



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE
AGENTES Y TERCEROS INTERESADOS AL
PROYECTO DE RESOLUCIÓN SOMETIDO A
CONSULTA MEDIANTE RESOLUCIÓN CREG-
043 DE 2006**

DOCUMENTO CREG-085
3 DE OCTUBRE DE 2006

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

RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES

1. Comunicaciones con Comentarios de los Agentes, Usuarios y Terceros Interesados.

ACOLGEN	E-2006-000725, E-2006-003111, E-2006-004206, E-2006-006503
ANDESCO	E-2006-000933
ANDI	E-2006-006618
ASOCODIS	E-2006-000772, E-2006-006869
BP	E-2006-005167
CHEVRON	E-2006-006616
CHIVOR	E-2006-000730, E-2006-005424, E-2006-006823
CODENSA	E-2006-000750
COMITÉ ASESOR DE COMERCIALIZACIÓN –CAC	E-2006-006796, E-2006-006877
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN	E-2006-005513, E-2006-006818, E-2006-006876
CORELCA	E-2006-000935, E-2006-005581, E-2006-006553,
Corelca, Termoflores, Termocandelaria, Termotasajero, Proeléctrica, Termoemcali, Termovalle, Meriléctrica.	E-2006-006833
ECOPETROL	E-2006-006725
EEB	E-2006-000737, E-006831
ELECTROOSTA- ELECTRICARIBE	E-2006-005497
EMGESA	E-2006-000749, E-2006-006890
EPM	E-2006-000927, E-2006-005212, E-2006-006571, E-2006-006838
EPM-EMGESA-URRA-EPSA	E-2006-000778
EPSA	E-2006-004258, E-2006-005149, E-2006-006505, E-2006-006689
GESTIÓN ENERGÉTICA	E-2006-006677
INGETEC	E-2006-005495, E-2006-005881
Meriléctrica, Termoflores, Candelaria, Termotasajero, Proeléctrica y Termoemcali.	E-2006-000746
Meriléctrica, Termoflores, Termocandelaria, Termoemcali, Proeléctrica, Termovalle,	E-2006-005433

Termotasajero y Corelca.	
Meriléctrica, Termoflores, Termocandelaria, Termoemcali, Proeléctrica, Termovalle y Termotasajero.	E-2006-006676
Termoemcali	E-2006-005964, E-2006-006591
Meriléctrica	E-2006-003433, E-2006-005211, E-2006-006747
Proeléctrica	E-2006-005082, E-2006-006473, E-2006-006718, E-2006-006871
Isagen-Corelca	E-2006-004209,
Isagen	E-2006-003671, E-2006-005215, E-2006-005351, E-2006-006219, E-2006-006635, E-2006-006837
Termocandelaria	E-2006-002841, E-2006-004167, E-2006-004731, E-2006-004920, E-2006-006366, E-2006-006713
UPME	E-2006-006621
XM EXPERTOS EN MERCADOS	E-2006-000770, E-2006-004212, E-2006-006562, E-2006-006886
NATURGAS	E-2006-001388
Sr. Wilhen Salazar	E-2006-006578

2. Respuesta a los Comentarios recibidos

2.1. Acolgen

Comunicación E-2006-000725

1. *El entendimiento de los generadores es que las opciones no constituyen un respaldo a la firmeza, que es la esencia del cargo por capacidad, sino un mecanismo de cobertura de precios de carácter obligatorio.*

Respuesta 1.

En primer lugar se aclara que en estricto sentido el Cargo por Confiabilidad no corresponde a una opción financiera. Para que un agente pueda aspirar a tener asignadas Obligaciones de Energía Firme, y por tanto, percibir Cargo por Confiabilidad, debe tener una planta o unidad de generación que aporte energía firme al Sistema. Mediante dicho cargo se propone pagarle una remuneración a un agente por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una

Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces

En este sentido, el pago que recibe un generador por la venta de las obligaciones conserva la filosofía del cargo por capacidad cuyo objetivo es remunerar la confiabilidad que brindan los generadores al sistema.

Para el caso de los nuevos generadores, la propuesta cuenta con un mecanismo de verificación que busca garantizar la entrada en operación de cada uno de los recursos de generación asociados a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta. De igual manera los nuevos generadores deberán suscribir las garantías de cumplimiento que para tal fin se establezcan.

El Precio de Escasez permite la verificación de la contraprestación por el pago que está efectuando la demanda. Esta es la forma efectiva de materializar el servicio que se está prestando a cambio del pago del cargo por confiabilidad. Adicionalmente, es un incentivo al generador para que cumpla su compromiso, en la medida en que no hacerlo le genera el pago de la diferencia entre el Precio de Escasez y el precio de bolsa.

2. *Para poder hacer una evaluación completa de la propuesta, es necesario aclarar las siguientes inquietudes:*

- *¿Cuáles son las condiciones críticas?*
- *¿Quién definirá las condiciones críticas?*
- *¿Cuál es la relación de estas condiciones críticas con el nivel de confiabilidad que se menciona en el objetivo para el diseño del cargo?*

Respuesta 2.

Cualquier condición, climatológica, o de desbalances entre oferta y demanda, o cualquier otra circunstancia, que haga que el precio de bolsa supere el Precio de Escasez es indicativa de una condición crítica en el Mercado Mayorista. En tal sentido, como se mencionó en el Documento CREG-122 de 2005, se considera que existe condición crítica cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, sin que se requiera para ello la intervención previa de una autoridad.

Ahora bien, el cálculo de la máxima energía firme de cada planta y/o unidad de generación incorpora unas condiciones de hidrología crítica. Para medir la confiabilidad del sistema se agregan los resultados de ENFICC individuales, y el modelo utilizado por la UPME para el planeamiento centralizado de la expansión. La aplicación de esta metodología estima que la confiabilidad es del orden del 97.6% PSS.

3. *Dado que las opciones de energía firme se ejercen de forma automática cuando el precio de la bolsa alcance el precio de ejercicio, sin que para ello se tengan en cuenta la presencia o no de las condiciones críticas antes definidas,*

¿Cuál es el sentido de las mismas y cómo se garantizaría el nivel de confiabilidad que requiere el país?

Respuesta 3.

Un indicador de condiciones críticas del sistema, son justamente los altos precios del mercado, condición que está incorporada en la regulación actual en procedimientos como el estatuto de racionamiento que prevé la declaración de un racionamiento programado ante ciertas condiciones de precios altos. En un mercado que funcione adecuadamente, los precios ofertados por los agentes reflejan sus expectativas sobre el balance de la oferta y la demanda, y en tal sentido se esperaría que los precios resultantes incorporen la percepción que sobre estas condiciones tengan los agentes.

4. La propuesta de opciones, como se mencionó anteriormente, acaba con uno de los mecanismos de remuneración (el cargo por capacidad). Se continuaría, entonces, con las transacciones de corto plazo y los contratos de largo plazo, dentro de los cuales estarían inscritas las opciones tipo call, con la diferencia de que toda la demanda estaría obligada a adquirirlas. Para poder ofrecer o pactar con la demanda este tipo de coberturas no se requiere ajuste regulatorio alguno. Lo que habría que analizar es por qué este instrumento no se ha utilizado con mayor frecuencia en el mercado mayorista de energía.

Respuesta 4.

En ningún momento la Comisión ha planteado la eliminación de la remuneración del Cargo por Confiabilidad. Por el contrario, al establecer claramente el producto que se remunera mediante el pago del Cargo, se crea un mecanismo equitativo en el cual toda la demanda paga por la energía firme respaldada con un activo de generación, que puede ser exigida; en el actual mecanismo, si bien se realiza un pago, no existe reciprocidad por parte del generador.

El mercado de contratos y la bolsa seguirán funcionando en los términos actuales. Los esquemas puramente financieros de cubrimiento que existen actualmente (sin respaldo físico de un activo de generación) entre generadores y comercializadores operarán dentro del rango de precios inferior al Precio de Escasez, sin que la existencia de las Obligaciones de Energía Firme interfieran con ellos. Ahora bien, los intercambios entre generadores, que se producen en razón a la obligación de cumplir con la entrega de energía firme se realizan a precio de bolsa sin ninguna restricción de precios máximos.

Como resultado de estos mecanismos, se prevé un menor incentivo a la intervención del regulador orientada a proteger la demanda de los incrementos de precio en el mercado mayorista.

5. ¿Quién será el responsable de definir el nivel de confiabilidad que requiere el país?

Respuesta 5.

De acuerdo con el Artículo 23 de la Ley 143 Literales a) y n) le corresponde a la CREG valorar la capacidad de respaldo de la oferta eficiente y definir y hacer operativos los criterios técnicos de confiabilidad del servicio.

6. *¿Qué metodología se utilizará para esta definición?*

Respuesta 6.

Ver Respuesta 2.

7. *¿Cómo se puede asegurar que el producto total a remunerar esta relacionado con este nivel de confiabilidad?"*

Respuesta 7.

Ver Respuesta 2.

8. *¿Cómo se relaciona este nivel de confiabilidad con las condiciones críticas que se mencionan en el objetivo del documento?"*

Respuesta 8.

Ver Respuesta 2.

9. *No es posible generalizar que un esquema de cargo administrado lleva a la ineficiencia económica, o que un cargo de mercado asegura la eficiencia económica. Todo depende de la forma como se diseñe el esquema."*

Respuesta 9.

Justamente como lo establece ACOLGEN en el análisis anterior, el mecanismo administrado en el cual el regulador fija el precio y deja que el mercado determine todo lo demás, se convierte en un proceso de ensayo y error en busca del verdadero precio del bien en un período de tiempo extenso (años). Este procedimiento permitiría que se presentaran situaciones como las descritas por ACOLGEN en las que pueden ocurrir eventos de sobreinstalación o déficit, en la medida en que el precio regulado sea superior o inferior al del mercado. Si el regulador subestima este precio compromete la confiabilidad, y en el caso contrario se paga en exceso durante períodos largos. Este esquema es como una subasta abierta por muchos años, con períodos de respuesta mayores al tiempo de cambios en el mercado mismo.

Por el contrario, el mecanismo propuesto, al establecer la cantidad requerida y permitir que el precio lo determine el mercado, es menos vulnerable a situaciones de sobreinstalación o déficit.

En cuanto a la franja para acotar el precio de las subastas, como medida preventiva ante procesos de formación de precios no eficientes, la Comisión considera pertinente la posibilidad de implementar estas cotas. (Artículo 30. Banda para los valores aplicables a las plantas y/o unidades de generación existentes en los primeros tres años de Subastas).

10. El solo hecho de poner techos a las ofertas, tiene un claro impacto sobre los precios de los contratos y de la bolsa de energía. De igual manera, el establecimiento de una franja de precios para las subastas afectaría la formación de los precios en el mercado mayorista de energía.

El mecanismo propuesto de opciones también podría distorsionar los precios del mercado, dependiendo de los precios de ejercicio y de las franjas de precios límites que se establezcan.”

Respuesta 10.

Los precios en el mercado de contratos podrían variar por el Precio de Escasez, debido al cambio en el nivel de riesgo asociado. Con respecto al impacto del Precio de Escasez sobre los precios de bolsa, debe tenerse en cuenta que en la medida en que la formación de precios en el mercado de corto plazo sea eficiente, el Precio de Escasez no genera distorsión.

11. El logro de los objetivos señalados depende de la forma como se diseñe el esquema seleccionado. En el esquema de opciones, un precio de ejercicio elevado podría desestimular la construcción de nuevos proyectos de generación. Un cargo administrado también podría garantizar la continuidad del servicio, si su diseño es correcto.

Valdría la pena que la CREG documentara la experiencia internacional que se tiene sobre la utilización de opciones en el sector eléctrico, para garantizar la continuidad en la prestación del servicio y, sobretodo, la permanencia de la generación existente y la construcción de los nuevos proyectos que se requieren para atender la demanda futura.”

Respuesta 11.

Se tiene conocimiento de experiencias similares en los mercados de capacidad en Estados Unidos (PJM, New York y New England). Como pudo observarse, PJM está cambiando hacia un mercado que considera un horizonte que se anticipa cuatro años a la definición de un nuevo proyecto.

En Brasil se realizaron dos subasta, una de energía para hidráulicas y una de capacidad para térmicas, utilizando opciones con duración de 15 a 25 años. Estas subastas se realizaron a finales del 2005 tanto para generadores existentes como para nuevos generadores.

Debe también tenerse en cuenta las subastas de líneas de transmisión en Colombia las cuales muestran una experiencia en cuanto al cumplimiento de garantías y la posibilidad de realizar compromisos de hasta 25 años.

También se deben considerar la experiencia en diferentes países de las plantas PPA en las cuales se han realizado compromisos de suministro a largo plazo.

Panamá cuenta con un mercado de opciones en donde se transan obligaciones de entrega de energía para el siguiente año de operación.

En España existe una propuesta consignada en el Libro Blanco que incluye un mecanismo administrado de opciones call en el cual el regulador determina la prima y el precio de ejercicio para los generadores existentes, así como un mecanismo de subastas para los nuevos recursos de generación requeridos.

New England incorporó una aproximación similar en marzo de 2006 y todos los elementos de la propuesta como las opciones y las subastas de reloj son comúnmente utilizados en distintos mercados alrededor del mundo.

Cabe resaltar que un esquema idéntico al propuesto por la CREG no existe, así como no hay un sistema idéntico al sistema colombiano, sin embargo hay coincidencias con otros mecanismos de mercado y abundante soporte teórico. Por último el sector colombiano viene discutiendo aproximaciones similares como la propuesta por TERA en 1999. (Ver anexo 1 de este documento).

12. Desde el punto de vista del cumplimiento de este criterio, los esquemas administrados con períodos de 5 o más años brindan un nivel de estabilidad similar al de las alternativas de mercado mencionadas en el documento. Por el contrario, las alternativas que generan ventajas competitivas entre las plantas nuevas y las existentes (asignación por 10 años para los primeros y de 5 años para los segundos) podrían generar una inestabilidad en la asignación del cargo, así como señales diversas de precios y de escasez (o de abundancia) para cada período de remuneración.

Vale la pena reiterar que cuando los generadores hablan de estabilidad en el cargo por capacidad, están haciendo referencia a una expectativa razonable de sus ingresos y a la conveniencia de contar con unas reglas y parámetros estables en el tiempo”.

Respuesta 12.

La propuesta regulatoria finalmente adoptada proporciona estabilidad tanto a los generadores con plantas o unidades nuevas como a las que tienen plantas o unidades existentes. A los primeros, que requieren mecanismos que les permitan garantizar el pago de su inversión se les permitirá escoger un período máximo de veinte años, durante el cual recibirán un pago unitario constante de Cargo por Confiabilidad.

A los segundos, si bien el valor unitario por energía firme que recibirán se mantendrá durante un año, el esquema de mercado, con reglas predefinidas y estables, proporciona señales claras en el mediano y largo plazo sobre la remuneración que recibirán como pago a la confiabilidad que aportan al sistema. Y para plantas y/o unidades de generación especiales, es decir aquellas que al momento de realización de la Subasta ya han iniciado su etapa de construcción, o las que serán repotenciadas, podrán escoger un período de vigencia hasta de diez años.

13. Predictibilidad: ... es una de las características más importantes desde el punto de vista de la toma de decisiones por parte de los inversionistas. De ahí resulta que un cargo administrado, bien estructurado, podría resultar más atractivo que uno de mercado, en el cual sus ingresos podrían ser mayores, pero sujetos a un nivel de riesgo alto”.

Respuesta 13.

La elección de la alternativa propuesta obedece a que evaluando de manera integral todos los criterios propuestos es la que mejor responde a los objetivos previstos por el regulador, pese a que en algunos criterios individualmente considerados el desempeño de otras alternativas sea superior.

14. Capacidad de previsión: Reiteramos que el logro de este propósito depende del diseño del mecanismo, sea éste administrado o de mercado, y de la estabilidad y claridad de las reglas de juego. Contrario a lo afirmado, en nuestro concepto, un mecanismo administrado diseñado en forma adecuada para períodos de 5 o más años, brinda mejores elementos de previsión que los esquemas de mercado.

En el esquema de opciones propuesto por la CREG, la capacidad de previsión del ingreso neto es muy baja dado que es necesario prever el comportamiento del precio de bolsa en los tres bloques de carga, tarea de por sí compleja”

Respuesta 14.

Es importante recordar que este principio está asociado a la capacidad de previsión de las necesidades futuras del Sistema Interconectado Nacional en materia de energía firme, y no a la capacidad de previsión por parte de los generadores de sus ingresos futuros.

Desde el punto de vista del riesgo, los generadores a los que se asignen Obligaciones de Energía Firme, están respaldados por la planta que es capaz de entregar la energía firme sin sobrecostos para el generador, lo cual garantiza un ingreso mínimo que servirá para estabilizar los ingresos en forma predecible.

Teniendo en cuenta lo anterior, las alternativas que consideran un horizonte de asignación de mediano plazo, permiten establecer con un alto grado de certeza los requerimientos futuros del Sistema.

Para alcanzar el grado de confiabilidad deseado, no basta con que la alternativa permita prever las necesidades futuras, sino también que establezca los mecanismos necesarios para que dicha capacidad se instale. Por esta razón, la propuesta incorpora el proceso de subastas para los nuevos generadores tres años antes del momento en que la entrega de energía puede ser exigida, situación que permite convocar inversionistas con la suficiente anticipación para la construcción de las plantas de generación requeridas.

15. Riesgos de la actividad de generación: En una opción tipo call el riesgo lo asume quien vende. El comprador lo que logra es una cobertura de precios. En ese sentido, el perfil de riesgo para el vendedor de una opción es infinito, por lo que un inversionista posiblemente preferiría un perfil un poco más conservador al que le ofrece una opción, máxime cuando se interviene el precio del mercado, vía la fijación de franjas de precios.

En el caso de las opciones call que se ejercen automáticamente con base en el precio de bolsa, independientemente de la presencia o no de las condiciones críticas, podría generar un nivel de riesgo muy alto al generador, por cuanto su capacidad de producción puede no ser suficiente para soportar el compromiso de entrega de la energía en todo momento.

Respuesta 15.

Como ya se precisó, en estricto sentido no se adopta un esquema de opciones financieras sino que se trata de Obligaciones de Energía Firme asignadas a generadores que tienen plantas o unidades de generación que respaldan el cumplimiento de dichas Obligaciones.

Dadas las condiciones del actual diseño del mercado de energía colombiano, en el cual la demanda presenta un papel pasivo en las transacciones en la bolsa de energía, el riesgo de precios solo puede ser gestionado por el generador, más aun si consideramos la poca o nula elasticidad de la demanda.

