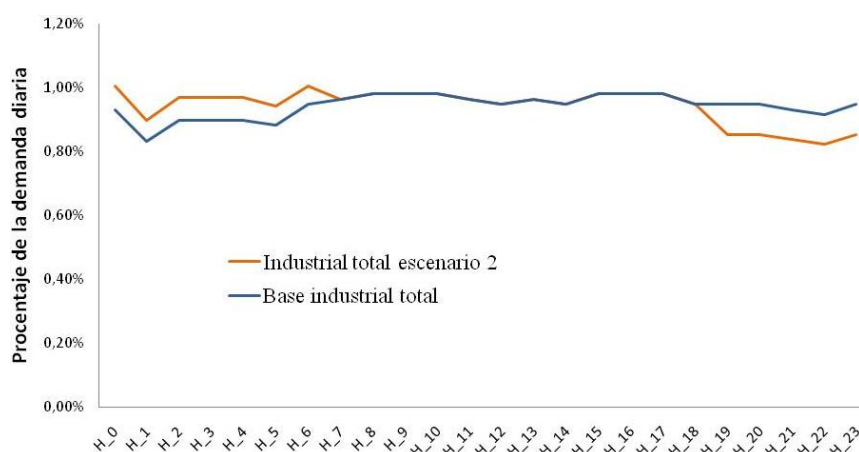


Figura 12. Perfiles de demanda base y escenario 2 para uso industrial total

Fuente: Elaboración Propia

Escenario 3. Suma del escenario 1 y el escenario 2. Es decir el PGD implementado se orienta al sector residencial e industrial afectando la estructura de consumos de ambos sectores de acuerdo con lo establecido en los dos escenarios anteriores

Las reducciones en estas proporciones de los segmentos afectados en cada año, provocan cambios generales en las demandas hora promedio anuales, registradas para los mismos años sobre los que se realizará el análisis.

Fase 3. Análisis de la oferta para los años 2012-2014. Las condiciones de oferta que caracterizaron cada año se encontraron mediante las relaciones establecidas entre las demandas promedio y el precio ponderado de bolsa para cada una de las horas, en cada año. De esta forma, cada demanda promedio llevó al sistema a un precio de mercado (ponderado) lo que genera una curva que caracteriza la oferta de cada año.

Dado que lo obtenido con las demandas y los precios ponderados es una serie de puntos dispersos, se elaboró una regresión exponencial por mínimos cuadrados para cada una de las curvas de oferta. El resultado de estas regresiones se muestra en las figura 13.

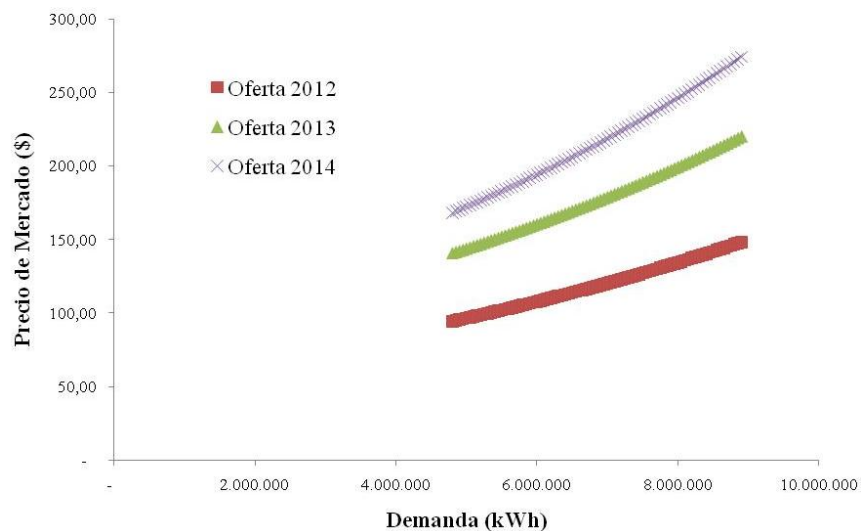


Figura 13. Curvas de Oferta Características 2012,2013, 2014.

Fuente: Elaboración Propia

Estas regresiones exponenciales fueron las que mejor se ajustaron a las muestras de cada año, pues el coeficiente r^2 era el mayor en promedio para los tres años analizados 0,984. La tabla 1 muestra los coeficientes de cada regresión de la forma $P_b = Ae^{Bd}$, en donde P_b es el precio de bolsa o de mercado para cada hora y d la demanda promedio anual, de cada hora en cada año.

Tabla 1. Coeficientes de regresión curvas de oferta anual.

<i>Año</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	r^2
2012	55.6214770	0.00000011	0.9828
2013	83.4797351	0.00000011	0.9888
2014	94.9864180	0.00000012	0.9817

Fase 4. Cálculo de los costos de energía. Por medio de las curvas de oferta anteriormente encontradas se calculan los nuevos precios medios del mercado para las nuevas

demandadas horarias de los escenarios base, 1, 2 y 3 de cada año, lo que permite estimar el total costo de la energía en cada hora. La tabla 2 muestra los resultados de dichos costos totales en billones de pesos para cada escenario, de cada año. Allí se puede observar como el costo de la energía en cada escenario es menor al escenario base, indicando que después de la implementación de un esquema de medición inteligente y un programa de gestión de demanda se perciben beneficios en la medida en que existe una reducción de los costos de energía.

