



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas.**

**EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA Y CARGO POR
CONFIABILIDAD**

DOCUMENTO CREG-077

22 de octubre de 2014

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE
ENERGÍA Y GAS**

CONTENIDO

1. Introducción	20
2. Situación actual	21
3. Cargo por confiabilidad	23
3.1 Registro de proyectos.....	24
3.2 Asignaciones administradas.....	25
3.2.1 Mecanismo de subastas.....	26
3.2.2 Asignación por costos variables.....	26
3.2.3 Asignación por costos variables y prorata.....	27
3.3 Asignaciones por subastas.....	28
3.3.1 Subasta de reloj descendente (SRD) versus subasta de sobre cerrado (SSC).....	29
3.3.2 Regla de remuneración de energía remanente de plantas GPPS.....	29
3.3.3 Participación de la energía remanente de plantas GPPS.....	30
3.3.4 Aumentar periodo de planeamiento de la subasta.....	31
3.3.5 Fusionar las subasta de reloj descendente y plantas GPPS.....	31
3.4 Participación de las plantas existentes en la subasta.....	31
3.5 Participación de la demanda en la subasta.....	31
3.6 Participación de la demanda en la asignación administrada.....	33
3.7 Plantas Menores.....	34
4. Necesidades de potencia localizados	35
5. Recomendación	38
6. Bibliografía	39
Ilustración 1: Plantas en construcción CxC.....	23
Ilustración 4: Asignaciones administradas a prorata.....	26
Ilustración 5: Asignación administrada por costo variable.....	27
Ilustración 6: Asignación administrada por costo variable y prorata.....	27
Ilustración 7: Participación demanda en subasta Cargo por Confiabilidad.....	32
Ilustración 6: Asignaciones administradas con participación de demanda desconectable.....	34
Ilustración 7: Generación Planta Menor	34
Ilustración 8: Ingreso CxC Planta Menor	34
Ilustración 10: Red Área Oriental.....	35
Tabla 1: Subasta de Reloj Descendente, Mayo 2008.....	21
Tabla 2: Subasta de Sobre Cerrado o GPPS, Junio 2008.....	21
Tabla 3: Subasta de Reloj Descendente, Diciembre 2011.....	22
Tabla 4: Subasta de Sobre Cerrado o GPPS, Diciembre 2012.....	22
Tabla 5: Registro de proyectos UPME, febrero 2008.....	24
Tabla 6: Registro de proyectos UPME, marzo 2014.....	24

EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CARGO POR CONFIABILIDAD

1. Introducción

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución 071 de 2006 introdujo el esquema regulatorio denominado Cargo por Confiabilidad para asegurar la confiabilidad en suministro de energía eléctrica en Colombia a largo plazo con la participación de los generadores actuales en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y los potenciales inversionistas.

Mediante este esquema de forma anticipada, 4 a 5 años, se asignan Obligaciones de Energía Firme, OEF, para cubrir la proyección de demanda para dicha fecha por medio de una subasta primaria dinámica de reloj descendente (SRD). En esa subasta se asignan OEF hasta por veinte (20) años a plantas nuevas, diez (10) años plantas especiales¹ y un año a plantas existentes, lo que se ha constituido en el incentivo para el desarrollo de los proyectos.

La remuneración de las OEF del Cargo por Confiabilidad se hace al precio de despeje de la subasta², el cual se le asegura de manera constante al generador que resulte asignado con OEF por el número de años de acuerdo con el tipo de proyecto: nuevo, especial o existente y a partir del inicio de la obligación.

Secuencialmente a la subasta de reloj descendente se hace una subasta de sobre cerrado (SSC) con plantas de período de construcción mayor al período de planeamiento de la subasta primaria y máximo hasta diez (10) años, plantas GPPS, hasta por el 50% de los incrementos futuros de demanda. La subasta de sobre cerrado es de precio máximo, siendo este el último el precio de despeje de la subasta de reloj descendente.

Para el cumplimiento de las OEF los participantes en el cargo deben contar con energía firme para lo cual deben tener el activo de generación, los contratos de combustibles, en el caso de plantas térmicas, y entregar la energía asignada cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez³.

Los ingresos constantes del Cargo por Confiabilidad han permitido el apalancamiento necesario para lograr el cierre financiero de proyectos y para que se adelante su construcción, con lo cual se asegura la cobertura de la demanda para el corto, mediano y largo plazo.

El objetivo de presente documento es evaluar las señales que se han venido dando para la expansión en generación y en el Cargo por Confiabilidad y recomendar las acciones a seguir para mantener un esquema que responda a las necesidades del

¹ Plantas en construcción al momento de la subasta.

² Precio al cual la función de oferta y la función de demanda se cruzan en un punto.

³ El precio de escasez es definido por la CREG y se actualiza mensualmente con la variación del precio internacional del fuel oil.

sistema. Estas acciones requieren el concurso de las diferentes entidades del sector encargadas de la definición de política, planeación y regulación.

2. Situación actual

Desde la introducción del Cargo por Confiabilidad se han adelantado dos subastas de reloj descendente con sus respectivas subastas de sobre cerrado.

La primera subasta se realizó en mayo y junio de 2008 para las Obligaciones de Energía Firme del período que inició en diciembre de 2012: declararon interés 99⁴ proyectos de los cuales declararon parámetros 29 y finalmente entregaron garantías y participaron en las subastas 14.

En dicha subasta se asignaron 6,650 GWh/año a nuevas plantas, descontadas las obligaciones de plantas que perdieron sus asignaciones⁵, tal como se puede ver en las tablas 1 y 2.

Planta	Empresa	Fecha Inicio	Tipo	OEF
Gecelca 3	Gecelca	Dic. 2012/13*	Carbón	1,117
Amoyá	Isagen	Dic. 2012/13*	Hidro	214

* Mediante subasta de reconfiguración en el 2012 aplazaron fecha de inicio a Dic. 2013.