Sobre la exigibilidad de la Obligación de Energía Firme cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, es importante considerar que en un mercado el inductor de las transacciones es el precio, que a su vez refleja condiciones de escasez o abundancia de un bien. Por lo tanto, si el Precio de Escasez está relacionado con una situación de escasez, cuando sea superior al precio de bolsa, se considera que el sistema se encuentra en condiciones críticas, condición a partir de la cual se harán exigibles las Obligaciones de Energía Firme. Se espera que esta exigencia no sea frecuente, como se plantea, pues indicaría

que el Sistema está permanentemente en condiciones críticas, situación no factible.

Respecto al riesgo asociado a un crecimiento de la demanda superior al considerado para la Subasta, no será asumido por el generador, justamente porque no lo puede gestionar y su compromiso con el Sistema en ningún momento es superior a su asignación de Obligaciones de Energía Firme.

La diferencia entre una opción financiera como la que plantea ACOLGEN y la Obligación de Energía Firme es que en la primera el riesgo del vendedor puede ser infinito según la capacidad financiera del mismo, y en la segunda el riesgo está determinado por la diferencia entre la energía firme de la planta y el valor comprometido en la Subasta. Si el cálculo de esta energía firme es adecuado, este riesgo tiende a cero para el generador.

16. Un cargo administrado, con reglas y parámetros estables en el tiempo, podría resultar más atractivo para los inversionistas en nuevos proyectos de generación, que la mera expectativa de obtener mayores ingresos con un esquema de opciones, debido a que este último trae asociado una mayor incertidumbre sobre sus ingresos futuros.

No compartimos la tesis de que los esquemas administrados limitan la actuación autónoma de los agentes. Como ya se mencionó, esto depende de la forma como se diseñe este esquema. Un esquema de opciones diseñado en forma inadecuada podría presentar barreras de entrada.

Siendo el cargo una componente de los ingresos que se necesitan para garantizar la suficiencia financiera de la generación, más que la definición de un valor fijo, lo que se requiere es seguridad y estabilidad en las reglas.”

Respuesta 16.

Bajo la propuesta, el nuevo generador tendría una asignación de energía firme conocida e invariable durante el período de vigencia de su obligación de energía firme, por un término máximo de veinte años. Esta asignación resulta de la Subasta y su remuneración se paga al precio de cierre de la misma. Esto disminuye considerablemente la incertidumbre sobre los ingresos futuros del proyecto.

En referencia a la afirmación de Acolgen “... más que la definición de un valor fijo, lo que se requiere es seguridad y estabilidad en las reglas”, se considera que es el horizonte de los mecanismos, administrados o de mercado, lo que garantiza la estabilidad, no el tipo de mecanismo en sí.

17. ¿Los contratos de opciones propuestos son financieros o de entrega física?

Respuesta 17.

No se proponen contratos de opciones. Las Obligaciones de Energía Firme propuestas requieren que el agente tenga un respaldo físico. No obstante, cuando son exigidas, el cumplimiento del compromiso de entrega de energía firme, de acuerdo con el Despacho Ideal, puede realizarse mediante la utilización de los activos de generación propios o acudiendo a cualquiera de los Anillos de Seguridad.

18. ¿Cómo se articula esta opción con los esquemas existentes de contratación? ¿Cuál tendrá prioridad en el despacho: Los contratos de largo plazo existentes o el contrato de opciones? ¿Puede la energía comprometida en un contrato de opciones debe servir para garantizar otro contrato de largo plazo?

Respuesta 18.

No se introducen opciones; las Obligaciones de Energía Firme no alterarán el Despacho Económico. Este se seguirá efectuando con los mismos criterios que se efectúa actualmente, y en tal sentido, la prioridad entre contratos vs. Obligaciones de Energía Firme no será considerada al momento de seleccionar las plantas y/o unidades de generación que participan en el Despacho Ideal.

El mecanismo de liquidación propuesto implica que cuando un generador tiene contratos y Obligaciones de Energía Firme, su energía producida le permite cumplir ambos compromisos.

19. ¿Son tres productos distintos: energía para el bloque de base, energía para el bloque de media y energía para el bloque de punta?

Respuesta 19.

Es un solo producto: Obligación de Energía Firme, y su entrega se efectuará de acuerdo con el Despacho Ideal, acudiendo a los recursos necesarios para cubrir la curva de carga del sistema. La verificación del cumplimiento de entrega de una cantidad de energía determinada, se hará diariamente empleando como referente la generación ideal. (Ver Anexo 1 de la resolución)

20. De considerar ofertas para cada bloque, ¿Esto implicaría tener al menos tres tipos de contratos cada uno con obligaciones y precios diferentes?

Respuesta 20.

Es un único producto y por lo tanto un único precio.

21. ¿Habrá un precio único de ejercicio para todos los bloques, o uno distinto para cada bloque (base, medio y alto)?

Respuesta 21.

Solo habrá un Precio de Escasez.

22. *¿La prima resultante es la marginal o la ofertada por cada agente?*

Respuesta 22.

La subasta será de precio marginal.

23. *¿Habrá una sola subasta o tres, una para cada bloque?*

Respuesta 23.

Será una sola subasta de reloj descendente.

24. *¿Se harán ofertas para cada planta o para cada empresa generadora?*

Respuesta 24.

Las ofertas deberán realizarse por empresa generadora y la curva de oferta de energía firme de esta empresa deberá tener, a lo sumo, tantos escalones como plantas o unidades de generación participen en ella. (Ver Definición Función de Oferta de ENFICC.)

25. *¿Quién adelantará las subastas y cuáles serán sus funciones y responsabilidades?*

Respuesta 25.

La Subasta será ejecutada por el Subastador, definido como la persona natural o jurídica que deberá contratar el Administrador de la Subasta, y que tendrá por función establecer los precios de Apertura y Cierre para cada una de las rondas de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme. Sus funciones y responsabilidades se especificarán en el Protocolo de la Subasta.

26. *¿Cuál será la metodología de proyección de la demanda, el cálculo de la reserva de energía o potencia requerida, y las transacciones internacionales de energía?*

Respuesta 26.

Para establecer la demanda de energía se utilizarán las proyecciones elaboradas por la UPME, sin considerar las Transacciones Internacionales de Energía. A esta demanda se adicionará un margen definido por la Comisión antes de la subasta. (Capítulo I. Definiciones. Demanda Objetivo)

27. *¿Cómo operarán las subastas entre nuevos agentes y los existentes?*

Respuesta 27.

Se implementará una sola Subasta con la participación de agentes con plantas nuevas, existentes y especiales.

28. *En caso de presentarse una sola oferta en la subasta, ¿cómo se hará la asignación?*

Respuesta 28.

En este caso la planta o unidad de generación nueva es pivotal, situación que llevará a considerar a la Subasta dentro de los casos especiales en los cuales las plantas y/o unidades de generación nuevas serán remuneradas al Precio de Apertura de la Subasta y las Existentes y Especiales en proceso de construcción al valor que resulte de incrementar hasta un 10% el Costo del Entrante. (Ver Artículo 27)

29. *¿Qué experiencia existe a nivel internacional de este tipo de subastas a 5 y 10 años?*

Respuesta 29.

Ver Respuesta 11.

30. *¿Cuál es el mecanismo de cobertura para los precios de los combustibles en el caso de las plantas térmicas que menciona el documento?*

Respuesta 30.

El mecanismo establecido para tal efecto es la indexación del componente de combustibles del Precio de Escasez. Se utilizará el índice *New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos, que corresponde al empleado para actualizar los precios regulados del gas de la Guajira según la regulación vigente.

31. *Dado que los costos de operación y mantenimiento y de inversión se encuentran nominados en dólares, ¿existirá un mecanismo de cobertura cambiaria?*

Respuesta 31.

En cuanto a mecanismos de cobertura se ha previsto la indexación del Precio de Escasez. Riesgos adicionales deberán incorporarse en la oferta de precios que haga el generador.

32. *¿Cuál es la razón para hacer una discriminación entre los nuevos generadores y los existentes?*

Respuesta 32.

En sentido estricto la discriminación se hace entre plantas y/o unidades de generación nuevas y existentes. Esta discriminación obedece a la necesidad de garantizar mediante el diseño de la Subasta que el Precio de Cierre de la misma refleje los verdaderos costos de inversión, que permitan brindar la confiabilidad requerida por el sistema. En tal sentido, cualquier agente con costos hundidos puede distorsionar la señal de precios si es él quien determina el Precio de Cierre.

Adicionalmente, el Período de Vigencia de la Obligación (de un año para las obligaciones respaldadas con plantas existentes, hasta diez para las especiales y máximo veinte para las nuevas) busca reflejar las necesidades de financiación de cada agente. Dar el mismo horizonte a los generadores instalados no corresponde al ciclo de vida de estos activos.

33. *¿Cuáles son las consecuencias de la discriminación entre plantas nuevas y existentes a nivel de funcionamiento del mercado mayorista de energía?*

Respuesta 33.

No se ha planteado discriminación entre iguales. Las nuevas plantas, las especiales y las existentes presentan condiciones de costos y financieras distintas y en tal sentido las divergencias en el diseño del mecanismo (plazos de uno o máximo veinte años) obedecen a la necesidad de reconocer estas diferencias. Además, en el mercado mayorista no existirá un trato diferencial a estos agentes salvo los derivados de la regulación de Cargo por Confiabilidad.

34. *¿Por qué se considera que este esquema no afectará los esquemas actuales de transacciones de energía en el corto y largo plazo?*

Respuesta 34.

Ver Respuesta 10.

35. *¿Quién es la contraparte cuando se ejerzan las opciones?*

Respuesta 35.

No habrá opciones. La contraparte en las Obligaciones de Energía Firme es la demanda del Sistema Interconectado Nacional, a través de los comercializadores que participan en el Mercado Mayorista, tal como ocurre hoy con las ventas de energía en bolsa. Esto implica que las transacciones de energía resultantes del ejercicio de las Obligaciones de Energía Firme corresponden a una venta de energía en Bolsa.

36. *¿Quién garantizará el pago de las primas? ¿Cuál será el esquema de garantías que se utilicen para tal fin? ¿Qué penalidades se tienen previstas en caso de incumplimiento en el pago de las primas?*

Respuesta 36.

La garantía de pago del Cargo por Confiabilidad operará igual que en el caso de las transacciones en la bolsa y por lo tanto los valores a pagar por este concepto deberán incluirse como parte de los valores a cubrir o garantizar que debe calcular el administrador del mercado con base en la regulación vigente.

37. *¿Por qué la demanda es pasiva en este esquema, dado que se trata de un esquema de mercado?*

Respuesta 37.

La unilateralidad del esquema obedece a la necesidad de garantizar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional de manera integral, en el mediano y largo plazo. Hasta el momento los contratos bilaterales no muestran que la oferta y la demanda contraten abastecimiento de energía para horizontes largos como los requeridos para inversión en generación y considerados en la propuesta (máximo veinte años para plantas y/o unidades de generación nuevas y diez para especiales). Por otra parte, dado el carácter intangible del bien que se adquiere –la confiabilidad- existe la posibilidad de comportamiento oportunista por parte de algunos usuarios del servicio (*free-riding*). Por último, el mecanismo centralizado y unilateral elimina la posibilidad de segmentación de la demanda.

38. *¿Cómo se hará la indexación del precio de ejercicio con el precio del combustible? ¿Será aplicable esta indexación a las plantas térmicas? ¿Cómo se implementarán los mecanismos de cobertura de los precios de los combustibles y quién dará la garantía?*

Respuesta 38.

Ver Respuesta 30.

39. *Si la demanda contratada es menor a la real y se ejercen las opciones, ¿Cómo se distribuirá la energía y los costos?*

Respuesta 39.

No habrá opciones financieras para ejercer. En la medida en que la demanda real exceda la cubierta por las Obligaciones de Energía Firme, la demanda excedente se liquidará al precio de bolsa. Estos sobrepuestos serán cubiertos por la demanda descubierta en contratos de largo plazo.

40. *¿Podrá la demanda acudir al mercado secundario para ajustar eventuales desbalances?*

Respuesta 40.

La participación de la demanda está reservada a los anillos de Demanda Desconectable y Subastas de Reconfiguración.

41. *¿Cómo será el mecanismo de recaudo en la propuesta de opciones?*

Respuesta 41.

No es necesario un mecanismo de recaudo de opciones, porque no las hay. El mecanismo de recaudo del Cargo por Confiabilidad será el mismo que se encuentra vigente, es decir un piso en las ofertas que realizan los agentes generadores en el mercado mayorista.

42. *¿Cómo operará el mercado secundario? ¿Cuál será su periodicidad? ¿Quiénes podrán participar en el mercado secundario? ¿Si las subastas son para cinco años, tendrá el mercado secundario productos con períodos distintos? ¿Será el mercado secundario de contratos financieros o de entrega física?*

Respuesta 42.

En términos generales el mercado secundario es de carácter permanente y bilateral. En él únicamente participan los generadores que tengan Energía Firme para Cargo por Confiabilidad. Teniendo en cuenta que serán los generadores quienes pactarán las condiciones en que se llevan a cabo las transacciones de este mercado, el período de cubrimiento corresponderá al que determinen las partes en la negociación. Por último, como los contratos de respaldo del mercado secundario, al igual que las Obligaciones de Energía Firme, solo pueden pactarse entre agentes generadores, tienen un respaldo físico. No obstante, será el despacho económico el que determine qué agentes abastecerán la demanda; en consecuencia el respaldo que proporcione el mercado secundario se hace efectivo en la medida en que el generador que cubre al incumplido sea despachado. (Numeral 7.1 Capítulo VII)

43. *Generador de última instancia. ¿Cómo se remunerará el parque de generación de última instancia? ¿Quién deberá asumir los costos de estas plantas cuando éstas no sean despachadas? ¿Habrá una clasificación de las plantas del sistema: Unas para el mercado de capacidad y otras como de última instancia?*

Al asegurar un ingreso para este tipo de plantas, clasificadas como de bajo costo de inversión y alto costo de operación, ¿no se estaría promoviendo la entrada de plantas ineficientes al país? ¿No se distorsionaría con ello la señal de expansión?

Si la opción es un contrato financiero, ¿para qué se requieren las pruebas de disponibilidad?

Respuesta 43.

Un Activo de Generación de Última Instancia es una Planta o unidad de generación que no participa en las Subastas de Energía Firme y que es utilizada

únicamente para cubrir total o parcialmente Obligaciones de Energía Firme de un agente.

La remuneración de los costos de esta planta no hace parte del Cargo por Confiabilidad y por consiguiente tampoco es parte de la remuneración que se paga por este concepto. El generador que acuda a un Activo de Generación de Última Instancia como mecanismo para dar cumplimiento a la entrega de energía firme asociada a la Obligación que le fue asignada en la Subasta, es quien debe remunerar este activo de conformidad con el resultado de su negociación con el representante comercial del mismo. Estos activos de última instancia no reciben pago de cargo por confiabilidad.

Por último, la Obligación de Energía Firme no es un contrato financiero ya que la misma debe estar respaldada por un activo de generación (Ver Respuesta 1). No obstante, las pruebas de disponibilidad no serán exigidas toda vez que el incumplimiento en la entrega de energía firme es responsabilidad del generador que adquirió la Obligación.

44. Demanda Desconectable. ¿Cómo operará este anillo? ¿Se ha previsto implementar el mecanismo de descuentos en el precio de la energía mediante contratos interrumpibles a la demanda? ¿Con qué tiempo de anticipación se debería definir la demanda desconectable? ¿Quién se puede clasificar como demanda desconectable? ¿Cómo se entiende el principio de continuidad del servicio para este tipo de demanda?

Respuesta 44.

Los detalles de este mecanismo se definirán en resolución aparte, una vez concluyan los estudios y análisis correspondientes, y se discuta con la industria una propuesta regulatoria. Mientras tanto, los generadores podrán negociar libremente con los usuarios, a través de los comercializadores que los atienden.

45. Recaudo y Garantías. ¿Cómo será el esquema de recaudo del cargo? Si el recaudo es a través de la liquidación de las transacciones de la bolsa, ¿qué pasaría con el pago de la prima si hay agentes que no cubren la totalidad de sus obligaciones?

Respuesta 45.

El mecanismo de recaudo es el que ha estado vigente a la fecha, un piso a las transacciones en el mercado de energía mayorista. Los ajustes por incumplimientos en la entrega de energía firme se reflejarán en la liquidación que efectúe el ASIC.

Comunicación E-003111

46. *Se sugiere reemplazar el mecanismo de opciones de energía firme por uno de subastas de confiabilidad. Los elementos integrales y fundamentales de la propuesta son los siguientes: Subastas de 3 productos correspondientes a los 3 bloques para llenar la curva de demanda. La modalidad de oferta será en términos de energía (US\$/kWh) o en términos de capacidad (US\$/kW), según lo que defina la CREG.*

Respuesta 46.

Ver Respuesta 19.

47. *No debe haber discriminación entre generadores nuevos y existentes, toda vez que el producto es el mismo. Este hecho está soportado en la experiencia internacional y en los comentarios de los expertos recibidos durante la visita promovida por la CREG y el MME a Estados Unidos.*

Respuesta 47.

Ver Respuesta 32.

48. *El mecanismo debe incluir una curva de confiabilidad que represente la elasticidad del precio con el margen de reserva de energía firme o de capacidad, como existe en los mercados de PJM y NY.*

Respuesta 48.

Con la implementación de la Función de Demanda de Energía Firme esta elasticidad está incorporada en el modelo. (Capítulo I. Definiciones. Función de Demanda de Energía Firme, y Numeral 2.1 del Anexo 2 de la Resolución Definitiva)

49. *El período de planeación más el horizonte de compromiso de la subasta sería de 6 años: tres de planeación y tres de compromiso de entrega del producto. En este caso, se harían subastas anuales del 33% de la demanda de energía.*

Respuesta 49.

Inicialmente el Período de Planeación es de tres años, aunque no se descarta una ampliación posterior. El Período de Vigencia de la Obligación para generadores con plantas y/o unidades de generación nuevas será de máximo veinte años; con plantas y/o unidades de generación especiales de máximo diez; y con plantas existentes un año. En estas subastas se asignará el 100% de la demanda de energía que aún no ha sido cubierta por Obligaciones de Energía Firme. (Artículo 5. Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme)

50. *En materia de exigibilidad:*

Se debe verificar la disponibilidad del producto tal como fue asignado.

