

**ANÁLISIS ECONÓMICO DEL MECANISMO DE RESPUESTA DE LA DEMANDA
DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Economista

AUTOR

Luisa Vargas Tobón

ASESOR

John Jairo García Rendón

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS

MEDELLÍN

2017

Tabla de contenido

1. Introducción.....	3
2. Planteamiento y justificación del problema.....	6
3. Objetivos.....	9
3.1 Objetivo General	9
3.2 Objetivos específicos.....	9
4. Marco Teórico	10
4.1 Estructura del sector eléctrico colombiano	10
4.2 Revisión de literatura	11
4.2.1 Definiciones.....	11
4.2.2 Ventajas de las Redes Inteligentes.....	12
4.2.3 Respuesta de la demanda.....	14
4.2.4 Experiencias Internacionales con Programas de Respuesta a la Demanda	18
4.2.5 Implementación de Redes Inteligentes en Colombia	20
4.3 Programas de Respuesta de la Demanda en Colombia	21
4.3.1. Teoría de Incentivos para programas de Respuesta de la Demanda en Colombia	22
5. Metodología	26
6. Resultados	29
7. Conclusiones y recomendaciones	34
8. Referencias.....	36

1. Introducción

La importancia de rediseñar las redes eléctricas convencionales es de vital importancia, es por esto que surgen los primeros estudios y desarrollos de Redes Inteligentes¹ (RI) dando respuesta a la creciente demanda de energía eléctrica y a las diversas fallas que se pueden presentar en el sistema. Durante varios años, se ha visto la necesidad de implementar programas, tecnologías y políticas dirigidas a aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico y generar beneficios económicos tanto para el consumidor final como para todo el sistema. En el caso colombiano, se han visto limitaciones y grandes fallas al depender principalmente de una sola fuente de energía como lo son las fuentes hídricas, las cuales en ocasiones presentan problemas por poca oferta. Es por esto que surge el concepto de RI a nivel mundial, ya que se rediseñan y modernizan las redes eléctricas tradicionales además de brindar diferentes opciones para la generación de energía.

Una aplicación de RI que se ha implementado mundialmente en diferentes mercados eléctricos son los programas de Respuesta a la Demanda (RD). Estos tienen como objetivo mejorar la participación de la demanda de electricidad cuando se presentan eventos de crisis en el sistema eléctrico. Las RI involucran al consumidor en la generación de energía y así en todo el sistema eléctrico. Con los programas de RD se intensifica esta participación de los consumidores y se convierten en agentes claves para el buen funcionamiento del sistema.

Cada vez son más los países preocupados por generar energía limpia, renovable y segura para el sistema eléctrico, dando así origen al desarrollo de tecnologías y mecanismos para mitigar los impactos ambientales y crear estos sistemas eléctricos ideales. Además, muchos países avanzados en el tema han visto las cuantiosas sumas de dinero que se ahorran por tener sistemas eléctricos más confiables, eficientes y seguros. Son diversos los programas de RD que se pueden implementar, muchos países se han visto beneficiados por establecer estos programas en su sistema eléctrico y así han logrado evitar fallas o un desequilibrio en el sistema que pueda generar apagones. Los consumidores obtienen un incentivo económico por participar en estos programas

¹ El concepto de Redes Inteligentes se explicará posteriormente

y reaccionar desconectándose de la red en momentos críticos. El problema radica en hallar los incentivos que se deben pagar a los consumidores para que estos vean beneficios por participar.

El objetivo principal del presente trabajo es analizar el impacto económico que tiene la implementación de mecanismos de RD en Colombia tanto para el mercado eléctrico como para los consumidores del mercado no regulado, mediante un modelo de series de tiempo. Para dar cumplimiento a este objetivo principal, los objetivos específicos son los siguientes: describir el funcionamiento de los mecanismos de respuesta de la demanda a través del estudio de experiencias internacionales; reconocer las ventajas que tienen los usuarios finales (participantes o no en el esquema) por la implementación de los mecanismos de RD en Colombia de acuerdo a su sistema de mercado eléctrico actual; e identificar los beneficios económicos que conlleva la implementación de mecanismos de RD en el sistema eléctrico colombiano. Para lograr estos objetivos se utilizaron dos planteamientos metodológicos, el primer planteamiento se refiere a la cuantificación del ahorro por parte de la demanda si se implementa el mecanismo de RD. Este análisis se realiza mediante una serie de tiempo para hallar un precio de bolsa corregido por volatilidad y con algunas otras modificaciones. El segundo planteamiento consiste en hallar estos mismos beneficios pero de diferente manera, con el fin de verificar la veracidad de los datos reales del mercado y con la diferencia que se pueden hallar también los beneficios para los generadores.

Después de realizar la estimación del modelo con la ayuda de programas econométricos, se obtuvo que todas las variables incluidas en el modelo son estadísticamente significativas al 99% de confianza. Para el caso colombiano, se tomó un potencial de 600MW para realizar el análisis, también se tuvo en cuenta que un mecanismo de RD solo se implementa cierta cantidad de horas al año. En este caso se hizo el análisis con 80 horas al año y finalmente se obtuvieron los beneficios de ahorro de los consumidores al implementar estos mecanismos. De igual forma, se hallaron los beneficios para la demanda pero con los datos disponibles en el mercado y de esta manera también se hallaron los beneficios para los generadores. Estos resultados arrojaron beneficios similares a los encontrados mediante el modelo de series de tiempo. Es importante anotar que este trabajo no hace alusión a los beneficios por confiabilidad que también debe incluir un mecanismo de RD.

Inicialmente, se expondrán las principales ideas que dan justificación al planteamiento del objetivo de esta investigación. Posteriormente, se hará una descripción detallada del sistema eléctrico colombiano, la definición y beneficios de las RI y los programas de RD. Luego, se analiza

el caso internacional de RD de “PJM Interconnection” y se compara con el caso colombiano. En la sección siguiente, se explican los avances en cuanto a programas de RD en Colombia y detalladamente se analiza la teoría de incentivos. Finalmente, con los datos obtenidos se hallarán los beneficios en ahorro para los generadores y consumidores que participen en un programa de RD en Colombia y concluir la investigación realizada.

2. Planteamiento y justificación del problema

Las redes eléctricas actuales están diseñadas y en funcionamiento desde mediados del siglo XIX sin tener en cuenta las necesidades del mundo moderno. Desde 1990, se han creado diferentes tecnologías como medidores automáticos para monitorizar las cargas de los clientes y determinar la cantidad de energía que se usa durante el día. Durante varios años ha surgido la necesidad de rediseñar estas redes para obtener mayores beneficios en eficiencia y seguridad. De acuerdo a esto, surgen los primeros estudios y desarrollos de RI como respuesta a la creciente demanda de energía eléctrica con nuevos requerimientos (Minetad, 2011).

En los últimos años se ha evidenciado claramente la creciente necesidad de implementar programas, tecnologías y políticas que aumenten la eficiencia eléctrica. Las preocupaciones por generar energía limpia y sostenible se hacen cada vez mayores, tanto así que diversos países han desarrollado tecnologías para mitigar los impactos ambientales y crear sistemas eléctricos más eficientes.

De acuerdo al International Energy Agency (IEA) (2010), para el año 2035:

En el mundo se estará consumiendo tres veces más de la energía que se consume actualmente, la demanda eléctrica aumentará en dos terceras partes y el centro de gravedad del consumo energético cambiará a países como China, India y Brasil entre los tres acumulando más del 90% del crecimiento de la demanda. Mil millones de personas no tendrán acceso a la electricidad, y 2,700 millones no tendrán acceso a combustibles limpios para cocción y calentamiento, principalmente en Asia y África sub-sahariana (UPME, 2015, p.19).

Colombia se ha caracterizado por usar principalmente fuentes hídricas para la generación de energía, debido a esto ha enfrentado limitaciones y retos al depender enormemente de una sola fuente de energía que en ocasiones presenta poca oferta hídrica. Colombia debe considerar e incentivar el uso de fuentes alternas para la generación de energía como fuentes renovables, y a la vez, aprovechar su potencial carbonífero. Actualmente, el país pierde grandes cantidades de energía en el proceso de transmisión y distribución que se traducen en pérdidas económicas para los operadores. Además, los operadores y administradores de este servicio pierden cuantiosas sumas de dinero por energía que se pierde en robos, contrabando y fraude. El aumento de la

demanda de energía, el rediseño y modernización de la infraestructura de las redes eléctricas, la necesidad de mejorar la seguridad del sistema eléctrico y el incremento en la aparición de fuentes renovables dan como respuesta el concepto de RI.

Una aplicación de RI que se ha venido implementando en diferentes mercados eléctricos mundiales son los programas de RD. Estos tienen el objetivo de mejorar la participación de la demanda de electricidad cuando se presentan eventos de crisis en el sistema eléctrico. Estos programas se enfocan en mejorar la fiabilidad del sistema, la eficiencia del mercado eléctrico y la volatilidad en los precios y cantidades. Una de las características que tienen las RI es la capacidad de involucrar al consumidor como participante activo en la cadena de suministro. Así mismo, los programas de RD permiten que los consumidores puedan desempeñar ese papel en la cadena de suministro, pero a su vez, ayudando con la reducción y la modificación del uso de energía en especial cuando se presentan eventos de emergencia en el sistema eléctrico. Esto trae múltiples ventajas no solo para los consumidores sino para todo el mercado eléctrico y por consiguiente la sociedad. Son diversos los programas de RD que se pueden implementar, muchos países se han visto beneficiados por establecer estos programas en su sistema eléctrico y así han logrado evitar fallas o un desequilibrio en el sistema que pueda generar apagones. Los consumidores obtienen un incentivo económico para reaccionar en situaciones críticas u otros beneficios por desconectarse de su red cuando el sistema lo requiera.