Tabla 1: Subasta de Reloj Descendente, Mayo 2008

Planta	Empresa	Fecha	Tipo	OEF	ENFICC
Pescadero-Ituango	EPM	Dic. 2018	Hidro	1,085	8,563
Sogamoso	Isagen	Dic. 2014	Hidro	2,350	3,791
El Quimbo	Emgesa	Dic. 2014	Hidro	1,650	1,750
Cucuana	Epsa	Dic. 2014	Hidro	50	50

Tabla 2: Subasta de Sobre Cerrado o GPPS, Junio 2008

El precio de despeje de la subasta de reloj descendente fue de US\$13.998/MWh y el precio de cierre de la subasta de sobre cerrado para cada uno de los años asignados fue el mismo.

La segunda subasta se realizó en diciembre de 2011 y enero de 2012 para las Obligaciones de Energía Firme del período que inicia en diciembre de 2015: declararon interés 47⁶ proyectos de los cuales declararon parámetros 17 y finalmente entregaron garantías y participaron en las subastas 15.

En dicha subasta se asignaron 10,612 GWh/año a planta nuevas y plantas GPPS que tuvieron asignación parcial de su ENFICC en la subasta 2008, descontadas las

⁴ Comunicado CREG de junio 13 de 2008.

⁵ Las plantas Porce 4 (961 GWh/año), Miel 2 (184 GWh/año) y Termocol (1678 GWh/año) perdieron las asignaciones que se le hicieron en la subasta de mayo de 2008.

⁶ Noticias CREG de diciembre 26 de 2011.

obligaciones de la planta que perdió sus asignaciones⁷, tal como se puede ver en las tablas 3 y 4.

El precio de despeje de la subasta de reloj descendente fue de US\$15.7/MWh y el precio de cierre de la subasta de sobre cerrado para cada uno de los años asignados se presenta en la tabla 4.

Planta	Empresa	Fecha Inicio	Tipo	OEF
Gecelca 32	Gecelca	Dic. 2015	Carbón	1,971
Tasajero 2	Termotasajero	Dic. 2015	Carbón	1,332
Carlos Lleras Restrepo	Hidroeléctrica del Alto Porce	Dic. 2015	Hidro	200
San Miguel	La Cascada	Dic. 2015	Hidro	75

Tabla 3: Subasta de Reloj Descendente, Diciembre 2011

Planta	Empresa	Fecha	Tipo	OEF	Precio
Pescadero-Ituango	EPM	Dic. 2021	Hidro	3,482	15.7
Sogamoso	Isagen	Dic. 2016	Hidro	1,440	15.7
Porvenir 2	Producción de Energía	Dic. 2018	Hidro	1,445	11.7
Termonorte	Termonorte	Dic. 2017	FO	619	14.9

Tabla 4: Subasta de Sobre Cerrado o GPPS, Diciembre 2012

De acuerdo con lo anterior, encontramos que mediante el mecanismo de subastas del Cargo por Confiabilidad se ha incentivado el desarrollo de doce (12) nuevas plantas de generación, las cuales han recibido asignaciones de obligaciones de energía firme por 17,262 GWh/año, que han venido entrando en operación desde el 2013 y lo continuarán haciendo hasta el 2018 (ilustración 1). Lo anterior muestra que los incentivos para la expansión en generación, hasta 20 años de remuneración del CxC, han dado las señales para el desarrollo de nuevos proyectos.

⁷ La planta Ambeima (75 GWh/año) perdió las asignaciones que se le hicieron en la subasta de diciembre de 2011.

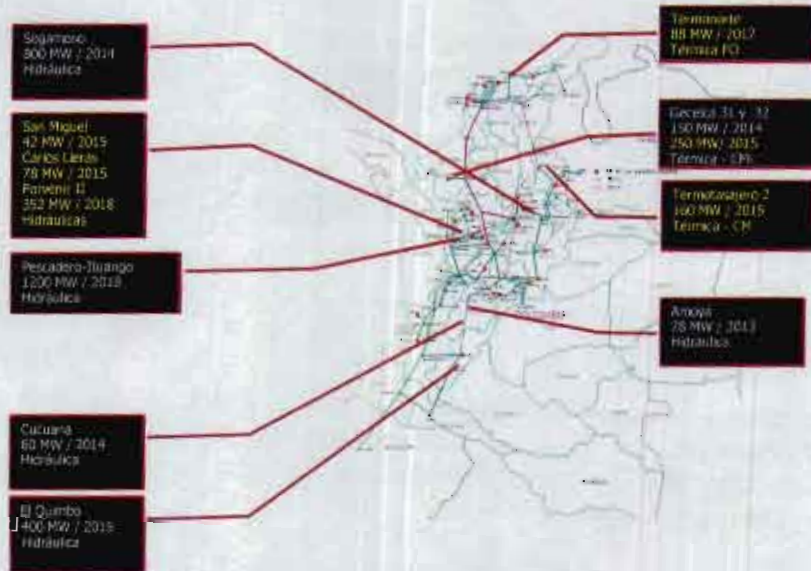


Ilustración 1: Plantas en construcción CxC

Se destaca que durante el período de transición⁸ del Cargo por Confiabilidad, se asignaron obligaciones de energía firme a las plantas especiales Flores 4 (3,745 GWh/año) que adelantó el cierre de ciclo de la unidades 2 y 3, y Porce 3 (3,354 GWh/año) que se encontraba en construcción. Estas plantas iniciaron operación en el 2011.

Adicionalmente, se resalta que los mecanismos de asignaciones anticipadas y de auditoria de la construcción de los proyectos, han dado las señales tempranas para reemplazar las plantas que han perdido las asignaciones de OEF, sin poner en riesgo la confiabilidad.