Se verificará la capacidad y energía asociada, de acuerdo con el período de cada uno de los bloques de demanda

Debe existir una contraprestación por el no cumplimiento de la exigencia. Por tal razón, los generadores deben poder demostrar la disponibilidad del producto asignado ó pagar una compensación acorde con el daño ocasionado.

No habrá necesidad de generar energía para demostrar la capacidad de entregarla. Habría que desarrollar un mecanismo permanente de verificación de la capacidad asignada y el equivalente de energía firme, sujeto a que el regulador asegure la oferta de un portafolio de contratos de suministro y transporte de gas, que permita un adecuado cubrimiento de riesgos por parte de los generadores térmicos.

Respuesta 50.

No se incluirán mecanismos de verificación de la disponibilidad de la energía firme que operen de manera regular y no se consideran necesarios por los incentivos del esquema propuesto donde cada agente debe valorar el riesgo y el costo del incumplimiento de la Obligación asignada. En caso de no contar con esta energía en el momento en que sea requerida, el agente incumplido deberá adquirirla en el mercado de corto plazo o en cualquiera de los anillos de seguridad, y el costo de este respaldo será cubierto por él sin poder trasladarlo al usuario final. Si a pesar de estos mecanismos el generador no entrega la energía firme asociada a su Obligación, deberá compensar a la demanda por este perjuicio, y el valor asociado a esta compensación será la diferencia entre: i) el máximo valor entre el costo de racionamiento y el precio de bolsa y ii) el Precio de Escasez.

51. Como condición para participar en las subastas, la energía firme de cada generador sería certificada previamente por un agente externo independiente, designado por la CREG.

Respuesta 51.

El agente generador será el encargado de calcular su energía firme de acuerdo con la metodología establecida por el regulador para ello, y posteriormente será verificada por el Operador del Sistema. Además se cuenta con los siguientes mecanismos:

- El cálculo de la ENFICC hecho por cada agente es fácilmente confrontable tanto por la CREG como por cualquier otro generador.
- Se ha establecido como ENFICC máxima la asociada al 95% PSS y si el agente declara una superior, se establece que se reemplazará este valor por la ENFICC Base.
- La diferencia entre la ENFICC base y la del 95% PSS debe respaldarse con una garantía a partir del segundo año del Período de Transición.

52. *Se debe prever la posibilidad de la participación de los nuevos inversionistas con oferta para asignación parcial, o para asignación total, como condición de salida previa declarada por el nuevo generador, en caso de que la subasta le asigne un porcentaje menor al que el considera necesario para su aceptación.*

Respuesta 52.

La subasta no efectuará asignaciones parciales de energía firme, no obstante, para proyectos nuevos con periodos de construcción o instalación superiores al Período de Planeación podrán efectuarse asignaciones parciales. (Ver Respuesta 74 y Ver Numeral 2.2 del Anexo 2)

53. *Es necesario establecer garantías serias de entrada para la participación de nuevos proyectos en las subastas. Esta solicitud parte de situaciones que se han dado a nivel internacional, en las que quienes participan en las subastas, y salen favorecidos, no siempre acometen la construcción de los proyectos.*

Respuesta 53.

La Comisión comparte esta preocupación; de hecho dentro de las características que deben tener todas las garantías figura que éstas deben constituirse por un plazo y valor suficientes para la cobertura de los riesgos garantizados. (Artículo 77. Principios)

Comunicación E-2006-004206

54. *Se solicita precisar si una planta que tiene contratos de respaldo de energía firme en el mercado secundario para la salida a mantenimiento programado, incumple o no por esta causa.*

Respuesta 54.

En este caso no hay incumplimiento justamente porque se cuenta con los contratos de respaldo del mercado secundario.

55. *Se plantea en el artículo 7 del proyecto de resolución del Documento CREG 032 que para verificar el cumplimiento de los compromisos de entrega de energía firme que un generador adquirió en la subasta, se considera la generación ideal de este agente. ¿Qué pasaría si la planta no entra en el despacho ideal y tiene la energía firme? ¿Qué pasaría si entra en el despacho ideal, pero no tiene la energía firme?*

Respuesta 55.

Si la planta no entra en el despacho ideal significa que su oferta en el mercado de corto plazo no es competitiva frente a la de otras plantas o unidades de generación, y por lo tanto no es eficiente emplear su energía.

Si el agente no dispone del recurso para generar su energía firme, incumplirá su Obligación, aún en el caso en el que por una subvaloración de su energía haga parte del despacho ideal.

56. El mecanismo de generación ideal no es apropiado para verificar la entrega de la energía firme.

Respuesta 56.

La verificación de la entrega de energía firme debe ser consistente con el esquema de funcionamiento del mercado mayorista de energía. En consecuencia, el cumplimiento de un generador se evalúa con independencia de la red de transmisión.

57. No entendemos cuál es el beneficio de mantener la responsabilidad en el mercado secundario en quien se ganó la subasta y no permitir que la misma se traslade al mercado secundario.

De acuerdo con lo propuesto en el documento CREG 033 "Retiro de agentes" el agente y la planta se pueden retirar "cuando haya garantizado el cumplimiento de la energía firme asignada, a través del mercado secundario". En este caso, la responsabilidad de quien se ganó la subasta se traslada, lo cual representa un compromiso asimétrico por parte de quien vende en el mercado secundario.

Respuesta 57.

En la observación transcrita se confunde el retiro del agente con el retiro de la planta. Para el caso de retiro de agentes, está previsto que la responsabilidad de entrega de la energía firme permanezca en el agente a quien se le asignó la Obligación de Energía Firme en la Subasta, hasta tanto demuestre la enajenación de la planta y/o unidad de generación, y haya cedido al adquiriente los compromisos y derechos derivados de la Obligación asignada. En este caso el respaldo no procede del mercado secundario. Ahora bien, en el caso de retiro de plantas y/o unidades de generación con Obligaciones de Energía Firme sin retiro del agente, éste deberá garantizar el cumplimiento en la entrega de esta energía mediante cualquiera de los anillos de seguridad previstos.

58. Se considera que el plazo para registro de contratos en el mercado secundario se podría reducir a dos o tres días.

Respuesta 58.

Para facilitar el cálculo de la ENFICC disponible de cada agente este plazo será de máximo tres días posteriores a la fecha de celebración del Contrato de

Respaldo. (Artículo 63. Registro de Contratos del Mercado Secundario de Energía Firme)

59. *¿Cuál es el objeto de proponer la pérdida de la asignación de capacidad de transporte al cabo de 6 meses del retiro de una planta?*

Si una planta sale por fuerza mayor, o por una operación de repotenciación, cuyos trabajos para su reincorporación requieren más de 6 meses, por este hecho: ¿se pierde automáticamente la asignación de capacidad? ¿Qué pasaría en el evento de que al querer reingresar, la empresa transportadora le informa que no tiene capacidad para esta planta? ¿Qué pasaría si una planta, por no haber recibido cargo en ese año, decide retirarse para incorporarse el año siguiente y se le quita la capacidad de transporte?

Respuesta 59.

El objetivo de la medida sobre la capacidad de transporte es permitir que plantas y/o unidades de generación que requieran conexión al STN para abastecer la demanda puedan utilizar esta capacidad y de esta forma brindar confiabilidad a la demanda que quedó descubierta a raíz del retiro de un activo de generación.

Si el agente desea conservar la capacidad de transporte asignada, asociada a la planta o unidad de generación que va a ser retirada, hasta por un año contado desde la fecha de retiro efectivo, deberá efectuar el depósito establecido en la regulación vigente. En caso contrario, perderá la capacidad de transporte asignada a partir del retiro efectivo.

Al cabo de un año contado desde la fecha en que se produjo el retiro de una planta o unidad, expirará la capacidad de transporte asignada que tenía en el Sistema Interconectado Nacional la planta o unidad de generación retirada, caso en el cual para la reincorporación de estos activos al sistema y al mercado, el agente deberá cumplir el procedimiento vigente para la asignación de la capacidad de transporte.

60. *Sobre el Documento CREG-033 de 2005 (Retiro de agentes) Cesión de garantías. Se considera que la norma debe precisar que el cesionario deberá entregar garantías equivalentes de las permitidas para este fin.*

Respuesta 60.

Se acepta el comentario y se modifica el texto de la resolución. (Artículo 11. Retiro de agentes del Mercado Mayorista de Energía que tengan asignadas Obligaciones de Energía Firme)

61. *Reingreso de plantas. Es necesario que la norma precise en qué condiciones entrará una planta que se retire del sistema. ¿Se considera la misma como planta nueva, o como planta existente? En este último caso, ¿con qué características?*

Si una planta tiene contratos de gas y transporte y no recibe cargo por capacidad, le es imposible salir del sistema por lo menos en un año, debido a que ni el productor, el comercializador y el transportador de gas aceptan la no asignación del cargo como fuerza mayor. Esto podría llevar a dirimir el potencial conflicto ante los tribunales. En esta situación, el generador no podría ni salir, ni entrar posteriormente, por la pérdida de la asignación de la capacidad de transporte.

Respuesta 61.

Para que una planta luego de ser retirada del sistema para ser repotenciada, al reincorporarse sea considerada Especial deberá cumplir alguna de las siguientes condiciones:

- Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es menor o igual a 2 TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual al 40% de la misma.
- Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es mayor a 2TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual a 0.8 TWh

En los demás casos, el reintegro de la planta no da lugar a que la misma cambie su estatus de planta o unidad de generación existente.

En cuanto a las responsabilidades asociadas a los contratos de transporte y suministro de gas, estas deberán ser gestionadas por el generador. En todo caso no darán lugar a modificaciones en el mecanismo de asignación del Cargo por Confiabilidad.

La propuesta no contiene limitaciones para que las plantas o unidades de generación que no respalden obligaciones de energía firme se retiren, por tanto lo podrán hacer libremente, por cualquier causa, cumpliendo las reglas establecidas.

Se propone la posibilidad de que el agente efectúe un depósito que le permita mantener la capacidad de transporte asignada hasta por un año. Al cabo de este término, se considera conveniente permitir que plantas y/o unidades de generación que requieran conexión al STN para abastecer la demanda puedan utilizar esta capacidad y de esta forma brindar confiabilidad a la demanda que quedó descubierta a raíz del retiro de un activo de generación.

62. Retiro de plantas que comprometen la capacidad del SIN. La redacción del numeral c del artículo 7 del proyecto de resolución del Documento CREG-033 de 2006 no precisa quién identifica las medidas a tomar, ni los responsables

de los correctivos. ¿Qué implicaciones tiene que se le informe al agente? ¿Se puede convertir en una barrera de salida?

Respuesta 62.

Claramente este literal establece que el CND identifica las medidas a tomar para suplir la ausencia de la generación retirada, en consecuencia el CND identificará quiénes son los responsables de implementar estas medidas, y se les informa precisamente con el fin de que conozcan la situación y adopten o provean lo necesario sobre las medidas requeridas. Operará igual que hoy, y esto no impide la salida del generador. El CND hará efectivo el retiro de la planta a partir de la fecha que el agente haya definido como fecha de retiro.

63. Documento CREG-034. Verificación Instalación Generadores Nuevos. ¿Qué se considera como planta nueva? ¿En qué momento se podrá ofertar esta planta?

Respuesta 63.

Una planta y/o unidad de generación nueva es aquella que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de celebración de la Subasta o del procedimiento que haga sus veces. El inversionista que planea construir una planta o unidad de generación deberá cumplir con el procedimiento del Período de Precalificación de la Subasta y ponerla en operación en cuanto inicie el Período de Vigencia de la Obligación. (Capítulo I. Definiciones. Planta y/o Unidad de Generación Nueva)

64. ¿Qué significa incumplimiento grave o insalvable? ¿Cuál es su efecto sobre el agente nuevo y en el balance demanda-energía firme? ¿Cómo procederá el sistema cuando se presente una condición de incumplimiento insalvable?

Respuesta 64.

Se entiende que hay un incumplimiento grave o insalvable de la puesta en operación de la planta cuando se produzca un retraso en la puesta en operación de una planta y/o unidad de generación, por un período superior a un año, o la puesta en operación de la planta con una ENFICC inferior a la asignada en la Subasta, calculada en la forma prevista en la resolución y con los parámetros asociados a la planta que ha entrado en operación. En caso de presentarse este incumplimiento se ejecutará la garantía asociada a este proyecto, y el agente perderá la Obligación de Energía Firme que le fue asignada, así como la remuneración asociada a ella. (Capítulo I. Definiciones. Incumplimiento grave o insalvable de la puesta en operación de la planta, y Artículo 10. Efectos del incumplimiento.)

Ante este incumplimiento, la Comisión evaluará la necesidad de implementar una Subasta de Reconfiguración para la compra de Obligaciones de Energía Firme.

65. *¿Qué es un incumplimiento subsanable? En el caso de incumplimientos parciales, tales como demora en la fecha de entrada, o modificación en los parámetros técnicos que redundan en menor energía firme de la comprometida, ¿será posible al agente acudir al mercado secundario ó a los demás elementos del anillo de seguridad para cubrir sus compromisos?*

Respuesta 65.

En oposición al incumplimiento grave o insalvable, el incumplimiento subsanable de la puesta en operación de la planta es el que se produce cuando el retraso en la puesta en operación del activo de generación es inferior a un año. En este caso el agente asume los riesgos asociados a este incumplimiento y en tal sentido podrá acudir al mercado secundario o a cualquiera de los anillos de seguridad para cubrir su Obligación.

66. *Para poder participar en las subastas, debe exigirse que el proyecto esté en un nivel de desarrollo mínimo aceptable. Por ejemplo, que se encuentre en la fase 2 o 3 del registro de proyectos de generación que administra la UPME.*

Respuesta 66.

Aceptado el comentario. En la resolución se establece que dentro de los requisitos que deben cumplir las plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales para participar en las Subastas que el proyecto debe estar inscrito en el registro de la UPME como mínimo en la fase 2. (Artículo 20. Agentes habilitados para participar en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces).

67. *A partir de qué momento se paga el cargo a la planta nueva?*

Respuesta 67.

Este cargo se paga a partir de la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme.

68. *Por qué se excluyen del cálculo del índice de indisponibilidad todos los eventos externos que hoy existen en los acuerdos del CNO, dejando solo STN Y STR?*

Respuesta 68.

Para la Comisión solamente los eventos asociados a las redes de transmisión nacional y regional, así como los relacionados con la declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del artículo 5º del Decreto 1484 de 2005, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios, por ser ajenos a la gestión del generador, son los que deben excluirse del cálculo del IHF.

69. Documento CREG-035 de 2006. ¿Qué se considera mantenimiento programado y en qué oportunidad se debe hacer?

Respuesta 69.

Para efectos de calcular el IHF se mantendrá la definición de Mantenimiento Programado contenida en el Código de Operación (Resolución CREG-025 de 1995):

“Mantenimiento programado: Es el mantenimiento de equipos que es reportado por las empresas al CND para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.”

La programación y ejecución de estos mantenimientos deberá acogerse a lo dispuesto en la Resolución CREG-106 de 1998.

70. El mecanismo de corrección del IH debe ser desde el momento en que incumpla la prueba, hasta cuando se supere esta condición. El actual esquema de ajuste considera que no hubo veracidad en la declaración del agente y por tanto se penaliza su IH.

Los casos que pueden ocurrir de incumplimiento de la prueba se presentan por eventos en su mayoría externos y deben considerarse como tales. Los eventos Internos transitorios pueden corregirse para continuar con la prueba, pero la normatividad existente, al no permitir los redespachos parciales ni totales, so pena de perder la prueba, no permiten utilizar adecuadamente los tiempos estipulados por la norma.

Las plantas que tienen rampas muy largas de arranque y deben arrancarse más de una vez, se ven abocadas a la sanción retroactiva, porque la rampa de arranque, en un segundo arranque, hace parte del tiempo total de la prueba y el tiempo se hace insuficiente para el cumplimiento de la misma.

En este esquema resulta doblemente sancionado el agente. Primero, no se le considera en la fórmula de los IH, las horas de disponibilidad operativa que tuvo la unidad o planta. En segundo lugar, en caso de falla se le aplica la sanción en forma retroactiva (sobre unas horas que no fueron reconocidas en los IH como disponibilidad operativa), como si el agente fuera culpable de que el sistema no lo requiriera.

Respuesta 70.

Las pruebas de indisponibilidad de carácter obligatorio fueron eliminadas y en tal sentido no afectan el cálculo del IHF.

Ahora bien, debe advertirse que la exclusión de las horas de mantenimiento programado en el cálculo del IHF está sujeta a que el mismo esté respaldado por algún anillo de seguridad. (Numeral 3.2.1 de la resolución)

Comunicación E-2006-006503

71. Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Administrador de la Subasta. La definición que se hace corresponde realmente a una asignación de funciones, cuyo alcance requiere ser precisado, máxime cuando la empresa XM se rige por el derecho privado. Es conveniente que se precise, de manera clara y concreta, las funciones de administración que se atribuyen a XM en su calidad de tal.

Respuesta 71.

La administración de la Subasta se le atribuye al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. En tanto la subasta es un proceso dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme, esto no riñe con el carácter privado de los actos del ASIC.

72. Obligación de Energía Firme. En la definición de "Obligación de Energía Firme", se solicita precisar que la etapa de asignación administrada corresponde a la etapa de transición únicamente.

Respuesta 72.

La asignación de las Obligaciones de Energía Firme a través de un mecanismo distinto de la Subasta no solo se realiza durante el Período de Transición sino también en los años en los que la Subasta no se efectúa. (Artículo 25. Reglas para los casos en los cuales no se requiera la realización de una Subasta.)

73. Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente. En la definición de "Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente", se solicita adicionar el nombre de la misma en "Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente de operación"

Respuesta 73.

Aceptado el comentario. Se incluye la modificación. (Capítulo I. Definiciones)

74. Plantas y/o unidad de generación Especial. Se solicita redefinir el concepto y el tratamiento de planta especial de forma tal que se permita viabilizar el cierre financiero y la construcción de nuevas plantas de generación cuya construcción toma mas de tres años y el cierre de ciclos combinados, entre otros, en razón a que estos proyectos demandan altas inversiones con sus consecuentes riesgos.

Respuesta 74.