Tabla 2. Resultados del costo de energía (billones de pesos)

<i>Año</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>
Base	7.018	10.931	14.477
Escenario 1	7.016	10.929	14.474
Escenario 2	7.000	10.906	14.439
Escenario 3	6.999	10.905	14.439

Sin embargo, es necesario aclarar que los costos presentados en la tabla 2 no son los que se transfieren vía tarifa a los usuarios, toda vez que los costos de la energía encontrados se fundamentan solamente en el precio de bolsa.

La figura 14 expone las reducciones que se presentaron en cada escenario de cada año. De aquí es posible concluir que las reducciones aumentaron conforme al crecimiento generalizado de la curva de oferta. Es decir, en situaciones de mercado de costos más bajos como los años 2012 y 2013 se presentan menos reducciones, mientras que en condiciones de mercado de precios altos las reducciones en costos son más altas.

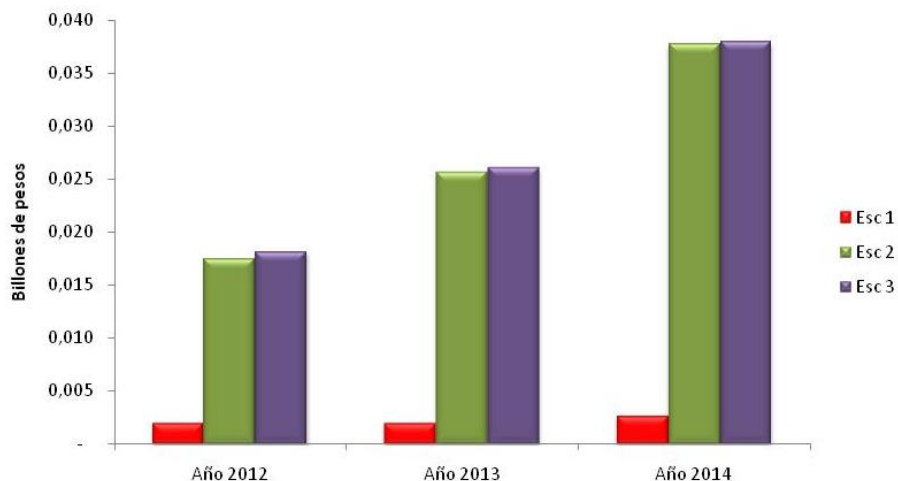


Figura 14. Resultados reducciones totales año- escenario

Fuente: Elaboración Propia

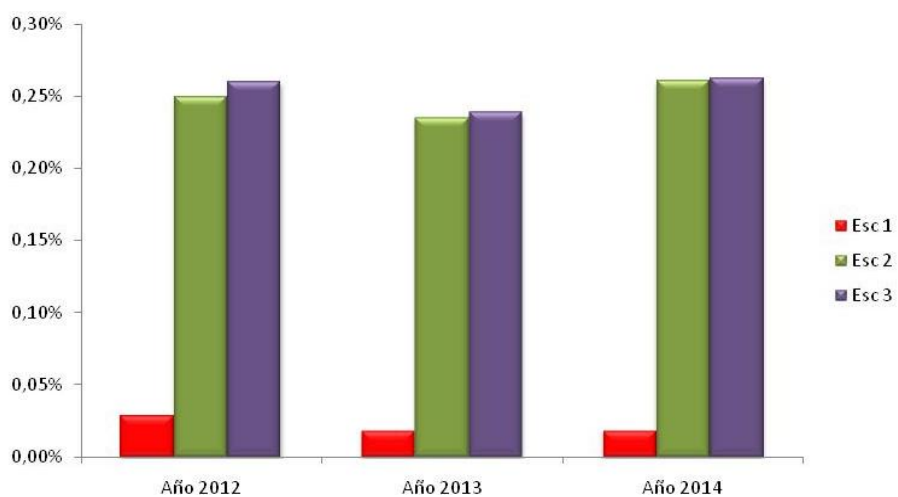


Figura 15. Resultados porcentaje reducciones año- escenario

Fuente: Elaboración Propia

Siguiendo esta misma línea comparativa, La figura 15 muestra estas reducciones en porcentaje con respecto a los costos de energía del escenario base. La reducción en el escenario 1 es en promedio un tal 0,02%, mientras que las reducciones de los escenarios 2 y 3 son en

promedio 0.248% y 0.253% respectivamente. Esto indica que el esquema de MI y un PGD orientado al traslado de cargas en la industria puede lograr mejores reducciones, pues los programas desarrollados para el traslado de cargas residenciales no pueden terminar desplazando una cantidad de demanda representativa que mejore la relación de beneficios.

Costos

De acuerdo con el Sistema unico de información de servicios públicos (2014) la cantidad de usuarios residenciales y no residenciales en los últimos 5 años en Colombia ha tenido una tendencia creciente. La tabla 1 indica las cantidades registradas de usuarios para estos años. En promedio, el crecimiento anual del segmento residencial ha sido del 2,45%, mientras que el crecimiento medio anual del segmento no residencial ha sido del 3.01%.

Tabla 3. Histórico usuarios residenciales y no residenciales

Usuario	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	10,716,599	10,909,068	11,271,330	11,633,154	11,803,485
No Residencial	1,017,347	1,050,216	1,089,271	1,117,447	1,145,559

Debido a que la cantidad de usuarios, equivalente a la cantidad de medidores en el sistema, supera los 5 millones de usuarios, se asumirá para la estimación de los costos un periodo de implementación de 10 años contados a partir del año 2016, lo que lleva a una cantidad final de medidores de 16.957.638 teniendo en cuenta las tasas anteriormente calculadas. La figura 16 muestra la dinámica de este crecimiento para los años del periodo establecido.