3. Cargo por confiabilidad

Las plantas que participan del mercado de confiabilidad son principalmente las mismas que participan en la bolsa de energía y el mercado de contratos bilaterales de largo plazo. Por lo tanto, el tipo de plantas cuyo desarrollo se incentive a través del mercado de confiabilidad será el tipo que participe en la definición de los precios en los otros dos mercados.

En ese sentido en el mercado de confiabilidad se deben cumplir dos principios: i) tener las plantas de generación para asegurar el cubrimiento de la demanda con energía firme⁹ y ii) incentivar las plantas con los precios más competitivos para el sistema de acuerdo con la dotación de recursos con que se cuente. Estos principios desarrollan lo indicado en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 el cual señala que se deben crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, para lo cual se debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo eficiente.

⁸ Período desde la expedición de la Resolución CREG 071 de 2006 y la primera subasta.

⁹ Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

Por lo tanto, estos principios deben regir los procedimientos de asignación del cargo por confiabilidad: administrado o subastas.

En la presente sección se evalúa el registro de proyectos para participar en las subastas de confiabilidad y propuestas que permitan hacer ajustes a las reglas actuales de asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad para satisfacer los citados principios.

3.1 Registro de proyectos

El registro de proyectos de la UPME es el indicador de los proyectos de generación que están estructurando los desarrolladores de las plantas. Para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad la regulación establece que los proyectos deben estar registrados por lo menos en fase 2.

El registro de proyectos de la UPME define tres fases¹⁰: en fase 1 se clasifican los proyectos que tienen estudios preliminares, en fase 2 los proyectos que tienen estudios de factibilidad y en fase 3 los proyectos que están listos para iniciar la construcción.

En febrero del 2008, antes de la primera subasta del Cargo por Confiabilidad, las estadísticas del registro de proyectos¹¹ eran:

Fase	Número Proyectos	< 20 MW [MW]	20 - 100 MW [MW]	> 100 MW [MW]	Total [MW]
1	18	138	45	4,250	4,433
2	16	183	119	4,773	5,075
3	1	-	-	660	660
Total	35	321	164	9,683	10,168

Fuente: UPME, elaboración CREG

Tabla 5: Registro de proyectos UPME, febrero 2008

En la actualidad el registro de proyectos¹² tiene las siguientes estadísticas.

Fase	Número Proyectos	< 20 MW [MW]	20 - 100 MW [MW]	> 100 MW [MW]	Total [MW]
1	84	657	1,154	1,682	3,493
2	10	69	273	114	456
3	2	20	35	-	55
Total	96	746	1,462	1,796	4,004

Fuente: UPME, elaboración CREG

Tabla 6: Registro de proyectos UPME, marzo 2014

¹⁰ UPME, Registro de proyectos de generación de energía eléctrica, Instructivo para diligenciamiento de formularios de inscripción. Octubre de 1997.

¹¹ UPME, Informe de avance del plan de expansión de generación y transmisión. Febrero de 2008.

¹² UPME, Registro de proyectos. Marzo de 2014.

De acuerdo con esta información se encuentra lo siguiente:

- i. La capacidad de los proyectos con los que podría contar para una próxima subasta, fases 2 y 3, es muy inferior a la que existía cuando se hizo la primera subasta.
- ii. Se incrementó en 2.3 veces la capacidad registrada de las plantas menores a 20 MW.
- iii. Se incrementó en 9 veces la capacidad registrada de las plantas medianas, entre 20 y 100 MW.
- iv. Decreció en 5 veces la capacidad registrada de las plantas mayores a 100 MW.
- v. En número de proyectos menores de 20 MW en fase 1 creció de 7 a 58.

Con los anteriores datos encontramos que si se convocara una subasta del Cargo por Confiabilidad, la oferta de proyectos por participar sería limitada y además habrían disminuido los proyectos que podrían aportar energía firme. El perfil de desarrollo de proyectos se ha concentrado en plantas menores y medianas.

Dado lo anterior se encuentra que es conveniente dar señales para activar el interés de los desarrolladores de proyectos, para lo cual se considera que un mecanismo que podría ayudar en esta dirección es contar con un banco de información de sitios potenciales para el desarrollo de proyectos de generación de todas las tecnologías que aprovechen los recursos con los que cuenta el país.

En dicho banco se debería contar con información a nivel de prefactibilidad de proyectos potenciales y a él debería tener acceso cualquier desarrollador que esté dispuesto a comprar dichos estudios para llevarlos a una etapa más avanzada, que le permita tener información suficiente para medir los riesgos y participar en las subastas del Cargo por Confiabilidad. Esto redundaría en una oferta más competitiva de nuevos agentes que permitan desconcentrar la oferta.

Por lo tanto, se recomienda que la UPME desarrolle un banco de información de proyectos potenciales de generación de todas las tecnologías al que puedan acceder los potenciales promotores.

3.2 Asignaciones administradas

Las asignaciones administradas se llevan a cabo cuando el balance oferta de energía firme – demanda muestra que con las plantas existentes y las plantas nuevas con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) previas, se cubre la demanda para el período de análisis.

En este caso el procedimiento señala que la demanda remanente, es decir la demanda que no está cubierta con asignaciones previas de OEF a plantas nuevas, se asigna a las plantas existentes a prorrata de su energía firme¹³.

¹³ Artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006.

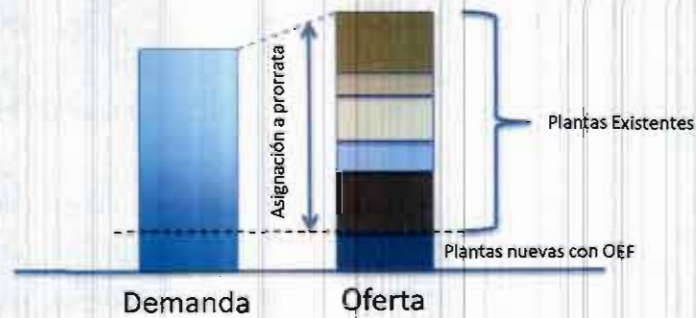


Ilustración 2: Asignaciones administradas a prorrata

Con esta regla se asegura el cubrimiento de la demanda con OEF asignadas a plantas existentes. Sin embargo la regla no pondera a las plantas existentes que tienen precios más competitivos.