Colombia no es el único país que tiene falencias en su mercado eléctrico y tampoco es el único interesado en buscar medidas para prevenir estos problemas. De acuerdo al IEA (2016), alrededor del 70% de la energía del mundo es usada fuera de los requerimientos de un rendimiento eficiente y numerosos países han obtenido ganancias en eficiencia gracias a la implementación de programas de RD en su sistema eléctrico. Actualmente no existen programas de RD en Colombia pero se han tomado algunas iniciativas y estudios que vienen desde el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y en especial la CREG.

Por último, cabe resaltar que el tema de RI debe considerarse como primordial objeto de estudio para de esta manera encontrar soluciones a los problemas del mercado eléctrico que se han presentado en Colombia. Es un concepto que ha tomado fuerza en la última década debido a que se han demostrado los grandes beneficios que trae y se ha comprendido que para abastecer la

creciente demanda de energía y la escasez de recursos para producirla se debe evolucionar y crear sistemas eficientes y sostenibles. Sin embargo, para garantizar la total fiabilidad del sistema eléctrico colombiano y dado experiencias con eventos históricos, es fundamental que se promuevan y se implementen estos programas de RD para así tener un sistema eléctrico preparado ante futuros eventos de crisis.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Analizar el impacto económico que tiene la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda en Colombia tanto para el mercado eléctrico como para los consumidores del mercado no regulado mediante un modelo de series de tiempo.

3.2 Objetivos específicos

- Describir el funcionamiento de los mecanismos de respuesta de la demanda a través del estudio de experiencias internacionales
- Reconocer las ventajas que tienen los usuarios finales (participantes o no en el esquema) por la implementación de los mecanismos de respuesta de la demanda en Colombia de acuerdo a su sistema de mercado eléctrico actual.
- Identificar los beneficios económicos para los generadores y la demanda con la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda en el sistema eléctrico colombiano.

4. Marco Teórico

4.1 Estructura del sector eléctrico colombiano

El mercado del sector eléctrico colombiano está compuesto principalmente por cuatro agentes: generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores todos encargados de llevar la energía al usuario final. Para asegurar que se le preste un buen servicio al cliente final y garantizarle que obtenga los mayores beneficios existe la Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), la cual se encarga de regular el sector energético, de electricidad y gas velando para que se cumplan estos objetivos. Los consumidores o usuarios finales de este mercado pueden ser regulados o no regulados (CREG, s.f.).

En el mercado no regulado se abastecen primordialmente las necesidades del sector industrial y pueden ser agentes naturales o jurídicos haciendo parte de un mercado competitivo. Se presentan contratos entre los usuarios finales y los comercializadores determinando precios y cantidades para periodos específicos. Estos usuarios pueden pactar libremente el precio de generación y comercialización a través de negociaciones entre el consumidor y el comercializador (García Rendón et al., 2011). En la regulación de la CREG 131 de 1998 se establece que un usuario no regulado debe cumplir un consumo de energía en un período mensual de 55 MW/h. Cabe resaltar que parte importante de los consumidores de energía eléctrica en Colombia son el alumbrado público y las exportaciones a otros países que no sean Transportadores Internacionales de electricidad (TIE) (Acolgen, s.f.).

Por el contrario, los usuarios o clientes regulados son aquellos directamente contratados por las empresas de distribución y pueden ser personas naturales o jurídicas cuyas demanda de energía sean inferiores a los 55 MW/h por mes. Entre estos clientes regulados se encuentran usuarios comerciales, residenciales clasificados por estratos socioeconómicos y algunos industriales. Sus compras de energía eléctrica están sujetas a las tarifas instauradas y reguladas por la CREG (Acolgen, s.f.).

El mercado energético está conformado por un Mercado de Energía Mayorista (MEM) y un Mercado de Energía Minorista. Los precios en el MEM se pueden establecer mediante contratos bilaterales o a través de la interacción entre la oferta y demanda (Baratto-Callejas, 2010). En el

MEM en Colombia se da un problema de información asimétrica, el usuario final no conoce toda la información sobre tarifas y consumos de cada hora durante el día y, por lo tanto, no puede comportarse racionalmente al utilizar el servicio de energía. Además, existe el retraso en la publicación de la información por parte de los administradores del mercado, siendo el oferente de energía conocedor de toda la información desde el principio mientras que el consumidor no tiene a su alcance esta misma información (Arango Vargas & Uribe Botero, 2015).

Como la generación de energía eléctrica en Colombia depende principalmente de fuentes hidráulicas, se vio la necesidad de tener un sistema que pueda prever tanto las alteraciones climáticas como los cambios en el nivel hidráulico y garantizar la confiabilidad de suministro evitando posibles racionamientos como un fenómeno “El Niño”. Esto llevó a la implementación del Cargo por Confiabilidad en 2006 para garantizar confiabilidad en el sistema al incentivar la expansión de la capacidad instalada de generación en el mediano y largo plazo (García Rendón et al., 2011).

4.2 Revisión de literatura

4.2.1 Definiciones

Actualmente no se ha encontrado una definición de RI que sea globalmente aceptada como única definición, ya que muchos expertos han definido este término dependiendo de la utilización que se le vaya a dar o con distintos puntos de vista. Aunque con distintas miradas y definiciones, las RI garantizan mejorar el sistema eléctrico y transportar energía e información eficientemente (Madina-Doñabeitia & Arechalde-Ugarteche, 2011).

Según una investigación realizada por Saccar (2012), una RI o también llamada Smart Grid, principalmente se refiere a una red eléctrica que inteligentemente puede producir y reaccionar a información para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico. Estas redes utilizan tecnologías como sensores, software, interruptores y ordenadores, que permiten una comunicación bidireccional a lo largo del sistema. *“Gracias a la información que se obtiene por estas tecnologías, las redes inteligentes pueden conservar energía, facilitar la integración de fuentes de energía renovables y presentar mejoras en los mercados en aspectos como eficiencia, servicio y confiabilidad de las redes”* (Saccar, 2012, p.3). Para el Smart Grid European Technology Platform

(2006), una RI surge como una respuesta obligatoria al impacto ambiental, político y social que se da de las constantes demandas del suministro de energía. Se pueden unir las acciones de todos los usuarios conectados a la red haciendo el mercado eléctrico más económico, seguro y sostenible.

Diversos estudios se han realizado explicando y comparando las diferencias entre las redes eléctricas tradicionales y las RI. Según Cabeza López-Vazquez (2016, p. 20), la principal característica que diferencia a las RI de una red eléctrica convencional es *“su capacidad de soportar un flujo de energía bidireccional, donde la información proporcionada por los consumidores es utilizada por las compañías para permitir una operación más eficiente de la red eléctrica.”* Por otro lado, la investigación realizada por Lorente de la Rubia (2011), menciona que las RI se ven físicamente de forma similar a las redes eléctricas convencionales, pero con diferentes funciones, *“no será ninguna revolución sino una evolución o un proceso de mejora continua de las redes eléctricas para satisfacer las necesidades de los clientes actuales y futuros.”* (p.10).

Todo lo anterior parece indicar que el concepto de las RI es amplio y está en constante desarrollo. Lo cierto es que esta nueva tecnología trae grandes beneficios para los consumidores, generadores y en general para la economía de un país.

4.2.2 Ventajas de las Redes Inteligentes

Con respecto a las ventajas que las RI traen para el sistema eléctrico, la investigación realizada por Saccar (2012) se basa principalmente en identificar los beneficios desde el punto de vista de la generación de energía limpia y su conservación. Con la implantación de las RI se darán los siguientes beneficios:

- Se incentiva la energía eficiente, gracias a medidores y sensores los consumidores pueden hacer uso de la energía cuando sea realmente necesario y sin desperdiciar este recurso. Igualmente, se puede programar las horas de uso de la energía y el consumidor verá reflejado un ahorro en sus pagos debido a que podrá saber cuándo se está demandando más energía y elegir consumirla en horas no tan demandadas. La información brindada por los sistemas de RI permite una reducción de la información asimétrica en los clientes, ya que estos conocen toda la información sobre tarifas y estado del sistema eléctrico podrán hacer sus elecciones de consumo.

