

REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL

SECTOR ELÉCTRICO

Año 2 – Nº 3 – Diciembre 2013



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm



Índice

Presentación.....	3
Mercado de Capacidad: El Caso de New England	4
Cargo por Confiabilidad: La Experiencia Colombiana.....	10
Notas.....	17
Abreviaturas utilizadas.....	19



Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú – OSINERGMIN, la Oficina de Estudios Económicos realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en los Reportes de Análisis Económico Sectorial sobre las industrias reguladas y supervisadas por OSINERGMIN (gas natural, hidrocarburos líquidos, electricidad y minería).

Estos reportes buscan sintetizar los principales puntos de discusión acerca de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de OSINERGMIN, a la vez de informar sobre posibles desarrollos o sobre la evolución futura de estos sectores. En esta entrega de la serie correspondiente al sector eléctrico abordamos dos temas: i) Mercado de Capacidad: El Caso de New England, y ii) Cargo por Confiabilidad: La Experiencia Colombiana.

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a avasquez@osinerg.gob.pe o hortiz@osinerg.gob.pe.

Arturo L. Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos

Mercado de Capacidad: El Caso de New England

Introducción

La electricidad no puede ser almacenada a costos razonables por lo que, para atender la demanda de suministro eléctrico, es necesario contar en todo momento con la capacidad de generación para abastecer la máxima demanda del sistema. Por esta razón, el operador del sistema debe mantener centrales de generación disponibles para ofrecer capacidad cuando se requiera a fin de asegurar la confiabilidad del sistema.

Diversos países han buscado la mejor herramienta de política para evitar los inconvenientes que se puedan originar por los cortes de suministro eléctrico. Al respecto, el operador del mercado eléctrico en New England⁽¹⁾ desarrolló un mecanismo de subastas de capacidad futura (FCM, por sus siglas en inglés) que será explicado en este reporte.

Entre los principales elementos del FCM se tiene que:

- Se subasta la capacidad de generación

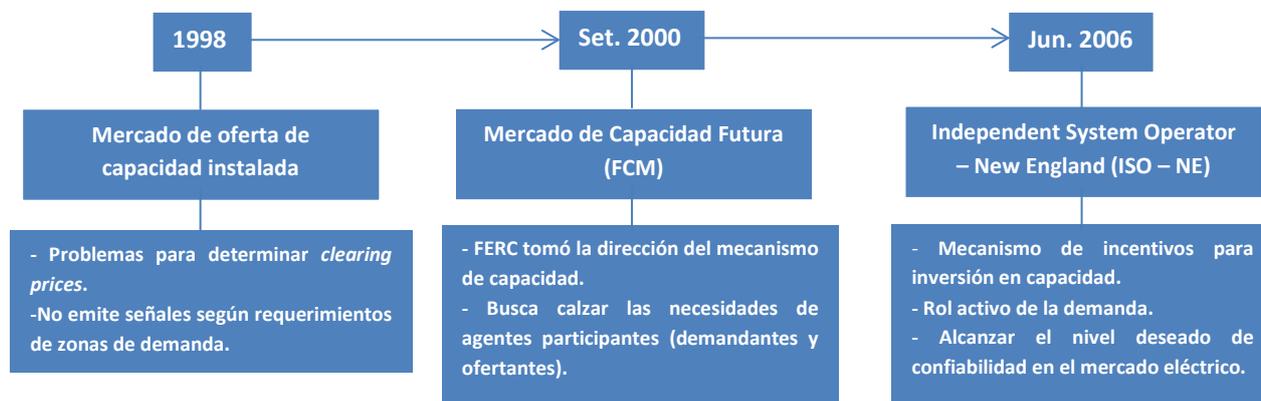
requerida por el mercado lo que introduce un esquema de competencia por el mercado.

- Las subastas determinan el precio que recibirán las empresas de generación por un periodo determinado en el que se comprometen a suministrar capacidad en los momentos solicitados.
- Se incentiva el ingreso de nuevas inversiones mediante un pago fijo por el periodo comprometido, con el fin de reducir la incertidumbre en los ingresos.

Mercados de Capacidad New England a través del tiempo

En 1998 se implementó un mecanismo de capacidad basado en un esquema de subastas de capacidad instalada. Las versiones iniciales presentaban problemas para (i) determinar el precio que igualara la oferta de capacidad con la demanda requerida (*clearing prices*) y (ii) emitir señales basadas en los requerimientos de las distintas zonas de demanda.

Evolución del mecanismo de capacidad en New England



Por ello en el 2000 se suspendió el mecanismo iniciándose una reforma por parte de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC, por sus siglas en inglés) para identificar las necesidades de los agentes participantes (demandantes y ofertantes). Luego de varios años de trabajo se aprobaron los lineamientos de los Mercados de Capacidad Futura y su encargo al Operador Independiente del Sistema (ISO-NE, por sus siglas en inglés) en junio de 2006.

El FCM propone un mecanismo de incentivos que induce a la oferta a invertir en capacidad en el sector eléctrico y permite a la demanda tener un rol más activo a través de la venta de energía o el rechazo de la carga en épocas de crisis energética.

El ISO-NE es el sistema eléctrico operado por el Independent System Operator (ISO); se estableció en 1997 y opera los mercados de energía y capacidad de New England. En mayo de 2013 se reconfiguró las zonas de división de la demanda reduciéndose de 8 a 4.