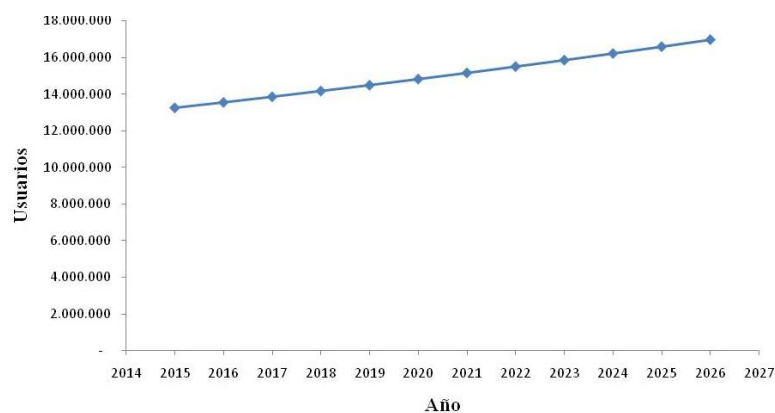


Figura 16. Dinámica de crecimiento proyectada medidores del sistema.

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se exponen los resultados de los costos para cada una de las infraestructuras con base en la metodología descrita por DNV KEMA Energy & Sustainability (2014). Debido a que todos los valores del documento se encuentran en euros del año 2014, se utilizará la tasa conversión a pesos de 2660.08, calculada como el promedio de la tasa de cambio de euros a pesos en Colombia en el mismo año (Investing, 2014).

Infraestructura de Medición. Los costos de la infraestructura de medición se encuentran detallados en la tabla 3. Sobre estos valores de los equipos se aplicará una sensibilidad del -20% en el escenario mínimo y +20% en el escenario máximo. El valor de la instalación para cualquier medidor será de 20 Euros en el escenario base, 13 en el escenario mínimo y 29 en el escenario máximo.

Tabla 4. Costo unitario equipos para infraestructura de medición

Medidor	Costo (Euros)
Monofásico	60
Trifásico	90

Suponiendo un cambio total de los medidores a 2026, el costo total de los equipos y la instalación de la infraestructura de comunicación se encuentra entre 1.15 y 1.89 millones de euros, lo que equivale a un rango entre 3.07 y 5.04 billones de pesos, como se observa en la tabla 5.

Tabla 5. Resultado costos infraestructura de medición

Moneda	Escenario mínimo	Base	Escenario máximo
Euros	1,156,510,912	1,509,229,782	1,895,863,928
Pesos	3,076,319,024,856	4,014,551,220,120	5,042,998,049,544

Infraestructura de comunicación. Los costos por medidor de esta infraestructura se encuentran en la tabla 5. Los valores que se tomaran en el escenario mínimo y máximo se encuentran allí descritos. En el caso de los concentradores se asumirá que por cada 40 medidores existirá un concentrador

Tabla 6. Costo unitario de equipos para infraestructura de comunicación

Estructura	Escenario mínimo	Escenario base	Escenario máximo
Comunicación PLC	10	20	60
Comunicación GPRS	25	40	80
Concentrador	631	900	1800

De esta forma, costo total de la infraestructura de comunicación se encuentra entre 0.38 y 1.62 millones de euros, lo que equivale a un rango ente 1 y 4.3 billones de pesos.

Tabla 7. Resultado costos infraestructura de comunicación

Moneda	Escenario mínimo	Base	Escenario máximo
Euros	383,581,772	647,781,772	1,627,933,248
Pesos	1,020,327,512,350	1,723,099,512,456	4,330,302,439,680

Infraestructura de control. Para el caso de Eslovenia el cual tiene aproximadamente 550.000 medidores el costo del software de gestión, control y almacenamiento de la información tiene un costo de 13.5 millones, lo que indica un valor por medidor de 24.54 euros en escenario base. En este caso se aplicará una sensibilidad de -50% para el escenario mínimo y +50% en el escenario máximo. Con esta relación, se estima que para un total de 16.957.638 medidores en Colombia, el software a implementar puede llegar a tener un valor entre 208 y 624 mil euros, es decir entre 553 y 1660 miles de millones de pesos.

Tabla 8. Resultado costos infraestructura de gestión

Moneda	Escenario mínimo	Base	Escenario máximo
Euros	208,116,466	416,232,933	624,349,399
Pesos	553,589,800,527	1,107,179,601,055	1,660,769,401,582

En total, el costo de implementación de un esquema de medición inteligente para Colombia se muestra en la tabla 8. El total en se encuentra entre 1.7 millones y 4.1, y en pesos entre 4.6 y 11 billones de pesos.