- Se reducirán las pérdidas de energía en el sistema eléctrico debido a que se optimiza el flujo de energía en las redes basándose en respuestas de tiempo real.
- Disminución de emisiones perjudiciales como dióxido de carbono. Esto se logra por la ayuda que se le brinda a los consumidores a usar menos energía y la posibilidad de producir su propia energía como solar o eólica lo que reduciría la necesidad de generar energía de combustibles fósiles.
- Evitando la construcción de nuevas centrales eléctricas, creando programas de gestión de la demanda junto con una sólida educación del consumidor, las RI puede ayudar a los consumidores y empresas de servicios públicos a mantener bajos sus costos. Las estructuras de precio dinámico ayudan a informar a los consumidores y lograr conseguir ahorros gestionando de manera rentable las variaciones en la demanda. Gracias a la capacidad de controlar, medir, programar y reducir el consumo de energía por parte de los consumidores, se alcanza un ahorro valioso lo cual nivela la curva de demanda (Cabeza López-Vazquez, 2016).
- Permitir un mayor uso de los vehículos eléctricos reduciendo aún más las emisiones y la dependencia al combustible. Además, la carga eléctrica de estos vehículos se puede realizar en horas no pico y así, con la ayuda de programas de precio dinámico, se crean incentivos para cargarlos de noche.

Por otro lado, el estudio realizado por el BID (BID, I, 2016) considera alguna ventajas desde el punto de vista técnico. Se analizan cuatro (4) tecnologías teniendo en cuenta sus beneficios a la hora de implementarlas en un sistema eléctrico. Las tecnologías con sus respectivas ventajas son las siguientes:

- (1) Infraestructura de Medida Avanzada (AMI – Advanced Metering Infrastructure): se puede informar el estado de la red en subestaciones de reparto o centros de transformación. Además, esta tecnología incluye los CI instalados para el usuario que lo benefician enormemente, favoreciendo la comunicación desde el operador de red hasta el usuario y permite que este disminuya la factura al hacer cambios de consumo de manera que se ajuste a sus necesidades reales. El usuario tendrá a su alcance toda la información sobre su consumo en tiempo real, de esta manera podrá calcular sus ahorros y podrán actuar como consumidores y/o generadores de energía.

- (2) Automatización de la Red (ADA – Advanced Distribution Automation): se asegura la continuidad del suministro, facilita la detección de fallas y su reparación en el sistema, haciendo más cortos los tiempos de reparo ante deterioros de la red y previene futuros daños de los equipos así sean por fallas humanas (Self-Healing).
- (3) Recursos Distribuidos (DER – Distributed Energy Resources): logra el almacenamiento de energía y la generación en baja tensión. Gracias a las DER se pueden aumentar los niveles de la calidad de energía y disminuir la dependencia a los grandes generadores, permitiendo a su vez a los usuarios actuar como generadores.
- (4) Vehículo Eléctrico (VE): permite reemplazar los vehículos que dependen de combustible por vehículos eléctricos. Estos VE traen múltiples ventajas, entre ellas se encuentra la capacidad de realizar su carga en cualquier momento elegido por el usuario. Se debe agregar que la existencia del Vehicle to Grid (V2G) y del Vehicle to Home (V2H)– niveles más avanzados del VE – posibilita al vehículo no solo a cargar su batería cuando está conectado sino de suministrar energía a una vivienda desde su propia energía existente con el control otorgado por una RI.

Las ganancias y provechos económicos que surgen a partir de las RI son igual de amplias como las ventajas técnicas o en relación al consumidor. Debido a que estas redes dan conocimiento a los operadores y administradores sobre cuanta energía es necesaria en determinado momento, se reduce la obligación de brindar a las líneas más energía de la necesaria (alimentación ineficiente actual) asegurando un ahorro de energía que se traduce en ahorros económicos (Lorente de La Rubia, 2011).

Se podría decir entonces que los beneficios de las RI son múltiples en diferentes aspectos. Lo que se necesita es crear políticas e incentivar el uso de estas redes teniendo en cuenta todas las ventajas que se obtendrían. Además, es importante que se eduque al consumidor sobre estas redes, de lo contrario no se aprovecharían todos sus beneficios.

4.2.3 Respuesta de la demanda

Una aplicación de RI que se ha implementado en diferentes mercados eléctricos mundiales son los programas de RD, estos tienen el objetivo de mejorar la participación de la demanda de

electricidad cuando se presentan necesidades o eventos críticos en el sistema eléctrico. De acuerdo a Cappers (2009), los programas de RD se definen como el cambio en el consumo de electricidad de los usuarios finales en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad sobre el tiempo, o el pago de incentivos diseñados con el fin de inducir a un menor consumo de electricidad en momentos de altos precios en el mercado o cuando se pone en peligro la confiabilidad del sistema.

Estos programas de RD tienen diversos usos en todo el esquema de funcionamiento del mercado eléctrico, en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Algunos programas pueden ser clasificados como acciones de respuesta en los Planes de Contingencia, con el fin de disminuir las consecuencias de las fallas en la operación de las redes de energía. Los programas de RD pueden clasificarse en cuatro (4) tipos principalmente: (1) emergencia, (2) servicios auxiliares en subestaciones eléctricas, (3) reducción de picos en las curvas de demanda y (4) económicos. Estos últimos corresponden a los cambios en los patrones de consumo que se dan por las variaciones en los precios de la energía eléctrica y los primeros tres (3) tipos se usan como acciones en los Planes de Contingencia (Baratto-Callejas, 2010).

Baratto-Callejas (2010), describe algunos de los programas de RD más desarrollados en el mundo. Estos programas son basados en precios, ya que se busca que el usuario final responda instantáneamente a las variaciones en los precios. Entre ellos se encuentran:

- (1) *Tarifas en Tiempo Real (Real Time Pricing RTP)*: En estos programas se observa directamente el precio de la energía en cada hora del día, estas variaciones son un reflejo del precio en el mercado mayorista.
- (2) *Tarifas de Tiempo de Uso (Time of use TOU)*: Este es el programa de mayor uso a nivel residencial y se establecen dos bloques de diferentes tarifas. Uno de ellos para el periodo pico de demanda y otro para los otros períodos del día.
- (3) *Tarifa en Picos Críticos (Critical Peak Pricing CPP)*: Este programa se caracteriza por ser una combinación de los dos programas anteriores, pero con algunas variaciones ya que se aplica en períodos de demanda considerados críticos. Se establecen los bloques de horas y se fija una tarifa unitaria para estos períodos, pero cuando suceden eventos críticos y las tarifas se incrementan los usuarios deben pagar una tarifa más alta (RTP).
- (4) *RTP de dos partes*: En este programa la tarifa está formada por dos partes, que son:

- El consumidor paga horariamente el precio *spot* por toda su carga.
- El consumidor establece un contrato financiero adicional para asegurarse que no pagará más del precio contratado por una cantidad fija de carga determinada a partir de su perfil histórico de demanda y sirve para protegerse ante la volatilidad de los precios en tiempo real. Esto le permite realizar ahorros, renunciando a consumir en horas con precios altos e incentivando el consumo en las horas de menor precio de la energía.

Por otro lado, Escobar (2008) en su estudio se enfoca en los mecanismos basados en incentivos, que se promueven por el Operador del Sistema para darle confiabilidad al sistema incentivando a los usuarios a desconectarse de la red en eventos donde el suministro de energía se vea en crisis. Este mecanismo de incentivos consiste en calcular una línea base de consumo para el consumidor y establecer pagos o descuentos partiendo de la diferencia que se tenga entre el consumo real y la línea base de consumo. Los programas más usados son los siguientes:

- (1) *Control directo de carga (Direct Load Control)*: Este tipo de programas son implantados por los operadores del sistema ante la presencia de volatilidad del precio del mercado mayorista o por eventos contingentes de la red que puedan poner en riesgo el suministro de energía.
- (2) *Cargas Interrumpibles (Curtaible Service)*: Este programa es similar al anterior, se diferencia en que fue únicamente diseñado para los grandes consumidores industriales.
- (3) *Subastas del lado de la demanda (Demand Bidding)*: Para este programa se supone una participación directa de los grandes consumidores del mercado mayorista. Cada consumidor ofrece la cantidad de reducción de carga que está dispuesto a asumir determinando los precios a los que verdaderamente estaría dispuesto a aceptar la desconexión.
- (4) *Programas de respuesta de demanda en emergencia (Emergency Demand Response Programs)*: Se caracterizan por ser activados en situaciones de emergencia las cuales están definidas por indicadores de confiabilidad de la red. Los usuarios participantes deben ser avisados 24 horas antes de la situación de emergencia, el incentivo para participar son pagos por reducciones de carga.

El mecanismo de RD presenta cinco (5) características particulares debido a su naturaleza: (1) es un recurso de última instancia para condiciones críticas, (2) es un recurso existente en el sistema (~300 a 600 MW en madurez), (3) no es un recurso de uso permanente, (4) en condiciones

normales no reduce significativamente la demanda de energía, y (5) no reemplaza la expansión requerida para abastecer el crecimiento de demanda (ISA, 2017).

Los consumidores tienden a sobre consumir energía en horas con altos costos y a tener bajo consumo en horas con precios bajos. La falta de programas de RD puede hacer que los productores ejerzan el poder de mercado, elevando los precios por encima del nivel competitivo. Además, dado que la electricidad no es económicamente almacenable, en tiempo real, la oferta y la demanda deben estar equilibradas al nivel del sistema, un desequilibrio en el sistema puede generar apagones en grandes áreas en cuestión de segundos (Andersen et al., 2006).