A estas plantas cuya construcción sobrepasa el Período de Planeación se les permitirá que hasta siete años antes les sean otorgadas Obligaciones de Energía Firme hasta por el 50% del crecimiento de la demanda esperado para el año t+7, 60% para el año t+6 y 80% para el año t+5. El precio del Cargo por Confiabilidad correspondiente a estas Obligaciones será el aplicable a las plantas y/o unidades nuevas de generación en las Subastas del año t, t+1 y t+2 respectivamente. (Ver Artículo 31. Participación en la Subasta de agentes con plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al Período de Planeación Vigente).

Cuando el generador encuentre que el precio de cierre de la Subasta es atractivo, podrá optar por obligaciones para entrega futura que serán remuneradas a dicho precio de cierre, hasta siete años antes de iniciar el Período de Vigencia de la Obligación sin superar el Período de Planeación inicialmente establecido.

75. Oferta insuficiente de energía firme. Definir que se entiende por oferta insuficiente de energía firme. Este término se usa, entre otros, en el artículo 59 del proyecto.

Respuesta 75.

Se eliminó el término de la propuesta.

76. Art. 6. Obligaciones adicionales para las plantas nuevas. Se debe precisar a qué interventoría se refiere el numeral 3 de las obligaciones adicionales para las plantas nuevas. Así mismo, se debe definir cuál es la relación de esta interventoría con la que normalmente contrata todo agente en el proceso de construcción del proyecto.

Respuesta 76.

En realidad se trata de una auditoría que le permite al sistema asegurar que la planta y/o unidad de generación nueva respaldará sus Obligaciones de Energía Firme en el momento de ser requeridas, así como conocer a tiempo los posibles retrasos en el proyecto. Se incluyen las precisiones terminológicas.

77. Art. 8. Interventoría para plantas nuevas. La periodicidad de los informes debe permitir tomar medidas o acciones tendientes a garantizar que el proyecto entre en el momento que se comprometió, o que se puedan emprender otras acciones para mitigar el impacto en los atrasos del mismo.

Respuesta 77.

Se comparte la posición de ACOLOGEN sobre la importancia de la periodicidad de los informes del Auditor. La Comisión considera que un informe anual es necesario.

78. Art. 9. Efectos del incumplimiento. La resolución debe precisar cuál sería el destino que se daría a los dineros que deban reconocerse por la aseguradora en el evento en que se hiciera efectiva la póliza por un siniestro de incumplimiento. No es claro en la resolución qué pasa con la energía firme que le fue asignada a una planta nueva a la que se le declara incumplimiento grave e Insalvable. ¿Quién declara el incumplimiento y mediante qué acto administrativo?

Respuesta 78.

El destino de los dineros resultantes de hacer efectivas las garantías estará especificado en el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad.

Respecto a la persona que declara el incumplimiento, el Parágrafo del Artículo 9 establece que será la CREG la encargada de ejecutar esta tarea.

En cuanto a la energía firme que le fue asignada al generador con la planta nueva respecto de la cual se declara el incumplimiento grave e insalvable, la resolución prevé la pérdida para el generador de la asignación de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada a ella. Ante este incumplimiento, la Comisión evaluará la necesidad de implementar una Subasta de Reconfiguración para la compra de Obligaciones de Energía Firme.

79. Art. 17. Normas comunes al retiro de generación. La disposición establece un límite de 6 meses del retiro de una planta para que expire a asignación de la capacidad de transporte al SIN. En nuestro entender esta medida constituye una barrera de salida de una planta, por cuanto no se le está garantizado que al momento de reingreso lo pueda hacer de manera expedita.

Respuesta 79.

La CREG aprobó publicar para consulta un proyecto de resolución que modifica la resolución CREG 030 de 1996, relacionada con el procedimiento de conexión de generadores.

Dentro de la modificación se prevé la posibilidad de mantener, hasta por el término de un año, la capacidad de transporte asignada a los generadores que se retiren temporalmente, siempre y cuando se cumplan las condiciones allí establecidas.

80. Art. 20. Precio del fuel oil. Es recomendable que se precise que el valor de 8.14 USD/MBTU corresponde al valor de junio de 2006.

Respuesta 80.

Aceptado el comentario. Se establece un valor de US\$ 101.6 de junio de 2006 por MWh para el Precio de Escasez Parte Combustible.

Art. 22. Indexación del precio de Ejercicio parte combustible. Se debe definir la fecha de iniciación del índice de indexación.

Respuesta 81.

La indexación es mensual. Ver numeral 1.4 del Anexo 1 de la resolución.

82. Art. 24. Precio de Ejercicio. Para efectos de liquidación del cargo por confiabilidad, la resolución plantea ajustar el precio de ejercicio con la TRM real, lo cual genera incertidumbre para las ofertas de energía. Por tal razón, se propone que no se realicen los ajustes que señala el párrafo, y en su lugar mantener el precio de ejercicio estimado al inicio del mes con la TRM proyectada.

Respuesta 82.

La utilización de la TRM real mensual permite que en la liquidación se refleje un escenario de costos reales para el usuario y para los generadores. Adicionalmente este reajuste es coherente con los demás procedimientos de liquidación para facturación del servicio de energía eléctrica.

83. De igual manera se solicita que el valor del "COM" establecido con esta resolución 10.66 \$/kWh se verifique con información suministrada por los fabricantes ya que estos difieren del valor propuesto. La norma debería precisar cómo se actualizará el valor del término "COM".

Respuesta 83.

Respecto a la actualización del COM, en la resolución 043 propuso que éste se “actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento del cálculo del Precio de Escasez”. No obstante, se complementa la redacción de esta metodología para facilitar su comprensión. (Numeral 1.4 de la Resolución). En cuanto a la verificación de la información con fabricantes, a través de la Circular CREG-014 de 2006 se solicitó a los agentes generadores la información de los costos de generación y a partir de ella, y contrastándola con la utilizada para la Resolución CREG-034 de 2001, se determinó el valor finalmente establecido para esta variable.

84. Art. 34. Contratos de combustible. En los casos en los que se entregue copia de los contratos, se sugiere analizar la conveniencia de la exigencia de que los formatos de reporte de la información lleven la firma del representante legal del productor, o del transportador y del generador.

Respuesta 84.

Se considera que la copia del contrato es un documento suficientemente idóneo para demostrar que se tienen contratadas las cantidades de energéticos que se anuncian en los formatos. En todo caso, la consistencia de la información de los formatos se contrastará con el contrato en el proceso de verificación de parámetros de que trata el numeral 6.3 del Anexo 6 de la resolución.

85. Art. 37. Periodicidad. Se debería permitir el recálculo anual de la energía firme para incorporar la evolución de los distintos parámetros que se tienen en cuenta para su valoración, tales como IH, combustibles, hidrologías, entre otros.

Respuesta 85.

Una vez calculada la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de cada planta o unidad de generación, su recálculo solo se efectuará si existen variaciones en los parámetros de cálculo de la misma que la modifiquen en un valor superior al $\pm 10\%$. (Artículo 41. Declaración de la ENFICC)

86. Art. 39. Establecer un procedimiento para el reporte de la información sobre suministro y transporte de combustibles que permita, que una vez recibida la información de los agentes, el Administrador del Sistema pueda publicar el entendimiento de la información que recibió, y se señale un plazo para que, en el caso de existir inconsistencias, el agente pueda presentar las aclaraciones y explicaciones respectivas.

Respuesta 86.

Dado que cada agente será el responsable de declarar su ENFICC, no se prevén instancias de verificación del “entendimiento” de la información remitida por él a la CREG.

87. Art. 42. Verificación de parámetros. Sobre el particular, tenemos las siguientes inquietudes:

Esta verificación debe realizarse antes del cálculo de energía firme y previa al proceso de la subasta. Si se encuentra inconsistencia en los parámetros se debe permitir al agente hacer las aclaraciones respectivas.

Respuesta 87.

Teniendo en cuenta que el agente declara su ENFICC, la verificación previa a la Subasta se reduce a comprobar que la información que proporciona el mismo agente para respaldar su declaración efectivamente conduce a los valores de energía firme que posteriormente declarará el agente. (Artículo 38. Verificación de la ENFICC). La verificación de parámetros contemplada en la regulación se efectuará con posterioridad a la Subasta (Artículo 39. Verificación de parámetros).

88. *Se considera necesario precisar los efectos de la ocurrencia de la condición resolutoria en relación con actos administrativos de carácter particular y concreto. También debe adoptarse el procedimiento interno para verificar la existencia de las discrepancias, a que se alude en esta norma, con garantía del debido proceso en relación con el agente inculpado, así como la etapa posterior que se surtiría para declarar la aplicación de la condición resolutoria.*

Respuesta 88.

La propuesta prevé mantener los efectos de la regulación actualmente vigente. Se incorpora a la resolución las normas en este sentido.

89. *Se requiere precisar qué se entiende por "el correspondiente período", que se menciona en esta disposición.*

Respuesta 89.

Se refiere al periodo durante el cual se haya utilizado la información sobre parámetros que fue objeto de verificación y para la cual se determinan las discrepancias.

90. *Art. 45. Es el mismo artículo 39, por lo que puede ser eliminado del texto.*

Respuesta 90.

Se hizo la corrección en la resolución.

91. *Art. 49. Índice de Disponibilidad Histórica Forzada. El cálculo de los índices de disponibilidad histórica forzada deben tener en cuenta las decisiones expedidas por el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía en relación con la asignación de gas en casos de restricciones o en racionamientos programados.*

Respuesta 91.

En el texto definitivo se introducen modificaciones para excluir del cálculo del IHF los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del artículo 5º del Decreto 1484 de 2005, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios (Numeral 3.2.1 Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF)

92. *Art. 52. Procedimiento del período de precalificación de la subasta. No es claro cuál es la razón para solicitar la licencia o permiso ambiental asociada a la operación con los combustibles elegidos en esta etapa del proceso. Si es asignada deberá establecerse un plazo para acreditar dicho cumplimiento.*

Respuesta 92.

Para el caso de plantas y/o unidades de generación nuevas, deberán estar inscritas en la UPME como mínimo en Fase 2, lo que no incluye licencias ambientales. Ahora bien, las plantas existentes sí deberán entregar copia de la licencia ambiental que le permite operar con el combustible que respalda su energía firme toda vez que el sistema requiere tener certeza sobre la total viabilidad del funcionamiento de esta planta, con la normatividad aplicable.

93. *¿Por qué se establece un periodo tan largo de quince (15) días en el trámite del envío de la Información de la CREG a XM? Con el fin de optimizar el procedimiento, se debería permitir enviar simultáneamente la información a la CREG, con copia a XM.*

¿Cuál es el fin de enviar copia de la información al CNO? ¿Cuál sería la actuación de este frente a la información que reciba?

Respuesta 93.

Estos procedimientos fueron omitidos.

94. *Se propone que entre el paso de entrega de la información a XM y la corrida de simulación de la energía firme, se otorgue un plazo de por lo menos 3 días hábiles, para que los agentes puedan verificar que la información enviada y la interpretación de XM en sus formatos y bases coinciden, o, si por error en algunos de estos formatos hay algunos datos mal presentados. Surtido este paso, sí se procedería a la corrida. Estos ajustes deben ser informados también a la CREG.*

Respuesta 94.

En la propuesta final se define que son los agentes quienes declaran los parámetros, calculan su ENFICC con tales parámetros, y la declaran a la CREG.

95. *No es claro por qué se requiere de 150 días hábiles para el proceso de precalificación. Se considera que el mismo se podría reducir en forma considerable.*

Respuesta 95.

La duración del período de precalificación la establecerá la Comisión de conformidad con el Artículo 18.

96. *Si bien en el numeral 4 se señala que los generadores deben reportar la energía firme para el proceso de la subasta, se podría limitar a aquellos que deseen reportar valores distintos a los calculados por XM. Si no reportan, se supone que van a la subasta con la certificada por XM. Adicionalmente, se debe anexar la justificación si es del caso.*

Respuesta 96.

En la propuesta final se prevé que los agentes son los que hacen el cálculo de la energía firme de sus plantas o unidades de generación, para lo cual se pone a su disposición los respectivos modelos y el CND solo verificará la correspondencia entre la declaración y la información que la soporta. Por lo tanto, se entenderá que el generador que no reporte parámetros no está interesado en ser remunerado por concepto de Cargo por Confiabilidad.

97. Para el numeral 50 aplica la misma solicitud de permitir el reporte simultáneo de información a la CREG, con copia al operador.

Respuesta 97.

Ver Respuesta 93

98. Consideramos que se podría reducir el tiempo de 120 días hábiles para la precalificación de los nuevos

Respuesta 98.

Ver Respuesta 95.

99. ¿En qué momento se deben presentar las garantías según sea el caso para el proceso de la subastas?

Respuesta 99.

Se define en los artículos 7, 20, 35, 45, 48 de la resolución.

100. Art. 54. Se debe precisar cuáles son los casos a los que hace referencia este artículo.

Respuesta 100.

Básicamente si la CREG encuentra que la ENFICC no cubre la demanda objetivo, entonces se hará Subasta. (Artículo 18. Oportunidad para llevar a cabo la Subasta).

101. ¿Cuáles serían las condiciones o situaciones que llevarían a que no se necesiten subastas de energía firme? ¿Quién señalará sí se necesitan o no subastas de energía firme?

Respuesta 101.

La Comisión determina la oportunidad en que se debe llevar a cabo la subasta, por lo tanto la CREG evalúa su necesidad. Esta evaluación dependerá fundamentalmente del balance oferta de ENFICC vs. Demanda Objetivo de energía para cada año.

102. *(En caso de que no se realice subasta) ¿Cómo es asignada la energía firme entre los agentes que tengan disponibilidad de la misma?*

Respuesta 102.

En este caso las Obligaciones de Energía Firme se asignarán entre los agentes generadores a prorrata de su energía firme hasta cubrir la Demanda Objetivo. (Artículo 25. Reglas para los casos en los cuales no se requiera la realización de una Subasta.)

103. *Art. 57. Procedimiento para calcular la demanda a subastar. Cuando se habla de confiabilidad en un sistema eléctrico, siempre existe el concepto de contar con un margen de reserva sobre la demanda que se espera se de en un período determinado. Los estudios presentados por Acolgen, así como las presentaciones de expertos contratados por la CREG, evidencian que la demanda objetivo tiene dos componentes: la demanda esperada y la reserva que defina el sistema. Sin embargo, la propuesta de la CREG pareciera asimilar el margen de reserva que requiere un sistema como el colombiano, con el margen de error de la predicción de la demanda, lo cual en nuestra opinión, distorsiona el verdadero significado del concepto. Por ello, se solicita que la CREG fijar un margen de reserva apropiado para la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.*

Respuesta 103.

La confiabilidad del sistema eléctrico está asociada tanto a la oferta de ENFICC como a la demanda de energía. En consecuencia, variaciones en la oferta de ENFICC, que puedan afectar la confiabilidad, están consideradas en el cálculo mismo de esta energía (para el caso de las hidráulicas la ENFICC será la mínima observada y como máximo la asociada al 95% PSS, y en cualquier caso las contingencias deberán respaldarse con una garantía a partir del segundo año del Período de Transición). Variaciones en la demanda, debidas fundamentalmente a errores en la estimación de la misma, están cubiertas justamente por un margen que definirá la CREG. Adicionalmente la Comisión, tras evaluar el comportamiento de los distintos escenarios de proyección de la demanda de energía, seleccionará para cada subasta el escenario que utilizará para definir la Demanda Objetivo. (Ver Capítulo I. Definiciones. Demanda Objetivo)

104. *En segundo término, se recomienda se fije el procedimiento y metodología para definir los valores de la curva de demanda, entre ellos M1, M2, R.*

Respuesta 104.

En término R es un error tipográfico que se corrige. Los valores de M₁ y M₂ se obtendrán de la simulación de la Subasta y en cualquier caso la Comisión podrá

revisarlos, modificarlos y publicarlos antes de la realización de las subastas anuales. (Numeral 2.1 del Anexo 2 de la resolución definitiva)

105. Art. 58. Procedimiento de Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Se solicita que la resolución defina los criterios y metodología para definir el costo del entrante "CE".

Respuesta 105.

Ver Respuesta 234.

106. ¿Qué pasa cuando en el marginal de la subastas hay varios agentes con energía firme, cómo se asigna?

Respuesta 106.

La forma de selección del último generador asignado se establecerá en el Protocolo de la Subasta. (Numeral 2.3 del Anexo 2 de la Resolución)

107. Si bien el procedimiento parece claro, se recomienda que antes del inicio del proceso formal, se programen talleres de simulación que permitan ajustar y entender correctamente el procedimiento.

Respuesta 107.

La CREG programará estos talleres oportunamente.

108. De acuerdo con lo señalado en el párrafo, ¿Qué pasa con la remuneración de los existentes cuando no hay oferta de nuevos y cómo se distribuye la energía?

¿Cuándo no se abre la subasta qué se paga a los existentes?

Cuando se abre y no hay nuevos, ¿Qué pasa con la remuneración de los existentes?

Respuesta 108.

Si la Comisión ha evaluado la necesidad de convocar a una Subasta y no hay oferta de nuevos, establecerá en resolución aparte el procedimiento a seguir.

Para los casos en los cuales la Comisión no considera necesario convocar a una Subasta ver Respuesta 102.

La remuneración de la energía firme será la resultante de actualizar el último valor de Cargo por Confiabilidad utilizado para remunerar a los agentes mediante el IPP de los Estados Unidos (Artículo 28. Precio del Cargo por Confiabilidad cuando hay Subasta.).

109. *Art. 59. Casos especiales del procedimiento de la Subasta. En el numeral 2 debería corresponder al caso en el cual la oferta de energía firme es mayor a la demanda y menor al margen de 4%. Sin embargo, en el texto se dice que la energía firme menor a la demanda. Por qué no se paga el marginal en este caso a todos los agentes.*

Respuesta 109.

Este caso especial corresponde a aquel donde la oferta de todos los agentes, exceptuando los agentes con plantas o unidades nuevas es menor a la demanda (es decir, se requiere de plantas y/o unidades de generación nuevas para atender la demanda) pero una vez considerada la ENFICC de las plantas y/o unidades de generación nuevas el exceso de oferta resultante no supera el 4%. Es especial debido al escaso nivel de competencia que se espera en esta subasta procedente de una reducida participación de agentes con plantas o unidades nuevas en ella. Dada esta situación indeseable en términos de eficiencia en la subasta, no se considera adecuado que todos los agentes sean remunerados con el precio de cierre de la Subasta. (Artículo 27. Precio del Cargo por Confiabilidad en Casos Especiales de Subasta)

110. *Art. 60. Actualización del costo del entrante. Se entiende que el costo del entrante se actualizará cuando hay subastas exitosas. Sin embargo, la redacción propuesta no es clara.*

Respuesta 110.

