UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación de diferentes señales de expansión en el mercado eléctrico colombiano desde el punto de vista del inversionista

Lina Marcela Ramírez Arbeláez

Universidad Nacional de Colombia

Departamento de Ingeniería de la Organización

Medellín, Colombia

2014

Evaluación de diferentes señales de expansión en el mercado eléctrico colombiano desde el punto de vista del inversionista

Lina Marcela Ramírez Arbeláez

Trabajo Final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Administrativa

Director (a):

PhD Carlos Jaime Franco

Universidad Nacional de Colombia

Departamento de Ingeniería de la Organización

Medellín, Colombia

2014

A mis queridos Padres.

Soñar, ser positivo, perseverante y perseguir con amor y decisión tus sueños, te enseñará el camino de la felicidad.

Agradecimientos

A mis padres, Amparo Arbeláez y Fernando Ramírez, que han hecho todo en la vida para que yo pueda lograr mis sueños.
A mi director, Carlos Jaime Franco por su apoyo, comprensión y valiosas orientaciones.
A todos aquellos que hacen parte de este gran logro.

Resumen

Las señales de expansión en generación, tales como los precios de bolsa y los mercados de capacidad, son elementos para incentivar a los inversionistas y asegurar la confiabilidad del sector eléctrico. Estas señales juegan un papel importante en países como Colombia, donde el sector eléctrico es poco diversificado y ante cambios climáticos como el niño, se producen desajustes importantes del lado de la oferta, que dificultan el logro del equilibrio real entre demanda y oferta.

La tendencia de las señales de expansión en generación en Europa y Colombia, se basa en mercados de capacidad a largo plazo, mientras que en los Estados Unidos se basan en mecanismos a corto plazo. Donde cada mecanismo busca incentivar la generación para mantener un balance entre la oferta y demanda.

De este modo, en este trabajo final de maestría se analizan y comparan las señales de expansión de varios mercado eléctricos del mundo y el colombiano, con el fin de encontrar la mejor medida que motive al inversionista, para garantizar la existencia de adecuadas reservas de generación.

Palabras clave: (Cargo por confiabilidad, Mecanismos de capacidad, Mercados de Energía, Pagos por capacidad, Señales de Inversión).

Abstract

Generation expansion signals, as LMP, poll prices and capacity markets, are elements for incentives the investment in generation and keep the reliability of the electricity sector. Such signals play an important role in countries as Colombia, where the electricity sector is little diversified, and under weather changes as El Niño can be produced important unbalance in the offer side, that difficult the equilibrium between offer and demand.

The tendency of generation expansion signals from Europe and Colombia, are based on capacity markets to long term, while the United States are based on short-term mechanism. Where each mechanism is looking to ensure the adequate inversion in generation.

In this way, in this work are analyzed and contrast the expansion signals of some electric markets in the world and Colombia, with the finality of looking for the best signal that motive to the investor, for ensure the existence of adequate reserves of generation.

Keywords: Reliability charge, Mechanism of capacity, Energy Markets, Capacity payments, Inversion signal.

Contenido

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES 5

CAPÍTULO 2. SEÑALES DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN 10

2.1 MERCADOS DE SOLO ENERGÍA: 10
2.2 PAGOS POR CAPACIDAD 11
2.3 REQUERIMIENTO DE CAPACIDAD 13
2.4 REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD A LARGO PLAZO 13
2.5 SUSCRIPCIÓN DE CAPACIDAD 14

CAPÍTULO 3. SEÑALES DE EXPANSIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO 15

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO 15
3.1.1 Capacidad instalada 15
3.1.2 Demanda anual 15
3.1.3 Estructura del mercado eléctrico Colombiano 16
3.1.4 Transacciones en el mercado 17
3.1.5 Comportamiento de los precios 17
3.2 CARGO POR CONFIABILIDAD 23
3.2.1 Capacidad a contratar 23
3.2.2 Subasta 23
3.2.3 Entrega de energía 24
3.2.4 Pago por capacidad 24
3.2.5 Esquema cargo por confiabilidad para nuevos inversionistas. 25
3.2.5.1 Proyecto de generación en Colombia 25
3.2.5.2 Ofertar en la subasta para asignación de obligaciones de energía firme OEF 26
3.2.5.3 Cumplir con las OEF asignadas 28
3.2.6 Subasta OEF 2008. 28
3.2.7 Subasta OEF 2011. 30

CAPÍTULO 4. SEÑALES DE EXPANSIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS DESARROLLADOS 32

4.1 ALBERTA, AUSTRALIA NEM, CALIFORNIA, ERCOT, NORDPOOL Y ONTARIO. 32
4.2 PJM 32
4.2.1 Capacidad a contratar 33

4.2.2 Subasta ... *35*
4.2.3 Entrega de energía ... *36*
4.2.4 Pago por capacidad ... *37*
4.3 REINO UNIDO ... 37
4.3.1 Capacidad a contratar ... *38*
4.3.2 Subasta ... *38*
4.3.3 Entrega de energía ... *39*
4.3.4 Pago por capacidad ... *39*
4.4 ESPAÑA ... 39
4.4.1 Capacidad a contratar ... *40*
4.4.2 Pago por capacidad ... *40*
4.5 NYISO ... 41
4.5.1 Capacidad a contratar ... *41*
4.5.2 Subasta ... *42*
4.5.3 Entrega de energía ... *42*
4.5.4 Pago por capacidad ... *43*
4.6 ISO NEW ENGLAND ... 43
4.6.1 Capacidad a contratar ... *44*
4.6.2 Subasta ... *44*
4.6.3 Entrega de energía ... *45*
4.6.4 Pago por capacidad ... *45*

CAPÍTULO 5. CUADRO COMPARATIVO DE LAS SEÑALES DE EXPANSIÓN DE CADA MERCADO ... 47

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DE LAS SEÑALES DE EXPANSIÓN EN UN CASO EN PARTICULAR DE INVERSIÓN EN COLOMBIA ... 53

6.1 MÍNIMO COSTO DE OFERTA (LCOE) PARA INVERSIONES EN CENTRALES HIDRÁULICAS Y A GAS NATURAL CICLO COMBINADO. ... 53
6.2 PRECIO DE BOLSA - INCENTIVO DE GENERACIÓN EN COLOMBIA ... 56
6.3 COMPARACIÓN DE LAS SEÑALES DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE MERCADOS DESARROLLADOS PARA PROYECTOS NUEVOS HIDRÁULICO Y GAS NATURAL CICLO COMBINADO ... 60

CONCLUSIONES ... 63

Abreviaturas

Abreviatura	Término
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CDF	Contrato por diferencia.
CONE	Costo de una nueva entrada.
CXC	Precio cierre de la subasta de asignación de obligación de energía firme.
DSR	Respuesta de la demanda.
EFORd	Tasa equivalente de salidas forzadas
H	Planta Hidráulica.
ICAP	Capacidad instalada.
IPP	Índice de precios del productor.
LCOE	Costo levelizado de energía.
LMP	Precio marginal por zonas.
LOLP:	Probabilidad de perdida de carga.
LSEs	Entidades de servicio de carga.
Net CONE	Ingresos neto de una nueva entrada.
NYCA	New York control área.
NYSRC	Consejo de confiabilidad del estado de Nueva York.
OEF	Obligaciones de Energía Firme.

PER	Ajustes por la renta de demanda pico.
RPM	Modelo e precio de confiabilidad.
SIN	Sistema interconectado Nacional.
T	Planta térmica.
UPME	Unida de Planeación Minero Energética.

Lista de figuras

Figura 1 Comportamiento de los precios de bolsa, mercado regulado y no regulado para los últimos tres años. 18
Figura 2 Comportamiento de los embalses 1991-2013. 18
Figura 3 Generación fuera de mérito 2012-2013. 19
Figura 4 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2013-2014. 20
Figura 5 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2012-2013. 21
Figura 6 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2011-2012. 21
Figura 7 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2010-2011. 22
Figura 8 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2009-2010. 22
Figura 9 Esquema mercado de capacidad Colombia (XM, 2014). 23
Figura 10 Esquema cargo por confiabilidad para nuevos inversionistas (CREG, 2014). . 25
Figura 11 Balance energía firme y demanda 2015-2016 27
Figura 12 Ejemplo subasta de energía firme. 27
Figura 13 Entrega de energía firme por parte del generador. 28
Figura 14 Subasta obligaciones de energía firme 2008 29
Figura 15 Esquema mercado de capacidad PJM (PJM, 2014). 33
Figura 16 Curva de capacidad requerida PJM. 34
Figura 17 Esquema mercado de capacidad Reino Unido 2014 (Department of Energy & Climate Change UK, 2013). 38
Figura 18 Esquema mercado de capacidad español (Carlos Batlle, Vázquez, Rivier, & Pérez-Arriaga, 2007; Industria & Comercio, 2011). 39
Figura 19 Esquema mercado de capacidad NYISO (NYISO, 2014). 41
Figura 20 Esquema mercado de capacidad New England (ISO New England, 2013, 2014b). 43
Figura 21 Comparación LCOE y precio de bolsa promedio 2013 para diferentes tasa de descuento. 60

Figura 22 Comparación anual de señales de expansión de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica. 61
Figura 23 Comparación por el periodo total del incentivo de expansión en generación de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica..... 62

Lista de tablas

Tabla 3-1 Capacidad instalada 2012. 16
Tabla 3-2 Demanda de energía eléctrica 2008-2013. 16
Tabla 3-3 Transacciones del mercado - 2012. 17
Tabla 3-4 Subasta 2008 – Plantas nuevas asignadas 29
Tabla 3-5 Subasta 2008 – Plantas existentes asignadas. 30
Tabla 3-6 Subasta 2011 – Plantas nuevas asignadas 30
Tabla 3-7 Subasta 2011 – Plantas existentes asignadas. 31
Tabla 5-1 Comparación señales de expansión de mercados desarrollados. 48
Tabla 6-1 Características de los proyectos de inversión 55
Tabla 6-2 Costo mínimo de oferta para los proyectos de inversión 55
Tabla 6-3 Precio promedio de bolsa Colombia 2009-2014 56
Tabla 6-4 Comparación señales de expansión de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica 61

Introducción

En Colombia, en cumplimiento del marco constitucional y legislativo referente a la confiabilidad, desde el inicio del mercado en julio de 1995, se definió una remuneración por potencia para los generadores que respaldaban la disponibilidad del sistema y un cargo por respaldo (Larsen, Dyner, Bedoya V, & Franco, 2004).

El cargo por potencia se cobraba a los comercializadores por la energía comprada en la bolsa y a los generadores por las compras en la bolsa realizadas para cubrir los contratos cuando la disponibilidad declarada de sus plantas era inferior a los contratos. Se pagaba a los generadores en proporción a la energía real generada en exceso de sus contratos.

El cargo por respaldo buscaba retribuir a las plantas que sólo generaban bajo condiciones extremas, tales como bajos niveles de hidrología. Podían acceder a este cargo aquellas plantas no necesarias para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encontraban disponibles para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la UPME en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia, dándole confiabilidad al sistema interconectado ante estas eventualidades. La CREG estableció la metodología para determinar cuáles plantas o unidades podían acceder a este cargo por respaldo y dejaba a opción del propietario ofrecerlas para esta función. La remuneración por ambos conceptos se determinó con base en el costo fijo anual de una turbina a gas y el costo total horario por este concepto se distribuía entre los comercializadores en proporción a su demanda.

La vigencia de este primer mecanismo, cargo por capacidad terminó en noviembre de 2006, por tanto la CREG realizó numerosos estudios acerca de su desempeño y resultados, encontrando algunas falencias. El regulador trabajó en conjunto con reconocidos académicos expertos en el tema (Cramton & Stoft, 2005). Con base en esto, en la teoría regulatoria y en el conocimiento de los mercados eléctricos se propuso reemplazar el cargo por capacidad por un nuevo mecanismo llamado cargo por

confiabilidad, que entró en operación en el sector a partir de diciembre de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006).

Adicionalmente, en el ámbito internacional se han realizado análisis regulatorio de varios mercados de energía, con el fin de analizar si desde el punto de vista de la regulación se están dando las señales correctas de expansión en generación. Según (C. Batlle & Rodilla, 2010) la regulación debe asegurar los incentivos adecuados para que exista eficiente seguridad a largo plazo del suministro de energía.

En este contexto, el regulador tiene dos alternativas para hacer frente a la seguridad de largo plazo del suministro de energía: No hacer nada, en la creencia de que el mercado ofrezca un resultado eficiente; o tomar un rol activo, intentando representar la demanda, introduciendo mecanismos de incentivo en generación para mantener la seguridad de suministro a lo largo plazo (C. Batlle & Rodilla, 2010).

No hacer nada, o mercado de solo energía, las inversiones son incentivadas de acuerdo al precio de la energía "motivación virtual" (Siddiqi, 2007). La tasa de inversión y margen de reserva son restringidos por el precio de la energía y los contratos de energía a futuro. Contrariamente, en el mercado de capacidad, el margen de reserva se realiza mediante un pago casi fijo para cada tecnología de generación (Rau, 1999). El pago de cada unidad se encarga de cubrir la parte restante de los costos fijos que no podrían recuperarse en el mercado energético.

Específicamente en Colombia el cargo por confiabilidad, busca promover la confiabilidad del sector en períodos de escasez e incentivar nuevas instalaciones en generación de respaldo. No obstante, con en este trabajo final de maestría, “Evaluación de diferentes señales de expansión en el mercado eléctrico colombiano desde el punto de vista del inversionista” se analizará si esta señal es clara para invertir en generación en Colombia, teniendo en cuenta el punto de vista del inversionista y las experiencias de otros mercados internacionales.

Este trabajo final de maestría está organizado de la siguiente forma: En el capítulo 1, se enmarcan los antecedentes de las señales de expansión en generación; en el capítulo 2, se presentan las diferentes señales de expansión; en el capítulo 3, se explican las señales de expansión del mercado colombiano; en el capítulo 4, se estudian las señales de expansión de Alberta, Australia NEM, California, ERCOT, Nordpool, Ontario, PJM,

Reino Unido, España, NYISO e ISO New England; en el capítulo 5, se compraran las señales de expansión de los mercados analizados en capítulos 3 y 4; en el capítulo 6, se evalúan las señales de expansión de los diferentes mercados analizados en un caso particular de inversión en Colombia; finalmente en el capítulo 6, se presentan las conclusiones.

Capítulo 1. Antecedentes

Uno de los principales retos a los que debe enfrentarse cualquier sistema de electricidad en el mundo es garantizar una capacidad instalada de generación de energía suficiente para satisfacer la demanda que deberá enfrentar el sistema en el futuro, aún en condiciones críticas con una determinada confiabilidad.

Los mercados de energía, se enfrentan al cuestionamiento de cómo asegurar la confiabilidad en el suministro. En los sistemas regulados la planeación centralizada es la encargada de decidir la expansión de capacidad instalada de generación requerida. En los mercados eléctricos no regulados, surge como pregunta esencial si el mercado por sí sólo proporciona los incentivos apropiados para la provisión de las reservas necesarias para mantener la confiabilidad a largo plazo o, si por el contrario, es necesario recurrir a algún tipo de mecanismo o intervención regulatoria para lograr dicho objetivo (C. Batlle & Rodilla, 2010).

Para determinar si es cuestión del mercado asegurar la confiabilidad de suministro o si son necesarios mecanismos regulatorios diseñados con el objetivo de asegurar esa garantía de suministro requerida y lograr incentivos de inversión, es necesario entender lo que en realidad significa el concepto de confiabilidad, concepto relevante dentro de cualquier sistema eléctrico. La confiabilidad de suministro podría definirse como “el grado en el cual el desempeño de los elementos del sistema técnico permiten la entrega de energía a los consumidores dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada”, (NERC, 2014) .

Como puede verse en esta definición, la confiabilidad abarca dos atributos propios de los sistemas eléctricos: la seguridad, cuando hace referencia a los estándares aceptados y la suficiencia, cuando se refiere a la cantidad necesaria. La seguridad, como concepto de corto plazo, se define como la capacidad de respuesta del sistema frente a cambios

repentinos en la demanda y el soporte de contingencias. Las reservas en cambio, como concepto de largo plazo, se relacionan con la factibilidad dentro de un sistema eléctrico de mantener una capacidad instalada suficiente para satisfacer los requerimientos de energía de los consumidores (NERC, 2014).

Desde una perspectiva técnica, ambos conceptos están estrechamente relacionados: un sistema con abundante capacidad de reservas permite mayor flexibilidad en el manejo de los imprevistos, mientras que un sistema con reservas limitadas puede verse enfrentado más fácilmente a racionamientos.