En ese sentido se evalúan las siguientes alternativas:

3.2.1 Mecanismo de subastas

En la experiencia internacional, se encuentra que para la asignación de las obligaciones plantas existentes se utilizan mecanismos de mercado para seleccionar las plantas existentes más competitivas. En Brasil¹⁴ se utilizan subastas de energía para las plantas existentes, denominadas A-1 y se realizan en el último día útil de noviembre para entrega a partir de enero del año subsecuente.

En el caso del Cargo por Confiabilidad que es un servicio en donde se está disponible continuamente pero que hace uso del mismo en ciertos períodos y no continuamente, como es la entrega de la energía, las subastas como las prevista en Brasil para plantas existentes tendrían el riesgo de no seleccionar las plantas más competitivas, dado que plantas con alto costos podrían optar por correr el riesgo de que no se les ejecute la opción y ofertar primas bajas.

3.2.2 Asignación por costos variables

Una alternativa que elimina el riesgo anterior es asignar en orden de mérito de acuerdo con los costos variables. Esto garantiza que se asignen las obligaciones a las plantas más económicas y así se cumpla el criterio de eficiencia económica.

Por lo tanto, se propone que la regla actual se ajuste para que la asignación de OEF se haga iniciando con la ENFICC de la planta de costos variables más competitivos y así sucesivamente hasta cubrir la demanda.

Ahora bien, teniendo en cuenta que los costos variables de la plantas con recursos renovables son bajos, el ordenamiento de la planta iniciaría con aquellas que tienen recursos renovables y se continuaría ordenando según los costos variables de las plantas con combustibles fósiles. En este caso se considerarían los costos de los combustibles más los AOM variables.

¹⁴ ANEEL, El Sistema de las Subastas en el Brasil. Cartagena 2011.



Ilustración 3: Asignación administrada por costo variable

Esta alternativa cumple con los principios señalados y las plantas existentes tendrían los incentivos para hacer actualizaciones tecnológicas¹⁵ y respaldarse con los combustibles más competitivos, tal como puede ser el gas natural importado.

3.2.3 Asignación por costos variables y prorrata

Con esta alternativa se haría la asignación para las plantas de generación existentes que operan con combustible diferentes a líquidos, en la misma forma que la alternativa 3.2.2, y la demanda que falte por cubrir se asignaría a prorrata entre las plantas con líquidos, tal como se presenta en la siguiente gráfica:



Ilustración 4: Asignación administrada por costo variable y prorrata

¹⁵ Por ejemplo cierres de ciclos.

Esta alternativa cumple con los principios señalados y las plantas existentes tendrían los incentivos para hacer actualizaciones tecnológicas y respaldarse con los combustibles más competitivos.

3.3 Asignaciones por subastas

Las asignaciones por subastas se adelantan cuando el balance oferta de energía firme – demanda muestra que no se cubre la demanda para el período de análisis considerando las plantas existentes y las plantas nuevas con asignación de OEF previas.

En este tipo de asignaciones por subasta las reglas establecen que para las plantas nuevas con combustibles fósiles los costos variables deben ser inferiores al precio de escasez.

Por lo tanto, la asignación por subastas cumplen los principios señalados. Sin embargo, el proceso de selección de las plantas a través de las subastas se debe ir ajustando teniendo en cuenta la experiencia de las subastas realizadas.

En ese sentido, una vez finalizada la segunda subasta del Cargo por Confiabilidad, enero de 2012, la CREG contrató el estudio sobre los resultados de la subasta con los expertos internacionales David Harbord y Marco Pagnozzi quienes concluyeron el trabajo en diciembre de 2012.

Los resultados del trabajo “*Second Review of Firm Energy Auction in Colombia*” fueron presentados en un taller del 18 de diciembre de 2012 y la publicación del informe final se hizo con la Circular CREG 015 de 2013.

En dicho trabajo las conclusiones y recomendaciones finales fueron¹⁶:

1. *Replace the DCAs with sealed-bid, uniform-price auctions using either the highest accepted or lowest rejected bid to set the market-clearing price.*
2. *Change the pricing rules in the GPPS auctions so that priority plant does not set the market-clearing price. Consider adopting a lowest rejected bid pricing rule.*
3. *Consider how best to take account of uncontracted capacity from prior GPPS auctions in determining future firm energy requirements.*
4. *Consider whether the planning period for the DCA auctions has been too short, and if increased, whether the DCA and GPPS auctions could be unified in a single auction.*

En esta sección se analizan las anteriores propuestas para establecer la conveniencia de su implementación.

¹⁶ Páginas 18 y 19

3.3.1 Subasta de reloj descendente (SRD) versus subasta de sobre cerrado (SSC)

Los consultores recomiendan que se cambie la SRD por una SSC, dado los problemas de *pivotalidad* que se pueden presentar en la SRD en la medida que se va avanzando en las rondas porque el precio de reserva, según las entrevistas adelantadas con los agentes, no cambió durante el desarrollo de la subasta. Concluyen que el descubrimiento del precio no jugó un rol significativo desde el punto de vista de los oferentes en estas subastas.

Respecto a la discusión de las subastas orales descendentes y las subastas de sobre cerrado Fabra N. (2014) señala "*Frente a las subastas a sobre-cerrado, las subastas orales tienen la ventaja de permitir a los pujadores el ajuste de sus pujas, cuestión relevante cuando una parte del coste o del valor para los jugadores tiene un componente incierto (v.gr., el coste de oportunidad futuro, o el coste futuro de los combustibles fósiles)*".