En efecto solo hay actualización del Costo del Entrante cuando la subasta es exitosa, de lo contrario se utilizará el último valor. Se modificó la redacción de la resolución para facilitar su comprensión. (Numeral 2.4 del Anexo 2. Actualización del Costo del Entrante.)

111. *Art. 63. Protocolo de la Subasta. ¿Cuál es el acto, y su naturaleza jurídica, mediante el cual se protocoliza el resultado de la subasta? En nuestro concepto, debe ser una resolución de la CREG, tal como se hace en el caso de las convocatorias que se realizan para el STN. En este caso, la CREG oficializa, mediante resolución, los ingresos mensuales esperados de la propuesta seleccionada.*

Respuesta 111.

En primer lugar es necesario aclarar que cuando en la Resolución se menciona el Protocolo de la Subasta, se hace referencia a todas aquellas reglas de funcionamiento de la subasta (método de convocatoria de los agentes, procedimiento de envío de las ofertas, periodicidad de las rondas, entre otros). Ahora bien, la asignación de energía firme que resulte de la subasta será respaldada por una certificación expedida por el ASIC que debe contener al

menos la siguiente información (Artículo 32. Certificación de la asignación de Obligaciones de Energía Firme):

1. La identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan el Sistema Interconectado Nacional y el Mercado Mayorista de Energía;
2. La identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen la función de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía en el Mercado Mayorista;
3. La identificación de las Leyes Colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente;
4. La Resolución de la CREG que ordenó adelantar la respectiva Subasta, o el mecanismo que haga sus veces, para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad;
5. La Obligación de Energía Firme que le fue asignada al respectivo agente;
6. El Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme Asignada;
7. El Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.

112. En la disposición comentada, se anota que una de las funciones del Administrador de la Subasta, es la de informar a la CREG de los resultados de la subasta, sin que se señale un término para ello, ni los efectos del acto de informar en relación con el procedimiento de oficializar los resultados de la subasta.

Respuesta 112.

Estas reglas harán parte del Protocolo de la Subasta. (Numeral 2.5 del Anexo 2 de la Resolución. Contenido del Protocolo de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme)

113. ¿Por qué se exige a los nuevos, la presentación de estudios de viabilidad, estudios de impacto ambiental, combustibles? ¿Cuál es el alcance de los mismos? ¿Qué actuación puede hacer el subastador con esta información y cuál es el alcance? ¿Quiénes tienen que presentar esta información, nuevos y existentes cómo se desprende del texto?

Respuesta 113.

La intención de exigirle al agente que quiera participar en la Subasta con una planta y/o unidad de generación nueva que haya inscrito este proyecto ante la UPME como mínimo en la fase 2 obedece a la necesidad de garantizar que en la Subasta se presentan ofertas serias y concretas de energía firme, que darán seguridad al Sistema sobre el efectivo cubrimiento de la demanda en caso de que el agente que representa a esta planta y/o unidad sea asignado con Obligaciones de Energía Firme. Estas licencias sirven para corroborar que la planta no tiene

inconvenientes de tipo ambiental que le impidan cumplir con la Obligación de Energía Firme que se le asigne.

El Subastador no es quien emplea esta información. La documentación solicitada durante el Período de Precalificación es revisada por la CREG, no por el Subastador, para verificar que los agentes estén facultados para participar en la Subasta.

114. No se especifica el tema más importante para los nuevos: la garantía que se debe constituir.

Respuesta 114.

Los agentes con plantas y/o unidades de generación nuevas y especiales deberán constituir una garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación o por instalar o repotenciar con la ENFICC asignada en la Subasta, y del pago de la auditoría. Adicionalmente, las plantas o unidades de generación térmica deberán constituir garantías que aseguren la contratación de suministro de combustibles y transporte de gas para respaldar la Obligación de Energía Firme que les sea asignada.

Las particularidades de estas garantías se establecerán en el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad.

115. ¿Cómo pueden interactuar los agentes en el desarrollo de estos protocolos?

Respuesta 115.

Una vez elaborado el Protocolo de la Subasta, será sometido a consideración de los agentes para atender sus comentarios y sugerencias.

116. Art. 62. Normatividad Aplicable.

Este artículo debería ser el núcleo de la estabilidad jurídica de la señal de expansión, sin embargo, no es claro el alcance de lo regulado en esta norma.

Se sugiere precisar, en concreto, cuál sería la etapa de la subasta que determinaría la normatividad que se aplicaría para su realización, teniendo en cuenta que la disposición señala que será "la que esté vigente en el momento en que se lleve a cabo el procedimiento de la subasta", la cual se integra por un procedimiento que comprende distintas etapas. ¿Sería la del momento en que se expida el acto de la CREG que ordena la iniciación de la subasta, o, el momento en que XM expida el acto que ordena la precalificación? ¿O, el momento en que se profiera el acto que oficializa la asignación de obligaciones de energía firme?

De manera concreta, ¿cuáles serían los efectos determinados por la modificación o variación de esta resolución, que es de carácter general, frente a los actos que oficializan la asignación de las obligaciones de energía en firme, como conclusión de la subasta?

Una primera lectura parecería dejar en total libertad a la CREG para modificar en todo o en parte el mecanismo de cargo por capacidad que se está definiendo en la presente norma, lo cual no permite asegurar que esta claridad en la señal misma de largo plazo.

Respuesta 116.

La propuesta contenida en esta norma es clara al definir tres aspectos:

1) Cuál será la normatividad aplicable a cada Subasta: La que regule la realización de la subasta, que esté vigente al momento de realizarla. Se introducen precisiones para aclarar aún más que se trata de esta normatividad que esté vigente al iniciar dicho proceso, esto es, al iniciar el proceso dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme, como se define la Subasta.

2) La CREG podrá modificar hacia el futuro las normas que regulan la metodología del Cargo por Confiabilidad, buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la ley 143 de 1994.

3) Las Obligaciones de Energía Firme que se asignen a cada generador, con independencia de las modificaciones que se hagan hacia el futuro en las normas generales, tendrán el Período de Vigencia que esté definido en las normas que rigieron la realización de la Subasta, durante el cual se pagará la correspondiente remuneración prevista en esas mismas normas, sin perjuicio de los casos de incumplimiento por parte del generador previstos en la regulación, que le afecten la asignación y su remuneración.

117. Sugerimos revisar la posibilidad que en forma similar a como se realiza para el STN, se expida una resolución de ingresos para cada generador en la cual se establezca su remuneración y compromiso y el período correspondiente.

Respuesta 117.

Ver Respuesta 111

118. Se sugiere precisar claramente cuáles son los "casos de incumplimiento por parte del generador previstos regulatoriamente que le afecten la asignación y su remuneración. Así mismo, cuál será la entidad competente para declararlos en casos particulares, y el procedimiento que se utilizará para hacerlo.

Respuesta 118.

Obviamente se refiere a los incumplimientos relacionados con la Obligación de Energía Firme, que le afecten la asignación y remuneración correspondiente a tal obligación. Se aplicarán en tal caso las medidas contenidas en la regulación que define el régimen de tales obligaciones.

119. ¿Cómo se concuerda esta disposición con la previsión contenida en el inciso tercero del artículo 42?

Respuesta 119.

El artículo 42 del proyecto de resolución fue ajustado para incluir el procedimiento de verificación en los términos generales como está previsto para el actual cargo. (Artículo 39. Verificación de Parámetros)

De acuerdo con las reglas de este procedimiento, la definición de la existencia de discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, dará lugar a que la asignación de Obligaciones de Energía Firme sea igual a cero (0) para el Período de Vigencia de la Obligación para el cual se utilizó la información sobre parámetros entregada por los agentes. Lo anterior implica la cesación de los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad que aún no se hayan efectuado y la devolución de los pagos recibidos en la forma como lo defina la CREG. Y los pagos por concepto del Cargo por Confiabilidad están sometidos a condición resolutoria, consistente en que si mediante acto administrativo en firme de la CREG, se determina la existencia de las referidas discrepancias, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, los pagos hechos sobre el correspondiente período, se tendrán como pago de lo no debido.

Como se observa, la definición de existencias de discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes, es uno de aquellos casos de incumplimiento por parte del generador previstos en la regulación, que le afecten la asignación y su remuneración.

120. Es claro que si hay un error o ajustes necesario y se pueden evidenciar, se hagan los ajustes necesarios, pero debe preservarse la integridad de la remuneración, y el trámite del proceso surtido para la asignación de las obligaciones de energía firme.

Es importante precisar el alcance de la intangibilidad de la remuneración de los generadores con obligaciones de energía firme asignadas, de las cuales se predica su firmeza.

Respuesta 120.

Ver Respuesta 119.

121. Art. 65. Contratación de combustibles. Se sugiere cambiar el término "los generadores térmicos que planeen utilizar combustibles distintos a gas natural para su operación" por "los generadores térmicos que planeen utilizar combustibles distintos al principal o al que normalmente usan en su operación".

Respuesta 121.

No se acoge la propuesta dado que no se conocen casos que ameriten incorporarla.

En el numeral 1: ¿Cuál es el sentido de pedir una garantía adicional, si se retiene la plata del pago del CxC?

Respuesta 122.

El propósito es cubrir a los usuarios de la exposición al mercado de corto plazo en una situación crítica de abastecimiento de la demanda. La retención del pago del Cargo por Confiabilidad es consecuente con permitirle al generador que durante un plazo de seis meses no cuente con el activo de generación que respalda su Obligación de Energía Firme.

123. Art. 69. Demanda Objetivo durante el período de Transición. El comentario que se presentó para la demanda a subastar, aplica para este caso y tiene que ver con que la demanda objetivo debería incluir el margen de reserva que se defina requiere el sistema nacional.

Respuesta 123.

Se consideró conveniente incluir este margen. (Capítulo I. Definiciones (Demanda Objetivo) y Numeral 4.4 del Anexo 4 de la Resolución definitiva. (Asignación de las Obligaciones de Energía Firme)

124. Art. 70. Plantas especiales por repotenciación. Quitar la solicitud de entrega de licencias ambientales.

Respuesta 124.

Este requerimiento fue eliminado de la resolución. El proyecto debe estar inscrito en la UPME en fase 2.

125. Art. 71. Obligaciones de los generadores durante el periodo de transición. No es claro cuáles son los derechos y deberes en este período, por lo que se solicita se definan explícitamente.

Respuesta 125.

Se trata de los derechos y obligaciones previstos para participar en la asignación de las Obligaciones de Energía Firme, así como los que se prevén en esa resolución para la exigibilidad, cumplimiento e incumplimiento y remuneración de tales Obligaciones.

126. Art. 72. Cronograma del período de Transición. En consonancia con lo expuesto anteriormente, se recomienda definir procesos más expeditos en esta etapa, así como dar la posibilidad de aclarar la información antes de la asignación del cargo.

Respuesta 126.

Ver Respuesta 86

127. CAPITULO VI.- LIQUIDACIÓN. Art. 78. Recaudo y pago del Cargo por confiabilidad a los generadores con obligaciones de Energía Firme. En el término que se debe precisar que el pago es el valor mínimo entre la obligación adquirida y el equivalente entre la disponibilidad declarada más los contratos del secundario para cobertura de la obligación la norma debe considerar las compras y ventas de energía firme en el mercado secundario.

Respuesta 127.

Esta consideración fue tenida en cuenta en el Capítulo V. Liquidación.

128. Art. 79. Actualización anual del cargo por Confiabilidad. ¿Para mayor entendimiento de la norma, se propone que la redacción diga: "El valor del CxC será actualizado todo el año con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadística laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos y publicada en el mes de junio anterior"? De esta forma, se evitaría la presentación de reliquidaciones por la publicación de valores estimados en distintas fechas.

Respuesta 128.

La regulación establece una actualización anual del Precio de Cargo por Confiabilidad con la variación anual del IPP de los Estados Unidos, considerando la serie de bienes de capital. Ver artículo 29. Actualización del Cargo por Confiabilidad.

129. CAPITULO VII.- ANILLOS DE SEGURIDAD. Art. 86. Registro de contratos del Mercado Secundario. El registro debería poder ser incluso con un día de anticipación, toda vez que su efecto solo se verá al final del período de exigencia.

Respuesta 129.

Ver Respuesta 58

130. *Art. 89. En las subastas de reconfiguración, ¿Cuál sería la razón para que un generador venda parte de su energía adjudicada si la misma aplica cuando hay reducción en la demanda esperada de energía?*

Respuesta 130.

Es posible que un agente con una planta y/o unidad de generación nueva cuya fecha de entrada se retrase de manera insalvable quiera acogerse a este mecanismo y vender su Obligación de Energía Firme, evitando así la ejecución de las garantías por el incumplimiento.

131. *Art. 96. Demanda Desconectable. ¿Cómo es la liquidación y cómo será el procedimiento de registro de la misma?*

Respuesta 131.

Como quedó enunciado en la Resolución CREG-043 de 2006, este mecanismo se regulará en resolución aparte. A la fecha la Comisión se encuentra ejecutando el estudio que permitirá definir los detalles del funcionamiento de este Anillo de Seguridad. (Artículo 73. Objeto)

132. *Generador de última Instancia. ¿Quién puede ser generador de última instancia? ¿Dónde y cuando se registra esta planta? ¿Qué obligaciones debe cumplir este generador de última instancia cuando esta en operación? ¿Cómo se remunera sus costos fijos para asegurar que esté disponible cuando lo necesiten? ¿Quién garantiza su conexión al STN? Una vez presta el servicio de entrega de la energía firme, ¿Cómo sale del sistema? ¿Quién garantiza las autorizaciones ambientales para estas plantas de última instancia? Una planta que saca 0 en la subastas de energía firme, ¿Podría pasar a ser de última instancia?*

Respuesta 132.

Ver Respuesta 43. Adicionalmente, una planta que ya participa en el Mercado Mayorista de Energía pero que no ha sido asignada con Obligaciones de Energía Firme ofrecerá esta energía, en caso de requerirse, a través de la Bolsa; por lo tanto no puede ser considerada como Generador de Última Instancia.

133. *CAPITULO VII.- GARANTIAS. El Capítulo sobre Garantías requiere de un mayor desarrollo, en los temas relacionados con las características, montos de cobertura, siniestros que deben cubrirse, vigencias, ajustes de los montos, irrevocabilidad, por citar algunos. Se considera de la mayor importancia que esta materia sea regulada en sus aspectos básicos, con el fin de que los agentes puedan disponer de una reglamentación completa.*

Igualmente, una vez se definan los temas anteriores, se debe precisar el alcance del encargo dado a XM, y concederle un plazo lo suficientemente amplio para que sus propuestas sean discutidas con los agentes que deben constituir tales

garantías. También debe considerarse dentro de este plazo las consultas que deban hacerse al mercado asegurador que esté en condiciones para ofrecer los productos que se requieran.

Respuesta 133.

Ver Respuesta 114

134. Solicitamos a la CREG analizar la conveniencia de mantener resoluciones que intervengan el mercado mayorista dada la profundización en esquemas de mercado introducida por el nuevo cargo por confiabilidad.

Respuesta 134.

Ver Respuesta 283

135. Precio de bolsa para determinar el ejercicio de la opción. Por razones de consistencia, la opción se debería ejercer cuando el precio de bolsa para atender la demanda doméstica supere el precio de ejercicio establecido por la CREG. Por lo tanto debe dejarse explícito que el precio de bolsa a comparar es el resultante de considerar la demanda doméstica únicamente.

Respuesta 135.

Se aclara que no hay opciones para ejercer. Cuando un generador incumple su Obligación de Energía Firme debe remunerar al generador que aportó tal energía; para este último generador su costo de oportunidad es el precio de bolsa, que considera las TIE, y en tal sentido esta señal de precios es la que debe no solo indicar la exigibilidad de la Obligación sino también ser utilizada para la liquidación.

136. Derogatorias. Se sugiere hacer explícitas las normas de carácter general que son derogadas con la nueva resolución

Respuesta 136.

Las derogatorias expresas se incorporaron en el Capítulo VIII Disposiciones Finales. (Artículo 89).

137. Comentarios Generadores Térmicos. La metodología propuesta en la resolución para el cálculo de la ENFICC hidráulica debe ser explícita en considerar parámetros característicos de cada planta como, entre otros, niveles iniciales y final objetivo de embalses y disponibilidad de recursos hídricos después de descontar usos alternativos del embalse y/o afluentes respectivos en condiciones de escasez.

Respuesta 137.

Tal como se explicó en el Documento CREG-073 de 2006 la metodología y el modelo que se implementará incluye entre sus parámetros de cálculo los diferentes usos que tienen los embalse “Pág. 10 Embalses: se tomarán en cuenta los límites: i) mínimo técnico, ii) máximo técnico y iii) restricciones por acueducto, riego y ambientales”.

138. Es importante mantener, como su propuesta lo plantea, que sea un tercero el que certifique la ENFICC y que no sean los agentes quienes oferten libremente su disponibilidad.

Respuesta 138.

El cálculo de la ENFICC se hará con una metodología transparente y de fácil aplicación, de tal forma que los mismos resultados puedan ser obtenidos por cualquier que lo realice. Por lo anterior, se introdujeron ajustes para que el agente sea quien realice el cálculo de la ENFICC, con una verificación por parte del CND.

139. Respecto a las Plantas Menores. ¿Qué tipo de garantías entregarán al Sistema para asegurar la entrega de la energía firme? Deberían tener el mismo tratamiento que el resto de las plantas generadoras del SIN.

Si no hay obligación de entregar una energía firme por parte de estas plantas, ¿No se estaría creando una asimetría entre competidores en el MEM?

Respuesta 139.

Cuando la generación real de estas plantas sea menor a la ENFICC declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en un monto igual al producto entre el valor del Cargo por Confiabilidad vigente y la diferencia entre la ENFICC mensual y la generación real mensual, lo cual será considerado como un menor pago del Cargo por Confiabilidad por parte de la demanda. (Artículo 56. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente).

140. La norma plantea que a los cogeneradores y a las plantas menores se les dé el mismo tratamiento. Sin embargo, no es claro qué reciben cuando la subasta es exitosa, o qué cuando las subastas no son exitosas y se aplica el artículo 59 de la presente resolución.

Respuesta 140.

Las transacciones de estos recursos de generación se llevarán a cabo utilizando el CERE resultante al liquidar .

141. El tratamiento dado al cogenerador como planta menor, ¿es independiente de su tamaño y capacidad de entrega de energía al SIN? Y, ¿es solamente sobre el excedente?