Modelo de 8 Zonas:

- Maine
- Connecticut
- Northeastern Massachusetts/Boston (NEMA)
- Southeastern Massachusetts (SEMA)
- Western Central Massachusetts
- New Hampshire
- Vermont
- Rhode Island

Modelo de 4 Zonas (2013):

- Maine
- Connecticut
- Northeastern Massachusetts/Boston (NEMA)
- Resto del Sistema (ROP)

El objetivo del esquema es satisfacer el nivel deseado de confiabilidad en el mercado eléctrico, sobretodo en periodos de escasez, al menor precio posible. Para ello el FCM considera un mecanismo competitivo de subastas para cubrir la demanda de capacidad del sistema que sea compatible con el nivel de confiabilidad deseado.

Elementos del diseño de FCM

A. Subastas de capacidad futura (FCA)

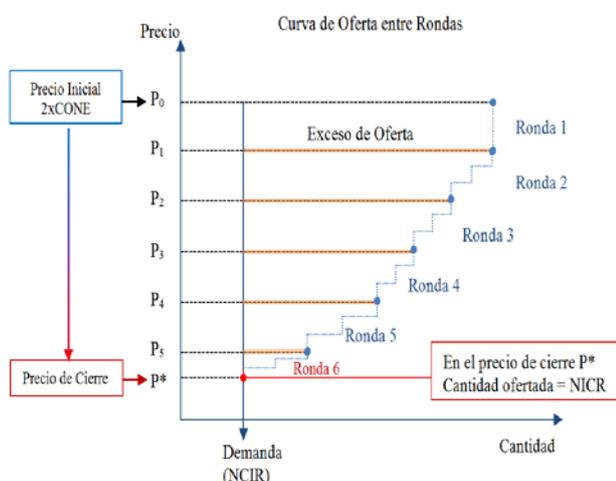
Las subastas permiten asignar recursos a los agentes económicos que más lo valoran, alcanzando un resultado eficiente. Sin embargo, este resultado depende de que la asignación se realice en un entorno de competencia.

Un reto importante en el diseño de mercado es reducir el poder de mercado en la oferta de energía. Por ello, el FCM considera la realización de subastas de capacidad futura (FCA, por sus siglas en inglés) que utilizan el mecanismo de reloj descendente con rondas en tiempo discreto.

En cada ronda el subastador indica el precio de apertura, el de cierre y el exceso de oferta de la ronda anterior. De esta forma, las empresas ofertan energía de manera competitiva en cada ronda como se observa en el gráfico siguiente. Si se alcanza el precio mínimo de la ronda con exceso de oferta, se prosigue a una nueva ronda con nuevos precios. La subasta termina hasta que se alcanza el equilibrio entre la

demanda requerida y la capacidad ofertada en la ronda vigente. Se determina un precio que se convierte en la prima que será pagada a las empresas que ofertaron capacidad. Este pago se realiza a los participantes del mercado eléctrico nuevos y existentes.

Mecanismo de subasta de reloj descendiente



Fuente: Cramton y Stoft (2007)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

En el esquema de New England, los recursos comprometidos en la subasta son compromisos futuros; es decir, se realizan las subastas con anticipación a la fecha en la que se necesitan los recursos de capacidad. La realización de subastas a futuro permite proveer el espacio de tiempo necesario para la implementación de las centrales y demás recursos necesarios para el buen funcionamiento del sistema.

Adicionalmente se pueden realizar subastas de reconfiguración mensuales. Dichas subastas se realizan antes del periodo de

despacho para permitir a los participantes comprar y vender las obligaciones de capacidad adquiridas en las FCA y así cumplir con sus compromisos de energía.

B. Demanda requerida

El ISO-NE calcula los requerimientos anuales de capacidad instalada (ICR, por sus siglas en inglés) para cubrir la demanda. Para ello se considera la capacidad instalada neta de las importaciones de energía (interconexión) y se incluye una reserva de capacidad adicional (margen de reserva).^[2]

A diferencia de otros esquemas, el FCM no cuenta con una curva de demanda propiamente dicha. Se considera un precio referente para el inicio de la subasta que es dos veces el “Costo de la Nueva Entrante” (CONE).^[3] Asimismo, se considera un precio máximo, que es dos veces el CONE, y un precio mínimo, que es el 0.6 X CONE.

C. Recursos de la oferta

Entre los participantes de la oferta se consideran distintos tipos de recursos:

- Generación existente y nueva, que puede ser tradicional o con recursos renovables.
- Contratos bilaterales entre la demanda y la oferta.
- Importaciones de sistemas eléctricos cercanos a New England.
- Recursos de demanda como manejo de carga, eficiencia energética y generación distribuida, con el objetivo de generar respuesta de la demanda e incrementar la elasticidad precio.

En el FCM se diferencia las obligaciones de capacidad que asumen las empresas generadoras según el tipo de recursos. Los compromisos de energía serán de corto plazo (un año) para los casos de generación existente debido a que los costos de inversión ya están hundidos. Este tipo de recursos participa de la subasta si dispone de capacidad adicional a la que ya tienen contratada.

Por su parte, los compromisos de las nuevas centrales de generación serán más prolongados, hasta 5 años, con contratos de mediano plazo para reducir el riesgo de la entrada. El FCM permite el ingreso de recursos nuevos de al menos 100kW de potencia. Para que éstos puedan participar de la subasta deben ser calificados por el ISO-NE.^[4]

D. Producto

El producto está determinado por las unidades de capacidad instalada (en MW) en el periodo de compromiso determinado en la subasta. La capacidad obtenida viene a ser el respaldo físico para suministrar energía incluso durante los eventos de escasez, brindando así confiabilidad al sistema.

En el cálculo de ICR se incluye una reserva adicional. Dicho margen se estima de acuerdo a ciertos estándares ^[5] para mantener confiabilidad. Específicamente se considera que la desconexión de usuarios debido a deficiencias en los recursos de generación no puede ocurrir más de una vez en diez años y la expectativa de

pérdidas de energía (LOLE, por sus siglas en inglés) debe ser en promedio menor o igual a 0.1 día por año.