Por lo tanto, y dado que las subastas del Cargo por Confiabilidad tienen una parte de la componente de los costos incierto, es recomendable que la CREG adelante estudios para profundizar sobre la conveniencia de migrar de la subasta de reloj descendente a una subasta de sobre cerrado, de tal forma que la participación de nuevos inversionistas no se vea comprometida.

3.3.2 Regla de remuneración de energía remanente¹⁷ de plantas GPPS

Las plantas GPPS son las plantas que tienen período de construcción extensos, mayores al período de planeamiento de la SRD, cuatro años y hasta diez (10) años.

Las subastas de plantas GPPS se hacen por el incremento de la demanda de los periodos posteriores a la SRD hasta diez (10) años. Los incrementos a subastar son hasta el 50% para la primera participación y se subasta hasta el 80% para las siguientes participaciones de la planta. La regla vigente prevé que para la segunda participación de una planta GPPS esta tiene prioridad en la asignación sobre las nuevas plantas GPPS.

Las subastas GPPS son de sobre cerrado con precio máximo, siendo este último el precio de cierre de la SRD.

Por lo tanto, una planta GPPS de período de construcción extenso y cantidad considerable de energía puede participar en varias subastas GPPS. Esta situación se presentó para las plantas Sogamoso y Pescadero-Ituango que participaron en la subasta GPPS de 2008 y 2012.

En la última subasta de plantas GPPS se encontró que la prioridad en la asignación de la energía remanente de las plantas GPPS al precio de cierre de la subasta más reciente, llevó a que la asignación se hiciera a un precio mayor del que estaban dispuestos a vender otros agentes. La situación podría ser la contraria, si la última subasta hubiera cerrado a un precio inferior a la subasta precedente.

Un ejemplo de la primera situación se presentó en la última subasta GPPS en donde para el período 2021-2022 la planta Cañafisto ofreció a 15 USD/MWh pero por la prioridad se le asignó a Pescadero-Ituango a 15.7 USD/MWh. Además de que la

¹⁷ La energía remanente es la energía firme no asignada.

planta GPPS con energía remanente puede ofertar para el 80% del incremento de la demanda y el nuevo compite por el 50%.

En este caso el consultor recomienda que se cambie la regla de precio para las plantas GPPS con energía remanente utilizando la oferta más baja rechazada en los diferentes años de la subasta. Cuando no haya ofertas rechazadas, utilizar la oferta más alta aceptada.

Para evitar las situaciones planteadas por la consultoría, se considera necesario ajustar las reglas en las subastas GPPS con los siguientes cambios:

- i. Eliminar la prioridad en la asignación de plantas GPPS con asignaciones previas de proyectos que se presenten por primera vez a partir de la fecha.
- ii. Establecer que la remuneración será igual a la última planta aceptada en un orden ascendente de precio, que es la regla de remuneración que se viene aplicando en el mercado eléctrico colombiano.
- iii. Establecer que la demanda a subastar únicamente es por el incremento del 50%.

3.3.3 Participación de la energía remanente de plantas GPPS

Respecto de la energía remanente de plantas GPPS el consultor recomienda las siguientes alternativas:

- i. La energía remanente entra a competir con nuevas plantas en la subasta de reloj descendente.
- ii. Tratar la energía remanente de las plantas GPPS en forma análoga a la capacidad existente en la subasta de reloj descendente.
- iii. Descontar la energía remanente de las plantas GPPS de la demanda antes de la subasta.

El problema de las alternativas i y ii es que se tienen incentivos para retener energía para futuras subastas, lo que se disminuye con períodos de planeación mayores.

Teniendo en cuenta que el período de planeación pasó de 4 a 5 años, lo que disminuye los incentivos para retener energía y dada la incertidumbre que se tiene sobre el momento en que se podrá volver a colocar dicha energía, se considera pertinente acoger la recomendación ii. del consultor, dado que las inversiones ya fueron decididas en la subasta GPPS que participó.

Para lo anterior, se adoptarían las siguientes reglas:

- a. El agente con plantas GPPS con energía remanente deberá manifestar por escrito, el interés en participar en la asignación. En caso de no hacerlo, no se les considerará para la asignación.
- b. En caso de que al considerar la energía remanente de la planta GPPS, no se requiera convocar a una subasta, se le asignará administradamente con las mismas reglas de las plantas existentes.

3.3.4 Aumentar período de planeamiento de la subasta

Las plantas que tuvieron asignaciones de OEF en la subasta de 2008 no han logrado completar las obras para estar listas para diciembre de 2012. Los participantes han sugerido que el período de planeamiento de 4 años es corto y sugieren un periodo de 5 años.

Es importante resaltar que la CREG encontró conveniente extender el período de planeamiento para futuras subastas, por lo cual, en sus análisis ha incluido un período de planeamiento de 5 años.

3.3.5 Fusionar las subasta de reloj descendente y plantas GPPS

El consultor considera de ampliarse el período de planeamiento se presentaría la oportunidad para unir la subasta de reloj descendente y plantas GPPS en una sola.

Al respecto es importante tener en cuenta que las subastas de plantas GPPS consideran un período de construcción hasta de 10 años y que en dichas subastas se asignan solamente un porcentaje de los incrementos esperados de la demanda de los períodos mayores a periodo de planeamiento hasta diez (10) año, mientras que en la subasta de reloj descendente se asigna la totalidad de la demanda del período a subastar.

Por lo tanto, no se encuentra conveniente fusionar las subasta de reloj descendente y plantas GPPS dado que las dos tienen mercados objetivos diferentes, no se podría pensar en que un proyecto que requiere diez (10) de construcción se haga en cinco (5) años, perdiéndose la oportunidad de desarrollar proyectos de largos períodos de construcción que pueden ser competitivos para el sector.