Tabla 9. Resultado costos arquitectura de medición inteligente

Moneda	Escenario mínimo	Base	Escenario máximo
Euros	1,748,209,150	2,573,244,486	4,148,146,575
Pesos	4,650,236,337,733	6,844,830,333,631	11,034,069,890,806

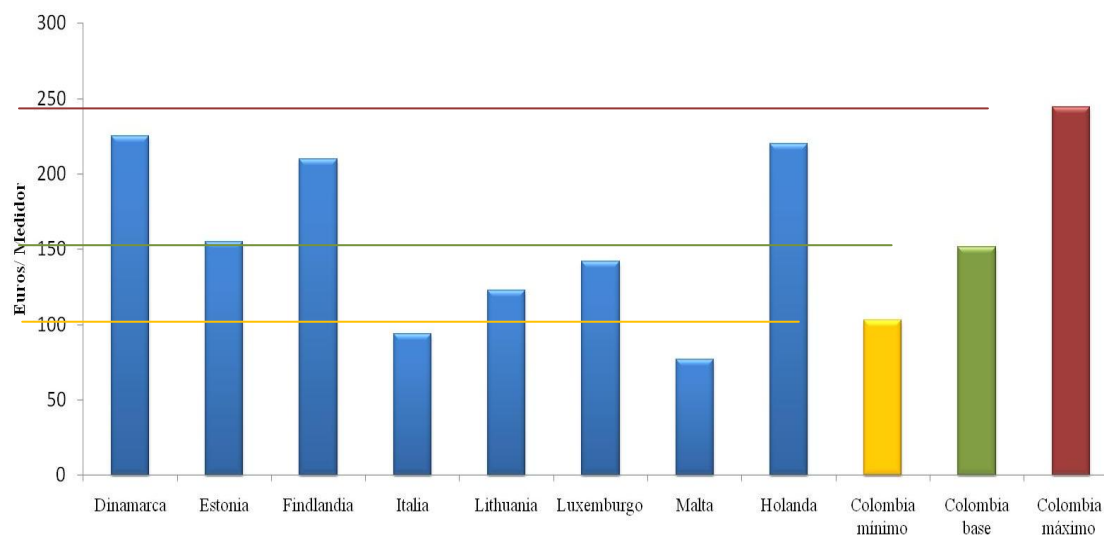


Figura 17. Resultado costos total esquema MI VS Países Europa

Fuente: Elaboración Propia

En comparación con lo reportado por algunos de los países de la muestra del capítulo 2, los costos de instalación en euros por medidor para Colombia en cada uno de sus escenarios, en comparación con los costos de estos países se muestra en la figura 17. Como se puede observar los costos mínimos totales obtenidos se encuentran muy similares a los valores más pequeños de la muestra y los máximos se encuentran casi tan altos como los valores más altos, es decir que los indicadores de otros países nos brindan una importante señal de lo que puede llegar a costar en realidad una infraestructura completa de esquemas de medición inteligente.

Capítulo 5

Conclusiones

Después de la implementación de un esquema de medición inteligente que modifica los perfiles de consumo de energía, se crea un beneficio en el mercado debido a la reducción de costos de la energía. No obstante, las reducciones presentadas para el caso colombiano son menores al 0.26% del costo total de la energía en el escenario con mayor desplazamiento de demanda en el año 2014, es decir una reducción de aproximadamente 38 mil millones de pesos. Esta suma anual solo permitiría la instalación de 57 mil medidores anuales equivalentes al 0,34% de los medidores totales que deben ser sustituidos.

Pese a que estos beneficios resultan ser bajos, no debe perderse de vista que existen otros beneficios que pueden contribuir a la rentabilidad general de este tipo de proyectos, pues aún se pueden evaluar algunos beneficios a largo plazo derivados de otras actividades de la cadena de suministro, como por ejemplo: pérdidas de energía, retrasos de inversión en la infraestructura de generación y redes, reducción de gases de efecto invernadero, entre otras.

Esta tesis se orientó al cálculo de los beneficios en el mercado debido a la implementación de un esquema de medición inteligente y un PGD que flexibiliza la demanda, trasladando el consumo de horas pico a horas valle. No obstante, es recomendable analizar los efectos de otros tipos de programas de respuesta de la demanda cuyos objetivos pueden ser la reducción definitiva de algunos consumos en ciertas horas del día, pues estas reducciones podrían mejorar las disminuciones en el costo de la energía.

Los costos de la implementación de este tipo de esquema pueden tener bastante incertidumbre debido a que el costo de la tecnología y la instalación de las mismas puede variar drásticamente entre las diferentes regiones. De acuerdo con la metodología utilizada, los costos para el sistema eléctrico colombiano pueden ser hasta de 11 billones de pesos en 10 años, es decir 1.1 billones anuales, lo cual requeriría una gran inversión económica y física por parte de quienes desarrollen este tipo de proyectos.

Es necesario resaltar que la metodología utilizada para el cálculo de los costos y beneficios es estimativa y se limita a simplificar la dinámica del mercado a través del análisis de los precios de bolsa, la flexibilidad de la demanda de energía y los costos de la tecnología. En este sentido, Los resultados obtenidos, como en cualquier modelo son una aproximación de lo que podría llegar a ser la realidad, pero brindan información relevante que contribuiría a tomar la decisión de implementar este tipo de esquemas en el mercado eléctrico colombiano.

Adicionalmente, en un país como Colombia con condiciones topográficas complejas la implementación de este tipo de medidores podría representar mayores costos. No obstante, es recomendable estimar estos mismos bajo diferentes infraestructuras de comunicación emergentes como fibra óptica, redes GSM, etc. las cuales podrían constituir menores costos.

La experiencia de implementación de este tipo de esquemas en Europa y Estados Unidos, permite identificar algunos lineamientos regulatorios que pueden ser estudiados en Colombia a la hora de llevar a la realidad la construcción de una nueva infraestructura de medición como la

planteada en esta investigación. Estos lineamientos implican el análisis de periodos de implementación, definición de responsables, estrategias de adopción, así como el estudio de las alternativas de financiación y diseños tarifarios. Además, es importante reestructurar las condiciones del mercado, de tal forma que la demanda pueda tener una participación activa y se vea incentivada a tener otros comportamientos ligados al precio del mercado y a los costos horarios de otras actividades de la cadena de suministro como el transporte y la distribución.