La solicitud de potencia se realiza de manera periódica y con tres años de anticipación (en algunos casos es de un año). El periodo de tiempo entre cada subasta sirve para estimar y planificar los proyectos que entrarían (por las empresas) y estimar las futuras necesidades de capacidad (por el ISO-NE). El periodo antes de iniciar operaciones permite a las generadoras realizar las inversiones necesarias para cumplir con las obligaciones adquiridas.

E. Precios de escasez

Un elemento característico del FCM es que los ingresos por capacidad son fijos salvo en épocas de escasez. Una época de escasez ocurre cuando el precio *spot* supera al precio *strike* que es equivalente al costo del recurso más caro en el sistema. En estas situaciones se generan rentas de escasez (PER, por sus siglas en inglés). El valor del PER se basa en los ingresos que pudieron haber ganado las generadoras en los mercados de energía en periodos de escasez considerando centrales de gas natural y diesel (*fuel oil*).

El mecanismo FCM considera una reducción en los pagos por capacidad igual al PER. El ajuste busca desincentivar a los ofertantes de elevar los precios en el mercado de energía reteniendo capacidad y que los recursos estén disponibles en precios de escasez.^[6] Así se reduce los incentivos a que

las empresas generadoras eleven artificialmente los precios, ya que al hacerlo incrementarán los precios en el mercado de energía *spot* y también reducirán sus ingresos en el mercado de potencia en un monto equivalente al PER, compensando el incremento mencionado.

Por su parte, el mecanismo permite que los consumidores no paguen precios monómicos elevados en los periodos de estrés del sistema. Entre sus principales ventajas se encuentra que reduce el poder de mercado al limitar las ganancias obtenidas durante épocas de escasez.^[7]

F. Garantías y penalidades

El FCM contempla la posibilidad de que las empresas que asuman obligaciones no cumplan con las mismas. Para esto se solicitan garantías que aseguren los compromisos, sobre todo a los nuevos proyectos para brindar un seguro financiero durante la construcción de las centrales.

Las garantías se devuelven cuando el proyecto es declarado comercial y cuenten con capacidad probada y verificada. Las garantías se pierden (o una parte de ellas) cuando ocurren problemas en la capacidad comprometida por las empresas de generación.

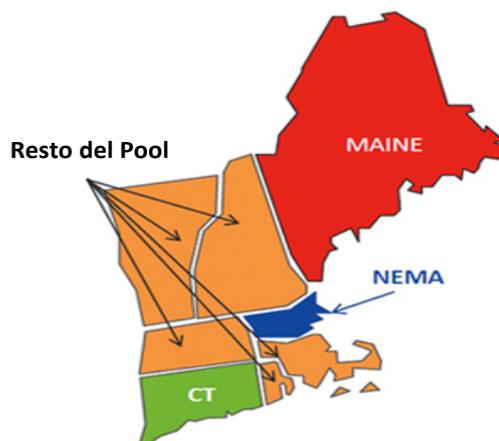
Sin embargo, las garantías se podrían ejecutar en el caso que ocurrieran eventos sancionables como falla en el suministro de energía, falla al responder a las instrucciones del despacho, entre otras. También hay penalidades cuando los

recursos no se encuentran disponibles durante los períodos de escasez.

G. Capacidad local

El FCM considera las restricciones locales o zonales. Esta característica permite realizar la diferenciación de precios entre las distintas zonas^[8] e inducir a la inversión en capacidad en aquellas en las que se cuenta con un déficit de capacidad respecto a la demanda a la que se enfrenta.

Zonas de demanda que cubre ISO-NE



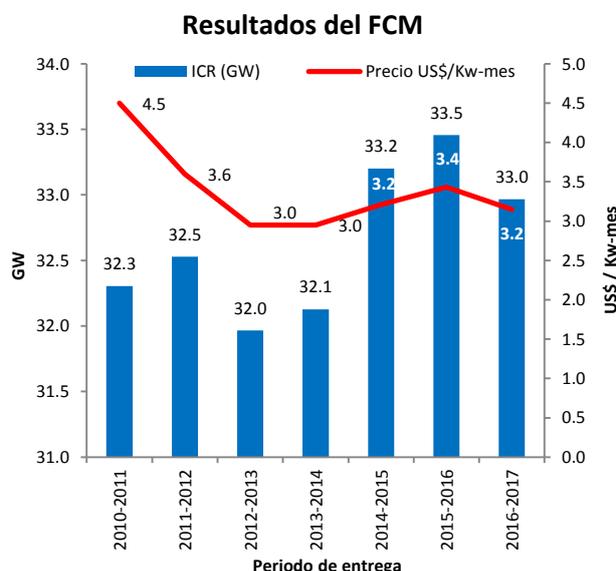
Fuente: Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

La introducción de zonas de capacidad local en el esquema FCM reconoce que las necesidades de capacidad pueden variar entre zonas. Además desde el punto de vista económico y de confiabilidad, definir la zona es un aspecto de importancia crítica, ya que pueden existir áreas con una gran necesidad de capacidad instalada lo que no se puede ver en otro tipo de modelos.

Una desventaja de las zonas de capacidad, si no se hace diferenciación en los precios, es la reducción de la oferta de capacidad en estas zonas debido a la estructura de la subasta. Para corregir este error, se debe definir a las zonas de capacidad como productos diferentes con un precio por capacidad distinto para mantener la eficiencia generada por la subasta.