Como se mencionó anteriormente, las RI dan solución a estos problemas ya que los consumidores tienen a su disposición toda la información sobre tarifas de energía durante el día y tienen la oportunidad de elegir el momento para consumir energía. Esto representa una disminución en la asimetría de información y por consiguiente una mejora de eficiencia en el sistema eléctrico. Además, esto hace que los costos de la electricidad tiendan a niveles óptimos y que los generadores dejen de funcionar demasiadas horas. Pero nada de esto no sería posible si los consumidores no están dispuestos a reducir su consumo en ciertas situaciones, la RD aumenta la seguridad del suministro de energía ofreciendo a los consumidores un incentivo para reaccionar en situaciones críticas.

4.2.3.1 Beneficios de implementar Programas de Respuesta a la Demanda

Según un informe realizado por el Departamento de Energía de EE.UU (2006), el beneficio más importante de la RD es la mejora de la producción de electricidad debido a una alineación más estrecha entre los precios de electricidad de los clientes y el valor que ponen en la electricidad. Este aumento de la eficiencia crea una variedad de beneficios, que se dividen en cuatro grupos:

- *Los beneficios financieros de los participantes* son los ahorros de facturas y los incentivos otorgados a los clientes que ajustan su demanda de electricidad en respuesta a variaciones en el tiempo o a programas basados en incentivos por tarifas de electricidad.
- *Los beneficios financieros de todo el mercado* son los menores precios del mercado al por mayor que resultan porque la RD evita la necesidad de usar la energía más costosa para trabajar durante

períodos de alta demanda, lo que impulsa los costos de producción y una baja en los precios para los compradores mayoristas de electricidad. A largo plazo, la RD sostenida reduce los requisitos de capacidad del sistema agregado (entidades de servicios públicos y otros proveedores minoristas) para comprar o construir menos capacidad nueva. Eventualmente, estos ahorros se pueden transferir a la mayoría de los minoristas como ahorros de facturas.

- Los beneficios de fiabilidad son los ahorros operativos de seguridad y adecuación que resultan porque la RD disminuye la probabilidad y las consecuencias de interrupciones en el sistema que imponen costos financieros e inconvenientes a los clientes.
- Los beneficios del rendimiento del mercado se refieren al valor de la respuesta de los proveedores con la capacidad para ejercer el poder de mercado elevando los precios de la electricidad significativamente por encima de los costos de producción.

En general, los beneficios de los programas de RD alcanzan a todos los miembros de la sociedad. Al sistema eléctrico lo beneficia en cuanto a que se obtiene mayor confiabilidad y se optimiza el uso de la infraestructura eléctrica. A los consumidores participantes, los beneficia por los ingresos adicionales que se obtienen cuando son remunerados y además logran obtener una mayor eficiencia energética. Entre los beneficios inmediatos de implementar programas de RD en Colombia se encuentra principalmente la confiabilidad en el sistema en donde se pueden prevenir o solucionar situaciones de emergencia del sistema. Se tiene además mayor seguridad del sistema, se mitigan las exposiciones en bolsa de los agentes del mercado mayorista y se mejora la competitividad de usuarios C&I ya que tienen ingresos adicionales con alivio indirecto en costos de electricidad (ISA, 2017).

4.2.4 Experiencias Internacionales con Programas de Respuesta a la Demanda

Los programas de RD se han implementado en varios países del mundo, para este caso se toma el ejemplo de PJM, ya que ha sido pionero en el desarrollo de diversos programas obteniendo reconocimiento mundialmente por su éxito en este tema.

PJM Interconnection - Estados Unidos

La interconexión PJM es una organización de transmisión que coordina el movimiento de la electricidad en todo o parte de 13 estados de Estados Unidos y el Distrito de Columbia. PJM opera

un mercado de electricidad al por mayor competitivo y gestiona la electricidad de alto voltaje para garantizar la fiabilidad del sistema. El mercado mayorista de PJM se centra en entidades que compran y venden la electricidad pero que en realidad no la consumen, mientras que el mercado minorista se centra en entidades que compran la electricidad del mercado al por mayor o producen la electricidad y luego la venden a un cliente final que sí consume la electricidad. Todos los programas de RD en PJM pueden agruparse en: económicos, emergencia y pre-emergencia, todos estos programas son implementados por un Agregador. Un Agregador es la entidad responsable de la actividad de respuesta a la demanda para los consumidores de electricidad en los mercados mayoristas como lo es PJM. Este Agregador puede ser una empresa centrada exclusivamente en las capacidades de RD de un cliente, una empresa eléctrica local, una empresa de servicios energéticos u otro tipo de empresa que ofrece estos servicios (PJM, 2016).

El programa económico de PJM incluye la respuesta a los precios de la energía en el mercado eléctrico. Los programas de emergencia y pre-emergencia conciernen al programa de capacidad de mercado el cual incluye tanto como capacidad de pagos y los ingresos energéticos asociados cuando la capacidad está llamada a responder. El programa de RD de pre-emergencia es definido como despachable antes que un evento de emergencia sea declarado (Monitoring Analytics, 2016).

PJM creó un programa temporal llamado Demanda Interrumpible para Confiabilidad (IRL) para poder estimular los programas de RD, este programa temporal ofrecía pagos por disponibilidad por la participación de los consumidores en RD. Después de esto, la RD fue incorporada al Modelo de Precio de Confiabilidad (RPM), con pagos por disponibilidad y por la energía puesta en el mercado. De esta manera, la confiabilidad de los programas de RD aumentó en más del 500% en tan solo 5 años, pasando de 1,500 MW a 8,500 MW (ISA, 2017). A partir del próximo año, la mayoría de los generadores tendrán "pago por desempeño" por entrega de potencia fiable para los clientes de electricidad, especialmente en situaciones de emergencia del sistema de potencia. De esta manera, con un pequeño costo adicional (el pago a los generadores que se desempeñan bien), los consumidores tendrán una mayor protección contra las interrupciones y fluctuaciones de precios durante condiciones climáticas extremas. Haciendo coincidir el suministro de energía a la demanda futura de energía. La capacidad de mercado de PJM crea señales de precios a largo plazo necesarias para atraer inversiones en infraestructura de generación de energía para asegurar un suministro adecuado de la Región de PJM (PJM, 2017) .

En los primeros tres meses de 2016, los ingresos de emergencia y pre-emergencia, que incluyen la capacidad y los ingresos de energía de emergencia, representaron el 99.1% de todos los ingresos recibidos por los proveedores de RD, el programa económico fue del 0,5% y los ingresos de reserva sincronizada fueron del 0,3%. Los ingresos totales de emergencia y pre-emergencia aumentaron un 33% en los primeros tres meses de 2016 con respecto a los primeros tres meses del año anterior, esto debido a mayores precios y volúmenes de compensación en la capacidad de mercado de los años de entrega 2014/2015 y 2015/2016. Los ingresos totales de RD en los primeros tres meses de 2016 aumentaron un 29,7% con respecto al año anterior, pasando de \$174.8 millones en los primeros tres meses de 2015 a \$226.6 millones en los primeros tres meses de 2016, estos ingresos incluyen los ingresos económicos, de pre-emergencia, emergencia y reservas sincronizadas (Monitoring Analytics, 2016).

El programa de RD en emergencia de PJM (PJM Emergency Load Response Program), es un tipo de programa de reducción, que a su vez, permite la generación de energía con generadores de respaldo. La remuneración se da por capacidad, es decir, por estar disponible para desconectarse y se le suman los pagos por energía (por los eventos). Los costos que existen no son costos directos, sino que están asociados a la participación (implementación y sostenimiento). Además, existen penalizaciones por incumplimiento, en las cuales el Agregador asume todos los riesgos de incumplimiento y soporta el costo de las penalizaciones. Se da un número máximo de 10 eventos por año, con un tiempo de notificación previa de 2 horas y la duración de cada evento es de hasta 6 horas (ISA, 2017).

4.2.5 Implementación de Redes Inteligentes en Colombia

Desde 2009, Colombia ha realizado estudios desde el punto de vista práctico y teórico sobre RI para lograr definir si resulta atractivo para las empresas eléctricas implementar estas redes. Es por eso que se crea la iniciativa Colombia Inteligente, la cual busca demostrar todos los beneficios que traen estas redes para el sector eléctrico colombiano. Hasta la fecha solo se han realizado estudios que reconocen la importancia de RI tanto para el medio ambiente como impactos positivos para la economía del país (Colombia Inteligente, s.f).

Con estas redes, Colombia busca garantizar el progreso social mediante cuatro (4) ejes importantes: (1) Acceso universal donde todos los colombianos con acceso a estas redes y teniendo conocimiento de las tarifas de este servicio para lograr eficiencia y equidad en el sistema eléctrico, (2) competitividad mediante la implementación de RI en el sistema eléctrico se puede tener mayor eficiencia y un precio más atractivo si se compara con otros países de la región, (3) seguridad y calidad ya que se minimiza el riesgo de tener periodos de escasez eléctrica y se asegura que las redes del sistema nacional tengan la calidad necesaria para suplir las necesidades del mundo actual, (4) sostenibilidad ambiental debido a la disminución de emisiones de dióxido de carbono e incentiva la movilidad eléctrica (Colombia Inteligente, 2015).