Apéndice

Fase 1. El perfil de demanda y usos encontrado a partir de la información de la UPME, 2008 y Empresa de Energía de Bogotá y Fedesarrollo (2013) tiene las siguientes componentes porcentuales:

Tabla 10. Porcentaje de uso industrial y comercial en el perfil de demanda.

Hora / uso	Industrial total	Comercial equipos	Comercial aire acondicionado	Comercial iluminación
0	0.93%	0.12%	0.14%	0.24%
1	0.83%	0.10%	0.08%	0.26%
2	0.90%	0.10%	0.10%	0.24%
3	0.90%	0.10%	0.10%	0.24%
4	0.90%	0.10%	0.10%	0.30%
5	0.88%	0.12%	0.08%	0.32%
6	0.95%	0.52%	0.04%	0.24%
7	0.96%	0.59%	0.06%	0.34%
8	0.98%	0.67%	0.04%	0.38%
9	0.98%	0.75%	0.04%	0.40%
10	0.98%	0.77%	0.06%	0.38%
11	0.96%	0.77%	0.06%	0.38%
12	0.95%	0.75%	0.06%	0.38%
13	0.96%	0.73%	0.06%	0.38%
14	0.95%	0.75%	0.06%	0.40%
15	0.98%	0.73%	0.06%	0.40%
16	0.98%	0.69%	0.06%	0.40%
17	0.98%	0.50%	0.08%	0.42%
18	0.95%	0.26%	0.04%	0.50%
19	0.95%	0.20%	0.06%	0.44%
20	0.95%	0.18%	0.06%	0.36%
21	0.93%	0.16%	0.04%	0.38%
22	0.91%	0.16%	0.04%	0.30%
23	0.95%	0.14%	0.04%	0.30%

Tabla 11. Porcentaje de uso residencial y otros en el perfil de demanda.

Hora/uso	Residencial refrigeración	Residencial electrodomésticos	Residencial cocción	Residencial calefacción	Residencial iluminación	Pérdidas y otros
0	0.51%	0.10%	0.00%	0.41%	0.41%	0.63%
1	0.57%	0.11%	0.00%	0.46%	0.34%	0.61%
2	0.54%	0.11%	0.00%	0.65%	0.05%	0.59%
3	0.53%	0.11%	0.00%	0.64%	0.05%	0.59%
4	0.52%	0.10%	0.00%	0.41%	0.31%	0.61%
5	0.42%	0.17%	0.42%	0.25%	0.25%	0.65%
6	0.45%	0.17%	0.17%	0.23%	0.23%	0.66%
7	0.49%	0.25%	0.12%	0.25%	0.12%	0.71%
8	0.57%	0.36%	0.00%	0.28%	0.14%	0.76%
9	0.86%	0.31%	0.00%	0.00%	0.23%	0.79%
10	0.58%	0.36%	0.22%	0.00%	0.36%	0.82%
11	0.60%	0.37%	0.37%	0.00%	0.30%	0.84%
12	0.56%	0.42%	0.42%	0.00%	0.21%	0.83%
13	0.68%	0.68%	0.00%	0.00%	0.23%	0.82%
14	0.79%	0.63%	0.00%	0.00%	0.16%	0.83%
15	0.85%	0.62%	0.00%	0.00%	0.08%	0.82%
16	0.77%	0.56%	0.00%	0.00%	0.21%	0.81%
17	0.66%	0.42%	0.06%	0.00%	0.54%	0.81%
18	0.81%	0.51%	0.15%	0.00%	0.81%	0.89%
19	0.80%	0.59%	0.22%	0.00%	0.88%	0.91%
20	0.63%	0.87%	0.24%	0.00%	0.71%	0.88%
21	0.48%	0.72%	0.00%	0.08%	0.96%	0.83%
22	0.36%	0.54%	0.00%	0.36%	0.72%	0.75%
23	0.44%	0.22%	0.00%	0.44%	0.55%	0.68%

Fase 2. Los perfiles promedio de demanda, entre cada escenario, de cada año, variaron de acuerdo con las reducciones propuestas. Las tablas 12, 13 y 14 muestran los datos de variación de dichas demandas promedio hora.

Tabla 12. Perfiles de demanda 2012 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	5,531,767	5,531,665	5,650,903	5,649,292
1	5,291,947	5,291,578	5,399,537	5,396,314
2	5,160,629	5,161,061	5,275,465	5,273,854
3	5,123,399	5,124,001	5,238,405	5,236,793
4	5,290,847	5,291,578	5,405,982	5,404,371
5	5,714,113	5,713,745	5,816,869	5,815,258
6	5,879,966	5,879,711	5,974,779	5,973,167
7	6,252,549	6,251,926	6,251,926	6,253,537
8	6,736,042	6,764,326	6,735,322	6,765,937
9	7,029,848	7,055,975	7,030,194	7,057,586
10	7,305,714	7,334,734	7,305,730	7,336,345
11	7,496,590	7,526,481	7,495,866	7,528,092
12	7,344,812	7,378,239	7,344,401	7,379,850
13	7,263,747	7,320,232	7,263,835	7,320,232
14	7,294,407	7,347,624	7,294,450	7,347,624
15	7,259,858	7,310,564	7,260,613	7,310,564
16	7,188,859	7,234,832	7,188,103	7,234,832
17	7,224,972	7,267,058	7,225,164	7,267,058
18	8,114,914	8,166,175	8,114,613	8,166,175
19	8,376,297	8,278,968	8,217,737	8,122,670
20	8,048,946	7,905,141	7,892,251	7,748,843
21	7,480,857	7,363,737	7,328,288	7,210,662
22	6,715,564	6,627,364	6,567,745	6,479,122
23	6,005,464	6,005,394	5,853,929	5,853,929