Resultados 2007 - 2013

Hasta la fecha se realizaron 7 subastas. La primera se realizó en 2007 y se requirieron 32,305 MW, obteniéndose 39,142 MW a un precio de \$ 4.5 por KW-mes luego de 8 rondas.



Fuente: Anual Markets Report 2011 - ISO NE - Internal market Monitor

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

La segunda se realizó en diciembre de 2008 y empezó a operar en junio de 2011, se requirieron 32,528 MW, obteniéndose un total de 37,283 MW a un precio de \$ 3.6 por

KW-mes luego de ocho rondas. La última se realizó en febrero de 2013 en la que se obtuvo un precio de \$ 3.15 por KW-mes luego de siete rondas.

Comentarios finales

El esquema para generar confiabilidad en el mercado de potencia de New England tiene elementos muy importantes que deben ser destacados y estudiados para una posible implementación en países con problemas de capacidad.

La adopción de subastas para competir por el mercado permite obtener la capacidad requerida de acuerdo a los requerimientos de la demanda, estableciéndose un precio de mercado. Asimismo, la aplicación de un mecanismo específico en épocas de escasez reduce el riesgo de retener capacidad para lograr un mayor ingreso en el mercado de energía, al reducir los ingresos obtenidos en el mercado de potencia. Este mecanismo vincula los mercados de energía y potencia.

Por último, considerar mercados de capacidad para distintas zonas del sistema es un elemento que permite incentivar la inversión en generación considerando los problemas de congestión que puedan presentarse en las distintas zonas.

Cargo por Confiabilidad: La Experiencia Colombiana

Introducción

En Colombia el parque hidráulico ha representado alrededor del 70% del total de la producción de energía eléctrica del país en los últimos años.^[1] Esto genera que en épocas de sequía el suministro eléctrico se vuelva muy vulnerable, con una elevada probabilidad de racionamiento.

Por esta razón, se buscó la implementación de un mecanismo que le permita contar con una capacidad de respaldo suficiente para soportar las épocas de sequías sin necesidad de racionar la energía. Diversos esquemas buscaron asegurar la confiabilidad del sistema, hasta llegar al esquema vigente conocido como el “Cargo por Confiabilidad”.

Del Cargo por Capacidad al Cargo por Confiabilidad

En 1996 se adoptó el mecanismo de pago por capacidad denominado Cargo por Capacidad, con una vigencia de 10 años. Este cargo buscaba remunerar a la capacidad que otorgaba firmeza al sistema. Sin embargo, el mecanismo tenía diversos problemas; el producto a través del cual los generadores recibían el pago por capacidad no estaba bien definido y no tenían una obligación en su prestación. Asimismo, el mecanismo no otorgaba incentivos adecuados para una correcta diversificación de los recursos de generación. Además, no resolvía el problema de ejercicio de poder

de mercado.^[2] El Cargo por Capacidad no reducía la volatilidad de los precios en bolsa y la demanda no recibía un compromiso de confiabilidad.

Estos problemas provocaron que se modifique el mecanismo de capacidad por uno que incentive la inversión para garantizar la confiabilidad del sistema y que reduzca el poder de mercado. Por ello, 10 años después de la vigencia del Cargo por Capacidad, se implementó el esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC).

El CxC complementó el diseño del mercado de energía compuestos por contratos bilaterales y bolsa de energía. El mercado de contratos bilaterales permite la compra y venta de energía con precios y cantidades fijadas libremente entre los generadores y los comercializadores. Por su parte, en la bolsa de energía se realizan transacciones horarias directas cuyos precios y cantidades se definen a través de la interacción horaria de la oferta y la demanda.

Cargo por Confiabilidad (CxC)

El CxC es un mecanismo que considera un proceso competitivo de subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) con la finalidad de otorgar confiabilidad al sistema eléctrico.

En estas subastas participan los generadores nuevos o existentes que ofrecen la energía máxima que pueden producir continuamente en los periodos

más críticos o periodos de escasez. La energía a subastar es estimada por el operador del sistema y es denominada Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC). El CxC otorga a todos los recursos ganadores de las subastas de OEF un pago fijo periódico.

El mecanismo busca proteger al sistema eléctrico en los periodos de escasez, teniendo suficiente generación de respaldo. Asimismo, busca dar los incentivos adecuados a la nueva generación reduciendo el riesgo de los inversionistas y mitigar el poder de mercado, otorgando pagos hasta por un periodo de 20 años.

Elementos del diseño de CxC

A. Mecanismo de subasta

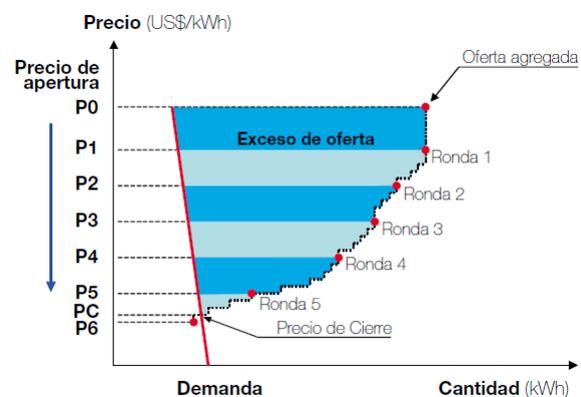
La asignación de la ENFICC se realiza en dos subastas. En la primera, denominada subasta primaria, participan los recursos nuevos y existentes, mientras que en la segunda se considera únicamente a los Generadores con Períodos de Construcción Superior al de Planeación (GPPS), es decir las centrales que necesitan más tiempo para entrar en funcionamiento y que supere la fecha de inicio programada de las OEF.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) determina el cronograma de realización de las subastas primarias y GPPS.