En los esquemas regulados, tanto la seguridad como las reservas son responsabilidad del operador central, al igual que el uso eficiente de los recursos de capacidad disponibles. En un mercado de energía, estos atributos presentan diversas implicaciones técnicas y económicas, por tanto el responsable de ambos conceptos no es tan claro como en los esquemas regulados.

Existe mayor claridad con respecto a quién es el responsable de la seguridad, la cual desde el punto de vista económico es considerada como un bien público, es un bien no exclusivo, pues beneficia a todos los usuarios por igual y ningún usuario podría apropiarse de toda la seguridad del sistema ni tampoco marginarse de su beneficio. No es posible excluir a un usuario del beneficio de un sistema seguro así se rehúse a pagar por alguno de los servicios complementarios que proporciona dicha seguridad. De acuerdo a esto, todos los sistemas reestructurados coinciden en la necesidad de tener centralizada la seguridad y el control de los servicios complementarios a través del operador central, ya sea mediante esquemas de mercado, o de contratos a largo plazo con los generadores (Hoballah & Erlich, 2010).

Con relación a las reservas, no existe una posición unificada acerca de la conveniencia de adoptar esquemas centralizados para su manejo o dejarla expuesta al mercado por sí solo, bajo la expectativa que los precios del mercado proveerán las señales adecuadas para la inversión. Debe tenerse en cuenta que en los mercados reales de electricidad existen ciertas características que llevan a que el mecanismo de precios no siempre

asegure una asignación óptima de los recursos (Cramton & Stoft, 2008), entre las cuales pueden considerarse:

- Las fluctuaciones e incertidumbre que se presentan tanto para la oferta (por ejemplo, en cuanto a la provisión del recurso hídrico, lo cual conduce a una alta volatilidad del precio del mercado) como para la demanda.
- La característica física de no almacenamiento de la electricidad a gran escala.
- La inexistencia de un sustituto de electricidad y el hecho de que ésta sea considerada un bien esencial impone la característica de requerir una “sobre instalación” del sistema que conduce a precios deprimidos.

Por otro lado, así como la seguridad es considerada un bien público, la suficiencia podría considerarse como un bien privado desde el punto de vista que estas reservas se pueden conseguir vía comercialización de un producto por el cual el usuario está dispuesto a pagar. La provisión de la suficiencia podría ser tratada como un seguro contra un posible racionamiento que en un mercado sin barreras de entrada, es decir en un ambiente competitivo, podría dar lugar a temporadas de precios altos.

A futuro será posible alcanzar el nivel de confiabilidad decidido por los usuarios sin necesidad de intervención regulatoria ya que los consumidores estarán expuestos al precio y además tendrán un papel activo en la compra de la energía, para lo cual es necesario que el consumidor reciba la señal de precio de la energía en tiempo real, y tenga la capacidad para evaluar las consecuencias que su decisión le puede acarrear y dispone de información completa para determinar el nivel de seguridad que desea (Ozturk, Jha, Kumar, & Lee, 2013). Sin embargo, actualmente, se tienen diversos obstáculos de carácter técnico, político y operativo para implementar este mecanismo. La principal barrera tecnológica reside en la necesidad de sistemas de medición, comunicación y control que permitan al usuario cortar su consumo cuando el precio aumenta por encima de un nivel preestablecido, reaccionando al precio en tiempo real.

Adicionalmente, permitir que el consumidor esté expuesto a precios reales, facilitando que él mismo haga su propia oferta entre la disponibilidad del servicio y su costo, sería trasladar la volatilidad del precio al usuario y, por cuestiones políticas, es preferible que el

usuario perciba una señal de precios estable, impidiendo que éste responda a precios en tiempo real. Adicionalmente, en caso de que los usuarios estén expuestos a precios reales, podría desincentivar la inversión en generación, ya que durante los picos de demanda donde el precio es alto, muchos usuarios no estarían dispuestos a pagar por dicho bien.

Otro de los obstáculos, es que en los mercados reales de electricidad, por sus características, los generadores tienden a la infra inversión por aversión al riesgo de no recuperar sus inversiones y el regulador no puede permitir por motivos sociales, económicos y políticos que el precio de energía se eleve excesivamente, para lo cual fija techos de racionamiento, lo que refuerza esta tendencia a la infra inversión, ya que los generadores no podrían captar estos precios altos aunque estarían justificados económicamente (Ye & Cai, 2010).

Así pues, aunque el ideal del mercado sería que los precios variaran continuamente para reflejar el equilibrio entre la oferta y la demanda, haciendo que bajo condiciones de una oferta insuficiente los precios subieran, atrayendo inversiones adicionales en generación y que el pago a los generadores infra marginales cubriera su costo de capacidad, en la realidad, por un lado, esas señales de mercado podrían ser de corto plazo y sin disponer del margen de tiempo necesario para reaccionar oportunamente con las inversiones requeridas y, por otro, el depender exclusivamente del precio, llevaría a una situación de alto riesgo para las tecnologías que funcionan en los períodos de punta (Ye & Cai, 2010).

Lo anterior, unido a las demás características propias de los mercados eléctricos mencionadas, hacen que ese mercado ideal se encuentre con múltiples barreras para un correcto funcionamiento y es muy posible que por sí sólo no provea la suficiencia adecuada, haciendo necesaria la intervención del ente regulador, quien debe tener como principal objetivo asegurar la garantía de suministro requerida con una mínima distorsión de precios de energía y lograr incentivos de inversión realmente claros.

En resumen en el capítulo 1, se estudió como los mercados de energía asegurar la confiabilidad en el suministro. Donde los mercados eléctricos regulados emplean una

planeación centralizada, y los mercados eléctricos no regulados dejan que el mercado por sí sólo proporcione los incentivos, o usan algún tipo de mecanismo regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro.

En el capítulo 2, se explicará a detalle, los mercados solo de energía y los diferentes mecanismos regulatorios, los cuales proporcionan las señales de expansión en generación necesarias para mantener el suministro de energía.

Capítulo 2. Señales de expansión en Generación

En este capítulo se analizarán las diferentes señales de expansión existentes para los mercados no regulados, las cuales son mercados de solo energía, pagos por capacidad, requerimientos de capacidad, requerimientos de capacidad a largo plazo y suscripción de capacidad.

2.1 Mercados de solo Energía:

En estos mercados existen varios esquemas: en el caso de existir bolsas, los generadores ofertan su precio de energía y aquellos con precios inferiores al precio marginal del mercado salen despachados y se les paga a dicho precio. En este tipo de mercado el principal ingreso para recuperar el costo de instalación y cubrir los costos fijos de mantener la capacidad disponible es la diferencia entre el precio del mercado y el costo marginal de cada generador. También hay esquemas en los cuales se transa la energía por medio de contratos bilaterales de largo plazo y combinaciones de ambos. En todos los casos se podrían recibir rentas adicionales en los mercados de servicios complementarios, en caso de que éstos existiesen (Siddiqi, 2007).

Teóricamente, en el equilibrio del largo plazo de mercados de sólo energía la capacidad óptima de reservas se presenta cuando la renta de escasez de los generadores marginales es igual al costo de capacidad de esos generadores y proporciona los incentivos necesarios para mitigar el racionamiento. Es decir, bajo este enfoque se supone que las señales del precio de la energía que se forma libremente en el mercado, serán lo suficientemente altas para cubrir el costo incremental de largo plazo, recuperar las inversiones e incentivar la entrada oportuna de nuevos proyectos.

La solución del problema de la confiabilidad se deja en manos del mercado. Los cambios en la demanda generan las señales de precio necesarias para el inversionista, que se verá incentivado a invertir cuando la diferencia entre el precio de bolsa y el costo

marginal de la última planta, se amplíe. El precio puede fluctuar de manera considerable, esas fluctuaciones pueden ser evitadas si existen mercados de contratos, futuros y opciones completas y bien conformadas.

Debe tenerse en cuenta que los tiempos de ejecución de las inversiones llevan implícitos dos riesgos: de una parte, que la nueva inversión no incremente la capacidad de manera oportuna y de otra, que se transfieran cuantiosas rentas al consumidor, en las épocas de restricción de oferta.

2.2 Pagos por capacidad

En este mecanismo se determina el precio de la confiabilidad y los generadores reciben un pago por MW basado en su disponibilidad, independientemente de si son o no despachados, o en la energía generada. En este tipo de esquema, la energía se transa a su costo marginal y los pagos por capacidad se recaudan a través de los consumidores.

Los pagos por capacidad apuntan básicamente a resolver dos situaciones mediante el uso de un mecanismo administrado, lograr la estabilización de los ingresos que captan las unidades de punta y emitir señales de inversión que permitan alcanzar los niveles de suficiencia necesarios. Este esquema podría considerarse como un mecanismo financiero para estabilizar a largo plazo los ingresos de los generadores en forma uniforme garantizando así la confiabilidad al complementar un ingreso del mercado que es insuficiente (Sepope & Oren, 2000).

Existen dos métodos alternativos para el cálculo de los pagos por capacidad. Uno de ellos basa los pagos en el costo de instalación de la tecnología de punta. La otra alternativa utiliza el valor esperado de la carga no servida. Entre ambas alternativas existe una diferencia: El pago por capacidad paga el valor total de capacidad de la tecnología de punta aunque ésta no opere, motivo por el cual podría introducir sobre instalación en el sistema. De otro lado, pagar la energía al precio de racionamiento, durante periodos de escasez, sólo compensa a los generadores que puedan vender energía a ese precio, evitando el incentivo de sobre instalación, pero convirtiéndose en una señal de corto plazo.

En general, el concepto de pagos por capacidad está basado en la “Teoría de Precio de punta” (Boiteux, 1960). Básicamente la teoría se enfoca en dos aspectos del suministro

de la electricidad: la incertidumbre y la diversificación de los recursos. El efecto de la incertidumbre hace necesario que el servicio de la electricidad se defina en términos de energía y potencia. La cantidad de energía que puede ser entregada en un período de tiempo dado depende de la disponibilidad de capacidad.

La confiabilidad se manifiesta mediante el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP: "Loss of Load Probability") como función de la capacidad disponible para alimentar la carga, lo cual hace que la distinción entre periodos pico y no pico tome relevancia. Bajo este criterio es razonable que se tenga un cargo variable de capacidad que se cobra a los consumidores y se paga a los generadores, aunque no sean despachados, cuya capacidad proporciona confiabilidad.

De otro lado, el enfoque de mezcla tecnológica permite justificar pagos uniformes de capacidad a los generadores, basados en costos fijos de la tecnología de punta para complementar sus ingresos por energía, los cuales están basados en costos marginales. De esta manera, el pago de capacidad también se motiva con el fin de recuperar los costos, con una óptima mezcla tecnológica; al considerar varios generadores de tecnologías diferentes, con sus respectivas funciones de costos.

Los esquemas de pagos por capacidad implican un pago total equivalente al que se obtendría como resultado de un proceso de optimización que remunera los costos de energía y potencia de cada tecnología; adicionalmente, permiten establecer topes a los precios de energía, no generan sobre instalación siempre y cuando se pague sobre la capacidad necesaria y no sobre la capacidad instalada total sin importar la magnitud de la demanda. No producen distorsiones en el mercado de energía siempre y cuando no estén asociado a la energía generada en un momento determinado y son esquemas que generan las rentas necesarias para incentivar la permanencia de las tecnologías marginales y la inversión en éstas.

Las principales dificultades que se enfrentan en los diseños de este tipo de mecanismos tienen que ver con la determinación del volumen total de remuneración que incluirá el pago y la distribución del mismo entre las diferentes unidades de generación del sistema. De ese volumen correcto de remuneración, dependerá que las señales realmente sean

claras para que existan inversiones en capacidad instalada y una repartición apropiada, la cual debería ser proporcional al aporte que cada generador hace a la confiabilidad del sistema, permitiendo que se incentiven operaciones seguras y motivando la permanencia del parque generador. De esta manera el volumen de remuneración y el método de repartición representan aspectos primordiales en el diseño de un pago por capacidad.

Desde el punto de vista del inversionista, este mecanismo es muy atractivo, ya que se pueden recuperar los costos de inversión así el recurso no genere. Sin embargo desde el punto de vista del mercado y del consumidor, este tipo de mecanismo no es adecuado, ya que puede generar sobre instalación, e introducir un precio inadecuado, el cual puede generar un sobre costo excesivo en la tarifa de energía.

2.3 Requerimiento de capacidad

Este mecanismo se basa en adquirir una reserva estratégica de las unidades de punta, manejada por el operador. La idea es la compra o el arrendamiento financiero de un cierto volumen de capacidad. Además de crear reservas operativas con los recursos existentes, reforzará el mercado de la electricidad y por lo tanto da lugar a nuevas inversiones (Gupta, 2012). Debido a que la señal de la inversión depende de los precios de escasez que resultan de tener un cierto volumen de capacidad de generación fuera del mercado, esta medida puede ser considerada como un mecanismo de capacidad basada en el precio. Una forma de determinar un adecuado precio, el cual llame la atención de los inversionistas, es mediante subastas, donde el mercado o el regulador, determinada la cantidad de reserva necesaria y el proveedor determina si el precio es adecuado para cubrir sus costos

2.4 Requerimientos de capacidad a largo plazo

Estos mecanismos abordan el problema de la garantía de suministro a largo plazo, forzando una adecuada cobertura frente al riesgo de racionamiento de los consumidores, pero tratando de mantener esquemas lo más liberalizados posibles. En el esquema de requerimientos de capacidad el regulador, o el mercado establecen una obligación de

adquirir determinado nivel de capacidad. De esta manera, la obligación de contratar proporciona a los generadores oportunidades de obtener ingresos adicionales por su capacidad no utilizada y provee incentivos para la construcción de reservas adicionales.

El operador del sistema adquiere por subasta opciones de compra que deben ser ejercidas a un precio determinado cuando el precio del mercado exceda el precio de ejercicio de la opción. Este es un mecanismo de cubrimiento de riesgo con el cual se evita que el precio de la energía supere un precio determinado y a la misma vez es un buen mecanismo para incentivar las inversiones en generación (Spees, 2009).

2.5 Suscripción de capacidad

En los esquemas de suscripción de capacidad, cada consumidor contrata el derecho a acceder a una carga máxima a la que queda restringido cuando hay estrechez en la oferta; el derecho lo venden los generadores a los precios y las cantidades que el mercado determine. El hecho de tenerse que ajustar la oferta a las expectativas de la demanda y no tener que abastecer aquellas que no suscriben capacidad puede dar lugar a que no se generen incentivos que promuevan la inversión (Ye & Cai, 2010).

En resumen, en este capítulo se analizaron las diferentes señales de expansión para mercados no regulados, donde se puede ver como los mercados de solo energía se basan en altos precios para garantizar inversiones, mientras que los mercados de capacidad buscan un incentivo adicional para atraer el inversionista el cual le proporciona al inversionista un menor riesgo y unos ingresos fijos por determinado tiempo. Adicionalmente, se estudió suscripciones de capacidad, el cual es una tendencia a futuro, donde los consumidores toman decisiones sobre los precios, lo cual puede generar una gran incertidumbre para el inversionista, desactivando la inversión en generación. Teniendo clara las señales de expansiones en los mercados no regulados, en el capítulo 3, se analizan las señales de expansión del mercado Colombiano

Capítulo 3. Señales de expansión en el mercado eléctrico Colombiano.

3.1 Características del sistema eléctrico colombiano

En esta sección, se analizarán las características del sistema eléctrico Colombiano que tienen relevancia para evaluar las señales de expansión en generación. Donde se hará mención a la capacidad instalada, demanda anual, estructura del mercado eléctrico, número de transacciones en el mercado y el comportamiento de los precios.

3.1.1 Capacidad instalada

La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar 2012 fue 14,361 MW, ver (XM, 2014).

Tabla 3-1, donde el 64 % de la capacidad instalada es hidráulica y el 31 % térmica. Como se puede apreciar, durante épocas de sequía se estaría hablando de un 64 % de la capacidad efectiva neta instalada afectada, creando problemas de confiabilidad (XM, 2014).

3.1.2 Demanda anual

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 61 GWh, con un crecimiento del 2.8% con relación al año 2012, ver Tabla 3-2. De acuerdo al crecimiento

de la demanda de los últimos 6 años, el mínimo crecimiento ha sido del 1.6 % y el máximo 3.8%, por lo tanto en promedio se espera un crecimiento de la demanda del 2% o más para los próximos años (XM, 2014).

Tabla 3-1 Capacidad instalada 2012.