3.4 Participación de las plantas existentes en la subasta

En la actualidad las plantas existentes participan en la subasta del Cargo por Confiabilidad de forma pasiva con toda su energía firme verificada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

En concordancia con lo evaluado en el numeral 3.2, se encuentra conveniente que la participación de las plantas existentes en la subasta se siga manteniendo con el esquema existente pero con la energía igual a la última asignación administrada que se haya realizado al momento de adelantarse la subasta.

En igual forma, en el cálculo anual del balance oferta y demanda anual que adelanta la CREG para establecer la conveniencia de convocar las subastas, se tendrá en cuenta la energía de las plantas existentes según la regla anterior.

3.5 Participación de la demanda en la subasta

La participación de la demanda en las subastas del Cargo por Confiabilidad (DSC) sería un elemento que permitiría darle mayor elasticidad a la función de demanda planteada por la CREG, lo que ayudaría a contar con un proceso más competitivo.

Sin embargo, para que la demanda participe se debe contar un esquema confiable que permita verificar la desconexión, dado que puede requerirse por períodos largos, en caso de una condición crítica prolongada, como en el fenómeno de “El Niño”. Un elemento que podría facilitar el esquema es que se consoliden en el mercado agentes que agreguen demanda¹⁸, de tal forma que el compromiso que se asuma se diversifique en varios usuarios, dando mayor confianza a la desconexión.

El esquema con el cual podría participar la demanda en las subastas del Cargo por Confiabilidad sería el siguiente:

- i. Se convoca a la demanda interesada a que declare las cantidades a desconectar y el precio al que lo haría.
- ii. Con las cantidades y precios de la demanda se ajusta la función de demanda definida en la Resolución CREG 071 de 2006. Con lo cual se define la función de demanda definitiva que se utilizaría en la subasta.
- iii. Se convoca a los generadores a la subasta de reloj descendente.
- iv. Se adelanta la subasta de reloj descendente de acuerdo con las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 2006.

Lo anterior nos muestra que podría ser un mecanismo sencillo, como se tiene en la ilustración 5, sin embargo es necesario disponer de un esquema verificación eficaz.

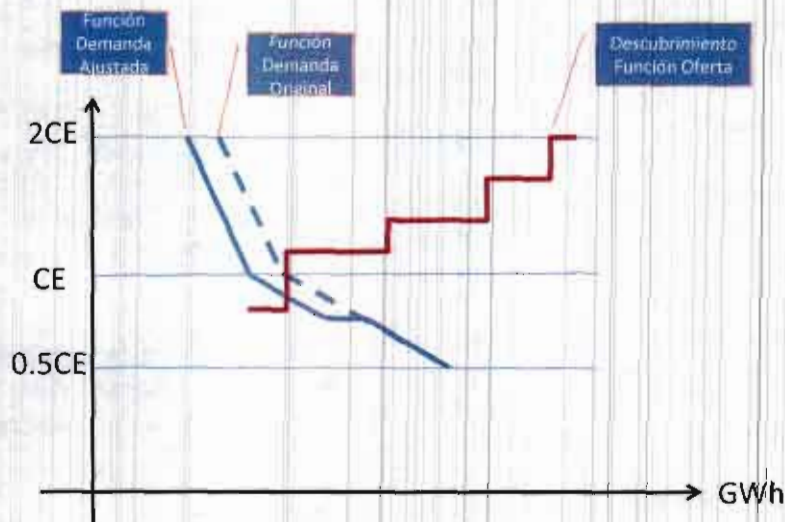


Ilustración 5: Participación demanda en subasta Cargo por Confiabilidad

La verificación de la desconexión es el punto principal para que el sistema tenga la certeza de lo que se remunera se cumple, es decir, la demanda se desconecta cuando hay condiciones críticas en el sistema. Para lograr estos se identifican dos posibilidades:

¹⁸ En Colombia los agregadores podrían ser los comercializadores.

1. Contar con una auditoría permanentes sobre los equipos a desconectar, y
2. Definir incentivos financieros para que cumpla con la desconexión.

La primera posibilidad requiere de una verificación permanente sobre los equipos para hacer la desconexión y que se haga la misma cuando lo requiera el sistema.

La segunda posibilidad es definir una garantía por un monto tal que dé los incentivos a la demanda para que cuente con los equipos de desconexión y se desconecte cuando lo requiera el sistema.

Dadas las anteriores posibilidades, se encuentra que la segunda es más fácil de implementar y que el primero es un mecanismo que requiere una logística compleja, que no asegura el cumplimiento. El esquema de garantías se complementaría con pruebas sobre el esquema de desconexión para tener certeza de la misma.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone el siguiente mecanismo para la participación de la demanda:

- a. **Participante.** Agente que agrega demanda que está dispuesta a desconectarse.
- b. **Demanda.** Podrá participar demanda que cuente con equipo de medida para frontera de usuarios no regulados cuyas especificaciones están definidas en el código de medida. Además la demanda debe cumplir con una cualquiera de la siguientes alternativas: i) contar con una línea base de consumo o ii) medición directa según lo definido en la Resolución CREG 063 de 2010 para demanda desconectable voluntaria.
- c. **Desconexión.** La desconexión es responsabilidad del participante o el agente que agrega la demanda. El participante deberá informa las fronteras que se desconectan al centro de control.
- d. **Remuneración.** Precio de cierre de la subasta en la que participe.
- e. **Período asignado.** Hasta por cinco (5) años para dar los incentivos a que se hagan las inversiones en los equipos de desconexión y medición.
- f. **Garantía.** Deberá mantener vigente por el período de la obligación una garantía por valor igual a un año de ingreso del cargo. Dicha garantía se debe renovar anualmente cuando hayan sido asignados varios periodos. Cuando se ejecute la obligación y no se cumpla con la desconexión, se hará efectiva la garantía.
- g. **Pruebas.** Se harán pruebas aleatorias dos (2) veces al año para comprobar la desconexión. Es caso de incumplir la prueba se podrá solicitar una nueva prueba al día siguiente y si se incumple nuevamente se ejecuta la garantía y se pierden las asignaciones que se tengan.