En la subasta primaria la ENFICC se asigna mediante un mecanismo de subasta de reloj descendente con rondas en tiempo discreto. En cada ronda las empresas

generadoras ofrecen su energía disponible hasta que se alcance el precio mínimo de la ronda; si a este precio todavía existe exceso de oferta, se abre una nueva ronda y así sucesivamente hasta alcanzar el precio donde el exceso de oferta sea nulo.^[3]

Subasta de reloj descendente

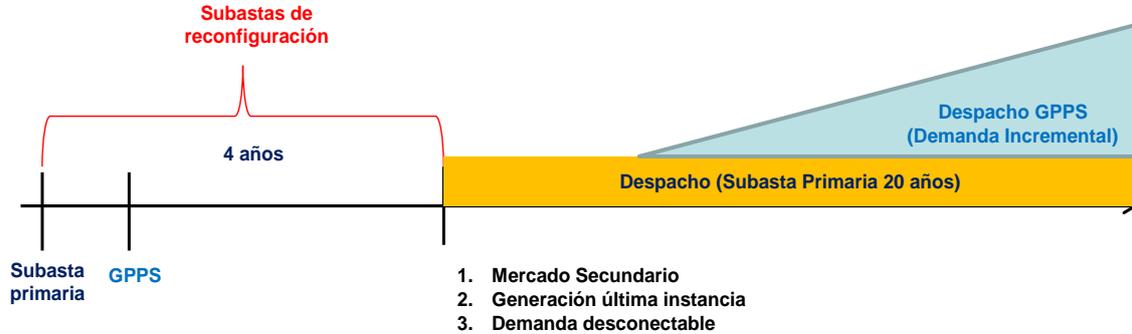


Fuente: CREG – Colombia

El precio que reciben las generadoras corresponde al precio de cierre de la última ronda y es el mismo para todas, sin diferenciar por tecnología o locación.

Por su parte, las subastas GPPS están dirigidas para las empresas entrantes que tienen un periodo de construcción mayor a los 4 años y que no pudieron participar en las subastas primarias. Dentro del diseño de estas subastas se considera como precio máximo el precio resultante de la subasta primaria y se suele considerar el mecanismo de sobre cerrado.^[4] En el gráfico siguiente se aprecia los periodos de tiempo en los que operan ambas subastas.

Mecanismo de Subastas del CxC

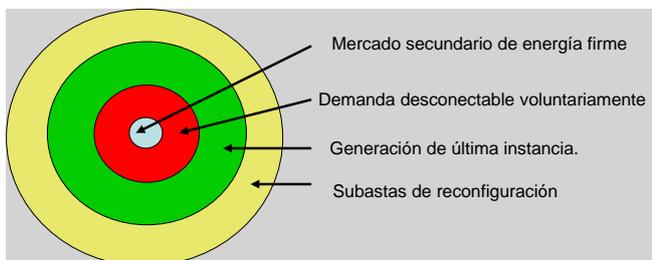


Fuente: XM (2008)

B. Elementos de seguridad

También existe un mecanismo adicional que permite a los ganadores de la subasta primaria cumplir con las obligaciones asumidas en caso no puedan asumirlas con recursos propios; a este mecanismo se le denomina “anillos de seguridad.” Dentro de los anillos de seguridad se encuentran el mercado secundario de contratos bilaterales, la demanda desconectable, la generación de última instancia y las subastas de reconfiguración.

Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas

El **mercado bilateral** es un mercado secundario donde se transan las OEF y sólo participan empresas de generación. La **demanda desconectable** permite, a los generadores que no podrán cumplir con sus OEF, negociar con los usuarios la disminución de la demanda de energía a través de los comercializadores. La **generación de última instancia** consiste en el uso de centrales que sólo se utilizan para cubrir total o parcialmente las OEF. A la fecha, sólo se implementó el mercado secundario en Colombia.

En el **mercado secundario** se transan las OEF participando sólo empresas de generación. La cantidad de energía que puede ofertar un generador en este mercado depende del tipo de tecnología. Las centrales térmicas pueden ofrecer la diferencia entre la energía declarada (antes de la subasta) y comprometida (luego de la subasta), mientras que las centrales hidráulicas adicionalmente pueden ofrecer la energía en exceso que tengan disponible (energía disponible adicional) para el periodo de compromiso de la OEF.

C. Demanda

Los requerimientos de energía firme se basan en proyecciones de la demanda de energía más un porcentaje de reserva fijado por el regulador. Estos corresponden a la diferencia entre la demanda proyectada más el margen de reserva menos las OEF asignadas anteriormente.^[5]

La curva de demanda está en función del costo de la empresa entrante (CE).^[6] La curva está limitada por dos toques, uno superior equivalente a 2 veces el CE y uno inferior equivalente a 0.5 veces el CE.

D. Recursos de oferta

Para cubrir los requerimientos de energía firme en las subastas, la CREG permite la participación de generadores existentes y nuevos.^[7] Sin embargo, como requisito principal para poder participar en las subastas, es necesario que los recursos pasen por un proceso para determinar el ENFICC^[8] que puede ofrecer cada unidad de generación.

Uno de los objetivos principales del CxC es incentivar la entrada de nuevos recursos. Por ello el periodo de duración de las OEF es diferente para las generadoras nuevas y existentes, de tal forma que las OEF pueden ser otorgadas hasta por un periodo de 20 años a las nuevas generadoras.

E. Producto

El producto comercializado es la energía firme que se requiere en periodos de escasez

a través de opciones *call* respaldadas por un recurso físico de generación.