Capacidad Efectiva Neta Instalada en el Sistema Interconectado Nacional [MW]	
Plantas Hidráulicas	9185
Plantas Térmicas	4426
Plantas Menores	693
Cogeneradores	57
Total	14361

Fuente: (XM, 2014).

Tabla 3-2 Demanda de energía eléctrica 2008-2013.

Demanda de energía eléctrica						
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
GWh	53.87	54.679	56.148	57.150	59.370	61.03

Fuente: (XM, 2014).

3.1.3 Estructura del mercado eléctrico Colombiano

El mercado eléctrico colombiano es un mercado no regulado, compuesto por 4 agentes: comercializadores, distribuidores, transmisores y generadores. Adicionalmente existe una compañía la cual es encargada de operar y administrar el sistema eléctrico colombiano, XM S.A E.S.P.

La compra de energía se realiza mediante compra en bolsa o por medio de contratos, donde los grandes comercializadores y grandes consumidores pueden adquirir grandes bloques de energía de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda. Cuando se realizan compras en bolsa, el precio es determinado por la oferta y demanda. Sin embargo cuando se realizan contratos directamente con los generadores, el precio lo

disponen las partes y no es regulado por el estado, con el fin de permitir la libre competencia.

3.1.4 Transacciones en el mercado

Las transacciones del mercado hacen referencia a la venta en bolsa, contratos, restricciones, desviaciones de la demanda, AGC, cargo por confiabilidad y rentas de congestión, ver Tabla 3-3 Transacciones del mercado - 2012.

Tabla 3-3 Transacciones del mercado - 2012.

Transacciones	
Energía transada en bolsa (GWh)	17,019
Energía transada en contratos (GWh)	62,179
Valor transado en bolsa (Millones $)	1,870,735
Valor transado en contratos (Millones $)	8,109,520
Restricciones (Millones $)	642,523
AGC (Millones $)	154,789
Desviaciones (Millones $)	11,473
Rentas de congestión (Millones $)	264
Cargo por confiabilidad (Millones $)	1,701,490

Fuente: (XM, 2014).

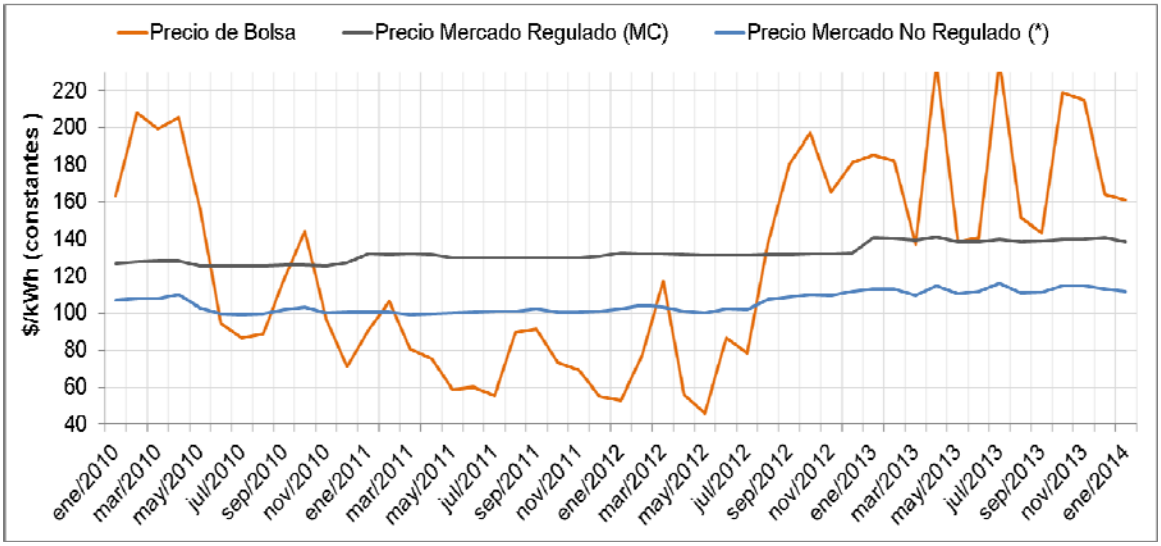
3.1.5 Comportamiento de los precios

El precio de bolsa ha tenido varios cambios en los últimos tres años, ver Figura 1 Comportamiento de los precios de bolsa, mercado regulado y no regulado para los últimos tres años.

El primer trimestre de 2010 estuvo caracterizado por precios sobre los 200 $/KWh, esto fue debido al bajo nivel de embalses durante 2009 – 2010, ver Figura 2 Comportamiento de los embalses 1991-2013. Desde mayo de 2010 hasta septiembre de 2012 el precio

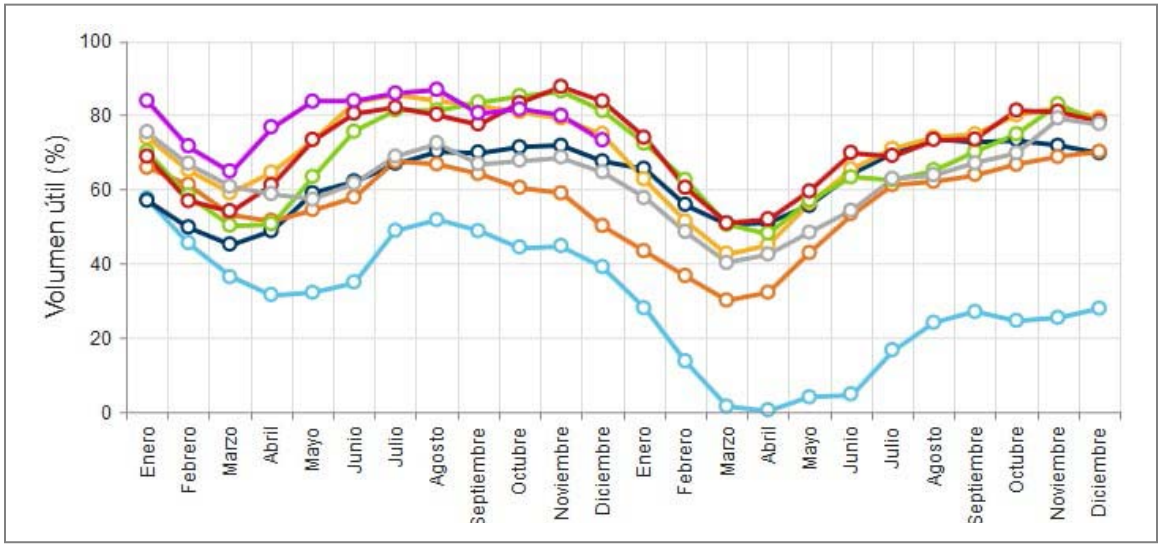
de bolsa estuvo bajo los 150 $/KWh, fenómeno caracterizado por la buena condición de los embalses.

Figura 1 Comportamiento de los precios de bolsa, mercado regulado y no regulado para los últimos tres años.



Fuente: (XM, 2014).

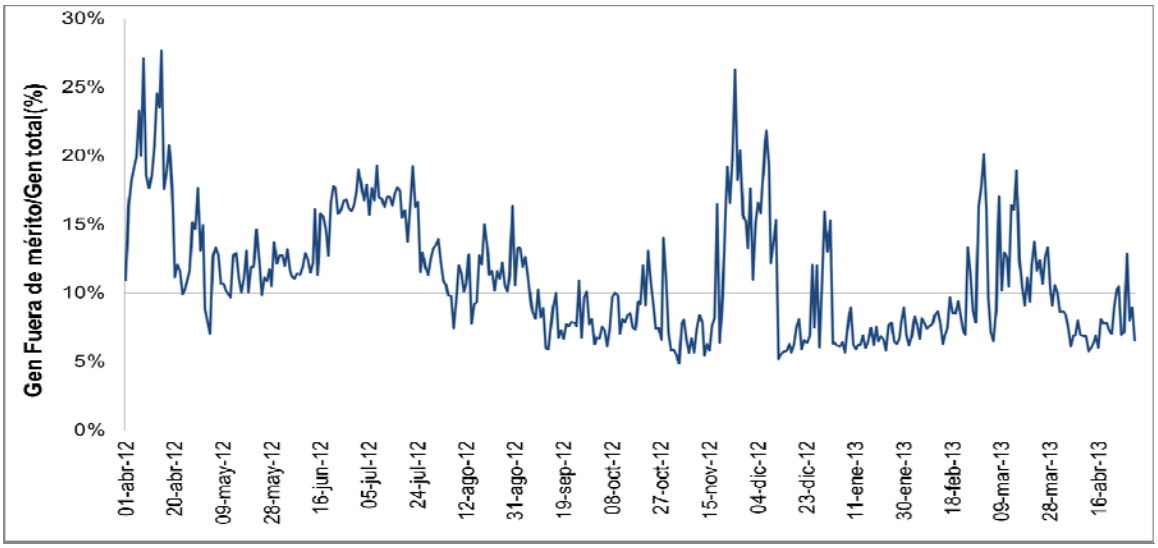
Figura 2 Comportamiento de los embalses 1991-2013.



Fuente: (XM, 2014).

Desde septiembre de 2012 hasta abril de 2013, se presentó un alza en el precio de bolsa debido a la reducción de los embalses y a restricciones en el sistema eléctrico, ver Figura 3 Generación fuera de mérito 2012-2013.

Figura 3 Generación fuera de mérito 2012-2013.



Fuente: (XM, 2014).

De acuerdo a la información anterior, es posible concluir que el comportamiento del precio de bolsa está ligado altamente a los comportamientos de los embalses y a las restricciones del sistema. Esto es debido a que la generación más económica, es la hidráulica, la cual ante eventos de bajo embalse o restricciones en el sistema, incrementa el precio de su oferta.

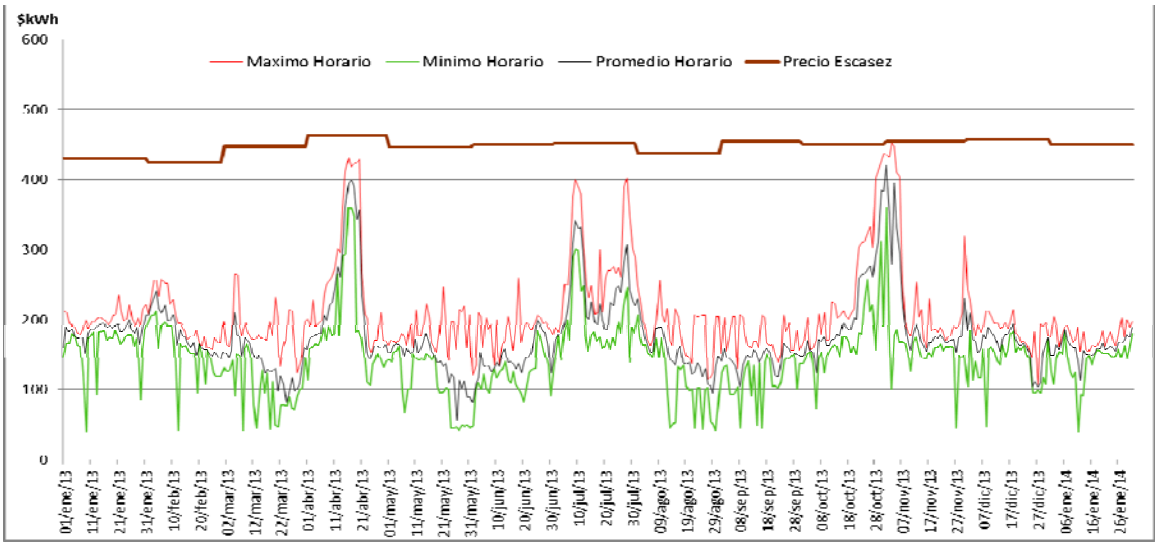
El precio de escasez para el último año fue de aproximadamente 450 $/KWh. Donde el máximo precio de bolsa horario se presentó el 31 de Octubre de 2013 con un valor de $436.03 $/KWh, el cual fue un poco inferior al precio de escasez para el mismo mes (450.51 $ kWh), ver Figura 4. Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2013-2014.

Durante el 2011 y 2012 el precio de escasez fue muy superior al precio de bolsa. Lo cual fue influenciado por el buen comportamiento los embalses, ver Figura 5. Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2012-2013, Figura 6. Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2011-2012.

Durante el 2009 y 2010 el precio de escasez fue superado por el precio de bolsa, debido al fenómeno de sequía presentado durante dichos años, ver Figura 7 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2010-2011.Figura 8 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2009-2010.

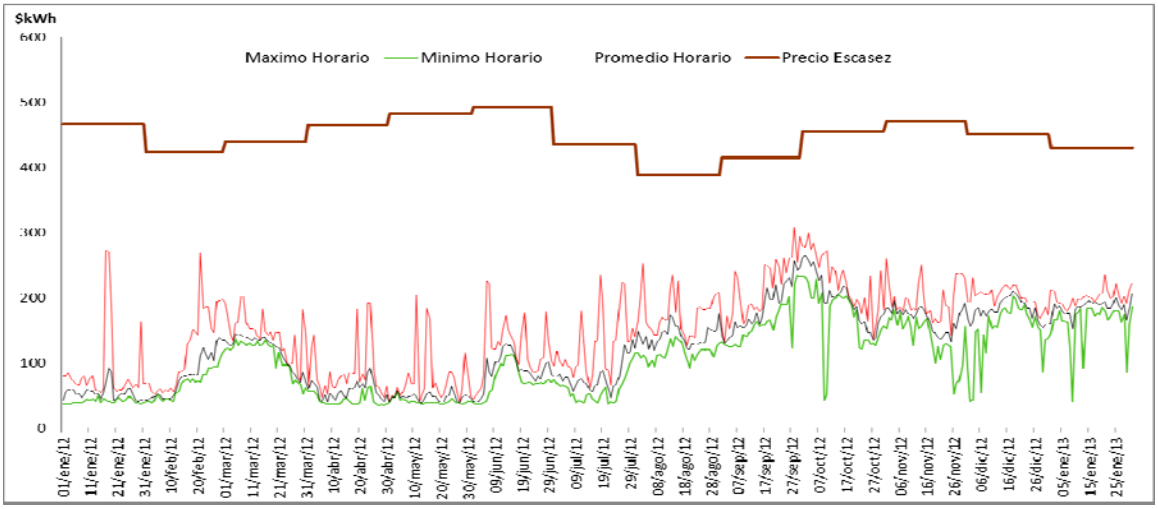
Como se mencionó anteriormente el precio de bolsa es influenciado directamente por los embalses y las restricciones, creando que el precio de bolsa sea superior al precio de escasez durante dichos inconveniente, generando incentivos a la inversión, pero al mismo tiempo alta incertidumbre, debido a la alta volatilidad en los precios de oferta. Con el fin de resolver este desincentivo a la diversificación de generación, se introdujo el cargo por confiablidad, el cual será explicado en detalle en la siguiente sección.

Figura 4 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2013-2014.



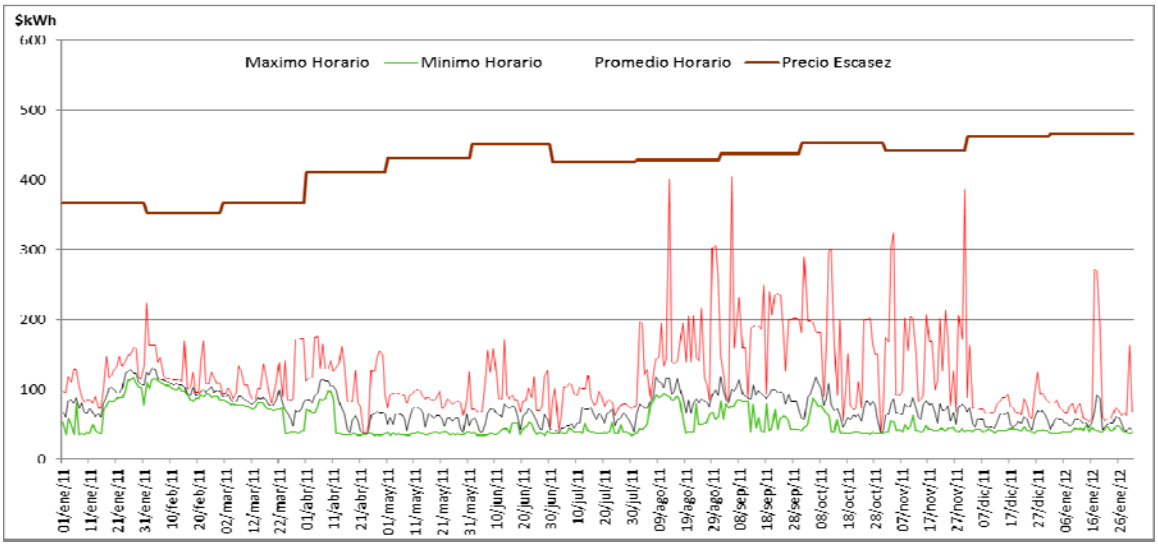
Fuente: (XM, 2014).