Tabla 13. Perfiles de demanda 2013 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	5,742,664	5,741,874	5,862,913	5,862,913
1	5,505,473	5,504,771	5,614,203	5,614,203
2	5,364,794	5,365,494	5,483,216	5,483,216
3	5,321,365	5,320,726	5,440,107	5,440,107

4	5,478,812	5,478,242	5,597,623	5,597,623
5	5,882,074	5,882,810	5,985,610	5,983,952
6	6,039,254	6,038,668	6,133,177	6,133,177
7	6,442,517	6,443,235	6,443,235	6,443,235
8	6,939,725	6,968,841	6,938,996	6,968,841
9	7,242,756	7,268,951	7,242,422	7,268,951
10	7,533,585	7,564,086	7,534,241	7,564,086
11	7,735,493	7,766,370	7,734,867	7,766,370
12	7,591,732	7,627,093	7,592,273	7,627,093
13	7,522,384	7,579,009	7,522,635	7,579,009
14	7,550,105	7,603,880	7,550,822	7,603,880
15	7,512,735	7,564,086	7,512,686	7,564,086
16	7,428,675	7,474,551	7,428,125	7,474,551
17	7,428,344	7,471,235	7,428,125	7,469,577
18	8,234,330	8,287,002	8,233,944	8,285,344
19	8,463,758	8,364,931	8,303,583	8,207,415
20	8,161,282	8,015,080	8,001,815	7,857,564
21	7,614,813	7,494,448	7,459,628	7,340,248
22	6,872,663	6,783,138	6,721,790	6,630,596
23	6,197,030	6,197,842	6,040,326	6,040,326

Tabla 14. Perfiles de demanda 2014 (kWh) Escenarios base 1,2 ,3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	6,059,475	6,059,475	6,184,119	6,184,119
1	5,819,184	5,819,184	5,931,709	5,931,709
2	5,672,855	5,672,855	5,795,767	5,795,767
3	5,623,014	5,623,014	5,745,926	5,745,926
4	5,779,824	5,779,824	5,902,736	5,902,736
5	6,169,595	6,169,595	6,276,926	6,276,926
6	6,313,810	6,313,810	6,412,486	6,412,486
7	6,731,052	6,731,052	6,731,052	6,731,052
8	7,237,288	7,268,448	7,237,288	7,268,448
9	7,548,820	7,576,519	7,548,820	7,576,519
10	7,856,693	7,887,853	7,856,693	7,887,853
11	8,056,936	8,089,828	8,056,936	8,089,828

12	7,913,532	7,949,886	7,913,532	7,949,886
13	7,857,146	7,916,006	7,857,146	7,916,006
14	7,894,564	7,949,961	7,894,564	7,949,961
15	7,851,685	7,905,351	7,851,685	7,905,351
16	7,742,378	7,790,850	7,742,378	7,790,850
17	7,718,574	7,761,853	7,718,574	7,761,853
18	8,496,889	8,548,824	8,496,889	8,548,824
19	8,731,841	8,629,703	8,567,381	8,466,974
20	8,446,334	8,295,724	8,281,874	8,131,264
21	7,911,774	7,787,131	7,750,777	7,626,134
22	7,170,672	7,077,190	7,013,137	6,917,924
23	6,511,456	6,511,456	6,346,996	6,346,996

Fase 3. Las demandas promedio y los precios de bolsa ponderados hora a partir de los que se identificaron las curvas de oferta se encuentran a continuación (Expertos en Mercados, 2014).

Tabla 15. Demanda hora promedio anual (kWh)

Hora/año	2012	2013	2014
0	5,531,767	5,742,664	6,059,475
1	5,291,947	5,505,473	5,819,184
2	5,160,629	5,364,794	5,672,855
3	5,123,399	5,321,365	5,623,014
4	5,290,847	5,478,812	5,779,824
5	5,714,113	5,882,074	6,169,595
6	5,879,966	6,039,254	6,313,810
7	6,252,549	6,442,517	6,731,052
8	6,736,042	6,939,725	7,237,288
9	7,029,848	7,242,756	7,548,820
10	7,305,714	7,533,585	7,856,693
11	7,496,590	7,735,493	8,056,936
12	7,344,812	7,591,732	7,913,532
13	7,263,747	7,522,384	7,857,146
14	7,294,407	7,550,105	7,894,564
15	7,259,858	7,512,735	7,851,685
16	7,188,859	7,428,675	7,742,378
17	7,224,972	7,428,344	7,718,574
18	8,114,914	8,234,330	8,496,889
19	8,376,297	8,463,758	8,731,841
20	8,048,946	8,161,282	8,446,334

21	7,480,857	7,614,813	7,911,774
22	6,715,564	6,872,663	7,170,672
23	6,005,464	6,197,030	6,511,456

Tabla 16. Precio de bolsa ponderado hora anual (\$/kWh)