Respuesta 141.

El pago está asociado a los excedentes de este agente.

142. El gobierno nacional acaba de presentar el proyecto de ley C-027 de 2006, "Por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica", en caso de convertirse en ley, ¿seguirían siendo válidos los supuestos que llevan a la CREG a dar un tratamiento preferencial a los cogeneradores?

Respuesta 142.

La regulación de Cargo por Confiabilidad se expide con base en el marco legal vigente. En caso de presentarse modificaciones a este marco se incorporarán a la regulación los ajustes requeridos.

Grupo de Generadores Hídricos

143. En la Res. CREG 043 se presenta asimetría en la estimación de la energía firme entre tecnologías. El cálculo de energía firme térmica se hace de manera individual y reconoce su capacidad disponible en forma directa, mientras que el cálculo de energía firme hidráulica está sujeto al resultado de un modelo de despacho centralizado que no representa el concepto de energía firme por planta. Consideramos que La Resolución 043 sesga la expansión hacia la tecnología térmica al reducir artificialmente la energía firme hidráulica.

Los múltiples supuestos y parámetros que requiere el SDDP, unidos a la complejidad del modelo, hacen inestable los resultados.

Respuesta 143.

La metodología que finalmente se propone para calcular la energía firme de las plantas hidráulicas no considera los mínimos operativos de los embalses, ni el despacho hidrotérmico. El cálculo de la ENFICC en este caso corresponde al resultado de una maximización de la energía mínima que puede entregar una planta hidráulica en condiciones de hidrología crítica, y para ello incorpora los siguientes parámetros técnicos (Numeral 3.1 del Anexo 3 de la resolución):

- Aportes hidrológicos: información de toda la historia de aportes mensuales promedio de la planta.
- Topología: se deberá contar con la información de interacción de la planta con aportes, vertimientos y restricción en los sistemas de conducción.
- Características de las plantas: se tomarán en cuenta los datos de: i) eficiencia media de las plantas, ii) generación mínima y iii) generación máxima.
- Embalses: se tomarán en cuenta sus límites: i) mínimo técnico, ii) máximo técnico y iii) restricciones por acueducto, riego y ambientales.

- Disponibilidad: se considera la disponibilidad histórica por salidas forzadas de la planta –IHF.
- Restricciones de flujo: se consideran las restricciones por arcos de descarga, valores mínimos y máximos.

144. *El IGVA es incorrecto.*

Respuesta 144.

La metodología que finalmente se propone para el cálculo de la ENFICC no considera este índice.

145. No es correcto suponer que una generación del 98% PSS refleja una condición crítica, cuando en realidad esta generación sólo da cuenta de las generaciones mínimas que un modelo de despacho económico encuentra al simular un despacho de generación por mérito de precios y no una condición crítica. Un hecho que evidencia esta situación es el que ocurre con las plantas que poseen embalses de regulación, donde curiosamente las menores generaciones se obtienen con las series hidrológicas más húmedas. De otra parte, la propuesta define la condición crítica como una situación de precios elevados.

Respuesta 145.

La metodología de estimación de la ENFICC se revisó (Documento CREG 073 de 2006). Según esta última propuesta la energía firme se estima a partir de los parámetros físicos propios de la planta y las decisiones de generación no están supeditadas a funciones de precios. Además ver Respuesta 143.

146. La propuesta no tiene en cuenta la distinción que debe hacerse entre potencia y energía y desconoce que un sistema, además de entregar la energía requerida durante un período de tiempo determinado, también debe estar en capacidad de atender los requerimientos instantáneos de potencia. La ausencia de alguno de estos dos factores impone racionamientos en el sistema.

Respuesta 146.

El producto que se remunerará mediante el Cargo por Confiabilidad es la entrega de energía firme de acuerdo con el Despacho Ideal (Capítulo I Definiciones. Obligación de Energía Firme). En tal sentido tanto la energía como la potencia son consideradas en el esquema. De hecho el valor del Cargo por Confiabilidad está afectado por un factor de carga equivalente a 0.65 durante el Período de Transición. El bien escaso en la actualidad y por un período largo es la energía.

2.2. ASOCODIS

147. La metodología establecida en el documento CREG No. 073 de 2006 "Energía para el cargo por confiabilidad plantas hidráulicas" propone calcular la energía firme de cada planta en forma aislada, sin que se conozcan los suficientes detalles para opinar si esta metodología refleja adecuadamente el comportamiento del sistema hidrotérmico colombiano.

Respuesta 147.

En el Documento CREG-073 de 2006 se propone una metodología cuyo objetivo es calcular la máxima generación posible de cada planta o unidad de generación en eventos de baja hidrología. La coordinación de los recursos térmicos e hidráulicos se resolverá bajo criterios económicos a través del despacho, no en la cuantificación de la ENFICC. Además ver Respuesta 192

148. Las condiciones de negociación de contratos de suministro y transporte de combustible, y las dificultades de verificación de los mismos para efectos de la subasta del cargo por confiabilidad, con una anticipación de tres o cuatro años, podrían afectar la energía firme que participaría en la subasta.

Respuesta 148.

A las plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales se les exigirá la presentación de una garantía de seriedad de la presentación del contrato, no el contrato mismo, de suministro de combustible. No obstante, una vez hecha la asignación de Obligaciones de Energía Firme en la Subasta, el agente deberá celebrar los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural que aseguren la firmeza de su energía o aportar una garantía de cumplimiento que asegure la disponibilidad de estos contratos al inicio del Período de Vigencia de la Obligación. (Ver Artículos 47 y 48)

149. Respecto a los costos que deberá asumir la demanda, se debe señalar que ésta puede quedar sujeta a un riesgo no gestionable en la medida que la demanda real sea inferior a la proyección de demanda cubierta por la subasta de energía firme, lo cual originaría sobrecostos no previstos

Respuesta 149.

En efecto este riesgo existe y para ello la Comisión tiene previsto incorporar un margen para definir la Demanda Objetivo así como implementar Subastas de Reconfiguración en caso de que resulten insuficientes las Obligaciones de Energía Firme asignadas. Adicionalmente la demanda cubierta con contratos de largo plazo no está expuesta a este riesgo toda vez que el contrato le permite cubrirse.

150. *La remuneración de la confiabilidad debe reflejar los costos de un proceso eficiente, con una adecuada distribución de riesgos entre los agentes y la demanda. Este tema es fundamental, teniendo en cuenta que existe un mercado con una capacidad de pago limitada, y con problemas de recuperación de pérdidas y cartera.*

En igual sentido, los mecanismos de liquidación y recaudo del cargo deben considerar las condiciones de traslado directo de esos costos al usuario (passthrough), lo cual con la fórmula actual no se garantiza por los promedios móviles y los factores de benchmark con el mercado.

Respuesta 150.

El adecuado funcionamiento de la Subasta y la concurrencia de plantas y/o unidades de generación nuevas permitirán que la confiabilidad del servicio sea remunerada de manera eficiente. El traslado del Cargo por Confiabilidad al usuario regulado es objeto de otra resolución que está en consulta.

151. *De la revisión realizada al Documento CREG 075 de 2006 denominado "Producto Asociado a las obligaciones del Cargo por Confiabilidad", se tiene una propuesta para que la energía firme asociada a la obligación utilice el despacho ideal y se realicen verificaciones diarias del cumplimiento de la obligación de energía firme, lo cual elimina la obligación de seguimiento de la curva, sin embargo, no queda claro desde el punto de vista de la demanda, la responsabilidad por el incumplimiento con la entrega de la energía horaria siguiendo la curva de carga. La propuesta que se plantea adolece de detalles para la liquidación, necesarios en la comprensión del tema.*

Respuesta 151.

Al exigir la entrega de energía según el Despacho Ideal se cumple con el objetivo de hacer seguimiento a la demanda horaria con la generación agregada del sistema. La resolución establece en detalle el procedimiento para verificar el cumplimiento de la Obligación. Al exigir la entrega de energía según el Despacho Ideal se cumple con el objetivo de hacer seguimiento a la demanda horaria con los recursos del sistema.

Adicionalmente, de manera expresa se establece que las obligaciones de energía firme serán exigibles a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad durante cada una de las horas en las que el Precio de Bolsa sea mayor que el Precio de Escasez vigente. (Artículo 52 de la Resolución).

152. *Finalmente, respecto al tema de garantías no sólo es necesario contar con un esquema adecuado que brinde confiabilidad al país y a los usuarios por lo que están remunerando, sino que además se deben establecer las responsabilidades directas si el esquema falla y en aras de transparencia se requiere que el usuario conozca lo que sucederá en caso de racionamiento.*

Respuesta 152.

En este caso el usuario será compensado a través de la devolución del menor valor entre la diferencia entre el precio de bolsa y el Precio de Escasez o entre el segundo escalón del Costo de Racionamiento y el Precio de Escasez. (Ver Artículo 54. Asignación de excedentes asociados con incumplimientos por parte de un generador de sus Obligaciones de Energía Firme.)

153. Se requiere definir con detalle el funcionamiento del mercado secundario y las reglas de liquidación del mismo, así como su relación con las obligaciones de energía firme, y la liquidación con respecto al mercado horario.

Respuesta 153.

Los Contratos de Respaldo se utilizarán en la liquidación de las Obligaciones hechas por el ASIC para verificar el cumplimiento del agente. Sin embargo, la liquidación del Contrato de Respaldo se efectuará de manera bilateral. Ver Capítulo VI. Liquidación.

154. LIQUIDACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME. De acuerdo con la resolución CREG 043, para la liquidación horaria de las obligaciones de energía firme cuando el precio de bolsa supere el precio de ejercicio, en presencia de contratos de largo plazo con destino a usuario final, se descontará de la obligación de energía firme la energía despachada en estos contratos. No resulta claro sin embargo, la forma en que se excluirían los contratos de intermediación o cobertura entre agentes, de manera que la obligación de energía firme podría resultar distorsionada.

Lo anterior, implica combinar dos mercados uno de entrega física con otro de cobertura financiera. En efecto, los contratos de largo plazo tanto aquellos que van con destino a usuarios finales como los de intermediación entre agentes, no están limitados a la energía firme de la planta y por tanto no deberían tenerse en cuenta, el Documento CREG 074 de 2006 "Ajuste procedimiento de liquidación" no subsana el problema señalado.

Respuesta 154.

El esquema de liquidación propuesto en la Resolución CREG-043 de 2006 se modificó. La propuesta que se sometió a consideración mediante Documento CREG-074 de 2006 propone un esquema de liquidación donde no se requiere la diferenciación de contratos según su destino final pero que en ningún momento implica que los agentes estén obligados a generar más energía de la asociada a su Obligación de Energía Firme. Además, se propone que una vez el precio de bolsa alcance el precio de escasez todas las transacciones en el mercado mayorista se liquiden a este precio, lo que significa que en presencia de condiciones críticas de abastecimiento el mercado mayorista está conformado únicamente por agentes con obligaciones de energía firme cuyo precio de liquidación es el de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez.

154. ASPECTOS TRIBUTARIOS. Este aspecto no ha sido desarrollado suficientemente, de manera que se aclare si el mecanismo de la subasta podría generar o no mayores costos por efectos de tributos.

Respuesta 155.

Jurídicamente no le corresponde a la CREG determinar los aspectos tributarios de las transacciones en el Mercado Mayorista.

2.3. ANDI

Comunicación E-2006-006618

156. Desde el punto de vista de los consumidores, queremos destacar de la propuesta de la CREG, que el nuevo cargo por confiabilidad obtenido mediante subastas de energía firme continuará siendo un componente del precio de generación de energía, que en su totalidad podrá ser negociado en forma libre por los usuarios no regulados. Este aspecto es muy importante que se mantenga por parte de la CREG, puesto que se evitaría que los usuarios no regulados tuvieran que negociar una menor proporción de su tarifa final y los beneficios de la competencia en la generación se perderían restándole competitividad al sector productivo nacional.

Respuesta 156.

El proyecto publicado con la Resolución CREG-043 de 2006 no incluye modificaciones al respecto.

157. La resolución analizada presenta una propuesta para que los cogeneradores puedan recibir cargo por confiabilidad con el mismo tratamiento dado a las plantas no despachadas centralmente. Consideramos que este tratamiento debe ser extendido a excedentes de autogeneración y a las plantas de emergencia de los consumidores para que puedan ser utilizadas en épocas de escasez, como complemento a la energía firme del sistema.

Respuesta 157.

La participación de estos agentes está prevista en el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntariamente.

158. La metodología de subastas de energía firme nos parece compleja y no vemos con certeza que el mecanismo propuesto sea una señal efectiva y concreta para que se realicen inversiones en plantas nuevas de generación de electricidad.

Respuesta 158.

El mecanismo de subastas por sí solo no es suficiente para garantizar nuevas inversiones en plantas y/o unidades de generación. Esta metodología se complementa con medidas como la garantía de una remuneración de la confiabilidad hasta por veinte años y la estabilidad del mecanismo de mercado para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme.

159. No sabemos con certeza los impactos que este nuevo esquema de subastas pueda generar sobre los precios finales de energía eléctrica. Los consumidores podrían enfrentar mayores costos, afectando la competitividad del sector productivo. La propuesta por tanto es aceptable para los consumidores sólo si realmente cumple con el objetivo fundamental de ser una señal atractiva para aumentar el parque de generación y existe certeza en la confiabilidad del suministro futuro a precios eficientes.

Respuesta 159.

En efecto el nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad tiene dentro de sus principales objetivos la remuneración eficiente del suministro de energía en condiciones críticas y la eficacia de la señal para la inversión en activos de generación que garanticen este suministro en el largo plazo. En la medida en que estos dos objetivos se cumplan el usuario podrá contar con el servicio público a precios eficientes, y en particular el sector productivo podrá conformar su canasta energética basado en una señal más transparente y estable de precios de electricidad.

160. Con respecto al período de transición, no vemos muy claramente por qué debe ser de 3 años, cuando el aumento de capacidad instalada puede darse en períodos más cortos, igual que los procesos de implementación de las subastas.

Respuesta 160.

Durante el período de transición se espera un incremento en la energía firme proveniente de los cierres de ciclo y las repotenciaciones. La decisión de asignar mediante subasta Obligaciones de Energía Firme que son exigibles hasta dentro de tres años obedece a la necesidad de contar con plantas y/o unidades de generación nuevas que permitan una formación de precios eficiente mediante este mecanismo de mercado.

161. Tampoco entendemos por qué para el cálculo de un nuevo valor del cargo por capacidad se toman los costos más altos de infraestructura reportados por los agentes para uso de combustibles sustitutos.

Respuesta 161.

El reconocimiento de estos costos en la remuneración del Cargo por Confiabilidad durante el período de transición obedece a la necesidad de garantizar el

abastecimiento de la demanda en condiciones críticas, en las que algunos recursos térmicos pueden requerir para su operación la utilización de combustibles distintos al gas natural. No incorporar esta señal en el Cargo podría poner en riesgo el suministro de energía eléctrica en una situación de escasez del recurso.

2.4. ASOCODIS

162. El cargo por lo tanto debería cumplir con lo siguiente:

Precio: se debe buscar una remuneración razonable, de tal forma que sea beneficioso el cargo para el usuario y el sistema en general, no solo en la oportunidad de la energía sino en términos de costo, pero a su vez se debe tener el suficiente incentivo para que se instalen plantas para atender la demanda, de forma que el cargo sea económicamente eficiente. Como el Estado continúa administrando muchos aspectos del cargo, debe asignar cuidadosamente los riesgos para evitar impactar al usuario.

En ese sentido, si el regulador asigna incorrectamente los riesgos entre los agentes ó si algún riesgo no es diversificable, se terminaría pagando más por el bien y se impactaría al usuario, pues dependiendo de cómo fije el regulador la confiabilidad, el precio de ejercicio o las bandas a la prima, y otros mecanismos de la subasta podrían colocar al generador y/o al sistema ante un riesgo inaceptable.

Respuesta 162.

La CREG al proponer la implementación de un mecanismo de mercado para remunerar la confiabilidad, busca que sea éste el que defina el precio de equilibrio, generando de esta manera los incentivos correctos, tanto para la permanencia de los generadores que se encuentran actualmente instalados, como de la entrada de los nuevos generadores requeridos por el sistema.

Al lograr de manera eficiente que los generadores instalados permanezcan, e ingresen los nuevos, se está garantizando la maximización del bienestar de los usuarios, objetivo fundamental dentro del análisis del cargo por confiabilidad.

Por todo lo anterior, la propuesta de la CREG busca asignar de manera correcta los riesgos a cada uno de los agentes según su capacidad de gestionarlos.

163. Garantía de entrega, en los mercados organizados el bien (commodity) sujeto de las transacciones, se entrega o se aplican sanciones económicas, pues es el fundamento sobre el que debe operar un mercado. Este aspecto no está adecuadamente garantizado en la actualidad y por lo tanto el mercado no opera

razonablemente. El cargo debe ser la herramienta mediante la cual el sistema se asegura la entrega de la electricidad.

Respuesta 163.

Efectivamente la metodología establecida por la CREG considera un esquema de incentivos que busca garantizar la entrega de la energía firme comprometida. Este esquema incluye mecanismos de garantías financieras definidas de tal forma que el incumplimiento de un agente le permita al Sistema adquirir la energía faltante o, en último caso, compensar al usuario por el incumplimiento.

164. Incumplimiento: el esquema debe tener las garantías, incentivos, vigilancia y control adecuados para que el incumplimiento no se llegue a dar. En ese sentido se recomienda que el esquema se defina contractualmente con el Operador del mercado (podría estar respaldado con resoluciones), independientemente de si se maneja un cargo administrado o de mercado. Esta es la norma para cualquier bolsa internacional o nacional.

Respuesta 164.

Respecto a la celebración de un contrato con el Operador del Mercado, se considera:

El cargo por confiabilidad se regula como un mecanismo para cumplir, entre otras, las funciones legales¹ que tiene la CREG de:

- Crear las condiciones para asegurar una oferta energética eficiente
- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente
- Definir y hacer operativos criterios técnicos de confiabilidad del servicio

El cargo por confiabilidad se introduce como un mecanismo del mercado mayorista de energía eléctrica con el propósito de asegurar, entre otros fines, la existencia una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda, en condiciones críticas.