Figura 5 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2012-2013.



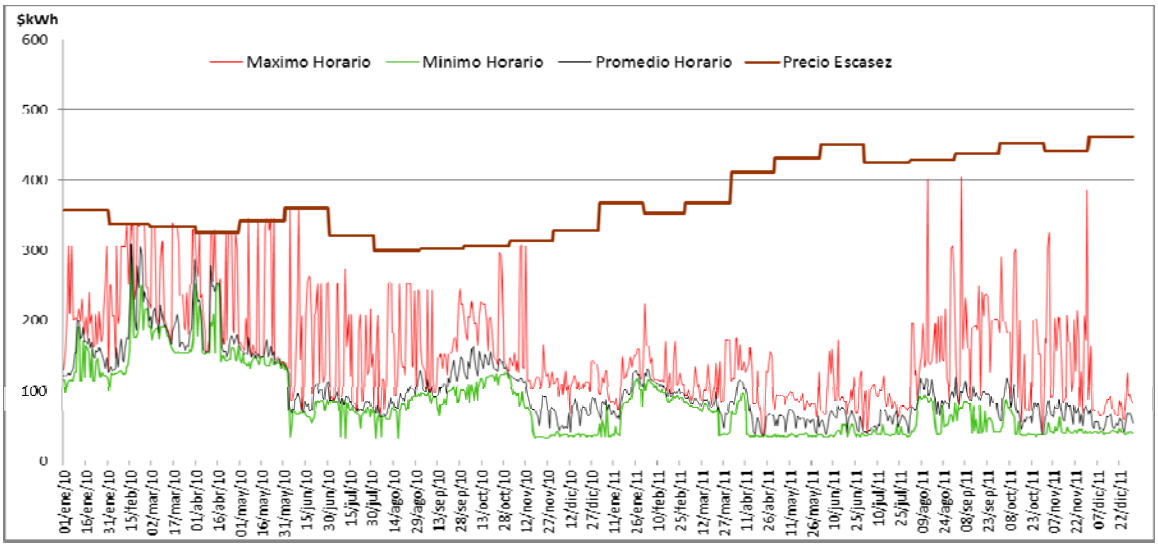
Fuente: (XM, 2014).

Figura 6 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2011-2012.



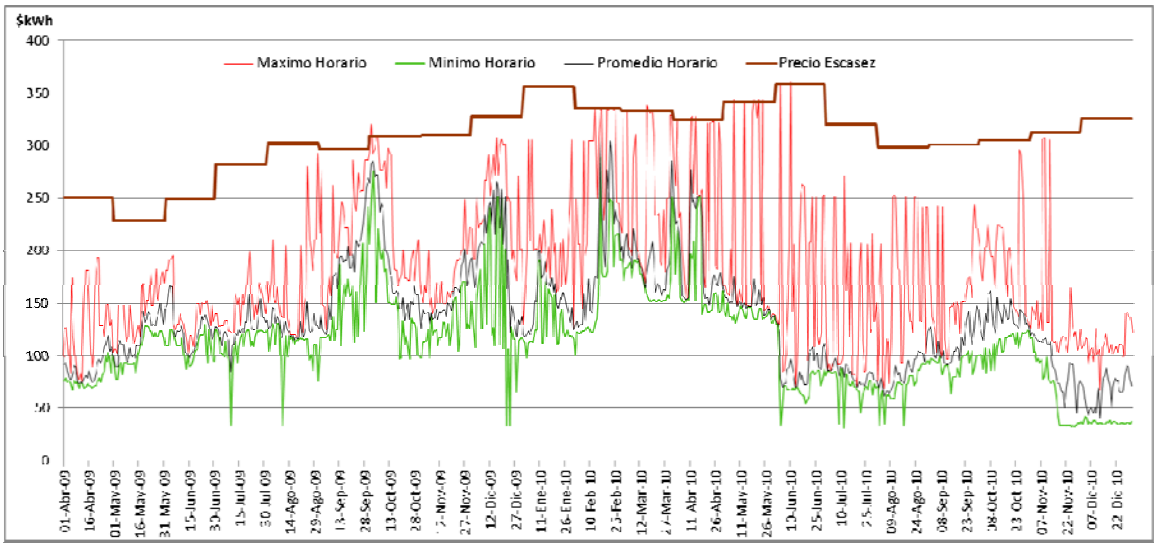
Fuente: (XM, 2014).

Figura 7 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2010-2011.



Fuente: (XM, 2014).

Figura 8 Comportamiento de los precios de bolsa y escasez 2009-2010.



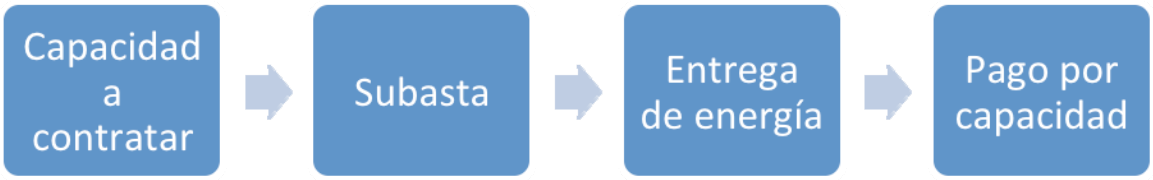
Fuente: (XM, 2014).

3.2 Cargo por Confiabilidad

La señal de expansión del mercado eléctrico colombiano es el cargo por confiabilidad. El cargo por confiabilidad es equivalente a cantidades fijas y precio flexible para los nuevos inversionistas. Esta metodología corresponde a requerimientos de capacidad a largo plazo, la cual es usada desde el 1 de diciembre de 2006. Donde la primera asignación mediante subastas se realizó en mayo de 2008 para las obligaciones de energía firme con vigencia a partir de diciembre de 2012 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006).

El cargo por confiabilidad es un mecanismo que busca incentivar los inversionistas en generación en Colombia, con el fin de garantizar un equilibrio entre la oferta y demanda de energía en condiciones críticas, como fenómenos de baja hidrología. Adicionalmente, este mecanismo busca manejar eficientemente el precio de energía, creando más competencia entre la oferta, ver Figura 9 Esquema mercado de capacidad Colombia

Figura 9 Esquema mercado de capacidad Colombia (XM, 2014).



3.2.1 Capacidad a contratar

La subasta de Obligaciones de Energía Firme (OEF) se realiza si la CREG determina que habrá un desbalance entre oferta y demanda en el futuro, es decir cada año la CREG determina si habrá subasta, en caso de que sea requerida se comunica mediante resolución.

3.2.2 Subasta

El cargo por confiabilidad es basado en Obligaciones de Energía Firme, el cual es un compromiso que pacta el generador para asegurar una energía determinada durante tiempos de escasez. Las obligaciones de energía firme se asignan mediante subasta,

donde se proyecta una energía futuro a cubrir y los generadores ofertan la energía que pueden garantizar y el valor al cual aspiran ser remunerados por dicha energía.

Los nuevos proyectos podrán contratar cargo por capacidad hasta por 20 años, con el fin de incentivar inversiones en plantas de gas y diversificar los recursos. Los proyectos existentes podrán contratar cargo por capacidad hasta por 1 años. Adicionalmente, los proyectos existentes con remodelaciones podrán contratar cargo por capacidad hasta por 3 años.

El cargo por confiabilidad le brinda a los inversionista una renta fija, la cual es independiente de la venta de energía durante tiempos de no escasez. Lo cual motiva la inversión, dando seguridad y flujo de caja al inversionista hasta por 20 años. Adicionalmente, los nuevos inversionistas pueden retirarse de la subasta cuando deseen. Estas son ventajas con respecto a los generadores existentes, ya que estos no pueden retirarse de la subasta antes de que ésta haya alcanzado un precio determinado, adicionalmente, el precio asignado a ellos está acotado a una franja alrededor del precio actual, y solo pueden ofertar hasta por un año.

3.2.3 Entrega de energía

Como contraprestación, el generador que fue asignado con OEF, se compromete a garantizar la cantidad de energía que le fue asignada por el tiempo que fue determinado en la subasta. Esta energía debe ser efectiva en caso de que el precio de bolsa supere el precio de escasez, el cual es determinado por la CREG.

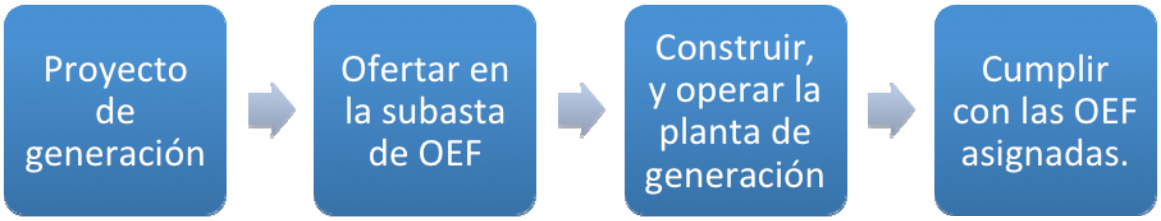
3.2.4 Pago por capacidad

Los generadores que ganan la subasta, es decir al generador que se le asigna una OEF, recibirá un pago por la energía que estará garantizando durante el tiempo pactado en la subasta, el cual es determinado por el ultimo generador que suple la capacidad requerida a futuro.

3.2.5 Esquema cargo por confiabilidad para nuevos inversionistas.

Para un nuevo inversionista participar en el cargo por confiabilidad debe de seguir el ciclo propuesto en Figura 10 Esquema cargo por confiabilidad para nuevos inversionistas.

Figura 10 Esquema cargo por confiabilidad para nuevos inversionistas (CREG, 2014).



3.2.5.1 Proyecto de generación en Colombia

El primer paso es la inscripción del proyecto de generación, el cual se debe hacer ante la UPME y se debe encontrar en fase 2. La fase 2 hace referencia a tener aprobados los siguientes requisitos: Estudios de factibilidad, esquema financiero y administrativo, aprobación del diagnóstico ambiental de alternativas, información sobre opciones de compra de terceros, solicitud de conexión a la red de transmisión, esquema de compra de combustibles, diseños de ejecución y solicitud de licencia ambiental.

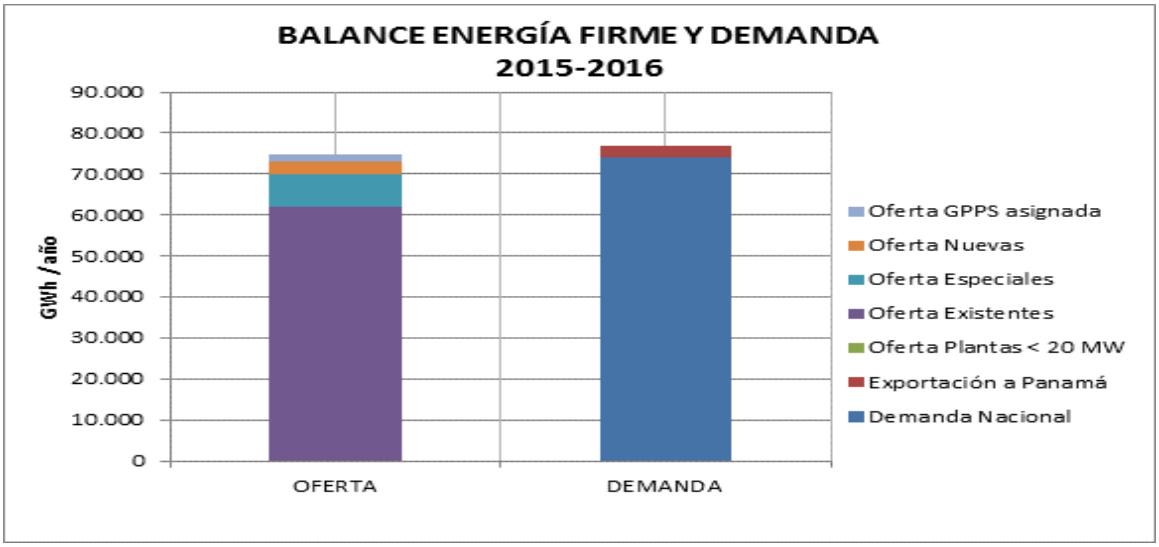
Adicionalmente se deber remitir a la UPME el estudio de conexión de la red de transmisión, garantías de entrada en operación, cronograma, registros de caudales de mínimo 20 años y contrato de combustible o garantías.

3.2.5.2 Ofertar en la subasta para asignación de obligaciones de energía firme OEF

Como fue mencionado anteriormente, LA CREG establece si se realiza subasta o no. En caso de que es requerida la subasta de OEF la CREG emite resolución informando el balance de energía firme y demanda. En la Figura 11 Balance energía firme y demanda 2015-2016, se puede ver un ejemplo de balance de energía para 2015- 2016. Donde la oferta es de 74.811 GWh/ año y la demanda pronosticada 76.742 GWh/ año. De acuerdo a lo anterior, la CREG pronostica un déficit de 1931 GWh/año, el cual es la cantidad que se subastara para dicho periodo de tiempo.

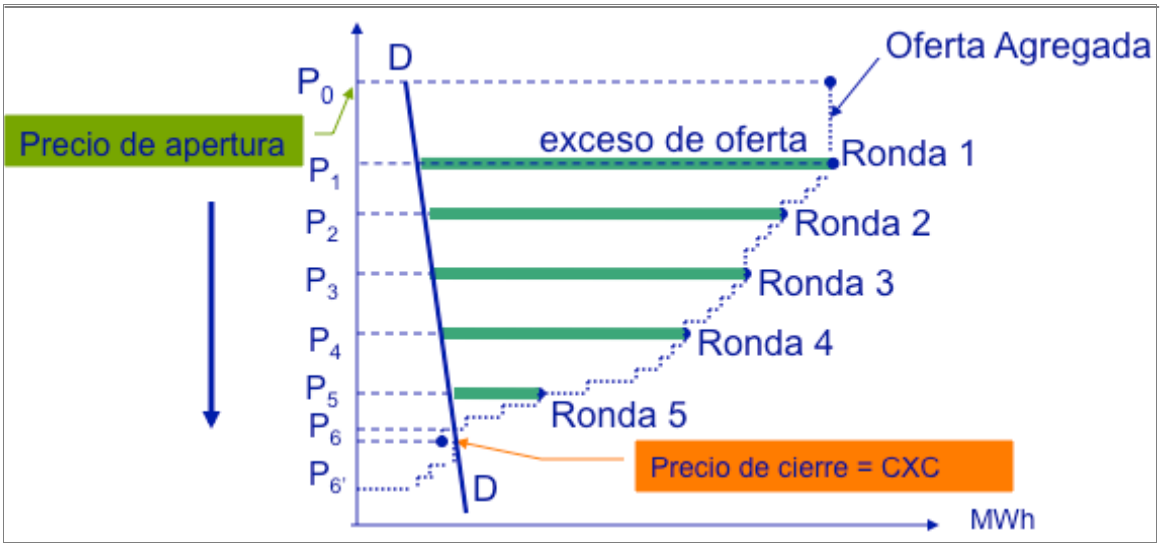
Posterior a la resolución de la CREG, se ejecuta la subasta, ver Figura 12 Ejemplo subasta de energía firme. La subasta inicia con un precio de apertura (P_0), con dicho precio los generadores que consideren adecuado este valor, ofertan una cantidad de energía. Si la cantidad de energía ofertada por los generadores no supera la demanda, se cierra la subasta al precio de apertura. Por el contrario si la oferta es mayor que la demanda, se disminuye el precio de apertura (P_1). El precio de apertura se reduce tantas veces como la oferta es mayor que la demanda, proceso al cual se le denomina rondas. En el ejemplo citado se realizaron 5 rondas, y el precio de cierre se obtuvo cuando la oferta no supero la demanda (P6).

Figura 11 Balance energía firme y demanda 2015-2016



Fuente: (CREG, 2014).

Figura 12 Ejemplo subasta de energía firme.



Fuente: (CREG, 2014).