4.3 Programas de Respuesta de la Demanda en Colombia

En el caso colombiano, la generación de energía depende altamente de la oferta hídrica y, por lo tanto, de las condiciones climáticas, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema, debido a las fluctuaciones de estas fuentes que no son controlables durante el año. La implementación de programas de RD se ven como una alternativa para disminuir la dependencia hídrica del mercado eléctrico colombiano (Escobar , 2008). Debido a esta gran dependencia existen fenómenos climáticos, como la aparición periódica del fenómeno “El niño”, que hacen que haya alta volatilidad en los precios de la bolsa de energía debido a que estas fuentes de energía son escasas o se requiere del uso de fuentes térmicas las cuales tienen un precio más elevado. Se han dado algunas iniciativas y los primeros acercamientos a programas de RD en Colombia, los cuales son programas de energía más no de potencia ya que prestan un servicio de confiabilidad a través de la reducción de potencia. Los avances en Colombia en cuanto a estos temas son:

- Ley 1715 de 2014: esta ley está enfocada en regular la integración de energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Se define:
 - *Gestión eficiente de la energía: “Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda” (UPME, 2014, p. 5)*
 - *Respuesta de la demanda: “Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a*

señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos” (UPME, 2014, p. 5)

- Decreto 2492 de 2014: El Ministerio de Minas y Energía delega a la CREG “*el diseño de los mecanismos necesarios para que los usuarios (voluntariamente) puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista” (UPME, 2014, p. 2)*, esto se hace con el objetivo de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda. La remuneración que se le dará a los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá cumplir con el criterio de eficiencia económica (UPME, 2014).
- Resolución CREG 011 de 2015: en esta resolución se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica. El producto característico del programa de respuesta de la demanda es la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador. Los participantes de estos programas serán los comercializadores los cuales representan un usuario o un grupo de usuarios interesados en el programa (CREG, 2015).

El comercializador deberá garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida, informar al ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de RD, informar que la frontera comercial del usuario que se encuentra registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista, será utilizada como frontera DDV con línea base de consumo para el programa de RD, informar a los operadores de red de las fronteras DDV registradas en el ASIC, entre otros (CREG, 2015, p. 6)

4.3.1. Teoría de Incentivos para programas de Respuesta de la Demanda en Colombia

Los problemas de incentivo surgen cuando un principal desea delegar una tarea a un agente o que este tome ciertas decisiones. Esta delegación puede estar motivada por la posibilidad de beneficiarse de unos rendimientos crecientes asociados a la división de tareas, a la falta de capacidad para realizar la tarea por sí mismo, y/o por cualquier otra forma de racionalidad limitada del director frente a problemas complejos (Laffont & Martimort, 2001). El principal, en este caso

el regulador, desea beneficiarse a sí mismo y al sistema eléctrico en general asegurándose que un agente tome la decisión de participar en programas que lo hagan desconectarse del sistema, pero para esto el agente/consumidor requiere de incentivos.

El problema para el principal consiste en encontrar al agente que tenga las características deseadas. A este tipo de problemas responde el modelo de la información oculta, o selección adversa. Problemas post-contractuales surgen cuando se trata de evaluar al agente, remunerarlo y alinear su conducta con los objetivos del principal (Gorbaneff, 2002, p.80).

Es importante aclarar que tanto el principal como el agente deben asumir un comportamiento de optimización y maximizar su utilidad individual, es decir, ambos son agentes individualistas completamente racionales. Se debe crear un contrato que este diseñado formulando los estímulos correctos, que incentiven al agente a no desviarse de los intereses del principal. Estos incentivos no deben ser bajos para el agente, ya que el agente no hará su labor adecuadamente lo cual dañaría los intereses del principal. Si el principal insiste en lograr que el agente realice su estrategia, le tocará aumentar el control sobre las acciones del agente u ofrecerle unos incentivos compatibles con los objetivos de ambos (Gorbaneff, 2002). *“La idea principal es que, en toda relación contractual, se diseñe un sistema de incentivos en el cual se establezcan con cierta claridad los recursos aportados por las partes, las actividades que deben realizar y la compensación por hacerlo”* (Zapata Rotundo & Hernández Arias, 2010, p. 62).

Si las tareas son difíciles de programar, son ambiguas o complejas, el principal tendrá que evaluar y compensar al agente por sus resultados, siendo las recompensas principalmente de características variables. En sentido contrario, si el comportamiento es observable mediante la asignación de tareas programables, el agente será recompensado por su comportamiento real y con una tendencia clara hacia las recompensas fijas. En síntesis, el grado de complejidad del trabajo tendrá una influencia importante en la definición y ordenación de los incentivos (Zapata Rotundo & Hernández Arias, 2010, p 63).

Pueden surgir diversos problemas a la hora de implementar incentivos. Uno de estos es que la empresa regulada tenga incentivos insuficientes para realizar inversiones a largo plazo, este problema es mucho mayor cuando las inversiones a largo plazo son esenciales. Otro problema que puede surgir es de compromiso y depende de la existencia de información asimétrica (Tirol, 2014).

Es necesario que se reduzca la asimetría de la información entre el principal y el agente, es decir que el consumidor disponga de la misma información que el operador del sistema eléctrico sobre la tarifa de precios, para de esta forma conocer a lo que se está renunciando y los incentivos que está obteniendo por esto. De igual forma, para poder establecer un precio de acceso equitativo, el regulador necesita que la empresa regulada revele información sobre su función de costo (Tirol, 2014).

Se puede decir entonces que el agente actuará de la manera deseada por el principal siempre y cuando tenga incentivos para hacerlo, se debe diseñar un contrato óptimo que tenga en cuenta las necesidades del principal y las del agente, aunque estas sean contradictorias, y así generar incentivos para que el agente tome decisiones racionales. Se necesita la implementación de políticas regulatorias que le den a los agentes *“la oportunidad de recuperar la inversión que requieren este tipo de programas, o incentivos de desempeño que reconozcan a las empresas cuando se logren metas concretas, asociadas por ejemplo a la reducción de consumo en horas pico”* (Escobar, 2008, p. 271).

Para la implementación de programas de RD en Colombia, se requieren de incentivos a largo plazo que justifiquen la disponibilidad del usuario final para reducir su consumo, cuando el sistema eléctrico lo requiera. El costo de participación en un programa de RD debe ser menor a la remuneración obtenida por el operador del sistema; entre estos costos se encuentran el mantenimiento de instalaciones, riesgos de participación, costos administrativos y los costos de las pruebas que se realicen. En Colombia se estaría hablando de dos tipos de incentivos, los incentivos de evento y los incentivos de permanencia. Los primeros, como su nombre lo indica, es la remuneración que se le da al consumidor por desconectarse del sistema eléctrico cuando se requiera, pero remunerar solo al consumidor con esta clase de incentivos genera incertidumbre en el precio y frecuencia. La segunda clase de incentivos son los permanentes, los cuales están compuestos por un ingreso periódico. Con los incentivos permanentes, la idea es que el consumidor pueda percibir una estabilidad y un flujo de ingresos periódicos por un tiempo determinado para que de esta forma recupere las inversiones hechas en su proceso productivo por participar en el programa (ISA, 2017).

Se deben tener en cuenta diversos elementos a la hora de implementar un programa de RD que sea satisfactorio tanto para el sistema colombiano como para los consumidores. Entre estos elementos se encuentra: que la disponibilidad del recurso sea solo en horas de punta y no en todas las horas, que se haga un aviso anticipado varias horas antes y no instantáneamente, que hayan requerimientos tecnológicos justos y simples, la remuneración debe ser por la disponibilidad más la remuneración por el evento, entre otros (ISA, 2017). Es importante buscar el beneficio de los consumidores, actualmente en Colombia los programas y regulaciones como La Demanda Desconectable Voluntaria (CREG 071 de 2006) buscan principalmente el beneficio de los generadores. Los consumidores finalmente serán los que decidan participar en los programas de RD dependiendo de los incentivos que se le ofrezcan y los beneficios que obtengan.

5. Metodología

La metodología está compuesta por dos aspectos, el primero de ellos es cuantificar mediante una serie de tiempo el precio de bolsa controlando por volatilidad y explicado por los fundamentales económicos y el funcionamiento del mercado spot, como la demanda, los aportes del sistema y el fenómeno de El Niño. Al precio de bolsa se le resta CERE, el cual es el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad que normalmente está incluido en el precio, y el FAZNI que es el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas. Todos los datos se obtienen con periodicidad diaria para los años desde 2005 hasta 2016. Se tiene entonces que el precio de bolsa está en función de los siguientes componentes:

$$Pb_{t-1} - CERE + FAZ = f(Pb_{t-1}, Demanda, Aportes, Dummy Niño, Dummy Pico, ARCH)$$

Tabla 1. Descripción de variables

Nombre Variable	Descripción	Unidades
Pb_{t-1}	Precio de bolsa rezagado un periodo.	\$/kWh
Demanda	Demanda comercial	MWh
Aportes	Aportes de Energía	MWh
Dummy Niño	La variable Dummy Niño toma el valor de 0 cuando el rango MEI es inferior a 56 puntos, toma el valor de 1 cuando es mayor o igual a 56 puntos, es decir que hay Niño fuerte.	-
Dummy Pico	La variable Dummy Pico se crea para el último fenómeno del niño, esta toma el valor de 0 cuando el precio está por debajo de los 400 \$/kWh y toma el valor de 1 cuando hay precios mayores a 400 \$/kWh.	-
ARCH	Se incorpora un modelo ARCH para corregir la volatilidad presentada en el precio de Bolsa, después de aplicar el test y contrastar que el modelo admite efectos de tipo ARCH.	-