Por otro lado, la obligación de pagar la energía firme que aporta la oferta eficiente, está impuesta en el mandato que contiene la ley 143 de 1994 de valorar dicha confiabilidad, y se fundamenta en el hecho de hacer parte del Sistema Interconectado Nacional, en el cual la demanda efectivamente se beneficia de la energía firme que la oferta eficiente aporta al Sistema.

La CREG tiene la función legal de definir el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la

¹ Ley 142/94, Art. 74.1; Ley 143/94, art. 23.

ejecución de la operación del SIN; valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente; y regular el funcionamiento del mercado mayorista.

Dicho mercado es de creación legal², existe jurídicamente y, por definición de la ley, en él se vende y compra energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, en grandes bloques.

La ley 142 de 1994, artículo 167, atribuyó al Centro Nacional de Despacho (CND) la función genérica de administrar el sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, con sujeción a las normas del reglamento de operación. Esta función la cumple actualmente a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del mercado mayorista.

En adición, esta misma ley, artículo 171, y la ley 143 de 1994, artículo 34, atribuyeron al CND, entre otras, las funciones específicas de planear la operación conjunta de los recursos de generación, del sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, y determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación conjunta de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional.

Como está propuesto en la resolución CREG-043 de 2006, la valoración de la firmeza de una planta o unidad de generación se realiza en dos etapas. Una primera, en la cual se determina la energía firme que de acuerdo con sus características o méritos técnicos tiene una planta; y la segunda, en la cual se define la cantidad de energía firme que debe aportar una unidad o planta al Sistema y el precio al que se le pagará.

Esta última valoración se efectúa a través de un procedimiento de mercado, consistente en una subasta. De esta subasta resulta:

- i) La obligación de energía firme asignada a un generador
- ii) La obligación de la demanda de pagar el precio resultante
- iii) Período de Vigencia de la Obligación.

Una vez concluida la subasta quedan determinadas tanto las obligaciones que se asignan a cada generador, como las que se asignan a la demanda. Estas últimas son las contraprestaciones por la obligación de energía firme que adquirió cada generador en dicha subasta.

² La Ley 143 de 1994, artículo 11, así lo denomina y define: “*Mercado mayorista: es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al reglamento de operación*”.

El régimen jurídico de tales obligaciones es el establecido por la ley, como parte de las reglas para el funcionamiento del mercado.

Por tanto, a partir de la conclusión de la subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces, tales obligaciones son exigibles, conforme al régimen jurídico establecido por la CREG.

Dado que el cargo por confiabilidad se introduce como un instrumento del mercado mayorista, su liquidación, recaudo y pago se efectuará a través de la Bolsa de Energía, por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, conforme a la regulación establecida por la CREG.

Ahora bien, los contratos por regla general solamente producen efectos, esto es, obligaciones y derechos, para las partes que los celebran. Excepcionalmente, pueden producir efectos para terceros, caso en el cual si se trata de obligar a un tercero, en este caso a la demanda, quien lo haga debe tener legitimidad para obligar a los terceros, tener capacidad para poder disponer del derecho a favor del tercero.

En el caso del cargo por confiabilidad, dado que su fundamento está en el mandato legal de que en la oferta energética eficiente se valore la capacidad de respaldo, se concluye que es la propia ley la que establece la obligación de remunerar la confiabilidad, razón por la que no se requiere de un contrato como título para que nazca esta obligación.

En síntesis, concluye la Comisión que en tanto el Cargo por Confiabilidad es el mecanismo establecido para dar cumplimiento a los mandatos contenidos en las leyes colombianas antes citadas, y que se introduce como instrumento del Mercado Mayorista, que se asignará a partir de un proceso dinámico de negociación entre la oferta y la demanda del Sistema Interconectad Nacional y se liquidará a través de la Bolsa de Energía, es suficiente para darle seguridad tanto a la asignación y la exigencia de las Obligaciones de Energía Firme como al derecho a percibir los correspondientes pagos por dicho Cargo. La experiencia de más de diez (10) años en la asignación y liquidación del actual Cargo por Capacidad y la realización de las demás transacciones en la Bolsa de Energía, así lo demuestran.

Se considera conveniente darle continuidad a esta experiencia exitosa en el Mercado Mayorista relacionada con el Cargo por Capacidad y las demás transacciones en la Bolsa de Energía, en las cuales el Operador del Mercado (ASIC) no actúa como parte sino como su administrador, tal como la ley le asignó sus tareas.

Por otro lado, los diez años de experiencia en el funcionamiento del Mercado Mayorista demuestran que no se requiere la “ratificación” u “oficialización” ex

post, por parte del regulador, de las transacciones que se realizan en dicho mercado para que sean eficaces. Éstas producen sus efectos por la fuerza normativa, legal y regulatoria, de que están revestidas tanto la existencia del mercado como su funcionamiento, lo que se evidencia en la confianza en su funcionamiento y, específicamente, en su administración, la aplicación del Reglamento de Operación que lo rige y la eficacia de los mecanismos de cubrimiento de que está dotado.

No sería deseable introducir esquemas de intervención “*ex post*” por parte del regulador para “oficializar” la eficacia de las transacciones efectuadas a través del Mercado Mayorista, que ya están dotadas jurídicamente de dicha eficacia.

Ahora bien, con el fin de dotar a los agentes de un mecanismo que les permita tener certeza jurídica sobre la asignación de las Obligaciones de Energía Firme y los derechos que se derivan de su cumplimiento, se propuso la creación de un mecanismo propio del mercado con el que cada agente pueda demostrar y exigir su situación particular y concreta.

Para el efecto, se tuvo en cuenta que la resolución CREG-024 de 1995, que regula el funcionamiento del mercado mayorista como parte del Reglamento de Operación, previó que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, de oficio o a petición de parte, expedirá certificaciones sobre las transacciones de la bolsa de energía, que le permiten al agente probar sus derechos y obligaciones y la constitución en mora de sus deudores.

Aprovechando esta misma experiencia, se propuso establecer como parte de los procedimientos de funcionamiento del mercado mayorista, que el operador del mercado mayorista, en ejercicio de sus funciones legales de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, una vez concluida la asignación de las obligaciones de energía firme durante el periodo de transición, o una vez concluida la subasta, expida una certificación, de oficio, que contenga como mínimo: la identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan el Sistema Interconectado Nacional y el Mercado Mayorista de Energía; la identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen la función de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía en el Mercado Mayorista; la identificación de las leyes colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente; la Resolución de la CREG que ordenó adelantar la respectiva Subasta, o el mecanismo que haga sus veces, para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad; la Obligación de Energía Firme que le fue asignada al respectivo agente; el Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme Asignada; y el Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.

Considera la Comisión que el anterior instrumento permite probar la existencia de las Obligaciones de Energía Firme que le fueron asignadas a cada agente y hacer efectivo su cumplimiento. A su vez, dicho instrumento le permite al agente demostrar y exigir las situaciones particulares y concretas que se consolidan a su favor en aplicación de la normatividad señalada. El ordenamiento jurídico colombiano protege las situaciones particulares que se consolidan cuando las normas generales han jugado sus efectos a favor o en contra de una determinada persona, como lo tiene establecido de tiempo atrás la jurisprudencia de las altas cortes colombianas.

Por las anteriores razones, considera la Comisión que con este mecanismo de certificación en el Mercado Mayorista se reconoce expresamente la eficacia jurídica de los resultados de la Subasta para la Asignación de las Obligaciones de Energía Firme, y se puede demostrar su existencia, lo cual a juicio de la Comisión puede dar mayor seguridad jurídica que la celebración de un contrato con el Operador del Mercado, que para el caso concreto no es clara la viabilidad jurídica de su celebración y su eficacia, además del riesgo que podría estar asociado a su estabilidad en el largo plazo, por factores externos al mercado.

165. En caso de que se dé el incumplimiento, el esquema debe tener resueltas las siguientes inquietudes:

¿Si todos los usuarios pagan el seguro, a cuáles se podría desconectar en caso de racionamiento?

¿Habría lugar a precios de racionamiento diferenciales, considerando que habrá usuarios que se desconecten primero que otros?

¿Pueden los usuarios no regulados, por su naturaleza, no aceptar el cargo?

¿Cómo operaría la desconexión, en especial de continuar la CREG con la desregulación del mercado, pues se presentaría el “free riding” al cargo?

¿Cómo se resarciría a los usuarios cubiertos por el incumplimiento?

Respuesta 165.

En materia de desconexión de usuarios se conservará la regulación actual contenida en el Estatuto de Racionamiento. En caso de racionamiento, los excedentes que se produzcan en la Bolsa se distribuirán entre los comercializadores cuyos usuarios fueron racionados, a prorrata de la energía que ellos dejaron de recibir. (Ver artículo 54)

Dadas las características económicas de bien público³ que presenta la confiabilidad, y a partir del principio de solidaridad previsto en Artículo 88 de la Ley 143 de 1994, la propuesta no considera mecanismos diferenciales de pago o

³ No se refiere a la concepción jurídica de bien público, atendida la propiedad pública sobre el bien, sino principalmente a las características que la teoría económica atribuye a los bienes de cuyo consumo “no es posible excluir a nadie” (Pindyck y Rubinfeld – 1995), y que una vez establecidos, su uso por parte de un consumidor adicional no aumenta el costo.

de desconexión, justamente con el fin de evitar problemas de “free riding”. Todos los usuarios conectados al SIN, independientemente de su naturaleza regulada o no regulada, deben pagar el cargo por la naturaleza de bien público en el sentido económico atribuible a la confiabilidad.

Ante incumplimientos que ocasionen un déficit, el generador deberá pagar las garantías y costos asociados al incumplimiento, los cuales serán devueltos a la demanda. En caso de racionamientos asociados a una demanda superior a la cubierta por las Obligaciones de Energía Firme no hay incumplimiento por parte de los generadores.

166. Disponibilidad, en ese sentido si el mercado está pagando por un seguro, la energía debe estar disponible para cuando se necesite. De nuevo se insiste en que el Estado debe definir con claridad la confiabilidad y el riesgo que se quiere cubrir, y que se traslada a los agentes, para que la entrega de la energía a cubrir se haga en las condiciones en que se contrate.

Respuesta 166.

Ver Respuesta 2.

167. Los agentes que van a tener que pagar por el cargo, deben poder entender fácilmente la forma en que se calcula. Es claro que el usuario y los agentes deben conocer cuál es el producto que se compra, en otras palabras la confiabilidad por la que se paga.

Respuesta 167.

La nueva regulación de Cargo por Confiabilidad establece claramente que el producto que se está remunerando es la entrega de energía según Despacho Ideal, siempre que el precio de bolsa supere el Precio de Escasez. Esta claridad permite que la demanda tenga pleno conocimiento del bien por el que está pagando y pueda hacerlo exigible.

168. Para el sistema eléctrico se requiere que el cargo sea estable en el tiempo, pues es fundamental para atraer nueva inversión, y así garantizar la expansión que el país requiere.

Respuesta 168.

Ver Respuesta 12

169. Mecanismo de recaudo: La industria asume que los actuales procedimientos del cargo continúan: recaudo, los contratos bilaterales, etc. i) es esto cierto?, ii) cómo se mantienen los contratos bilaterales actuales, donde en el precio se incluye la remuneración de la capacidad, ¿cómo se hace el cruce de cuentas con las compras del operador del sistema? El aspecto fundamental de este punto es que el regulador cubra el riesgo del doble pago: contratos

bilaterales y prima. Adicionalmente y sobre esta materia, aclarar si la bolsa incluirá o no el valor de la prima.

Respuesta 169.

El mecanismo de recaudo sería en los mismos términos en los cuales se recauda el actual cargo por capacidad; en este sentido aquellos comercializadores que no tienen exposición a Bolsa pagarían la totalidad del cargo mediante los contratos de largo plazo, y en estos casos no realizarían pago alguno por concepto de cargo por confiabilidad en la Bolsa de energía, garantizando de esta manera que no existe un doble pago por parte del comercializador al generador.

170. Mecanismo de subasta, se entiende que será de una sola punta, de precio marginal y administrada por XM, en donde el que gane se hará acreedor a una resolución (como en el caso del STN) o a un contrato: i) Cuál mecanismo será usado, el del contrato o de la resolución? En ambos hay pros y contras, pero si se desea facilitar cobros, garantías, etc, o incluso la evolución futura a otros esquemas de mercado, un contrato (aún respaldado por una resolución) parecería ser más directo.

¿El precio de ejercicio será fijado por el regulador?, se va a fijar un precio de ejercicio por bloque? ¿Qué criterios se van a tener en cuenta para establecer el precio de ejercicio? Puede la demanda o el representante del sistema objetar la oferta de las primas? (precio de reserva).

¿Se va a hacer adjudicación marginal de las subastas?, ¿Cómo se van a controlar los riesgos?

Respecto a los tres bloques de energía, ¿cómo se cierra la compra de energía firme por bloque?, ¿cómo se cubre efectivamente la curva de carga? Creemos que la separación en bloques es importante, pero de nuevo sugerimos simular la subasta, porque dependiendo de las características de los generadores y los precios de ejercicio, podría existir poca competencia en alguno de los bloques.

Respuesta 170.

En efecto la subasta es de una sola punta y de precio marginal. El Administrador de la Subasta será el ASIC. Una vez asignada la energía firme mediante el mecanismo de subasta, la asignación de Obligaciones de Energía Firme a cada generador se respaldará con una certificación expedida por el ASIC (Ver Respuesta 111).

El Precio de Escasez está definido por la Comisión, como un valor inicial con una metodología para su actualización mensual. Solo existe un Precio de Escasez y para su determinación la Comisión tuvo en cuenta que el nivel fijado permita generar con la última planta que podría utilizar el sistema en una condición crítica de escasez frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar; y que corresponde a aquella de menor eficiencia que puede utilizar Fuel Oil No.6 como combustible alterno.

En cuanto a la facultad de la demanda para “objetar” la oferta hecha por los generadores, la metodología prevé la utilización de una función que define los topes máximos y mínimos a los cuales la demanda estaría dispuesta a adquirir la energía firme.

Sobre el cubrimiento efectivo de la curva de carga, el producto que será adquirido mediante la subasta es una Obligación de Energía Firme que asigna a cada generador la obligación de entregar energía de acuerdo con el Despacho Ideal. Ver Respuesta 19 (Capítulo I Definiciones. Obligación de Energía Firme).

171. Mercado secundario: que es uno de elementos nuevos en la propuesta, no queda claro: i) ¿quiénes pueden accederlo?, ii) ¿sólo opera para generadores?, ¿sólo lo pueden acceder usuarios no regulados?. ¿Qué tipo de plantas son los generadores de última instancia? ¿La remuneración del costo de capital de éste tipo de plantas, se incluye en las primas que se pagan? ¿Cómo se paga el costo de capital al generador de última instancia?, pues se podría crear incentivos inadecuados.

Respuesta 171.

Ver Respuesta 42 y Respuesta 43.

172. ¿Cómo se forman los precios de bolsa por encima del precio de ejercicio, si cuando se iguala con el precio de ejercicio se despacha la energía firme contratada?, ¿son precios del mercado secundario?

Respuesta 172.

El mecanismo de formación de precios de Bolsa no se modifica con la implementación del mercado de Obligaciones de Energía firme en la medida en que este precio es el resultado del despacho ideal. Sin embargo, al no existir techos a las ofertas en la Bolsa de Energía, salvo las que proceden del fraccionamiento del STN, los generadores con energía disponible y sin Obligaciones de Energía Firme podrán hacer sus ofertas a precios superiores al Precio de Escasez.

173. Siendo los comercializadores quienes tienen que hacer el recaudo al usuario del costo del cargo, se requiere aclarar, ¿Cómo se va a trasladar al usuario el precio de la prima? Se ha insistido que un cargo definido por el regulador, destinado a proteger el mercado, se debe trasladar sin riesgos.

Respuesta 173.

Ver Respuesta 41.

174. Teniendo en cuenta que el esquema propone una compra de energía firme para el sistema por parte del operador del sistema: ¿Las compras adelantadas por

el operador del sistema van a requerir garantías de parte de las empresas?, o será un esquema tipo STN.

Respuesta 174.

Es pertinente aclarar que no es el operador del Sistema quien compra la energía firme. La transacción de esta energía se realiza a través de la Bolsa, por los intercambios de ofertas y demandas entre los agentes del Mercado Mayorista, y tiene las mismas garantías que existen actualmente.

175. Respecto a los compromisos de garantía de entrega que adquiere el generador que vende al sistema la energía firme, se tienen las siguientes inquietudes: ¿Quién fija la energía firme del generador? ¿Cómo se va a garantizar la energía firme a la cual se compromete un generador? ¿Bajo qué circunstancias el generador puede ser eximido de la entrega?

Respuesta 175.

La metodología para calcular la energía firme es definida por la CREG y según ella, los agentes pueden declarar una cantidad de energía para participar en la subasta entre la ENFICC Base y la asociada al 95% PSS. Si el generador declara una energía firme superior a la asociada a la ENFICC Base sin superar el 95% PSS, deberá respaldar esta diferencia con una garantía a partir del segundo año del Período de Transición.

El generador solo podría ser eximido de la entrega de la energía en aquellos casos en que de acuerdo con la ley y la jurisprudencia de la Corte Constitucional y de la Corte Suprema de Justicia se presenten condiciones imprevisibles que imposibiliten de manera absoluta la entrega de la energía firme asignada, considerando que para verificar su cumplimiento se cuenta con la disponibilidad de los recursos de generación propios y con los anillos de seguridad.

2.5. BP

Comunicación E-2006-005167

176. La propuesta de permitir el consumo de otros combustibles para generación eléctrica va en contra de la política del Gobierno de promover el desarrollo del mercado de gas para atraer inversiones en exploración e incorporación de nuevas reservas. Representa un cambio en la política.

Se debe revisar la infraestructura, los volúmenes de combustibles líquidos y el incremento en los costos de operación. La firmeza conlleva costos fijos.

Respuesta 176.

Como complemento al Documento CREG 039 de 2006, a continuación se presentan algunas consideraciones fundamentales del negocio de distribución de combustibles líquidos, que permiten concluir sobre la viabilidad que existe para la utilización de dichos combustibles para generación térmica en Colombia. Estas conclusiones se soportan en consultas e investigaciones realizadas por la Comisión con los agentes y con los gremios que agrupan a las compañías de la cadena de distribución de combustibles líquidos en Colombia.

Importaciones

Como se presentó en el Documento CREG 039 de 2006, el balance interno de oferta y demanda para los combustibles líquidos derivados del petróleo muestra que se requiere la importación del Fuel Oil No. 2 (ACPM) y que por el contrario, el Fuel Oil No. 6 producido a nivel interno es suficiente para atender la demanda actual e incluso hoy en día existen excedentes para exportación.