3.2.5.3 Cumplir con las OEF asignadas

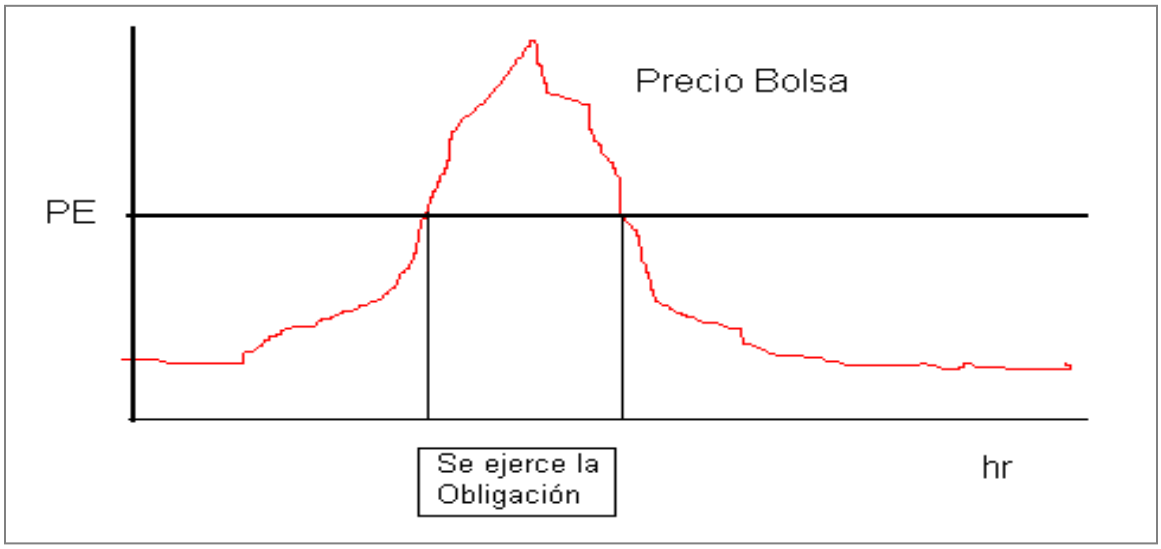
Posterior a ganar la subasta, el nuevo generador debe contar con un activo de generación para respaldar las OEF, lo cual incluye tener el suficiente combustible para cumplir con sus obligaciones.

La energía que gano mediante la subasta es requerida por el SIN, cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez, ver durante el periodo de vigencia

Figura 13 Entrega de energía firme por parte del generador.

Como contraprestación, el generador es remunerado con el cargo por confiabilidad incluso si la OEF no es requerida durante el periodo de vigencia

Figura 13 Entrega de energía firme por parte del generador.



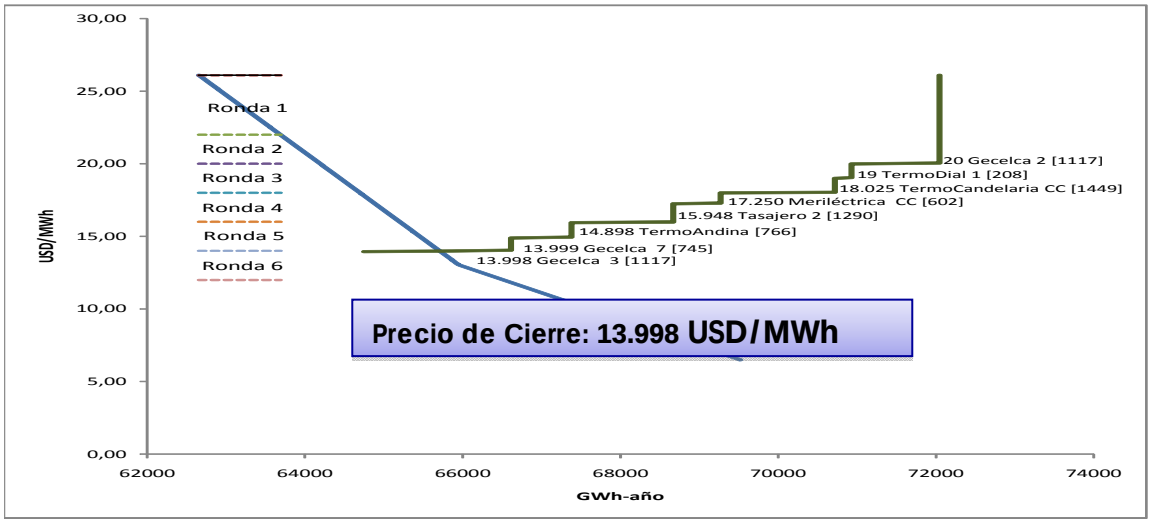
Fuente: (CREG, 2014).

3.2.6 Subasta OEF 2008.

En la subasta de 2008 se presentaron 91 plantas, de los cuales 78 fueron existentes y 21 nuevos proyectos o en construcción. De estas plantas 29 cumplieron con la declaración de parámetros (21 existentes y 8 nuevos proyectos). Adicionalmente solo 14 plantas cumplieron con las garantías (8 existentes, 6 nuevos proyectos). Finalmente en la

subasta de 6 rondas se asignaron OEF a 3 plantas existentes y 6 plantas nuevas, a un valor de 13.998 USD/MWh, ver Figura 14 Subasta obligaciones de energía firme 2008, Tabla 3-4 Subasta 2008 – Plantas nuevas asignadas, Tabla 3-5 Subasta 2008 – Plantas existentes asignadas.

Figura 14 Subasta obligaciones de energía firme 2008



Fuente: (CREG, 2014).

Tabla 3-4 Subasta 2008 – Plantas nuevas asignadas

Plantas nuevas asignadas						
Nombre	**MW**	**2014 GWh**	**2015 GWh**	**2016 GWh**	**2017 GWh**	**2018 GWh**
Cucuana (H)	60	49	50			
Miel II (H)	135	184				
Sogamoso (H)	800	400	800	1550	2300	2350
El Quimbo (H)	396	400	850	1350	1650	
Porce IV (H)	400		321	641	962	
Pescadero-Ituango (H)	1200					1085

Fuente: (SUI, 2014).

Tabla 3-5 Subasta 2008 – Plantas existentes asignadas.

Plantas existentes asignadas		
Nombre	**MW**	**2012 GWh**
Gecelca 3 (T)	150	1120
TermoCol (T)	202	1682
Amoyá (H)	78	215

Fuente: (SUI, 2014).

3.2.7 Subasta OEF 2011.

En la subasta de 2011 se asignaron OEF a 5 plantas existentes y 4 plantas nuevas, a un valor de 15.7 USD/MWh, Tabla 3-4 Subasta 2008 – Plantas nuevas asignadas, Tabla 3-5 Subasta 2008 – Plantas existentes asignadas.

Tabla 3-6 Subasta 2011 – Plantas nuevas asignadas

Nombre	MW	2016 GWh	2017 GWh	2018 GWh	2021 GWh
Sogamoso (H)	800	1440			
Termonorte (T)	88		619		
Porvenir II (H)	352			1445	
Pescadero-Ituango (H)	1200				3482

Fuente: (SUI, 2014).

Tabla 3-7 Subasta 2011 – Plantas existentes asignadas.

Plantas existentes asignadas		
Nombre	**MW**	**2015 GWh**
Rio Ambeima (H)	45	75
Lleras Restrepo (H)	78	200
San Miguel (H)	42	123
Gecelca 32 (T)	250	1971
Tasajero II	160	1165

Fuente: (SUI, 2014).

En este capítulo se analizaron las características del sistema eléctrico Colombiano que tienen relevancia para evaluar las señales de expansión en generación, donde se puede apreciar como el precio de bolsa es fuertemente influenciado por el nivel de los embalses y las restricciones eléctricas del sistema eléctrico.

Adicionalmente se analizó el cargo por confiabilidad, la señal de expansión del mercado eléctrico Colombiano, donde se pudo evidenciar de las dos subastas que se han realizado a la fecha una ingreso de 8 nuevas plantas, adicionando 3431 MW, de los cuales solo 88 MW corresponden a plantas térmicas.

Con el fin de comparar la eficacia de la señal de expansión de Colombia desde el punto de vista del inversionista, en el capítulo 4 se analizarán las señales de expansión de varios mercados desarrollados.

Capítulo 4. Señales de expansión de mercados eléctricos desarrollados

4.1 Alberta, Australia NEM, California, ERCOT, Nordpool y Ontario.

Estos son mercados de solo energía. De este modo, sus señales de expansión son los precios de bolsa y servicios auxiliares, lo que conlleva a altos precios de la energía durante los períodos de escasez del suministro.

Adicionalmente, no existen normas o leyes de suficiencia de recursos, o requisitos de margen de reserva. Sin embargo, los reguladores o el operador de red, pueden identificar los márgenes de reserva, pero la suficiencia de recursos no está garantizada.

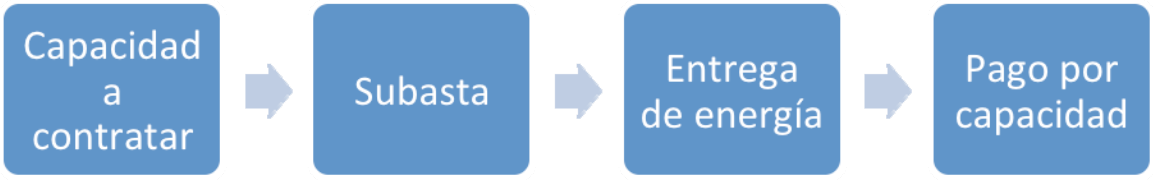
De acuerdo a lo anterior, las señales de expansión en generación en estos mercados, son los altos precios durante los periodos de escasez y los pagos por energía suministrada o servicios auxiliares, con los cuales el nuevo inversionista debe determinar si puede cubrir su inversión, los costos fijos y costos variables. Este mecanismo no es el más atractivo para los inversionistas debido al alto riesgo que corren, especialmente si invierten en tecnologías que solo son despachadas en periodos de alta demanda, (Anderson et al. 2007,Rodriguez & Anders 2004; Woo et al. 2003).

4.2 PJM

PJM es un transmisor que coordina las transacciones de la electricidad en los estados Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia en los Estados Unidos.

Desde el 2006, el esquema del mercado de capacidad que rige en PJM es modelo de precio de confiabilidad (RPM) (Spees 2009; Murty P Bhavaraju 2012; Pfeifenberger et al. 2014), ver Figura 15 Esquema mercado de capacidad PJM (PJM, 2014).

Figura 15 Esquema mercado de capacidad PJM (PJM, 2014).



4.2.1 Capacidad a contratar

La cantidad necesaria a ofertar es determinada por PJM. Esta cantidad es fija de acuerdo a la curva de capacidad proyectada. La curva de capacidad proyectada, define el tope del precio de los recursos adquiridos en las subastas . El precio es más alto cuando los recursos son menores a la demanda objetivo y más bajo cuando los recursos están en exceso.

Curva de capacidad requerida a contratar

La curva de demanda proyectada que es usada para definir precios y cantidades de la energía a contratar, tiene como eje x la capacidad requerida a contratar, y como eje y el precio a contratar, el cual es establecido usando los puntos (a), (b) y (c), ver Figura 16. Curva de capacidad requerida PJM.

Punto (a)

El precio es igual o superior a el costo de una nueva entrada (CONE) o 1.5 veces el costo de una nueva entrada (CONE) menos sus ingresos netos (Net CONE), divido por uno menos la probabilidad equivalente de salidas forzadas de generación (Pool – wide Average EFORd).

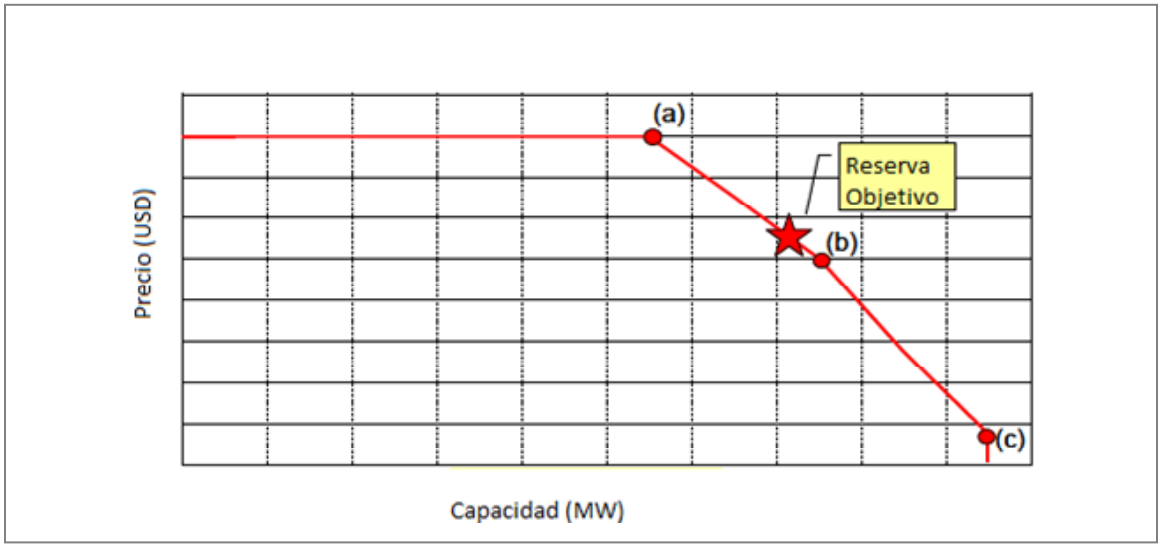
$$Precio\ (a) \geq \frac{CONE\ o\ 1.5\ (Net\ CONE)}{1 - Pool\ Wide\ EFORd}$$

La capacidad de energía a contratar es igual a Requisito de Confiabilidad en PJM multiplicado por 100% más IRM menos el 3%, dividido por 100% más IRM, menos la contratación de recursos a corto plazo.

Donde el IRM es expresado como la reserva de capacidad instalada como porcentaje de la demanda pico proyectada.

$$Capacidad\ (a) = Requisito\ de\ Confiabilidad\ \frac{(100+IRM-3)}{(100+IRM)} - recursos\ corto\ plazo$$

Figura 16 Curva de capacidad requerida PJM.



Fuente: (PJM, 2014).

Punto (b)

El precio es igual al costo neto de una nueva entrada (Net CONE), divido por uno menos la probabilidad equivalente de salidas forzadas de generación (Pool – wide Average EFORd).

$$Precio\ (b) = \frac{Net\ CONE}{1 - Pool\ Wide\ EFORd}$$

La capacidad de energía a contratar es igual a Requisito de Confiabilidad en PJM multiplicado por 100% más IRM mas el 1%, dividido por 100% más IRM, menos la contratación de recursos a corto plazo.

Donde el IRM es expresado como la reserva de capacidad instalada como porcentaje de la demanda pico proyectada.

$$Capacidad\ (b) = Requisito\ de\ Confiabilidad\ \frac{(100+IRM+3)}{(100+IRM)} - recursos\ corto\ plazo$$

Punto (c)

El precio es igual a 0.2 veces el costo neto de una nueva entrada (Net CONE), divido por uno menos la probabilidad equivalente de salidas forzadas de generación (Pool – wide Average EFORd).

$$Precio\ (c) = \frac{0.2\ Net\ CONE}{1 - Pool\ Wide\ EFORd}$$

La capacidad de energía a contratar es igual a Requisito de Confiabilidad en PJM multiplicado por 100% más IRM mas el 5%, dividido por 100% más IRM, menos la contratación de recursos a corto plazo.

Donde el IRM es expresado como la reserva de capacidad instalada como porcentaje de la demanda pico proyectada.

$$Capacidad\ (c) = Requisito\ de\ Confiabilidad\ \frac{(100+IRM+5)}{(100+IRM)} - recursos\ corto\ plazo$$

El mismo proceso se utiliza para establecer la curva de necesidades de recursos variables para cada sub-zona de PJM (LDA), salvo que el requisito de confiabilidad para tal LDA será sustituido por el Requisito de Confiabilidad de PJM, y los recursos a Corto Plazo LDA para las Zonas asociada con tales LDA se sustituirán por la Adquisición de destino de recursos a corto plazo de todo el área (Pfeifenberger et al., 2014).

4.2.2 Subasta

RPM es un proceso de subasta centralizado en el que PJM oferta recursos en nombre de las entidades encargadas del suministro de demanda en la region de PJM (LSEs). Las empresas grandes tienen la opción de no participar en RPM y cumplir con la obligación de capacidad con su recursos propios en determinadas condiciones .

La subasta se hace tres años antes de la obligacion a contratar. Adicionalmente se hacen tres subastas incrementales antes del año a cumplir la obligacion.