La energía firme viene a ser la capacidad que tiene una generadora de producir energía en los periodos de escasez. En las subastas se transan opciones donde el comprador (operador del mercado) obtiene el derecho más no la obligación de requerir la energía comprometida al vendedor (generador). Dicha obligación es aplicable siempre y cuando el precio *spot* sea superior al precio *strike*, situación que determina el periodo de escasez.

En este esquema el precio de escasez cumple dos funciones. Por una parte indica en qué momento las OEF son exigidas, y por otra representa el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales obligaciones sean requeridas.

El precio de escasez es establecido y actualizado mensualmente por la CREG. Este precio es equivalente al costo variable (combustible y no combustible) de la energía y se actualiza a través de un índice de precios de los combustibles.^[9]

Cabe mencionar que la forma de calcular el precio de escasez permite que en periodos críticos entren a operar las generadoras con los costos más altos.

F. Garantías y penalidades

En el diseño del CxC se incorporaron garantías y penalidades con el objetivo que las OEF sean cumplidas.

Las empresas de generación deben entregar una garantía por cada central con compromiso de energía firme. Por otro lado, las penalidades se dividen en i) penalidades por el incumplimiento de plazos o entrega de documentos y ii) penalidades por incumplimiento de suministro en los periodos de escasez.

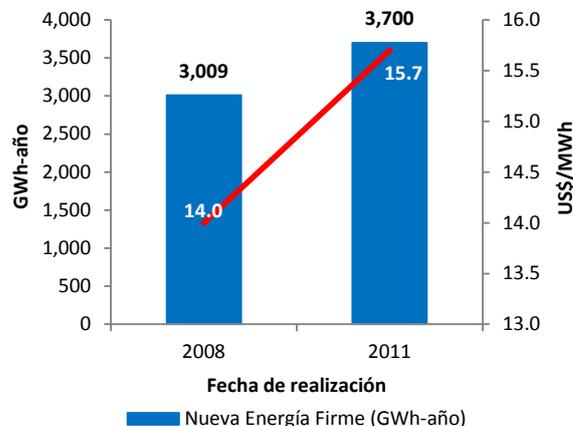
En el primer caso, si las empresas de generación nuevas no cumplen con los plazos establecidos para la construcción se realiza un ajuste a las garantías otorgadas, mientras que si no presentan los cronogramas de construcción en los plazos establecidos, la central no podrá participar en la subasta.

El incumplimiento en los periodos de escasez es subsanable si el generador que no puede cumplir con su obligación puede cubrirla a través de un contrato de respaldo con otra generadora o pagando la diferencia entre el precio de escasez y el precio *spot*. Sin embargo, si el incumplimiento es grave o insalvable se ejecutaran las garantías y la generadora perderá su asignación de energía firme.

Resultados de las subastas

El CxC se implementó en el 2007. La primera subasta primaria permitió en ingreso de 438 MW de potencia efectiva, equivalentes a 3,009 GWh-año de energía firme, a un precio de opción de 13.998 US\$/Mwh en el 2008. La segunda subasta se realizó el 2012 comprometiéndose 575 MW de potencia firme, a un precio de 15.7 US\$/Mwh.

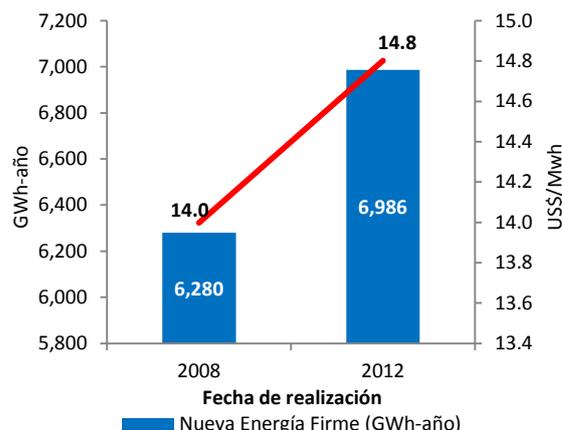
Resultados de las subastas primarias 2008 y 2011



Fuente: XM
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

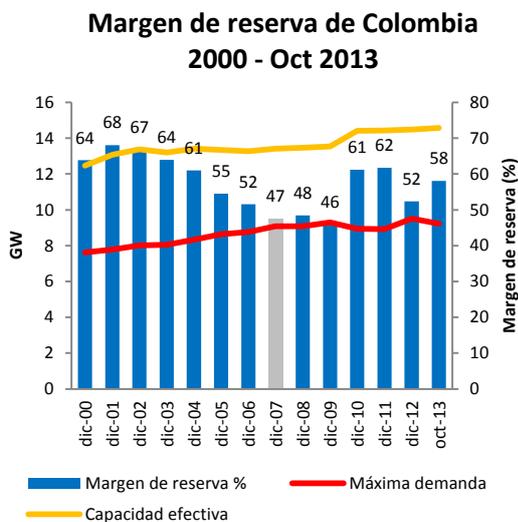
Del mismo modo, se realizaron dos subastas GPPS posteriores a las primarias en el 2008 y 2012. Dichas subastas permitieron el compromiso de una mayor cantidad de energía firme.

Resultados de las subastas GPPS 2008 y 2011



Fuente: XM
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Uno de los principales objetivos del CxC es promover el ingreso de nuevas centrales logrando así un aumento de la potencia efectiva, del margen de reserva y principalmente una reducción del poder de mercado.



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Como se puede observar en el gráfico, el margen de reserva se redujo desde diciembre de 2001 hasta diciembre 2007. Posteriormente, a partir del 2008, con el inicio de las subastas del CxC, el margen de reserva se incrementó pasando de 46% en el 2009 a 52% en el 2012.