El segundo aspecto, consiste en hallar los beneficios de una manera diferente para verificar la veracidad de los datos reales del mercado y con la diferencia que se pueden hallar también los beneficios para los generadores. Para cuantificar los beneficios que tienen los generadores

y la demanda se toma el precio de bolsa dado por el mercado para un año en específico. En este caso se tomó el año 2015, ya que es un año representativo donde se presentó un fenómeno de niño fuerte durante un gran parte del año y además se presentó un desabastecimiento del gas en el mercado eléctrico. Es por esto que se decide que el año 2015 presenta las características ideales para analizar los beneficios que se habrían tenido con un mecanismo de RD. Se toman las horas de alta demanda en un día, estas horas se muestran clasificadas en la tabla 2:

Tabla 2. Clasificación horaria según la demanda

Hora	Tipo de demanda	Hora	Tipo de demanda
0	Demanda baja	12	Demanda alta
1	Demanda baja	13	Demanda media
2	Demanda baja	14	Demanda media
3	Demanda baja	15	Demanda media
4	Demanda media	16	Demanda media
5	Demanda media	17	Demanda media
6	Demanda media	18	Demanda alta
7	Demanda media	19	Demanda alta
8	Demanda media	20	Demanda alta
9	Demanda alta	21	Demanda alta
10	Demanda alta	22	Demanda media
11	Demanda alta	23	Demanda media

Fuente: XM

Entre las horas de 9 de la mañana a 12 del mediodía y las 6 de la tarde a las 9 de noche son las horas en las que más se demanda energía en Colombia. Se tiene el precio de bolsa por hora en todos los días del 2015, pero solo se toma el promedio de los precios en las horas de alta demanda para un día y se debe tener en cuenta que este día tuviera un fenómeno de Niño fuerte ya que sería donde se aplica el mecanismo de RD. De acuerdo al National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA (2017), un fenómeno de niño fuerte es cuando el rango MEI (Multivariate ENSO Index – por ENSO se entiende El Niño/Southern Oscillation) se encuentra por encima de los 56 puntos, para el caso de 2015 este rango alto se presentó desde marzo hasta diciembre de dicho año. A partir del precio promedio de estas horas de alta demanda, se resta el precio de escasez el cual es determinado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG y fue obtenido directamente de XM. Si el precio de bolsa es mayor al precio de escasez se estaría

hablando de un beneficio para los generadores que no cumplen la Obligación de Energía Firme, pero igualmente hay beneficio social. Con esto se está diciendo que ese excedente sería un ahorro para los generadores si ellos no tuvieran que honrar las Obligaciones de Energía Firme que son mayores al precio de escasez. En caso contrario, cuando el precio de bolsa es menor al precio de escasez, las reducciones benefician a la demanda, ya que es un precio que los consumidores no tendrán que pagar en horas de altas demanda. Los beneficios de ahorro tanto para los generadores como para la demanda están dados en \$/kWh, pero se deben multiplicar por el promedio de la cantidad demandada igualmente en esas 8 horas pico presentes en un día. Además, se debe multiplicar por las horas que se puede usar el mecanismo de RD en un año. De esta forma se obtiene el ahorro monetario que habrían tenido los generadores y la demanda en 2015 si se tuviera un mecanismo de RD para ese año.

6. Resultados

Como se mencionó previamente, las cantidades demandadas promedio para las horas pico se hallaron con los datos del mercado real y su valor fue de 8.552.453,912 kWh. Cabe resaltar que un mecanismo de RD solo se puede implementar cierta cantidad de horas al año, para el caso colombiano se tiene un potencial de máximo 100 horas. Para este estudio se decidió usar un potencial de 80 horas en las que podría implementarse el mecanismo de RD en el año. Después de realizar la estimación del modelo con la ayuda de STATA, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3. Resultados modelo de series de tiempo

VARIABLES	Coeficiente (Desviación estándar)
Demanda	.0002343 (7.16e-06)*
Aportes	-.0000452 (2.00e-06)*
Dummy Niño	1.987502 (.3711367)*
Dummy Pico	53.98788 (.4442303)*
_cons	-21.37746 (1.091301)*
Arch	1.427478 (.0220631)*
_cons Arch	128.6264 (1.854973)*

*Estadísticamente significativo al 99% de confianza

Todas las variables consideradas en el modelo resultaron estadísticamente significativas al 99% de confianza, incluyendo las variables dummies y ARCH que controla por volatilidad. La variable dependiente, la cual es el precio de bolsa está en \$/kWh, mientras que los datos de la demanda y los aportes se encuentran en MWh. Con estos resultados se puede decir que una disminución en 1 MWh de la demanda tiene un efecto positivo en el bienestar de los consumidores, reduciendo el precio de bolsa en 0.2343 \$/kWh. Entonces, para el caso colombiano tomando un potencial de 600MWh el precio se reduce a 140,580 \$/kWh. Tomando en cuenta las cantidades

demandas y las 80 horas en las que se utilizaría el mecanismo de RD en el año, se obtienen unos beneficios de \$96.184.317.680,7 pesos.

De igual forma, se hallaron los beneficios para la demanda y para los generadores pero con los datos disponibles en el mercado. Después de multiplicar el precio promedio para las horas de alta demanda y las cantidades promedio para estas mismas horas se obtuvo el beneficio de reducción para una hora. Este se multiplica por las 80 horas que se decidió utilizar de potencial en este caso y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4. Resultados beneficios generadores y demanda

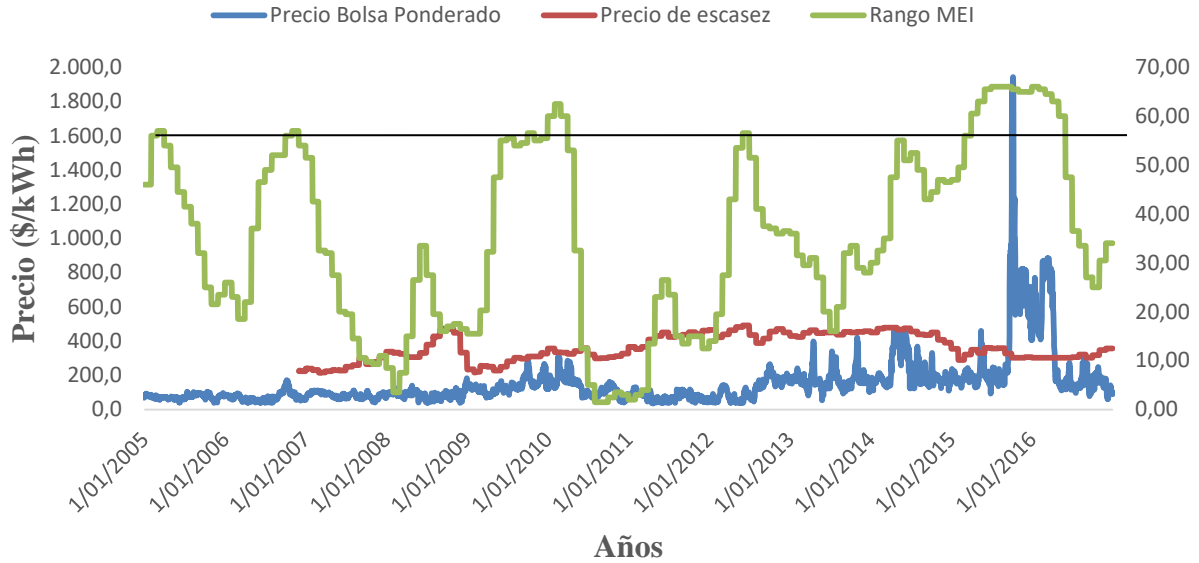
	Resultados	Observaciones
Cantidades demandadas horas pico	8.552.453,912	kWh
<u>Precio de beneficio para generadores (Pb > Pescasez)</u>	<u>530,5629</u>	<u>(\$/kWh)</u>
Beneficio para los generadores	\$ 4.537.614.938,4	Beneficio de reducción en una hora
Potencial de reducción 80 horas al año (2015)	\$ 363.009.195.068,0	
<u>Precio de beneficio para la demanda (Pb < Pescasez)</u>	<u>127,6421</u>	<u>(\$/kWh)</u>
Beneficio para la demanda	\$ 1.091.652.894,7	Beneficio de reducción en una hora
Potencial de reducción 80 horas al año (2015)	\$ 87.332.231.578,3	

Si en el 2015 se hubiera tenido un mecanismo de RD, los generadores se habrían ahorrado \$363.009.195.068,0 pesos y los consumidores \$87.332.231.578,3 pesos. Sin embargo, esto no sería el beneficio total, ya que se debe tener en cuenta que falta el beneficio por confiabilidad. Estos resultados son similares y resultan coherentes con los mostrados anteriormente hallados con el modelo econométrico, con la diferencia que con ese modelo no se encuentran beneficios para generadores.