- **Subasta Base**: La subasta base se celebra durante el mes de mayo, tres años antes del inicio del año de expedición . Esta subasta, permite la adquisición de recursos para satisfacer la obligación de capacidad de la región y asigna el costo de esos compromisos a través de un Cargo por Confiabilidad localizado por zonas.
- **Subastas incrementales**: Hasta tres subastas incrementales se realizan después de la subasta Base, con el fin de adquirir compromisos de recursos adicionales para satisfacer los posibles cambios en la dinámica del mercado antes del inicio del año de expedición . La Primera, Segunda y Tercera subastas incrementales, se llevan a cabo para permitir la adquisición de recursos de reposición, aumentos y disminuciones de los compromisos de recursos, debido a los ajustes de requisitos de confiabilidad , de recursos a corto plazo. La primera subasta Incremental se celebra durante el mes de septiembre, veinte meses antes del inicio de la Año de entrega. La Segunda subasta incremental se celebra durante el mes de julio, diez meses antes de la el inicio del Año de entrega. La tercera Subasta Incremental se celebra durante el mes de febrero, tres (3) meses antes al inicio del Año de entrega.
- **Subasta Incremental condicional:** puede llevarse a cabo si una línea de transmisión, se retrasa y resulta en la necesidad de adquirir capacidad adicional.

Los proyectos que hacen parte de la subasta son:

- Recursos de Generación existes, nuevos y externos a PJM.
- Desconexio de demanda programada existente y nueva.
- Recursos de Eficiencia Energética; y
- Nuevos proyectos de transmisión o actualizaciones.

4.2.3 Entrega de energía

Las empresas distribuidora de electricidad determinan la demanda pico durante la estación de verano, un año antes de cumplir las obligaciones de capacidad. La capacidad

total de carga en PJM en todas las subastas se asigna a cada zona basada en las predicciones de carga máxima zonales finales, y estas asignaciones se convierten en las finales obligaciones a cumplir. Estas obligaciones, se asigna diariamente a cada zona.

En caso de que la demanda sea menor al pronóstico, o que existan recursos más económicos para satisfacer la demanda, existe un mecanismo de transferencia de derechos. Este mecanismo sirve para que la capacidad contratada en la subasta, pero no usada en el día pactado, se pueda exportar a otra zona o fuera de PJM.

4.2.4 Pago por capacidad

Sólo el proveedor de recursos, cuya oferta sea menor que el mínimo especificado en una subasta, recibiría un pago por su capacidad adjudicada en la subasta.

Los precios de capacidad zonales preliminares del año de entrega, son enviados por PJM al final de la subasta base. Adicionalmente, se realiza un ajuste a los precios de capacidad zonales para el año de entrega, el cual se publican después de cada subasta incremental para el Año de entrega. Posteriormente, los precios finales de capacidad zonales preliminares del año de entrega son publicados después de la tercera subasta incremental, o después de la subasta incremental condicional si es requerida.

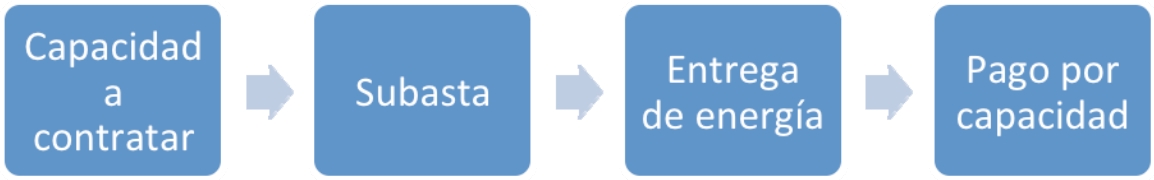
El precio de capacidad zonal en el 2014 fue de $ 125/ MW-día para PJM, $ 136.6 /MW-día para la zona MAAC y $ 225 / MW- día para la zona Ps-North (PJM, 2014).

4.3 Reino Unido

2014 marcará el inicio de un mercado de capacidad en el Reino Unido. A finales de este año va a coexistir el mercado de solo energía con un mercado de capacidad (Department of Energy & Climate Change UK, 2013).

El esquema del mercado de capacidad que regirá en Reino Unido desde diciembre de 2014 es:

Figura 17 Esquema mercado de capacidad Reino Unido 2014 (Department of Energy & Climate Change UK, 2013).



4.3.1 Capacidad a contratar

La cantidad necesaria a ofertar es determinada por los Ministros. Esta cantidad es fija de acuerdo a la proyección de demanda desatendida. El pronóstico de capacidad requerida será de cuatro años antes del año en el que se necesitará.

4.3.2 Subasta

La capacidad neta necesaria para garantizar la seguridad del suministro se contratará a través de una subasta manejada por el operador del sistema. Proyectos de generación y no generación como DSR podrán participar en la subasta de capacidad. Todas las plantas de generación, incluyendo las plantas existentes, serán elegibles para participar en esta subasta, con algunas excepciones (por ejemplo, plantas de carbono que reciben CFDs).

Los proveedores de capacidad elegidos en la subasta pactaran contratos de capacidad de acuerdo a la cantidad adjudicada en la subasta, comprometiéndose a suministrar electricidad o reducir la demanda de electricidad cuando sea necesario, en los años de entrega. Con el beneficio de un pago por capacidad constante.

Los nuevos proyectos podrán contratar cargo por capacidad hasta por 15 años, con el fin de incentivar inversiones en plantas de gas y diversificar los recursos. Los proyectos existentes podrán contratar cargo por capacidad hasta por 1 años. Adicionalmente, los proyectos existentes con remodelaciones podrán contratar cargo por capacidad hasta por 3 años.

4.3.3 Entrega de energía

Los proveedores de la capacidad están obligados a entregar la energía contratada o reducir la demanda cuando el operador del sistema lo requiera para asegurar el cubrimiento de la demanda en su totalidad.

Las sanciones incumplimiento de obligaciones tendrán un costo de 200% de los ingresos mensuales de un proveedor y del 100% de sus ingresos anuales. Esto proporcionará un fuerte incentivo para que los proveedores suministren la capacidad contratada.

4.3.4 Pago por capacidad

El precio de cierre de la subasta está estimado entre 7 £/MWh a 20 £/MWh (R.Tribble, 2014), con tendencia al precio superior del rango, es decir aproximadamente 32 USD/MWh. Este precio aplica para proyectos nuevos y existentes, es decir el precio será único para todos los proyectos.

4.4 España

La señal de inversión en el mercado español es el pago por capacidad (Carlos Batlle, Vázquez, Rivier, & Pérez-Arriaga, 2007; Industria & Comercio, 2011). Bajo el concepto de pago por capacidad se incluyen dos servicios, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a mediano plazo, Figura 18 Esquema mercado de capacidad español (Carlos Batlle, Vázquez, Rivier, & Pérez-Arriaga, 2007; Industria & Comercio, 2011).

Figura 18 Esquema mercado de capacidad español (Carlos Batlle, Vázquez, Rivier, & Pérez-Arriaga, 2007; Industria & Comercio, 2011).

4.4.1 Capacidad a contratar

La cantidad necesaria a ofertar es determinada por el regulador. Esta cantidad puede entenderse como la suma de seguridad en el muy corto plazo y la existencia de suficiente capacidad instalada y esperada en el futuro para responder la demanda de largo plazo. Donde la capacidad de producción es orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en el medio plazo.

4.4.2 Pago por capacidad

- **Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo**

  Este incentivo busca la inversión en nuevas centrales de generación. El incentivo de inversión de capacidad a largo plazo para el año 2012 fue de 26 000 €/MW/año o 35 934.60 USD/MW/año y puede ser hasta por 10 años (Industria & Comercio, 2011).

- **Servicio de disponibilidad a mediano plazo**

  La función de este pago es contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior a 1 año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en periodos de punta.

  De acuerdo al servicio de disponibilidad a medio plazo, los generadores reciben pagos por capacidad de acuerdo a su generación disponible, independientemente de si esta fue despachada o no.

  El pago de disponibilidad para 2012 fue calculado de acuerdo a:

$$RSD_{ij} = a * ind_j * PN_i$$

  Donde:

  - RSD_{ij}: Retribución anual del grupo i correspondiente a la tecnología j.(€)
  - a: retribución anual por disponibilidad. Para el 2012 fue de 5.150 €/MW.

- PNi: potencia neta del grupo i (MW)
- indj: disponibilidad de la tecnología j (en términos unitarios). Los ind establecidos en el 2012 fueron:
  - Centrales carbón 0,912.
  - Centrales CCGT 0,913.
  - Centrales fuel-oil 0,877.
  - Centrales hidráulicas bombeo y embalse 0,237.

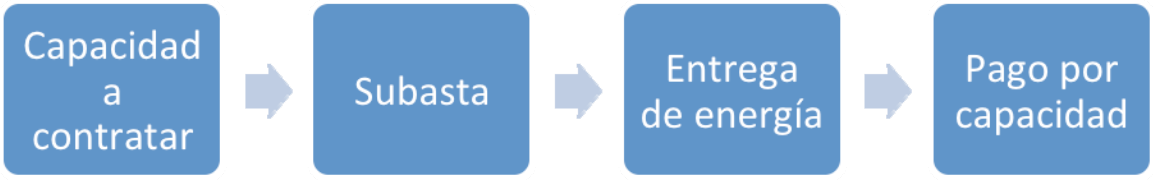
4.5 NYISO

The New York Independent System Operator (NYISO) es el corazón del sistema eléctrico del Estado de Nueva York. Sus funciones son operar la red de transmisión de alta tensión, administrar y monitorear el mercado mayorista de electricidad, y planificar el futuro energético de la región.

NYISO es responsable de la operación de casi 11.000 kilómetros de líneas de alta tensión y más de 500 generadores de energía eléctrica de Nueva York. Además, administra el mercado de energía mayorista, que transa en promedio US $ 7,5 mil millones anuales.

El esquema del mercado de capacidad de NYISO es:

Figura 19 Esquema mercado de capacidad NYISO (NYISO, 2014).



4.5.1 Capacidad a contratar

El Consejo de Confiabilidad del Estado de Nueva York (NYSRC), establece cada año el margen de reserva instalada, de acuerdo a que solo un día cada 10 años puede estar desatendida la demanda. Basados en la información del NYSRC, NYISO determina el mínimo requerimiento de capacidad instalada de acuerdo con los criterios y normas de la NYSRC, el Consejo Coordinador de energía del Nordeste (NPCC) y la Comisión de

Administración Pública de Nueva York (PSC). De este modo NYISO convierte el margen de reserva instalada en capacidad no forzada.

El modelo de capacidad no forzada determina la cantidad de capacidad que cada recurso podrá suministrar a la zona de control de Nueva York (NYCA), y determina la mínima cantidad de capacidad que las entidades de servicio de carga (LSEs) deben adquirir. La metodología de capacidad no forzada, estima la probabilidad de disponibilidad de un recurso para alimentar la demanda, teniendo en cuenta sus salidas forzadas.

4.5.2 Subasta

NYISO administra las subastas de capacidad instalada, donde se oferta Capacidad y se demanda la capacidad no forzada que cada entidad de servicio de carga (LSEs) necesita para satisfacer los mínimos requerimientos de capacidad.

Se realizan tres tipos de subastas de capacidad instalada:

- **Subasta periódica de capacidad:** Esta subasta se llevará a cabo a más tardar treinta días antes del inicio de cada periodo de capacidad a contratar. Estos periodos son el invierno y verano de cada año.
- **Subasta mensual:** Se realizarán, al menos 15 días antes del periodo a contratar, y mientras la capacidad forzada puede ser comprada y vendida para el próximo periodo de capacidad a contratar y cualquier otro mes o meses que quedan en el periodo de capacidad.
- **Subasta de capacidad instalada (ICAP) en la bolsa:** Se realizará al menos dos días antes del inicio del periodo a contratar.

4.5.3 Entrega de energía

Los proveedores de la capacidad están obligados a entregar la energía contratada o reducir la demanda cuando el operador del sistema lo requiera para asegurar el cubrimiento de la demanda en su totalidad, esta información se difundirá un día antes del día de operación.

4.5.4 Pago por capacidad

El precio de cierre de la subasta para el periodo verano 2014, en la subasta periódica de capacidad esta entre $ 5.15 kW- mes $ 9.96 kW- mes. Durante la subasta mensual realizada el 11 de abril de 2014, los precios para el verano 2014 están entren $ 5.15 kW - mes $ 16.54 kW- mes (NYISO, 2014).

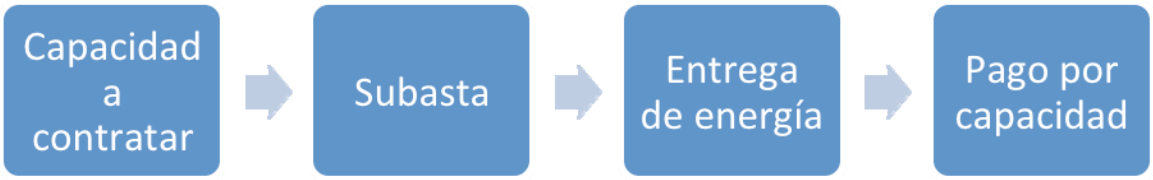
4.6 ISO New England

ISO New England (ISO) es responsable de supervisar y administrar el mercado mayorista de electricidad de New England. Su función es asegurar la disponibilidad constante de electricidad en 6,5 millones de hogares y empresas de la región y 14 millones de personas. En 2012, se transaron $ 6,1 mil millones de dólares.

La señal de expansion en este mercao es un mercado de capacidad futuro, el cual busca asegurar la suficiencia de recursos, a nivel local y en todo el sistema. El mercado está diseñado para promover la inversión económica en los recursos de oferta y demanda donde más se necesitan. Los recursos pueden ser nuevos o existentes centrales eléctricas, importaciones de otras areas y disminución del uso de electricidad a través de desconexion de demanda (ISO New England, 2013, 2014b).

Para adquirir suficientes recursos cualificados para satisfacer las necesidades futuras de la región y dar tiempo suficiente para la construcción de nuevos recursos de capacidad, se llevan a cabo subastas de capacidad futuras (FCAS), las cuales se realizan cada año, aproximadamente tres años antes de que los recursos de capacidad deben prestar el servicio. De este modo el esquema del mercado de capacidad en New England es:

Figura 20 Esquema mercado de capacidad New England (ISO New England, 2013, 2014b).



4.6.1 Capacidad a contratar

La capacidad necesaria para satisfacer los requisitos de carga futura de todo la región se llama el requisito de capacidad instalada (ICR). El requisito de capacidad neta instalada (NICR) son los ICR para la región, menos los beneficios confiabilidad asociadas a Hydro -Québec en Fase I / II.

4.6.2 Subasta

Cada subasta se lleva a cabo en dos etapas:

- **Subasta de reloj descendente:**

Esta subasta, se compone de varias rondas. Antes del comienzo de cada ronda, el subastador anuncia a todos los participantes los precios de inicio de la ronda. Durante la ronda, los participantes presentan ofertas que expresan su voluntad de mantener las cantidades específicas de megavatios en la subasta en los diferentes niveles de precios dentro del rango de la ronda. Esta subasta puede terminar en los siguientes casos:

  - Oferta es menor o igual a la demanda: En este caso el precio a pagar es mayor o igual al precio de la última ronda y es determinado en la subasta de compensación.
  - Oferta es mayor que la demanda y el precio de la ronda es 0.6 veces el costo de una nueva entrada (CONE): En este caso la obligación de capacidad será determinada basada en las cantidades de capacidad ofertadas a este precio. Adicionalmente el precio de las obligaciones pactadas será igual a 0.6 CONE ($ 7.025 kW- mes) (ISO New England, 2014a).

- **Subasta de compensación:**
  - -Ejecuta el algoritmo de compensación y resuelve las situaciones de desempate.
  - Determina los precios finales.
  - Determina la obligación de capacidad final para cada recurso (incluidas las obligaciones mensuales)

- Prepara y verifica los informes finales entregados a todos los participantes de la subasta

4.6.3 Entrega de energía

Los proveedores de la capacidad están obligados a entregar la energía contratada o reducir la demanda cuando el operador del sistema lo requiera para asegurar el cubrimiento de la demanda en su totalidad.

4.6.4 Pago por capacidad

Recursos con obligaciones de suministro de capacidad se pagan al precio de equilibrio de la subasta. Sin embargo, dos disposiciones claves de la estructura de pago por capacidad son los ajustes por la renta de demanda pico (PER) y las sanciones en caso de falta de disponibilidad durante los eventos de escasez, los cuales son períodos en que las reservas caen por debajo de los requisitos mínimos durante 30 minutos o más.