Algunos aspectos a considerar

De acuerdo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia (SSPD), el mecanismo de CxC presenta ciertas

falencias por problemas relacionados a la sobrecontratación, pruebas de disponibilidad no eficientes, precios de escasez bajos,^[10] menores contratos de gas natural y atrasos en la expansión del sistema de transmisión.

La SSPD define la sobrecontratación de energía firme como el exceso de las ventas mensuales en el mercado secundario y las OEF sobre la energía asociada a las ENFICC y la energía adicional de las centrales hidráulicas. La SSPD señala que la sobrecontratación ocasiona diversos problemas ya que el agente sobre contratado recibe una renta adicional que no le corresponde y que fue pagada por los usuarios, reduciéndose así la confiabilidad del sistema.

Por otro lado, las pruebas de disponibilidad permiten evaluar si una generadora cumplirá con sus OEF. Sin embargo, la SSPD indica que las pruebas han sido mal diseñadas ya que no se verifica la disponibilidad verdadera de las plantas. El periodo de duración de las pruebas es de 4 horas, tiempo insuficiente para verificar la disponibilidad de una planta

Además, la SSPD considera que los precios de escasez son bajos lo que ocasiona que en las plantas térmicas costosas o de baja eficiencia no sea rentable suministrar energía. Esta situación genera más desembalse de reservas de agua que lo recomendable. El precio de escasez no es lo suficientemente alto para incentivar a las generadoras a aumentar sus niveles de embalses para el verano ni para que las generadoras compren contratos de respaldo.

La SSPD indica que los contratos de gas natural se redujo ocasionando que los niveles

de ENFICC sean insostenibles, lo que genera la necesidad de sustituir el gas natural por combustibles líquidos. Una parte de los contratos de combustibles no tienen respaldo en agentes que cuenten con capacidad de asegurar la entrega, lo que compromete la confiabilidad del sistema.

Finalmente, existen retrasos en la expansión del sistema de transmisión regional y nacional, debido a la falta de planificación para la ejecución de los proyectos de expansión, aspecto que estaría comprometiéndolo la confiabilidad del sistema.

Comentarios finales

El esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC) fue introducido en el mercado eléctrico colombiano con la finalidad de promover el ingreso de nuevos recursos de generación, mitigar el poder de mercado y brindarle confiabilidad al sistema que depende principalmente de la generación hidráulica.

Al respecto, se observan ciertos avances debido a la mejor definición del producto transado, lo que permitió otorgar los incentivos adecuados a los generadores para que cuenten con energía firme disponible en periodos de escasez. A diferencia de otros mecanismos, el colombiano requiere y subasta energía firme disponible.

Otro punto a destacar en el diseño del CxC es el requerimiento de garantías y la potencial ejecución de las mismas. La adecuada implementación de dicho mecanismo permitiría reducir los incentivos a incumplir los compromisos asumidos por parte de los generadores oferentes.

Por último, a pesar que este mecanismo presenta algunos problemas que permiten su mejora, diversos agentes en Colombia consideran que promovió la entrada de nuevos recursos de generación, dando mayor confiabilidad al sistema y estabilidad de precios tanto a los generadores como a los consumidores finales.

Notas

Mercado de Capacidad: El caso de New England

[1] New England es el sistema eléctrico operado por el Independent System Operator (ISO-NE) y cubre zonas de demanda de Maine, Connecticut, New Hampshire, Rhode Island, Vermont, Northeastern-Massachusetts-Boston (NEMA), Southeastern Massachusetts (SEMA) y Western-Central Massachusetts. El ISO se estableció en 1997 y opera los mercados de energía y capacidad de New England. En mayo de 2013 el sistema se reconfiguró pasando 4 zonas de demanda: Maine, Connecticut, Northeastern-Massachusetts-Boston (NEMA) y Resto del Sistema.

[2] La proyección del ICR se realiza con el Programa de Simulación Multi-Area Reliability Simulation (MARS Model). Lo realmente subastado por el ISO-NE es el ICR Neto que viene dado por:

$$\text{ICR Neto} = \text{ICR} - \text{HQICC} \text{ (Crédito de interconexión Hidro-Quebec)}$$

[3] El CONE se define como el valor del costo mensual (US\$ por KW-mes) de un inversionista que desarrolla y mantiene una planta de generación de gas a ciclo simple para el mercado eléctrico de New England, en el que se incluyen los costos de inversión inicial y los costos de operación.

[4] Se consideran nuevos recursos a los que nunca han sido listados como recursos de capacidad por el ISO-NE considerando nuevas plantas de generación, proyectos, etc. Los nuevos recursos necesitan demostrar la viabilidad del proyecto y poseer habilidad para la interconexión entre las zonas del mercado.

[5] Se toma en cuenta los estándares establecidos por la North American Electric Reliability Council (NERC) y Northeast Power Coordinating Council (NPCC), además de los requerimientos del ISO New England.

[6] Cramton, P y S. Stoft (2005), "A Capacity Market that Makes a Sense." The Electricity Journal, 18(7): 43-52.

[7] Cabe mencionar que el PER es calculado como un promedio de los 12 meses previos a la realización de la subasta.

[8] Los estados que conforman el mercado de New England han sido clasificados en 4 regiones (Maine, NEMA Boston, Connecticut y Resto del Sistema). Éstos fueron determinados tomando en cuenta problemas de congestión.

Cargo por Confiabilidad: La Experiencia Colombiana

[1] Según la presentación "Mercado de Confiabilidad Colombiano" realizada por el Ingeniero Pablo Corredor en mayo de 2013 en OSINERGMIN.