3.6 Participación de la demanda en la asignación administrada

En la asignación administrada también es posible la participación de la demanda en las mismas condiciones señaladas en el numeral 3.5, con los siguientes ajustes:

- i. La demanda desconectable tendrá la prioridad en la asignación de OEF.
- ii. La remuneración será al precio de cierre de la última subasta.
- iii. La asignación de OEF será por un año.

La asignación se presenta en la siguiente ilustración.

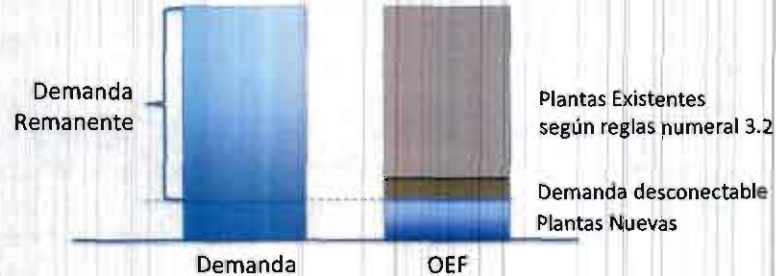


Ilustración 6: Asignaciones administradas con participación de demanda desconectable

3.7 Plantas Menores

En las reglas de remuneración del CxC a plantas menores se define que dichas plantas lo cobran directamente en los contratos. Dicha medida se fundamentaba en el supuesto de que estos agentes ofrecerían a la demanda contratos que les cubrieran en forma similar para las diferentes estaciones, lo que permitía que el generador menor brindara la confiabilidad directamente con la planta o comprándola en el mercado.

Sin embargo, la práctica comercial ha sido diferente a lo esperado y lo que se presentó fueron contratos en donde la demanda paga lo generado. Esto tiene dos efectos: i) la demanda tiene que comprar mayor cobertura a las plantas despachadas centralmente, ii) la planta menor tiene un ingreso por CxC que es mayor a su energía firme.

Un ejemplo típico de lo señalado se puede ver en las siguientes ilustraciones.



Ilustración 7: Generación Planta Menor

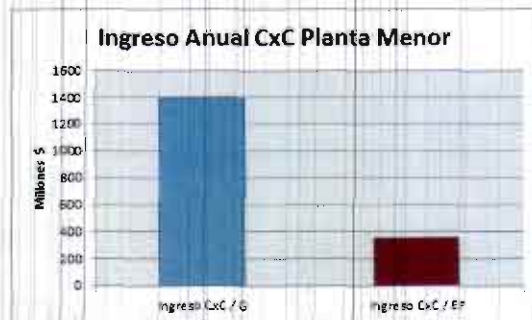


Ilustración 8: Ingreso CxC Planta Menor

Lo anterior ha dado unos incentivos que distorsionan la señal para la construcción de plantas, tal como se presentó en la sección 3.1.

Para evitar las distorsiones señaladas se recomienda que la liquidación del CxC de las plantas menores se haga centralizadamente por el ASIC teniendo en cuenta las que se aplican actualmente, es decir:

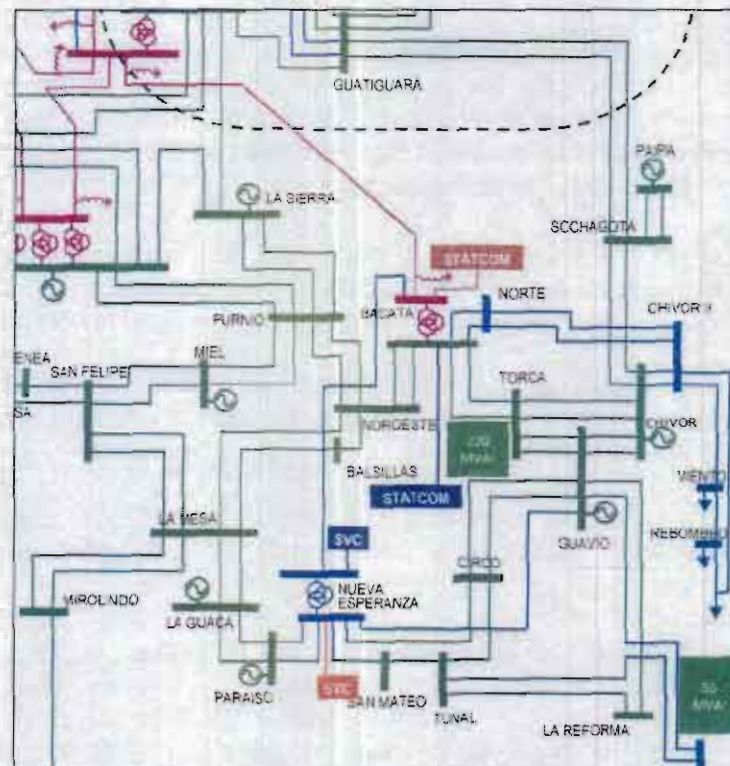
- Las plantas recaudan por la generación.
- La remuneración del CxC será de acuerdo con la energía firme de la planta.

4. Necesidades de potencia localizados

La Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) en cumplimiento de las funciones que le delegó la Ley Eléctrica (143 de 1994) hace los estudios de planeamiento para definir las líneas que se deben construir o reforzar del Sistema de Transmisión Nacional para tener la energía en los centros de consumo en el SIN. Para determinar el constructor de la línea la UPME hace una convocatoria pública en la que selecciona al proponente de menor costo. Posteriormente, mediante resolución, la CREG aprueba los ingresos para dicho proponente.

De acuerdo con los estudios de la UPME para la expansión del STN, las alternativas para cumplir con las necesidades eléctricas de las áreas para la prestación del servicio de forma confiable y segura son: líneas, subestaciones, compensaciones y generación localizada.