El ajuste PER reduce los pagos en el mercado de la capacidad de todos los recursos, cuando los precios en el mercados de energía eléctrica van por encima del umbral de PER, el cual es una estimación del costo de los recursos más caros en el sistema. Esto suele ocurrir cuando la demanda de electricidad es alto. PER proporciona un incentivo adicional para los recursos de capacidad que estén disponibles durante las horas pico, porque los pagos por capacidad se reduce para todos los recursos, incluso aquellos que no produce energía cuando el precio de bolsa es superior al precio umbral PER. La última subasta (2017-2018) cerró en $ 15 kW – mes (ISO New England, 2014a).

En este capítulo se estudiaron las señales de expansión de varios mercados desarrollados, donde se pueden apreciar dos tendencias, la primera basada en mercados de solo energía (Alberta, Australia NEM, California, ERCOT, Nordpool y Ontario); y a la segunda, basada en mercados con requerimientos de capacidad a largo plazo (Colombia, PJM, Reino Unido, NYISO e ISO New England). La excepción a estas dos tendencias es el mercado Español, el cual cuenta un señal de expansión basada en pagos por capacidad. En el capítulo 5 se compararan estas señales de expansión de

cada mercado para dar una indicación de que señal de expansión es más atractiva desde el punto de vista del inversionista.

Capítulo 5. Cuadro comparativo de las señales de expansión de cada mercado

En los capítulos 3 y 4 se analizaron las señales de expansión de Colombia y varios mercados de energía desarrollados. Los mercados analizados se pueden dividir en 3 categorías de incentivos de expansión de generación:

- Mercados de solo energía: Alberta, Australia NEM, California, ERCOT, Nordpool y Ontario.
- Pagos por capacidad: España.
- Requerimientos de capacidad a largo plazo: Colombia, PJM, Reino Unido, NYISO e ISO New England.

Los mercados con requerimientos por capacidad son la nueva tendencia en los mercados analizados, las principales diferencias entre los mercados desarrollados analizados son los tiempos de contratación de los recursos, lo cual puede generar menor incertidumbre a la inversión pero a la vez puede generar más fallos en el precio del mercado ya que su comportamiento puede variar sustancialmente durante largos periodos de acuerdo a la capacidad instalada, la diversificación, condiciones climáticas y nuevas políticas.

Tabla 5-1 Comparación señales de expansión de mercados desarrollados.

Mercado	Tipo de mecanismo	Capacidad a contratar	Modelo	Duración	Cumplimiento obligación	Precio
Colombia	Cargo por confiabilidad. Requerimiento de capacidad a largo plazo.	Definida por el ente regulador.	Subasta	Contrato hasta 20 años.	Precio de bolsa> precio de escasez.	$ 13.99 MWh (2008), $ 15.7 MWh (2011). (SUI, 2014).

Mercado	Tipo de mecanismo	Capacidad a contratar	Modelo	Duración	Cumplimiento obligación	Precio
Alberta, Australia NEM, California, ERCOT, Nord Pool y Ontario.	Solo energía	Definida por la demanda.	Subasta y contratos bilaterales.	Diaria y en algunos casos contratos bilaterales entre el comercializador y el generador.	Pactada en la subasta o en el contrato.	Alberta (AESO, 2014): US$ 60 MWh (2007) Australia Nem (AEMO, 2014): US$ 40 MWh (Marzo 2014) California (CAISO, 2014): US$ 40 MWh (Agosto 2013) ERCOT (ERCOT, 2014): US$ 40 MWh (Enero 2014) Nord Pool (Nordpool, 2014): US$ 55 MWh Marzo 2014) Ontario (IESO,2014): US$ 80 MWh (Marzo 2014)

Mercado	Tipo de mecanismo	Capacidad a contratar	Modelo	Duración	Cumplimiento obligación	Precio
PJM	Mercado futuro de capacidad. Requerimiento de capacidad a largo plazo.	Definida por el mercado.	Subasta	Contrato hasta 4 años.	Asignada en la subasta.	$ 5.2 - 9.375 MWh (2014) (PJM, 2014).
Reino Unido	Requerimiento de capacidad a largo plazo.	Definida por el ente regulador.	Subasta	Contrato hasta 15 años.	Cuando el operador requiera la capacidad contratada.	$ 32 MWh (proyectado 2014). (R.Tribble, 2014).
España	Pago por capacidad.	Definida por el ente regulador.	Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.	Contrato hasta 10 años.	Cuando el operador requiera la capacidad contratada.	$ 35 934.60 MW-año (2011). $ 4.1 MWh. (Industria & Comercio, 2011).

Mercado	Tipo de mecanismo	Capacidad a contratar	Modelo	Duración	Cumplimiento obligación	Precio
NYISO	Requerimiento de capacidad a largo plazo.	Definida por el Consejo de Confiabilidad del Estado de Nueva York (NYSRC).	Subasta	Contrato hasta 6 meses, para recursos existentes. Hasta 4 años para nuevos recursos.	Cuando el operador requiera la capacidad contratada.	$ 5 150 MW – mes, $ 16 540 MW- mes $ 7.1- 22.9 MWh. (verano 2014). (NYISO, 2014).
ISO New England	Requerimiento de capacidad a largo plazo.	Definida por el mercado.	Subasta	Contrato hasta 5 años para los nuevos recursos, 1 año para los existentes.	Cuando el operador requiera la capacidad contratada.	$ 15 000 MW – mes. $ 20.8 MWh. (2017-2018). (ISO New England, 2014b)

En este capítulo se estableció una comparación de los mercados desarrollados analizados en capítulos 3 y 4. Donde se puede apreciar en los mercados de solo energía, de acuerdo a sus precios de bolsa, la opción más rentable para el inversionista es el mercado de Ontario, seguido por el mercado de Alberta. Donde se puede concluir de acuerdo a los precios de bolsa, un mayor incentivo para los inversionistas en los mercados de solo energía de Canadá, comparados con los mercados de solo energía de los Estados Unidos y Europa.

Sin embargo como fue mencionado anteriormente, los mercados de solo energía presentan muchos riesgos para un nuevo inversionista, ya que no hay garantías para participar en el mercado, excepto si se ingresa con una tecnología que este en la base de la generación, es decir una tecnología económica que garantice estar en línea la mayor parte del ano.

De este modo, un incentivo más interesante para el inversionista en generación son los mercados de requerimiento de capacidad a largo plazo, ya que además de los ingresos por contratos o transacciones en la bolsa, el inversor recibe una renta fija si participa en el mercado de capacidad.

Para analizar los mercados de requerimiento de capacidad a largo plazo, se subdividen estos de acuerdo al tiempo de los contratos: Mercados de capacidad a largo plazo con contratos menores o iguales a 5 años (PJM y NYISO e ISO New England) y mercados de capacidad a largo plazo con contratos mayores a 5 años (Colombia y Reino Unido). Donde los contratos a largo plazo disminuyen el riesgo del inversionista pero hacen más difícil el cumplimiento de sus obligaciones. Según lo anterior, desde el punto de vista del inversionista, es más rentable invertir en mercados con requerimientos de capacidad a largo plazo con contratos mayores a 5 años, siendo el mercado Colombiano el más rentable de acuerdo a su precio del mercado por capacidad, y si las estimaciones del precio del Reino Unido son certeras, el más rentable para finales del 2014 es el mercado de Reino Unido.

En el capítulo 6, se realizara una comparación más detallada de los mercados de capacidad, donde se compararan los mercados de requerimiento de capacidad a largo plazo y el mercado español en un caso particular de inversión en Colombia.

Capítulo 6. Evaluación de las señales de expansión en un caso en particular de inversión en Colombia

En este capítulo se analizará los mínimos costos de oferta de un generador térmico y uno hidráulico, con el fin de determinar que incentivos son más adecuados para cubrir su inversión y recibir retornos a esta. Adicionalmente, se analizará el efecto del precio de bolsa en Colombia como incentivo para inversión en generación, es decir suponiendo que el mercado Colombiano es un mercado de solo energía. Finalmente, se contrastarán los ingresos de cargo por capacidad de un generador térmico y una hidráulico, en los mercados de capacidad de Colombia, PJM, Reino Unido, España, New York ISO y New England ISO.

6.1 Mínimo costo de oferta (LCOE) para inversiones en centrales hidráulicas y a gas natural ciclo combinado.

EL mínimo costo de oferta, llamado LCOE (levelized cost of energy), proporciona una medida que permite evaluar el mínimo costo de oferta de un proyecto, donde esta medida no incluye, financiación y depreciación.

El LCOE, se calcula utilizando la siguiente fórmula (NREL, 2014):

$$LCOE = \frac{Inversión\ incial * CRF + Costos\ fijos}{factor\ de\ capacidad * 8760} + costo\ combustible + costo\ variable$$

Donde:

- Factor de capacidad está basado en los datos de energía producida y capacidad instalada de generación hidráulica y a gas en Colombia para el año 2013 (XM, 2014).
- Poder calorífico para una planta de avanzada de gas con ciclo combinado (EIA, 2014).
- Inversión inicial: Valor anualizado (EIA, 2014).
- Costos fijos (EIA, 2014).
- Tasa de descuento (EIA, 2014).
- La vida útil del proyecto es de 50 años para la central hidráulica y 30 años para la térmica (EIA, 2014).
- Costo del gas, US $4.88 /MBTU. (INDEXMUNDI, 2014).
- Factor de recuperación de capital (CRF) :

$$CRF = \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

- i es la tasa de descuento.
- n la vida útil del proyecto.

En la Tabla 6-1 Características de los proyectos de inversión, se especifican los valores utilizados en la evaluación del LCOE de una planta hidráulica y una térmica. En la Tabla 6-2 Costo mínimo de oferta para los proyectos de inversión, se analiza el LCOE para una planta térmica y una planta hidráulica de 400 MW, de acuerdo a los valores fijados en la Tabla 6-1 Características de los proyectos de inversión.

Tabla 6-1 Características de los proyectos de inversión

Central	**Hidráulica**	**Gas Natural ciclo combinado**
Capacidad (MW)	400	400
Factor de capacidad	0.51	0.40
Poder Calorífico (MBTU/MWh)	0	6.43
Inversión inicial (US$ /MW)	2,936,000	1,023,000
Costo fijos (US$/MW-año)	14,130	15,370
Tasa de descuento (US$)	0.07	0.07

Tabla 6-2 Costo mínimo de oferta para los proyectos de inversión

Factor de recuperación de capital (CRF)	Hidráulica	0.07
	NGCC	0.08
Inversión inicial anualizada (US$/MW)	Hidráulica	212,742.12
	NGCC	82,439.89
Costos fijos (US$/MW)	Hidráulica	14,130
	NGCC	15,370
Costo combustible (US$/MWh)	Hidráulica	0
	NGCC	31.38
Costo variable (US$/MW-h)	Hidráulica	0
	NGCC	3.27
Costo mínimo de oferta (LCOE) (US$/MWh)	Hidráulica	50.54
	NGCC	62.77

6.2 Precio de bolsa - incentivo de generación en Colombia

Como se presentó en el Capítulo 3, los precios de bolsa en Colombia están determinados por los niveles de los embalses y las restricciones del sistema interconectado nacional. En la Tabla 6-3 Precio promedio de bolsa Colombia 2009-2014, se presentan los precios promedio de bolsa durante los últimos 5 años.

Tabla 6-3 Precio promedio de bolsa Colombia 2009-2014

Mes	Precio de Bolsa (US $/MWh)
2009-04-30	49.68
2009-05-31	64.88
2009-06-30	70.44
2009-07-31	69.91
2009-08-31	71.41
2009-09-30	102.56
2009-10-31	106.41
2009-11-30	86.13
2009-12-31	111.72
2010-01-31	85.63
2010-02-28	110.24
2010-03-31	106.23
2010-04-30	110.09
2010-05-31	84.08

Mes	Precio de Bolsa (US $/MWh)
2010-06-30	50.81
2010-07-31	46.32
2010-08-31	47.29
2010-09-30	62.50
2010-10-31	76.13
2010-11-30	51.43
2010-12-31	38.48
2011-01-31	49.87
2011-02-28	59.06
2011-03-31	45.11
2011-04-30	42.14
2011-05-31	33.11
2011-06-30	33.72
2011-07-31	31.19
2011-08-31	50.20
2011-09-30	51.64
2011-10-31	41.62
2011-11-30	39.41
2011-12-31	31.44
2012-01-31	30.12

Mes	Precio de Bolsa (US $/MWh)
2012-02-29	43.6
2012-03-31	66.57
2012-04-30	31.94
2012-05-31	26.12
2012-06-30	48.56
2012-07-31	43.67
2012-08-31	77.39
2012-09-30	102.02
2012-10-31	111.23
2012-11-30	92.41
2012-12-31	100.77
2013-01-31	102.78
2013-02-28	101.21
2013-03-31	76.51
2013-04-30	130.14
2013-05-31	77.27
2013-06-30	78.5
2013-07-31	131.37
2013-08-31	84.37
2013-09-30	79.94

Mes	Precio de Bolsa (US $/MWh)
2013-10-31	121.09
2013-11-30	118.61
2013-12-31	90.63
2014-01-31	89.43
2014-02-28	105.21
2014-03-31	84.21
2014-04-30	206.48
Promedio	74.8

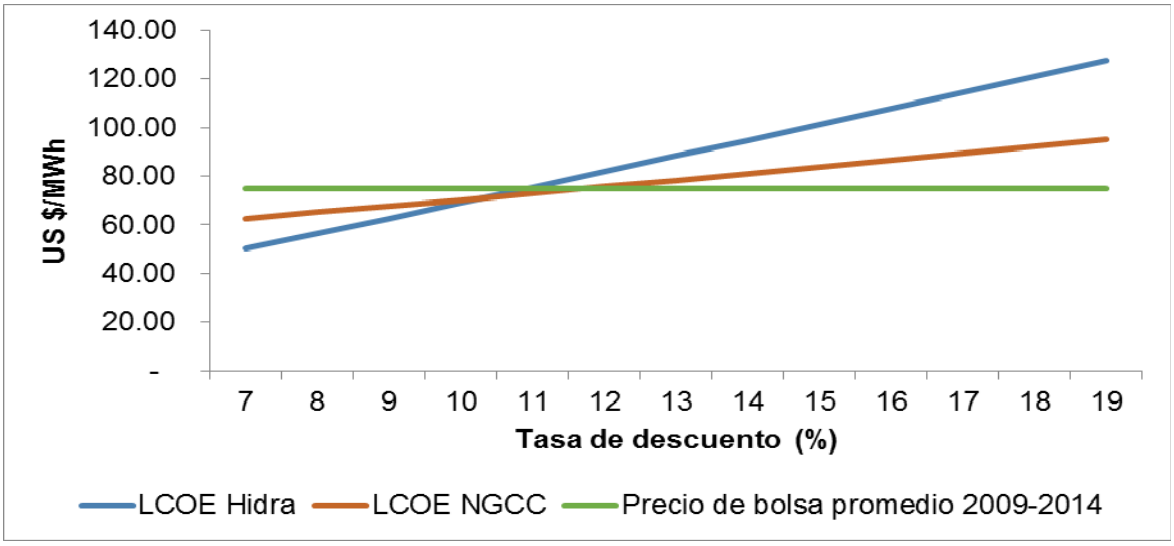
Fuente: (UPME, 2014).

Considerando un costo de gas natural de US $4.88 /MBTU, los datos de Tabla 6-1 Características de los proyectos de inversión, Tabla 6-2 Costo mínimo de oferta para los proyectos de inversión, Tabla 6-3 Precio promedio de bolsa Colombia 20 y variando la tasa de descuento desde 7 % hasta el 20 % se obtiene la Figura 21 Comparación LCOE y precio de bolsa promedio 2013 para diferentes tasa de descuento.

De acuerdo a la información anterior, con una tasa de descuento de 7%, el mínimo valor a ofertar para el generador hidráulico es US $ 50.54/ MWh y para el térmico $62.77/MWh. Teniendo en cuenta que el precio promedio de bolsa para los últimos 5 años fue US $ 74.8/MWh, ambos generadores pueden recuperar su inversión sin uso del cargo por confiabilidad.

Claramente, el precio de bolsa promedio por sí mismo, es un buen incentivo para invertir en generación en Colombia, el cual promueve inversión en generación hidráulica, usando tasa de retorno entre el 7 a 10 %, e incentiva la inversión en gas natural ciclo combinado usando tasa de descuento entre 7 y 11 %. Sin embargo como fue establecido en el capítulo 2, los mercados de solo energía presentan numerosos riesgos de inversión en tecnologías usadas solo en máxima demanda, como lo es el caso de la inversión en térmicas en Colombia.