[2] Los generadores que no recibían un pago por capacidad tenían el incentivo de aumentar el precio en bolsa en los periodos de estrés, ya que sin ellos no sería posible cubrir la demanda. Ver Rivier, M.; Vázquez, C.; Enamorado, J.; J. Pérez (2000), Estudio Cargo por Capacidad en Colombia, pag 33.

[3] Existen mecanismos de resguardo, en el caso que exista falta de oferta previa a la subasta o problemas de competencia. Si hay escasez de recursos de oferta la subasta no se realiza, las centrales de generación reciben un pago equivalente a 1.1 de CE mientras que las nuevas centrales reciben un pago igual a 2 veces el CE. Si hay problemas de competencia, es decir que sólo exista un exceso de oferta de 4% y si las nuevas centrales de pequeños generadores representan menos del 50% de los requerimientos, el cargo por capacidad será igual al precio de cierre de la subasta para las nuevas centrales y será equivalente al valor mínimo entre 110% del CE y el precio de cierre de la subasta para los generadores existentes. Presentación hecha por XM para OSINERGMIN (2008), Cargo por Confiabilidad: Anillos de Seguridad.

[4] El mecanismo de sobre cerrado consiste en que cada empresa de su oferta de ENFICC menor o igual a la declarada y un precio menor o igual al precio de cierre de la subasta primaria. De esta forma, se procede a una asignación por precio hasta cubrir la Cantidad Máxima a Asignar (CM). Los ganadores recibirán un pago equivalente al máximo precio ofrecido que haya resultado con una asignación de OEF. Ver XM (2008), Subasta para la Asignación de OEF, ppt 63.

[5] Adicionalmente, se descuenta la energía firme de centrales no despachadas centralmente, que incluyen centrales menores a 20 MW y centrales de cogeneración, que cuentan con contratos de energía.

[6] El costo del entrante para la primera subasta primaria se calcula en base a un estudio del costo de una nueva unidad de punta eficiente. Posteriormente, el CE se actualiza de la siguiente manera:

- Si el resultado de la subasta fue competitiva, entonces:
$$CE_{t+1} = 0.7(CE_t) + 0.3(\text{Precio de cierre de la subasta}_t)$$
- Si en la subasta hubo oferta inadecuada o falta de competencia, entonces: $CE_{t+1} = CE_t$

Ver Cramton, P. y S. Stoft (2007), *Colombia Firm Energy Market*, pag 10.

[7] Los participantes calificados se dividen en 4 grupos, generadores existentes, nuevos, especiales y existentes con obras. Los recursos existentes, son los generadores que ya operan y participan en el mercado eléctrico Colombiano. Estos recursos participan de manera obligatoria en las subastas pero de manera pasiva (son tomadores de precios). Los recursos nuevos son aquellos que recién van a iniciar sus operaciones en el mercado eléctrico. Los generadores especiales son aquellos que se encuentren en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la subasta y las instaladas que vayan a ser repotenciadas. Y finalmente, los recursos existentes con obras son aquellos generadores que tienen proyectos para modificar su ENFICC. Ver XM (2008), Subasta para la Asignación de OEF, pag 8.

[8] El ENFICC se determina en función de la indisponibilidad histórica por salidas forzadas, la disponibilidad de combustible, la maximización de la mínima energía mensual que puede producir una planta hidroeléctrica, entre otros. La metodología es establecida por la CREG. Ver E. Salazar (2008), Simulación del Cargo por Confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia, Tesis de Maestría, Universidad Pontificia Comillas, España, pag 26.

[9] El precio de escasez es igual al costo de combustible, costo de operación y mantenimiento, y otros costos variables asociados a la operación en el sistema eléctrico colombiano. Dicho precio es actualizado utilizando un promedio aritmético del índice diario New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos. Ver Resolución N°071-2006 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

[10] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2013), Falencias de la Confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Informe No 79.



Abreviaturas utilizadas

CE	Costo del Entrante
CONE	Cost of New Entry - Costo de la Nueva Entrante
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CxC	Cargo por Confiabilidad
EDA	Energía Disponible Adicional
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FCA	Forward Capacity Auction - Subastas de Capacidad Futura
FCM	Forward Capacity Market - Mercados de Capacidad Futura
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GPPS	Generadores con Periodos de Construcción Superior al de Planeación
GWh	Giga Watt - Hora
HQICC	Hydro Quebec Interconnection Capability Credits - Crédito de interconexión
ICR	Installed Capacity Requirement - Requerimientos de Capacidad Instalada
ISO-NE	Independent System Operator – New England
LOLE	Loss of Load Expectation - Expectativa de Pérdidas de Energía
MARS	Multi-Area Reliability Simulation
MWh	Mega Watt - Hora
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
OEF	Obligaciones de Energía Firme
PER	Peak Energy Rent
US\$	Dólares de Estados Unidos
VMSEC	Ventas Mensuales en el Mercado Secundario

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN

Oficina de Estudios Económicos – OEE

Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Eléctrico, Año 2 – N°1 – Diciembre 2013

Alta Dirección

Jesús Tamayo Pacheco Presidente del Consejo Directivo

Julio Salvador Jácome Gerente General (e)

Equipo de Trabajo de la OEE que preparó el Reporte

Arturo Vásquez Cordano Gerente de Estudios Económicos

Humberto Ortiz Ruiz Especialista

Steven Cueva Herrera Analista

Héctor Palacios Fiestas Pasante

Guillermo Cervantes Brown Practicante Profesional

Alberto San Román Vucetich Practicante Pre-Profesional

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del OSINERGMIN, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como: Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S., Palacios H., Cervantes G. y A. San Román (2013). *Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Eléctrico, Año 2 – Número 3*. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.

OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero OSINERGMIN no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimados representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.