Hora/Año	2012	2013	2014
0	102.01	155.10	196.07
1	100.12	150.72	189.26
2	98.44	146.93	181.49
3	98.18	147.07	180.73
4	99.96	151.37	185.74
5	104.55	160.55	199.27
6	106.20	162.42	205.67
7	111.04	170.82	217.79
8	117.56	179.70	229.27
9	121.00	184.59	235.34
10	124.46	191.42	243.53
11	128.45	196.07	250.18
12	124.57	191.58	243.33
13	123.84	189.99	242.68
14	125.26	191.99	245.26
15	124.15	190.31	243.72
16	122.69	187.62	239.29
17	121.30	184.74	235.06
18	135.01	201.37	256.38
19	146.78	209.56	266.91
20	132.22	199.13	253.78
21	122.90	187.75	240.16
22	114.05	176.54	224.32
23	108.34	166.06	212.11

Fase 4. Los costos de energía en cada hora, en cada escenario, de acuerdo con la regresión exponencial elaborada, dan como resultado lo expuesto en las tablas 17, 18 y 19.

Tabla 17. Costos de energía 2012 (Pesos) Escenarios base 1,2 ,3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	207,123,001,256	207,116,853,255	214,378,762,382	214,279,596,229
1	192,977,570,182	192,956,308,902	199,248,480,716	199,058,884,691
2	185,486,256,243	185,510,635,814	192,027,598,349	191,934,875,193
3	183,394,437,793	183,428,164,047	189,901,750,776	189,809,643,832
4	192,914,072,561	192,956,308,902	199,628,001,440	199,533,080,158
5	218,291,414,040	218,268,505,834	224,746,555,657	224,644,421,770
6	228,769,009,193	228,752,609,428	234,898,361,790	234,793,333,934
7	253,456,781,729	253,414,094,219	253,414,094,219	253,524,402,926
8	287,992,980,873	290,104,720,285	287,939,400,636	290,225,335,265
9	310,440,804,654	312,492,685,919	310,467,932,819	312,619,531,641
10	332,577,610,667	334,967,774,946	332,578,939,663	335,100,835,966
11	348,518,417,441	351,062,035,220	348,456,903,179	351,199,524,297
12	335,800,672,622	338,573,324,757	335,766,691,515	338,707,379,375
13	329,142,087,128	333,771,875,136	329,149,274,471	333,771,875,136
14	331,649,609,249	336,033,290,776	331,653,146,272	336,033,290,776
15	328,824,961,812	332,976,255,846	328,886,472,141	332,976,255,846
16	323,072,469,302	326,789,270,816	323,011,645,352	326,789,270,816
17	325,989,654,494	329,412,221,960	326,005,206,985	329,412,221,960
18	403,856,012,507	408,708,541,064	403,827,675,857	408,708,541,064
19	429,041,553,605	419,534,056,546	413,631,907,451	404,587,522,587
20	397,672,675,810	384,429,523,160	383,258,047,291	370,396,293,702
21	347,184,773,746	337,368,493,308	334,435,897,541	324,831,546,075
22	286,470,519,748	279,974,686,946	275,639,881,585	269,278,839,575
23	236,904,217,751	236,899,578,296	227,103,703,583	227,103,703,583
Total	7,017,551,564,405	7,015,501,815,383	7,000,056,331,668	6,999,320,206,399

Tabla 18. Costos de energía 2013 (Pesos) Escenarios base 1,2 ,3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	326,936,807,465	326,863,734,174	338,180,402,235	338,180,402,235
1	305,444,373,789	305,382,123,484	315,185,141,567	315,185,141,567
2	293,116,443,180	293,177,000,349	303,473,481,756	303,473,481,756
3	289,372,402,338	289,317,543,874	299,677,980,838	299,677,980,838
4	303,084,402,398	303,034,059,076	313,687,630,336	313,687,630,336

5	339,993,994,302	340,063,783,973	349,899,803,227	349,739,750,392
6	355,103,161,131	355,046,047,836	364,331,635,850	364,331,635,850
7	395,813,466,665	395,888,516,920	395,888,516,920	395,888,516,920
8	450,071,991,563	453,395,076,390	449,989,089,769	453,395,076,390
9	485,477,405,865	488,624,473,303	485,437,337,454	488,624,473,303
10	521,213,112,904	525,063,782,713	521,295,789,353	525,063,782,713
11	547,074,607,729	551,107,539,077	546,993,094,250	551,107,539,077
12	528,571,062,589	533,080,939,660	528,639,889,725	533,080,939,660
13	519,804,125,858	526,954,900,003	519,835,572,426	526,954,900,003
14	523,296,248,559	530,117,347,360	523,386,778,009	530,117,347,360
15	518,592,303,241	525,063,782,713	518,586,231,470	525,063,782,713
16	508,119,135,775	513,816,475,976	508,051,126,341	513,816,475,976
17	508,078,265,523	513,403,164,097	508,051,126,341	513,196,594,941
18	614,849,362,332	622,340,222,237	614,794,663,549	622,103,415,331
19	647,961,986,085	633,543,988,069	624,711,880,945	611,046,766,700
20	604,568,520,353	584,364,076,166	582,555,249,442	563,141,094,233
21	531,511,712,679	516,301,213,095	511,958,394,089	497,261,282,678
22	442,480,966,166	432,481,995,254	425,718,123,000	415,794,511,685
23	370,692,296,788	370,773,573,749	355,207,637,453	355,207,637,453
Total	10,931,228,155,277	10,929,205,359,547	10,905,536,576,345	10,905,140,160,113

Tabla 19. Costos de energía 2014 (Pesos) Escenarios base 1, 2, 3.