Figura 21 Comparación LCOE y precio de bolsa promedio 2013 para diferentes tasa de descuento.



6.3 Comparación de las señales de expansión en generación de mercados desarrollados para proyectos nuevos hidráulico y gas natural ciclo combinado.

Esta comparación está basada en nuevos proyectos participando en la señal de expansión de cada mercado con el 50% de la energía que pueden generar, teniendo en cuenta su factor de capacidad (hidráulico 897,785.79 MWh anuales, gas natural ciclo combinado 695,519.38 MWh anuales). Es decir, si existe subasta u otro mecanismo los nuevos proyectos fueron adjudicados durante esta y tienen obligaciones por el máximo periodo a contratar de acuerdo con los requerimientos de cada mercado.

Tabla 6-4 Comparación señales de expansión de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica

			Hidráulico		Gas natural ciclo combinado	
Mercado	**Incentivo**	**Tiempo**	**Pago anual**	**Pago total**	**Pago anual**	**Pago total**
Colombia	13.9	20	12,567,205	251,344,109	9,735,880	194,717,604
PJM	9.4	4	8,416,741	33,666,967	6,520,494	26,081,976
Reino Unido	32	15	28,729,145	430,937,178	22,256,620	333,849,300
España	4.1	10	3,682,827	36,828,279	2,853,106	28,531,062
NYISO	23	4	20,624,134	82,496,538	15,977,625	63,910,502
ISO New England	20.8	5	18,703,870	93,519,353	14,489,986	72,449,934

Figura 22 Comparación anual de señales de expansión de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica.

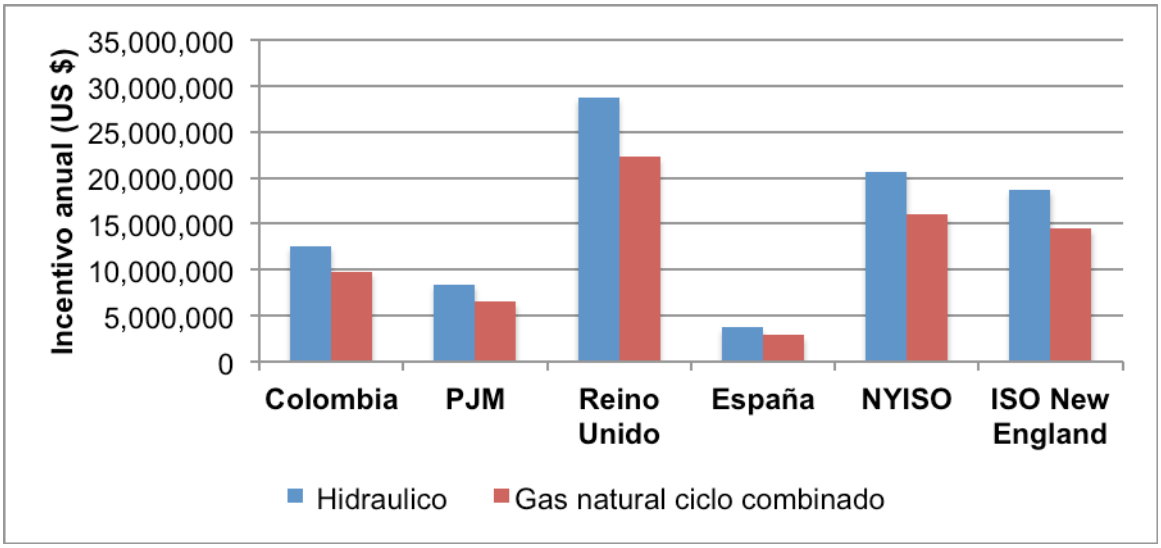
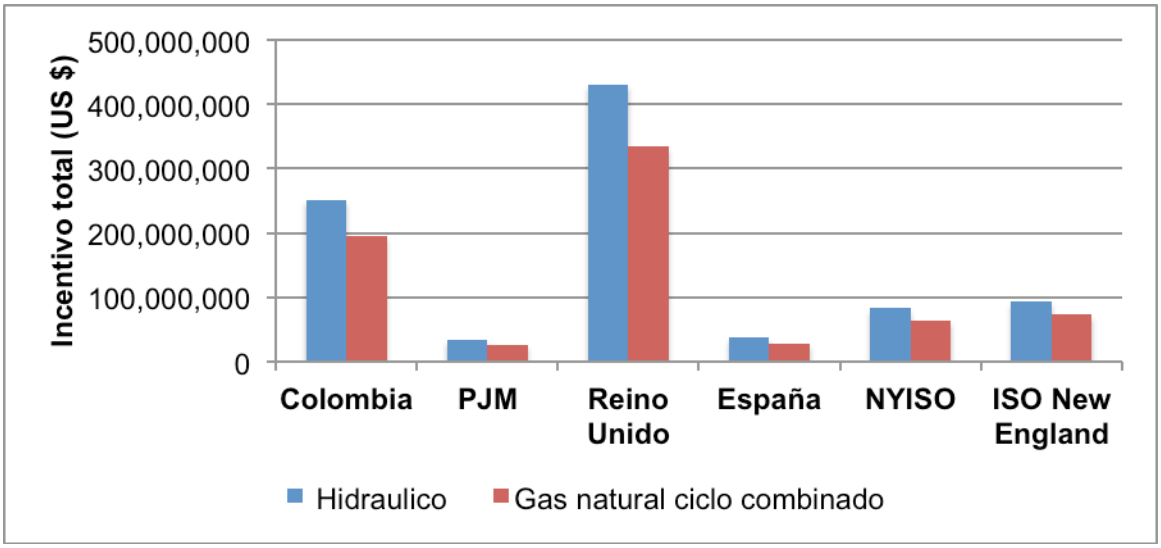


Figura 23 Comparación por el periodo total del incentivo de expansión en generación de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica.



De acuerdo a la Tabla 6-4 Comparación señales de expansión de mercados desarrollados en nuevos proyectos de generación hidráulica y térmica, la señal de expansión que puede ser más rentable para un inversionista en el corto plazo y largo plazo es el mercado de capacidad a largo plazo del Reino Unido, sin embargo los precios de cargo por capacidad de este mercado son estimados.

Teniendo en cuenta los incentivos de generación que se encuentran en funcionamiento a la fecha para los mercados analizados, la mejor opción de inversión en el corto plazo es el mercado NYISO, el cual es 64 % más rentable comparado con el colombiano. Realizando el mismo análisis a largo plazo, la mejor opción de inversión es el mercado Colombiano, el cual es al menos 60 % más rentable que los demás, este fenómeno es debido a los tiempos de contrato, los cuales en Estados Unidos son menores a 5 años.

Claramente, el cargo por confiabilidad de Colombia representa uno de los mejores incentivos en generación, el cual proporciona disminución de riesgos y a las tasas de retorno. Sin embargo, como está diseñado este cargo y el mercado Colombiano, no es claro que se estén generando señales de expansión en generación claras para los proyectos térmicos, lo cual es la verdadera necesidad del mercado colombiano.

Conclusiones

En los capítulos 3 y 4 se cumple con el objetivo específico, analizar las señales de expansión en generación de algunos países con mercados eléctricos desarrollados. Donde se pudo observar como los mercados de solo energía pueden ser un buen incentivo de generación, cuando los precios son lo suficientemente altos y frecuentes. Sin embargo, debido a techos regulatorios muy bajos, los precios en muchos mercados se mitigan o deprimen artificialmente, creando poca atención para los inversionistas. Esta deficiencia de precios conduce a una incapacidad para atraer y retener los recursos suficientes para mantener los estándares de confiabilidad deseados. Adicionalmente este tipo de incentivo tienen un alto riesgo, el cual muchos inversionistas no quieren correr. Un ejemplo claro es cuando se tienen buen nivel de embalses en Colombia, lo cual conlleva a cortos periodos de generación de las centrales térmicas; en este caso si el mercado no tiene incentivos claros para este tipo de generación, los inversionistas tendrían dudas al invertir, por temor en los flujos de ingresos, riesgo a precios menores a su LOEC, entrada de grandes generadores hidráulicos como Pescadero- Ituango y riesgos regulatorios lo cuales pueden techar los precios.

Adicionalmente de capítulos 3 y 4 se concluye que los mercados de capacidad permiten a los inversores tomar decisiones en condiciones de mayor incertidumbre, sin embargo este incentivo no proporciona un seguro completo sobre los ingresos de la inversión durante su vida útil. En los mercados analizados de Estados Unidos, los mercados de capacidad representan un cubrimiento al riesgo en los primeros años de inversión. Por otro lado, en los mercados europeo analizados y el Colombiano, el cargo por confiabilidad reduce el riesgo al menos el doble del tiempo que en los mercados de Estados Unidos. Además se concluyó que los períodos de compromiso a más de 10 años pueden crear barreras para recursos con una vida útil corta, y aumentar el riesgo de que los proveedores no cumplan con sus obligaciones.

En los capítulos 5 y 6, se cumple con el objetivo general, comparar diferentes señales de expansión para el mercado eléctrico colombiano desde el punto de vista del inversionista. Donde al analizarse los diferentes mercados de capacidad de los mercados desarrollados puede verse claramente que el cargo por confiabilidad es la señal más rentable para el inversionista, el cual sumado a buenos precios de bolsa generan una seguridad a los riesgos y mayores tasas de retorno. Sin embargo, esta señal de inversión no está logrando los objetivos de diversificación.

En el capítulo 6, se logra el objetivo, evaluar señales de expansión de mercados eléctricos desarrollados aplicadas a un caso particular de inversión en generación en Colombia. Donde se pudo apreciar que los precios de bolsa en Colombia por si solos representan una buena señal de expansión, generando tasas de retorno para el inversionista entre 7 y 10 %. Sin embargo es claro, que para el inversionista es más rentable invertir en generación hidráulica, ya que no incurre en costos variables altos.

Claramente, el problema de diversificación en Colombia radica en que para el inversionista en Colombia es menos riesgoso invertir en hidráulica que en térmica, y el problema inicial que quiere resolver el mercado con el cargo por confiabilidad es reservas de energía para tiempos de escasez, el cual no se resuelve adicionando generadores hidráulicos, ya que estos no pueden generar a toda su capacidad durante fenómenos de sequía como lo puede hacer un generador térmico.

Por este motivo, las señales de expansión en Colombia son muy rentables para los inversionistas, donde se mantienen altos precios de bolsa y un incentivo adicional llamado cargo por confiabilidad. Sin embargo desde el punto de vista del mercado, estos incentivos deben ajustarse a la realidad, teniendo en cuenta que el objetivo es incentivar la diversificación del parque generador y la disminución de las tarifas de energía.

Según lo anterior, se presentan argumentos que ponen en duda la capacidad de las señales de expansión en Colombia, para prever la seguridad del suministro e incentivar la inversión en generación térmica, la cual en mercados dominados por generación hidráulica cran altos riesgos para la inversión diversifica.

Bibliografía

Alberta Electric System Operator (2014). Disponible en: www.aeso.ca

Australian Energy Market Operator (AEMO) (2014). Disponible en: www.aemo.com.au/

Batlle, C., & Rodilla, P. (2010). A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. *Energy Policy*, *38*(11), 7169–7179. doi:10.1016/j.enpol.2010.07.039

Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M., & Pérez-Arriaga, I. J. (2007). Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options. *Energy Policy*, *35*(9), 4545–4554. doi:10.1016/j.enpol.2007.04.002

Bhavaraju, M. P. (2012). PJM Capacity Market : Inputs from Resource Adequacy and Transmission Planning Studies. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting* (Vol. 19403, pp. 1–6).

Boiteux, M. (1960). Peak-load pricing. *The Journal of Business*, 157–179.

California Independent System Operator (CAISO) (2014). Disponible en: www.caiso.com/

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2006). *Resolución 71 de 2006* (Vol. 2006, pp. 1–92).

Cramton, P., & Stoft, S. (2005). A Capacity Market that Makes Sense. *The Electricity Journal*, *18*(7), 43–54. doi:10.1016/j.tej.2005.07.003

Cramton, P., & Stoft, S. (2008). Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency. *Utilities Policy*, *16*(3), 194–201. doi:10.1016/j.jup.2008.01.007

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2014). Disponible en: www.creg.gov.co/

Department of Energy & Climate Change UK. (2013). *Electricity Market Reform Delivery Plan*. Retrieved from https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan

Electric Reliability Council of Texas(ERCOT) (2014). Disponible en: www.ercot.com

Energy Information Administration - EIA (2014). Disponible en: www.eia.gov/

Gupta, S. (2012). The role of system reliability in Southwest Power Pool Integrated Marketplace. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (pp. 1–1). IEEE. doi:10.1109/PESGM.2012.6345215

Hoballah, A., & Erlich, I. (2010). Real-time operation of deregulated electricity market: An integrated approach to dynamic stability assurance. In *2010 IEEE International Energy Conference* (pp. 262–267). IEEE. doi:10.1109/ENERGYCON.2010.5771688

Independent Electricity System Operator (IESO) (2014). Disponible en: http://ieso-public.sharepoint.com/

INDEXMUNDI (2014). Disponible en: http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=natural-gas

Industria, M. D. E., & Comercio, T. Y. (2011). *Orden ITC/3127* (pp. 119533–119541). Disponible en: www.boe.es

ISO New England. (2013). *Overview of New England ' s Wholesale Electricity Markets and Market Oversight*. Disponible en: http://www.iso-ne.com/pubs/spcl_rpts/2013/markets_overview_051513_final.pdf

ISO New England. (2014a). *Forward Capacity Auction # 8 Results Summary Results of New England ' s FCA # 8*.

ISO New England. (2014b). *ISO New England Installed Capacity Requirement , Local Sourcing Requirements , and Maximum Capacity Limit for the 2017 / 18 Capacity Commitment Period ISO New England Installed Capacity Requirement , Local*.

Larsen, E. R., Dyner, I., Bedoya V, L., & Franco, C. J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, *32*(15), 1767–1780. doi:10.1016/S0301-4215(03)00167-8

NERC. (2014). Reliability definition. Disponible en:http://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf

National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2014). Disponible en: www.nrel.gov/

Nord Pool Spot (2014): www.nordpoolspot.com/

NYISO. (2014). Disponible en: www.nyiso.com

Ozturk, Y., Jha, P., Kumar, S., & Lee, G. (2013). A personalized home energy management system for residential demand response. In *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives* (pp. 1241–1246). IEEE. doi:10.1109/PowerEng.2013.6635790

Pfeifenberger, J., Newell, S., Spees, K., Hajos, A., & Madjarov, K. (2014). *Second Performance Assessment of PJM ' s Reliability Pricing Model*. Retrieved from http://www.energycollection.us/Energy-Capacity/Second-Performance-Assessment.pdf

PJM (2014). Disponible en: http://www.pjm.com/

R.Tribble, D. (2014). *UK Electricity Market Reform*. Retrieved from http://www.apolloenergy.co.uk/wp-content/uploads/Electricity-Market-Reform-Briefing-Apollo-Energy-19.3.14.pdf

Rau, N. S. (1999). The need for capacity markets in the deregulated electrical industry-a review. In *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)* (Vol. 1, pp. 411–415 vol.1). IEEE. doi:10.1109/PESW.1999.747490

Rodriguez, C. P., & Anders, G. J. (2004). Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19*(1), 366–374. doi:10.1109/TPWRS.2003.821470

Sepope, V. I. I., & Oren, S. S. (2000). Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets 1. In *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*.

Siddiqi, S. N. (2007). Resource Adequacy in the “Energy-Only” ERCOT Market. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 1–3). IEEE. doi:10.1109/PES.2007.385586

Spees, K. (2009). *A Comparison of PJM ' s RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs*. Retrieved from http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.163.6564&rep=rep1&type=pdf

Sistema Unico de Informacion S.U.I.(2014). Disponible en: www.sui.gov.co/

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2014). Disponible en: www.upme.gov.co/

Woo, C.-K., Lloyd, D., & Tishler, A. (2003). Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy Policy*, *31*(11), 1103–1115. doi:10.1016/S0301-4215(02)00211-2

XM S.A. E.S.P (2014). Disponible en: http://www.xm.com.co

Ye, Z., & Cai, J. (2010). Effects Comparison of Peak-Load Price under Price Cap Regulation. In *2010 International Conference on E-Product E-Service and E-Entertainment* (pp. 1–5). IEEE. doi:10.1109/ICEEE.2010.5661621