Por ejemplo en el caso del área Oriental los análisis publicado por la UPME en el “Plan de Expansión de Referencia, Generación – Transmisión, 2013-2017” señala lo siguiente:



Fuente: UPME

Ilustración 9: Red Área Oriental

Corto Plazo

“... es claro que en el año 2018 se necesitaría todo el parque generador y deslastrar 37 MW, de tal forma que la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV no ocasione un colapso de voltaje. En este sentido, con el objetivo de reducir el número de unidades equivalente en la zona y el valor esperado de las restricciones, y teniendo en cuenta un ejercicio de estabilidad de tensión, donde se identificó el valor propio asociado al área Oriental y la participación de cada subestación en dicho valor, se plantea la instalación de las siguientes compensaciones.”

Largo Plazo

“... es clara la necesidad técnica de dos refuerzos de red a nivel de 500 kV en el sistema, para los años 2018 y 2020. Por otro lado, si bien a partir del año 2025 se evidencia nuevas necesidades, se considera prudente esperar hasta la próxima subasta del cargo por confiabilidad, ya que muchos de los requerimientos futuros del área se pueden solucionar con generación local, o un tercer refuerzo de red.”

Teniendo en cuenta lo anterior, se encuentra que otra alternativa que se puede considerar para solucionar los problemas eléctricos de las áreas es que la capacidad de generación se ubique cerca de los centros de consumo, de tal forma que se pueda atender las necesidades del área garantizando un servicio confiable y seguro.

Esta alternativa va a depender de que se puedan construir proyectos de generación en los sitios requeridos.

Siendo así, la generación localizada es una alternativa para un área eléctrica, lo mismo que la construcción líneas de transmisión o compensaciones, razón por la cual, se encuentra que para dar solución a los problemas de límites de importación, voltaje, reactivos y etc. de las áreas eléctricas, es posible utilizar subastas en las que participen las diferentes alternativas tecnológicas.

Sin embargo, en la actualidad las convocatorias de la UPME son solamente para la alternativa tecnológica que se plantea en el plan de expansión. Lo que limita las posibles soluciones a los problemas eléctricos y disminuyen la competencia.

Por lo tanto, se encuentra que si se quieren hacer convocatorias en donde puedan participar cualquiera de las alternativas tecnológicas viables para el área eléctrica, se requieren las siguientes acciones:

- a) Que la UPME en los estudios de expansión del STN defina las diferentes posibilidades tecnológicas para atender los requerimientos de las áreas eléctricas.
- b) Que la CREG regule las subastas para el STN en donde puedan participar las diferentes alternativas tecnológicas.

En consecuencia se propone que las subastas del STN tengan las siguientes características:

- i. **Tipo de subasta.** Subasta de sobre cerrado, dado que para este tipo de obras el nivel de competencia es reducido. Se escoge la de menor prima.
- ii. **Tecnologías.** Podrán participar todas las tecnologías que atiendan de manera satisfactoria el servicio solicitado: líneas, subestaciones, compensaciones y plantas de generación nuevas.
- iii. **Oferta.** En la subasta se oferta una prima en USD/kW-mes que será el elemento de comparación de las diferentes tecnologías.

En el caso de una planta de generación nueva, la prima debe ser definida teniendo en cuenta lo siguiente:

- La planta se le asignará Obligaciones de Energía Firme (OEF) por toda la energía firme hasta por 20 años que serán remuneradas al precio de cierre de la última subasta del CxC que se haya realizado al momento de la asignación.
 - La energía generada por la planta será remunerada al precio de bolsa.
- iv. **Período de Remuneración.** Líneas, subestaciones y plantas de generación hasta por 20 años. Compensaciones hasta por 10 años.
 - v. **Producto.** Las características del producto que se requiere, dependiendo de la tecnología, lo deberá definir la UPME para cada subasta. Para líneas: puntos de conexión y nivel de tensión. Para generación: capacidad mínima de la planta, períodos de operación y puntos posibles de conexión. Para compensación: capacidad y punto de conexión.
 - vi. **Garantías de construcción.** El valor de la garantía de construcción para las plantas de generación deberá ser por los ingresos del CxC y la prima por un período de un año. Se tendrá un auditor para la construcción y solamente se permite atraso hasta de 1 año para lo cual se deberá incrementar la garantía y respaldar la energía y la capacidad.

En caso de que la obra seleccionada sea una línea o compensación se aplicará las garantías definidas en la regulación actual para dicha infraestructura.

- vii. **Respaldo de capacidad.** El respaldo de la capacidad para los períodos en que este comprometido, lo podrá hacer con demanda desconectable voluntaria en el área eléctrica.
- viii. **Respaldo de energía.** El respaldo de energía se podrá hacer con uno cualquiera de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad.

Las subastas deberán ser convocadas por la UPME, tal como lo hace para las convocatorias del STN, y al proyecto que salga seleccionado la CREG le aprobará los ingresos (prima) mediante resolución. Dichos costos se trasladarán a la demanda a través de la componente de transmisión. El cargo por confiabilidad se asignará según se establece en la regulación existente.

5. Recomendación

Teniendo en cuenta los análisis presentados para garantizar la confiabilidad del sistema con esquemas competitivos, se recomienda a la Comisión someter el presente documento a comentarios de los agentes del sector y a terceros interesados.

6. Bibliografía

- [1] Comisión de Regulación de Energía Gas, Resolución CREG 071 de 2006 *"Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista"*, octubre 2006..
- [2] Fabra N., Montero J.P., Reguant M., *"La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile"*, enero 2014.
- [3] Harbord D., Pagnozzi M., *"Second Review of Firm Energy Auctions in Colombia"*, diciembre 2012.
- [4] Universidad de los Andes, *"Asesoría para el Diseño de un Mecanismo de Mercado para la Participación y Remuneración de la Demanda Eléctrica Desconectable"*, diciembre de 2006.