A continuación, en la gráfica 1 se presenta la relación que tiene el precio de bolsa, el precio de escasez y el fenómeno de El Niño para toda la serie de 2005-2016. Evidentemente, se puede ver la brecha entre el precio de bolsa y el precio de escasez, para el 2015 este precio de bolsa en la mayor parte del año fue superior al precio de escasez. Además, en casi todo ese año se tuvo un fenómeno de El Niño fuerte (superior a 56 puntos). En el periodo analizado, desde el 2005 el precio de escasez siempre había sido mayor al precio de bolsa, solo en el 2015 esta tendencia cambia y

se puede ver como el precio de bolsa pasa a ser mayor al precio de escasez. Este hecho coincide con El Niño más alto presentado en los últimos 10 años, este rango MEI llegó a ser de 66 puntos.

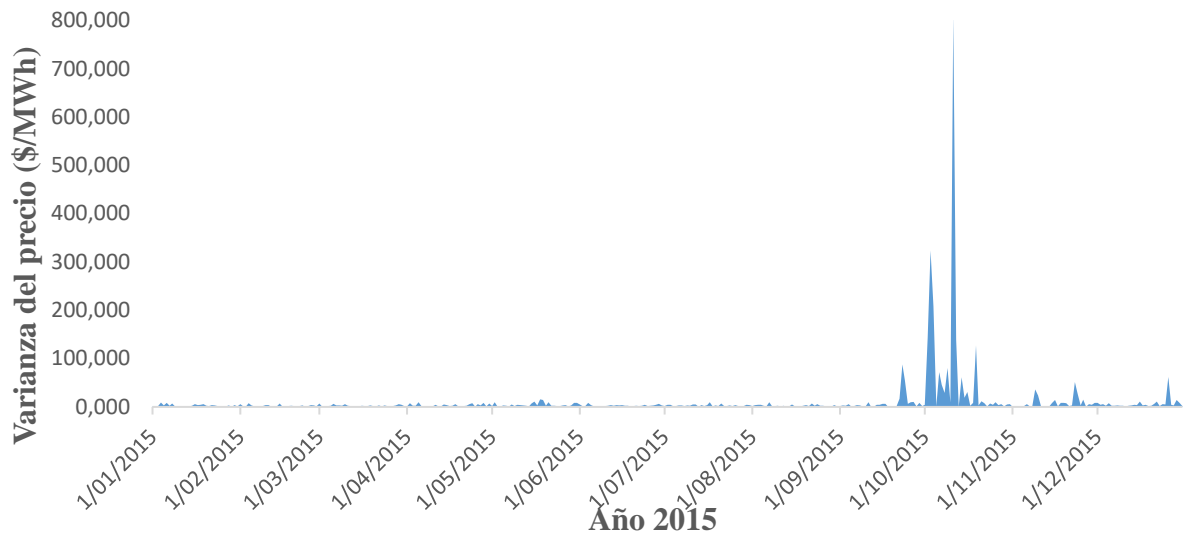
Gráfica 1. Relación Precio de Bolsa, Precio de escasez y Fenómeno del Niño para 2005-2016



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM, 2017.

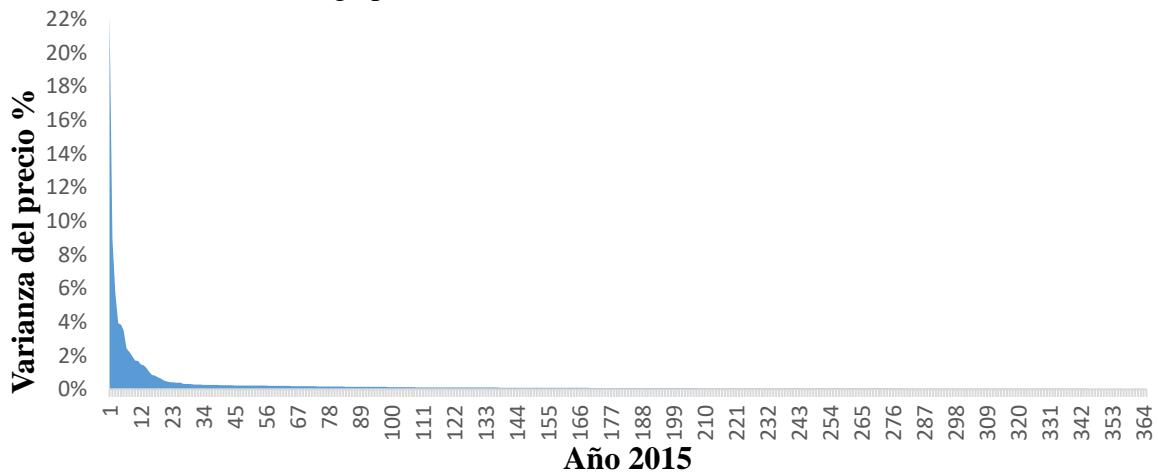
A partir del modelo de series de tiempo, se obtuvo la varianza condicional para así poder contrastar la volatilidad del precio de bolsa y con esta construir la curva de carga. En la medida que disminuye la volatilidad del precio de bolsa se pueden obtener beneficios tanto para los generadores como los consumidores, ya que estos valores se acercarían al valor medio. Igualmente, a partir de la curva de carga se puede estimar la prima de riesgo para poder evaluar los incentivos permanentes que tendrían los consumidores por participar en mecanismos de RD, ya que para cuantificarlos se debe hallar una prima de riesgo construida a partir de la volatilidad presentada por el precio de bolsa de acuerdo al funcionamiento del mercado spot en Colombia. La curva de carga evidencia porcentajes de volatilidad del precio de bolsa hasta del 22% para el periodo de estudio. Además, se muestra esta tabla para los primeros 110 días del año 2015 con el fin de observar claramente su comportamiento.

Gráfica 2. Volatilidad de la Varianza Condicional para 2015



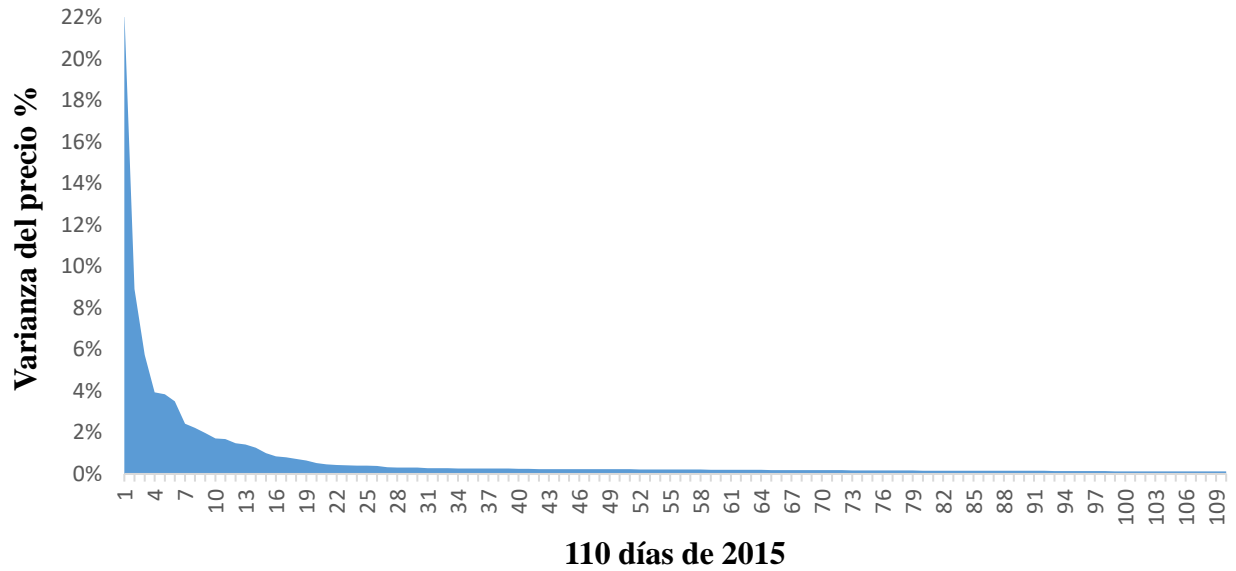
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y modelación econométrica, 2017.

Gráfica 3. Curva de Carga para 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y modelación econométrica, 2017.

Gráfica 4. Curva de Carga para los primeros 110 días de 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y modelación econométrica, 2017.

7. Conclusiones y recomendaciones

La presente investigación ha demostrado que para el caso colombiano el sistema eléctrico no es completamente eficiente ni confiable. Existe gran dependencia de la generación de energía por las fuentes hídricas y, por lo tanto, del fenómeno de El Niño, las cuales en numerosas ocasiones han mostrado escasez y debido en cierta parte a este fenómeno de El Niño se infunde volatilidad en el precio de bolsa como se observó en la gráfica 1. Además, no hay mayor participación de los consumidores en el mercado eléctrico, existiendo alta asimetría en la información y que este recurso no sea usado eficientemente por los consumidores, pues en el mercado no hay señales horarias de precios que permitan tomar decisiones racionales en la formación del precio. .

Con la implementación de RI en el sistema eléctrico colombiano y el uso de Contadores Inteligentes por parte de los consumidores, se puede reducir esa asimetría en la información y el posible aplanamiento de la curva de demanda, ya que los consumidores participan activamente en el mercado y conocen precios que los hacen tomar decisiones racionales sobre cuando consumir. Se podría decir que lo que se necesita es crear políticas e incentivar el uso de estas redes teniendo en cuenta todas las ventajas que se obtendrían. Además, es importante que se eduque al consumidor sobre estas redes, de lo contrario no se aprovecharían todos sus beneficios.