Hora	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	432,293,484,382	432,293,484,382	447,783,271,611	447,783,271,611
1	403,439,224,557	403,439,224,557	416,788,315,783	416,788,315,783
2	386,500,247,011	386,500,247,011	400,696,798,082	400,696,798,082
3	380,837,345,384	380,837,345,384	394,900,109,850	394,900,109,850
4	398,836,623,614	398,836,623,614	413,324,013,955	413,324,013,955
5	445,959,599,290	445,959,599,290	459,554,448,493	459,554,448,493
6	464,289,689,790	464,289,689,790	477,119,697,175	477,119,697,175
7	520,187,343,911	520,187,343,911	520,187,343,911	520,187,343,911
8	594,065,874,312	598,841,768,322	594,065,874,312	598,841,768,322
9	643,057,792,614	647,549,771,959	643,057,792,614	647,549,771,959
10	694,278,133,567	699,623,123,094	694,278,133,567	699,623,123,094
11	729,155,166,965	735,005,284,081	729,155,166,965	735,005,284,081
12	704,050,329,157	710,353,389,231	704,050,329,157	710,353,389,231
13	694,355,726,138	704,477,949,743	694,355,726,138	704,477,949,743

14	700,778,066,480	710,366,400,529	700,778,066,480	710,366,400,529
15	693,421,967,568	702,637,632,635	693,421,967,568	702,637,632,635
16	674,925,500,509	683,082,658,815	674,925,500,509	683,082,658,815
17	670,945,851,450	678,194,304,275	670,945,851,450	678,194,304,275
18	810,333,731,564	820,344,611,007	810,333,731,564	820,344,611,007
19	856,369,522,197	836,120,288,356	823,944,228,847	804,609,269,645
20	800,677,362,368	772,421,177,448	769,860,912,587	742,424,494,377
21	703,746,663,334	682,454,263,809	676,333,811,677	655,652,745,974
22	583,946,957,659	569,953,701,796	560,503,503,756	546,660,171,135
23	490,227,467,607	490,227,467,607	468,578,236,471	468,578,236,471
Total	14,476,679,671,429	14,473,997,350,647	14,438,942,832,523	14,438,755,810,153

Lista de referencias

- Albadi, M., & El-Saadany, E. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research* , 1989–1996.
- Comisión Europea. (2014C). *Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27*. Bruselas.
- Comisión Europea. (2014B). *Country fiches for electricity smart metering*. Bruselas.
- Comisión Europea. (2014A). *Evaluación comparativa de la implantación de los contadores inteligentes en la Europa de los 27, en particular en lo relativo a la electricidad*. Bruselas.
- Conchado, A., & Linares, P. (2010). Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda. Revisión del estado del arte y propuestas. *Cuadernos económicos de ICE* , 187-212.
- Congreso de Colombia. (2014, Mayo 13). Ley 1715. "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional" . Bogotá D.C., Colombia.
- Congreso de los Estados Unidos. (2005, Agosto 8). Energy policy act of 2005. Estados Unidos.
- Cook, B., Gazzano, J., Gunay, Z., Hiller, L., Mahajan, S., Taskan, A., et al. (2012). The smart meter and a smarter consumer: quantifying the benefits of smart meter implementation in the United States. *Chemistry Central Journal* , 1-16.
- Depuru, S. S., Wang, L., & Devabhaktuni, V. (2011). Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 2736– 2742.
- DNV KEMA Energy & Sustainability. (2014). *Cost-benefit analysis of advanced metering in Slovenia Final Report*. Marivor: DNV KEMA Energy & Sustainability.

- Empresa de Energía de Bogotá y Fedesarrollo. (2013). *Análisis de la situación energética de Bogotá y Cundinamarca*. Bogotá D.C.: Empresa de Energía de Bogotá y Fedesarrollo.
- Expertos en Mercados. (2014). *Expertos en Mercados*. Retrieved Julio 18, 2015, from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>
- Federal Energy Regulatory Commission . (2008, 10 17). Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets. Washington, D.C., United States of America.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2011, 3 15). Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets . Washington, D.C. , United States of America.
- Gellings, C. W. (1985). The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. *IEEE* , 73 (10), 1468-1470.
- Investing. (2014). *Investing.com*. Retrieved Octubre 10, 2015, from <http://es.investing.com/currencies/eur-cop-historical-data>
- Ministerio de Minas y Energía "Comisión de Regulación de Energía y Gas". (2015, Febrero 12). Resolución 011 de 2015. "*Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica*". Colombia.
- Neenan, B., & Hemphill, R. C. (2008). Societal Benefits of Smart Metering Investments. *Elsevier Inc* , 21, 32-45.
- Ruff, . L. (2002). *Economic Principles of demand response*. Washington, D.C.: Edison Electric Institute.
- Sistema unico de información de servicios públicos. (2014). *Sistema unico de información de servicios públicos*. Retrieved Junio 25, 2015, from http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_094

U.S. Department of Energy. (2006). *Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them.*

Unidad de Planeación Minero Energética. (2008). *Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia.* Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.

Unidad de planeación minero energética. (2014). *SIEL Sistema de información eléctrico colombiano.* Retrieved Junio 20, 2015, from

[http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fDemanda+M%u00e1x+vs+Cap+Efectiva+Neta+\(SIN\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fDemanda+M%u00e1x+vs+Cap+Efectiva+Neta+(SIN))