Comparando a Colombia con diferentes países internacionales en donde estas RI han sido exitosas, se tiene evidencia que los beneficios para los generadores, consumidores y toda la sociedad son múltiples y llevan a un mercado más eficiente, seguro y confiable. Se recomienda continuar con los estudios que se han realizado en Colombia hasta ahora, los cuales han sido pocos, pero se pueden realizar investigaciones que cuantifiquen las ganancias de adquirir Contadores Inteligentes y los beneficios de hacer al consumidor un agente primordial en el sistema eléctrico.

Gracias a estos avances de RI mundialmente y otras tecnologías, se han podido dar programas de Respuesta a la Demanda. Sin duda alguna y después de realizar este análisis cuantitativo, se puede probar que los beneficios de implementar mecanismos de RD en Colombia son diversos. Se deben tener en cuenta diversos elementos a la hora de implementar un programa de RD que sea satisfactorio, como por ejemplo inversiones en maquinaria que hacen posible la interacción entre el Agregador y los consumidores, además de las adecuaciones que deben ser implementadas por los consumidores para participar en estos mecanismos. Se deben dar incentivos para que haya

voluntad de participar por parte de los consumidores, de lo contrario no les es rentable hacer estas inversiones sin recibir unos beneficios mayores. Estos incentivos deben ser creados de manera que se tenga como principal elemento el beneficio de los consumidores, ya que actualmente en Colombia los programas y regulaciones como La Demanda Desconectable Voluntaria (CREG 071 de 2006) buscan principalmente el beneficio de los generadores. Los consumidores finalmente serán los que decidan participar en los programas de RD dependiendo de los incentivos que se le ofrezcan y los beneficios que obtengan.

Se recomienda continuar analizando cuales son los incentivos óptimos para los consumidores y los generadores, se demostró que estos incentivos deben tener en cuenta una remuneración por estar disponible para desconectarse del sistema y sumado a esto los pagos por energía (por los eventos). Para estos incentivos se debe establecer un número máximo de eventos que impliquen desconexión al año y tener en cuenta los costos asociados a la participación como lo son costos de sostenimiento e implementación. Se debe hacer un aviso anticipado de los eventos que requieren desconexión varias horas antes del suceso, ya que de esta forma el consumidor podrá planear su consumo de energía de manera eficiente y sin verse afectado por esta desconexión.

Finalmente, se puede concluir que después de observar los resultados del año 2015, se pudo haber tenido un mecanismo de RD que redujera el precio de bolsa en donde se habrían visto enormemente beneficiado los consumidores y generadores. Con la implementación de un mecanismo de RD en Colombia, se reduce la volatilidad del precio y posibles fenómenos climáticos no afectarán de igual magnitud el sistema eléctrico colombiano. Las regulaciones de la CREG no han producido algún cambio visible en cuanto a eficiencia y confiabilidad, existe todavía asimetría de la información y eventos de crisis que se pueden controlar de mejor manera. El beneficio por confiabilidad es sumamente importante, haciendo del mercado uno más eficiente, confiable y evolucionado pensando en el bienestar social.

8. Referencias

Acolgen. (s.f.). Cómo funciona el mercado. Obtenido el 2 de febrero 2017 de Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica: <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-mercado#mercado-no-regulado>

Andersen, F., Jensen, S., Larsen, H., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K., & Togeby, M. (2006). Analyses of demand response in Denmark.

Arango Vargas, S., & Uribe Botero, S. (2015). Impacto de la información asimétrica en el mercado eléctrico colombiano no regulado de largo plazo. Medellín: Universidad EAFIT.

Baratto-Callejas, P. (2010). Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana.

BID, UPME, Ministerio de Minas y Energía, & Iniciativa Colombia Inteligente. (2016). Smarts Grids Colombia: Visión 2030 - Parte I. Obtenido el 4 de febrero 2017 de Unidad de Planeación Minero Energética - UPME: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/smart-grids-colombia-vision-2030-mapa-de-ruta-para-la-implementacion-de>

Cabeza López-Vázquez, J. (2016). Estudio de la situación actual de las Smart Grids. Santander, Cantabria.

Cappers, P., Goldman, C., & Kath, D. (2009). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. Berkeley: Berkeley Lab.

Colombia Inteligente. (2015). Informe de Gestión 2014. Obtenido el 4 de febrero 2017 de Colombia Inteligente: http://www.colombiainteligente.com.co/banco_informacion/Pages/default.aspx

Colombia Inteligente. (s.f). Colombia Inteligente. Obtenido el 4 de febrero 2017 de Colombia Inteligente: <http://www.colombiainteligente.com.co/QuienesSomos/Pages/CI.aspx>

CREG. (2006). Resolución CREG 071 de 2006. Bogotá.

CREG. (2015). Resolución N° 11 de 2015. Obtenido el 25 de abril 2017 de Comisión De Regulación De Energía Y Gas: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>

CREG. (s.f.). Estructura del sector. Obtenido el 2 de febrero 2017 de Comisión de Regulación de Energía y Gas: <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>

El congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Obtenido el 25 de abril 2017 de Unidad de Planeación Minero Energética: http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf

Escobar, L. (2008). Simulación de ganancias en bienestar derivadas de la implementación de programas de demanda participativa basados en precios para la carga no regulada en Colombia. Bogotá: Universidad de los Andes.

García Rendón, J., Gaviria Hinestroza, A., & Salazar Moreno, L. (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el Mercado No Regulado en Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas*, 225-246.

Gorbaneff, Y. (2002). Teoría del agente-principal y el mercado. *Revista Universidad EAFIT*, 29.

IEA - International Energy Agency. (Octubre de 2016). Energy efficiency market report 2016. Obtenido el 15 de febrero 2017 de International Energy Agency: <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/october/energy-efficiency-market-report-2016.html>

International Trade Administration. (2016). 2016 Top markets report Smart Grid country case study - Canada.

ISA. (2017). ¿Cómo se puede implementar un programa efectivo de respuesta de la demanda? Medellín.

ISA. (2017). Implementación del mecanismo de respuesta de demanda - PJM. Medellín.

ISA. (2017). Respuesta de la demanda: Una herramienta para la participación activa de los grandes consumidores en el Mercado Eléctrico. Medellín.

Laffont, J.-J., & Martimort, D. (2001). The theory of incentives I: The principal-agent model.

Lee, Y., Paredes, J. R., & Lee, S. H. (2012). Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles. Banco Interamericano de Desarrollo.

Lorente de La Rubia, J. (2011). Estudio sobre el estado actual de las "Smart Grids". Obtenido el 15 de febrero 2017 de Universidad Carlos III de Madrid: <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/12120>

Madina-Doñabeitia, C., & Arechalde-Ugarteche, I. (2011). Las nuevas redes eléctricas inteligentes, su medida y gestión de la demanda. Vizcaya, España.

Minetad. (2011). Smart Grids y la evolución de la red eléctrica. Obtenido el 17 de febrero 2017 de Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Ministerio de Minas Y Energía. (2014). Decreto Numero 2492 de 2014. Obtenido el 25 de abril 2017 de Ministerio de Minas Y Energía: <https://www.minminas.gov.co/documents/.../36863-Decreto-2492-03Dic2014.pdf>

Monitoring Analytics. (2016). Quarterly state of the market report for PJM: January through March. Obtenido el 30 de abril 2017 de Monitoring Analytics: http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016.shtml

NOOA. (2017). Multivariate ENSO Index (MEI). Obtenido el 10 de mayo 2017 de National Oceanic and Atmospheric Administration: <https://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>

PJM. (2016). Demand response and why it's important. Obtenido el 30 de abril de 2017 de PJM: <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>.

PJM. (2017). Capacity market (RPM). Obtenido el 30 de abril 2017 de PJM: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>

Saccar, S. (2012). The promise of the smart grid: goals, policies, and measurement must support sustainability benefits. Natural Resources Defense Council.

Smart Grid European Technology Platform. (2006). Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. Bélgica.

Telecom Engine. (5 de Septiembre de 2011). Telecom engine. Obtenido el 15 de febrero 2017 de <http://www.telecomengine.com/article/ten-largest-us-smart-grid-projects>

Tirol, J. (2014). Jean Tirole: Market power and regulation. Obtenido el 20 de marzo 2017 de The Prize In Economic Sciences: http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2014/advanced-economicsciences2014.pdf

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

UPME. (2015). Plan energético nacional Colombia: Ideario Energético 2050. Obtenido el 1 de marzo 2017 de Unidad de Planeación Minero Energética: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/plan-energetico-nacional-colombia-ideario-energetico-2050>

UPME. (2014). Decreto 2492 del 03 de diciembre de 2014. Obtenido el 25 de abril 2017 de Unidad de Planeación Minero Energética: <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/decreto-2492-del-03-de-diciembre-de-2014>

UPME. (2014). Ley 1715 de 2014. Obtenido el 25 de abril 2017 de Unidad de Planeación Minero Energética: www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf

Zapata Rotundo, G., & Hernández Arias, A. (2010). Sistema de incentivos y tipos básicos de trabajo en la organización bajo la perspectiva de la teoría de agencia. Venezuela: Universidad Centroccidental Lisando Alvarado.