En la práctica, hasta el momento solo ECOPETROL ha importado ACPM con el fin de mantener el abastecimiento del mercado interno, sin embargo estas transacciones son subsidiadas por el Gobierno, cubriendo la diferencia entre el precio de venta interno y el precio al que compra ECOPETROL el combustible en el mercado internacional⁴. Según el Decreto 4299 de 2005, el importador solo puede venderle al refinador, al mayorista y a grandes consumidores (para ACPM quienes consumen más de 420.000 Gl/mes y para los demás combustibles más de 10.000 Gl/mes).

Como se puede ver, las importaciones de ACPM no han sido viables para el sector privado por causa de la regulación de precios a nivel interno, y no por restricciones legales. En ese sentido, con base en las revisiones y consultas realizadas por la Comisión en relación con este tema, se reitera la factibilidad normativa para importar combustibles que se menciona en el Documento CREG 039 de 2006. Asimismo, es oportuno mencionar que de requerirse importaciones de cualquier otro combustible líquido (como alternativa a las ofertas internas), se aplicaría la misma factibilidad normativa.

En cuanto a la infraestructura para importación (puertos, almacenamiento y facilidades recibo y de despacho), ésta se encuentra ubicada en Pozos Colorados (cerca de Santa Marta y de propiedad de Ecopetrol), en Buenaventura (de propiedad de las compañías de distribución mayorista) y en Cartagena (de propiedad de Colterminales). La capacidad de dicha infraestructura podría ser limitada en la actualidad, no obstante, estos agentes requieren conocer las necesidades de los posibles compradores y, de ser necesarias inversiones en

⁴ El precio interno es regulado por el Ministerio de Minas y Energía a través de resoluciones mensuales, y dicho precio es inferior al precio internacional

capacidad, éstas podrían viabilizarse a través de la materialización de acuerdos entre las partes.

Almacenamiento

En relación con el almacenamiento, según el ordenamiento establecido por el Decreto 4299 de 2005, esta etapa de la cadena es independiente de las demás y sus agentes están obligados a ofrecer servicios de almacenamiento al importador, refinador, gran consumidor, distribuidor mayorista y al distribuidor minorista con destino a estaciones de servicio marítimas y de aviación. El almacenador es un agente pasivo en el mercado, de tal forma que solo ofrece el servicio de almacenamiento y no está autorizado para comercializar el combustible que se encuentre en sus instalaciones.

Desde el punto de vista técnico, se debe tener en cuenta la calidad y el manejo del combustible, especialmente para el Fuel Oil No. 2, que es un combustible delicado que se puede deteriorar después de cierto tiempo de almacenamiento. No obstante, es un aspecto que se puede administrar de común acuerdo entre las partes según las necesidades del comprador y la disponibilidad que requiere.

En términos generales, en la actualidad existe infraestructura de almacenamiento en las plantas de abasto mayorista, no obstante, para determinar la capacidad y las necesidades de expansión, se requiere conocer las necesidades específicas de los compradores.

Transporte

Además de las consideraciones contenidas en el Documento CREG 039 de 2006, con respecto al transporte de combustibles líquidos se hacen las siguientes. En primer lugar en cuanto al sistema de poliductos, el tramo Pozos Colorados (Santa Marta) – Galán tiene la posibilidad de operar en los dos sentidos, es decir está disponible para la exportación o para la importación de producto. El poliducto Buenaventura – Yumbo tiene esta misma configuración. En relación con la capacidad, en el año 2005 se transportaron 271.000 BPD, el cual es un volumen inferior al máximo histórico que alcanzó 352.000 BPD.

En cuanto al transporte terrestre, a partir de las consultas realizadas por la Comisión, se ha podido determinar que si bien existen restricciones al transporte en las noches, domingos y festivos, existe capacidad suficiente para este tipo de transporte en términos de carro tanques y de compañías que desarrollan esta actividad.

Regulación de Precios

En relación con los precios de los combustibles, se ha podido determinar que la regulación del Ministerio de Minas vigente a la fecha de elaboración de este documento no aplica para los grandes consumidores (quienes consumen más de 420.000 Gl/mes), con lo cual para este tipo de compradores se hacen viables las importaciones de este combustible, dado que el importador no tiene que asumir los subsidios que actualmente aplica el Gobierno a nivel interno.

Esquemas Contractuales

En lo que tiene que ver con los contratos, se ha podido confirmar que los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos están dispuestos a negociar con los compradores térmicos con el fin de concretar contratos escritos. En todo caso, la viabilidad de estos contratos dependerá de las necesidades puntuales de a comprador.

2.6. CHEVRON

Comunicación E-2006-006616

177. Consideramos imperativo que la CREG inicie de manera inmediata un exhaustivo análisis de largo plazo, que permita establecer una regulación con las señales adecuadas para el desarrollo sostenible de la cadena del gas natural.

Estas señales deben garantizar una remuneración justa y equitativa de la inversión en instalaciones de suministro y transporte de gas natural, las cuales son requeridas de acuerdo con los Criterios de Confiabilidad inherentes a la determinación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad — ENFICC propuestos en el proyecto de resolución que se comenta. De acuerdo con las estimaciones de ENFICC para el periodo de Transición 2006-2009, el sector térmico respaldaría cerca del 50% del suministro eléctrico del país en periodos críticos, con requerimientos contractuales que serían superiores a 800 MBTUD, actualmente no disponibles en los sistemas de producción y transporte de gas natural.

La regulación debe incluir entre otros aspectos los siguientes:

- Liberar los precios del gas natural*
- Limitar la concentración de la oferta de suministro*
- Limitar la participación de ECOPETROL en otros eslabones de la cadena*
- Remunerar el costo de la capacidad instalada de respaldo y no utilizada de producción y transporte de gas natural*
- Flexibilizar los contratos de suministro de gas natural entre productores-comercializadores del mismo y de diferentes campos*

Definir las propuestas previas sobre administración del mercado secundario de transporte de gas natural.

Es de especial importancia... la derogación explícita de la definición de contratos "Take and Pay" y se declare explícitamente en la resolución definitiva, que en las Opciones de Compra de Gas (OCO) no existe un límite de precio para el valor del gas ni para el valor de la prima. Lo anterior implica un cambio positivo respecto a lo establecido en la Resolución CREG 23 de 2000 en el sentido de permitir que el valor promedio del gas natural por todo concepto, prima y precio unitario resultante, sea mayor al precio máximo regulado en cualquier periodo de duración del suministro.

Respuesta 177.

En efecto, el Cargo por Confiabilidad tiene por objeto remunerar parte de los costos fijos de inversión de la infraestructura requerida para atender las necesidades de generación de la demanda eléctrica en situaciones normales, y especialmente en condiciones críticas. En este sentido, se han establecido en la regulación las señales necesarias para que los generadores térmicos puedan tener disponibles sus activos con el adecuado suministro de los combustibles requeridos para su operación.

La remuneración a los proveedores de los combustibles (bien sea de gas natural o de otro combustible), por concepto de tener disponible una infraestructura de producción y transporte adecuada a los requerimientos de los compradores térmicos, se debe materializar a través de los correspondientes contratos, teniendo en cuenta la regulación vigente. En el caso del gas natural, se han modificado las condiciones contractuales reguladas para el suministro, para garantizar la remuneración adecuada de las inversiones en producción, y en todo caso, se ha mantenido una libertad que le permite a los agentes llegar a acuerdos en términos diferentes.

El análisis del régimen de precios del gas natural en boca de pozo se realizó en el año 2005, concluyendo que se mantenía el esquema de regulación para los campos de la Guajira y de liberación para los demás campos y los nuevos descubrimientos. En lo que tiene que ver con la concentración de la oferta de suministro de gas natural, la CREG publicó para consulta un proyecto de resolución (Resolución CREG-111 de 2005) tendiente a promover el desarrollo de un ambiente más competitivo en esta etapa de la cadena, prohibiendo la comercialización conjunta de la producción. Asimismo, la regulación actual establece límites a la integración vertical.

Consideramos que el esquema de regulación basado en contratos permite la remuneración adecuada de las inversiones requeridas en producción, incluso aquellas que se deben disponer para consumos inciertos. La resolución definitiva

sobre los esquemas de contratación de suministro de gas natural, fue aprobada en la Sesión CREG 302, después del análisis de los comentarios y sugerencias recibidos durante el período de consulta.

178. Solicitamos modificar el numeral 1 del artículo 65 del Proyecto de Resolución que se comenta, en el sentido de remunerar con el Cargo por Confiabilidad a los generadores térmicos que planeen utilizar combustibles diferentes a gas natural a partir de la fecha en que las instalaciones se encuentren operativas, y no como previsto en dicho numeral.

Respuesta 178.

Se advierte en el mencionado artículo que a este agente generador se le retendrá el pago del Cargo por Confiabilidad hasta por seis meses. Si su proyecto de conversión de combustibles supera los seis meses, no recibirá Cargo por Confiabilidad sino hasta la fecha de entrada en operación de la infraestructura. Además optar por esta alternativa requiere constituir una garantía que asegure la entrada en operación de la planta.

2.7. CHIVOR

Comunicación E-2006-000730

179. La propuesta de mercado introduce riesgos de precios adicionales a los que se toman en los esquemas administrados que podrían llevar a reducir la remuneración de los ingresos actuales, e incluso a eliminar el ingreso de cargo por capacidad.

Respuesta 179.

Por el contrario, la propuesta al contar con un Precio de Escasez y un pago por concepto de Cargo por Confiabilidad estabiliza los ingresos de los generadores, especialmente de los nuevos.

180. Si finalmente se adopta un esquema de mercado, sugerimos se diseñe un mecanismo de transición que contemple un tránsito gradual del esquema administrado al de mercado.

Respuesta 180.

La Comisión definió un período de tres años para implementar una transición hacia el esquema de mercado. (Capítulo IX. Transición)

181. Consideramos que se subestima la complejidad de un esquema como el que se encuentra delineado en la “alternativa recomendada”, pues no existe experiencia internacional relevante de mercados de este tipo.

Respuesta 181.

Ver Respuesta 11

182. Se solicita aclarar y detallar en la medida de lo posible la propuesta de la CREG en cuanto a la convivencia y consistencia del mercado de OEF con el resto de los mercados. Por ejemplo, cuando el precio de bolsa es superior al precio de ejercicio, cómo se liquidarían los compromisos de las OEF y los contratos bilaterales suscritos por los generadores.

Respuesta 182.

Ver Capítulo V. Liquidación.

183. Nivel de Confiabilidad: En el entendido que la CREG busca que el mecanismo de cargo por capacidad permita alcanzar el nivel de confiabilidad requerido por el sistema, se solicita a la CREG aclarar si se ha determinado ese nivel de confiabilidad o si se encuentra en el plan de trabajo la precisión de ese nivel de confiabilidad y la revisión de la condición crítica asociada a dicho nivel.

Consideramos que la determinación del nivel de confiabilidad y sus aspectos asociados deben ser identificados en una actividad separada a la del módulo de energía firme, ya que su importancia lo amerita, pues, por un lado, es el objetivo mismo que pretende alcanzar el cargo por capacidad; y por el otro, tiene implicaciones sobre el costo que el país está dispuesto a pagar por la confiabilidad y con la definición técnica del evento climático asociado al nivel de confiabilidad que se exija.

Respuesta 183.

Ver Respuesta 2

184. Se solicita aclarar a la CREG si dentro de la propuesta de consistencia entre el mercado de OEF y los mercados de bolsa y bilaterales se ha contemplado que los precios de los contratos bilaterales también tengan una indexación para este concepto.

Respuesta 184.

Con referencia a la indexación de los precios de los contratos con un índice de precios de combustible, es importante recordar que su negociación se da de manera bilateral, situación que permite que las partes determinen las condiciones de los mismos, incluyendo los criterios de indexación del precio.

185. *Subastas: ...AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. desea llamar la atención sobre la complejidad del tema, aún más si a este se le une la también compleja tarea de definir las especificaciones del producto (por bloques y a precios de ejercicio indexados con precios de combustibles). Es tan amplio el rango de alternativas y combinaciones de éstas, que el diseño de los modelos para su simulación, las simulaciones en sí mismas, su evaluación, etc., será una labor ardua y con importantes exigencias de tiempo para lograr una activa y efectiva participación de los agentes y obtener un diseño satisfactorio.*

Respuesta 185.

Conscientes de la complejidad del tema, la Comisión contó con la asesoría del Dr. Peter Cramton, experto en la materia. El Dr. Cramton también fue el encargado de simular la subasta para ajustar los parámetros de la misma. Asimismo, el diseño de la subasta fue objeto de discusión con los agentes del sector en numerosas oportunidades.

186. *Mercado Secundario de Energía Firme: Se solicita a la CREG precisar si existirá la exigencia de que todo generador que se encuentre descubierto en físico para honrar sus compromisos de OEF, independientemente de las condiciones del SIN, deberá acudir al mercado secundario para cubrirse.*

Respuesta 186.

Un generador que evalúe que su energía firme no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme cuenta con distintos mecanismos para cubrir este déficit: el Mercado Secundario, la Demanda Desconectable, el Activo de Generación de Última Instancia y la bolsa de energía.

187. *Generadores de última instancia: Señala la CREG que se trata de generadores instalados de baja despachabilidad esperada, que no participan ni en el mercado de opciones, ni en bolsa, ni en contratos, y que tendrán asegurada la remuneración de sus costos de capital. Al respecto se solicita a la CREG precisar si:*

- a. *Se trata de remunerar un margen de reserva y cómo se calcularía ese margen.*
- b. *Qué se considera por baja despachabilidad esperada*
- c. *Cómo se escogen esos generadores de última instancia? Por subastas? Constituirá un cuarto mercado?*
- d. *Serán contratados por el Operador del Sistema?*
- e. *Quién paga la remuneración de esos costos de capital?*
- f. *Este pago constituirá un pago adicional de respaldo?*

Respuesta 187.

Ver Respuesta 43

188. *Determinación de la Energía Firme: Se solicita a la CREG aclarar qué se tiene previsto con relación al mantenimiento o no del actual esquema de niveles mínimos operativos de los embalses.*

Se considera que la metodología para su determinación (de la energía firme) debe ser consistente con las especificaciones técnicas de las diferentes plantas hidráulicas que operan en Colombia. Igualmente, debe tratarse de una metodología transparente y cuyo proceso y resultados sean públicos. Además, debe ser consistente con el nivel de confiabilidad adaptado para el sistema.

¿Se está pensando en desarrollar un modelo propio de despacho hidrotérmico? Con base en este modelo de despacho hidrotérmico se determinaría la energía firme?

Respuesta 188.

Ver Respuesta 143. Por otra parte, la confiabilidad del sistema está incorporada en la metodología de cálculo de la ENFICC de las plantas hidráulicas cuando se permite participar con una energía que no puede superar la equivalente al 95% PSS.

189. *¿Cuál es el escenario de proyección de demanda de la UPME que se utilizaría? Qué margen de reserva se utilizaría?*

Respuesta 189.

Ver Respuesta 26

190. *Recaudo: El valor de las primas a recolectar podría seguir siendo un peso por kWh al precio de Bolsa como lo hace el actual cargo por capacidad?*

Respuesta 190.

Ver Respuesta 41.

191. *Chequeo a Inversionistas: qué se entiende por inversionistas? (bancas de inversión?, accionistas de los ya instalados, etc.) y cómo sería la metodología de consulta para que el objetivo de esta actividad realmente se alcance.*

Respuesta 191.

Se entiende por inversionista cualquier persona natural o jurídica, esto incluye bancas de inversión, generadores existentes, accionistas de los generadores existentes, etc. La Comisión iniciará un proceso de promoción del mecanismo de cargo por confiabilidad y para ello contratará a un Gerente de Proyecto cuya responsabilidad es asesorar a la Comisión y a XM S.A. E.S.P. en la contratación de un Banco de Inversión para promover la primera subasta de energía firme en el año 2010 y asesorar a la CREG para brindar recomendaciones al Operador del Mercado en las actividades que realiza el Banquero de Inversión.

Comunicación E-2006-005424

192. La metodología de cálculo de la energía firme no está reconociendo las condiciones críticas observadas históricamente en el mercado eléctrico colombiano. Los resultados de las simulaciones, utilizando la metodología planteada en los documentos de la CREG indican que no se están representando ni los eventos críticos en Colombia, ni la energía firme que han generado las plantas hidráulicas históricamente.

Aunque, en principio, la CREG propone una metodología de despacho hidrotérmico que busca obtener la generación del Sistema consistente al nivel de confiabilidad definido del 98% PSS también a nivel de Sistema, el procedimiento introduce una valoración por embalse en forma aislada, no complementaria, ni vinculada al evento climatológico observado a nivel del Sistema, acudiendo a un segundo criterio de confiabilidad por planta, con su propio evento crítico que no necesariamente es el del Sistema para un 98% PSS individual.

El resultado final de la metodología propuesta es la de un SIN con una confiabilidad del 100%, inconsistente con la meta inicial del 98%.

AES Chivor desea reiterar su gran preocupación porque la metodología propuesta, de acuerdo con las simulaciones efectuadas por Chivor, arroja resultados que muestran para el evento crítico una generación sustancialmente inferior a la que ha aportado al Sistema en 30 años de historia de la planta, en años secos y húmedos, bajo propiedad pública y privada, antes y después del mercado.

Respuesta 192.

La importancia de mantener el cálculo de la energía firme de manera individual radica en que la exigencia de la entrega de esta energía y las decisiones de cada generador sobre la administración de sus recursos se efectúan individualmente.

En cuanto a la metodología de cálculo de la ENFICC ver Respuesta 143.

193. El producto no valora en forma apropiada los atributos de las diferentes tecnologías para abastecer la demanda. Se induce ineficiencia y se crean transferencias de una tecnología a otra.

Respuesta 193.

Ver Respuesta 146.

Comunicación E-2006-006823

194. *Creemos conveniente que la CREG revise el criterio de un año como horizonte de optimización utilizado para el cálculo de la ENFICC, con el fin de ampliarlo a un período mayor. Lo anterior, por cuanto los compromisos adquiridos en la subasta, con el respaldo del potencial de energía firme de la planta, deben ser suficientes para incentivar el balance adecuado entre generación y energía firme por parte del generador.*

Respuesta 194.

Tal como se dijo el documento CREG-073 de 2006 “Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – Plantas Hidráulicas” las razones que llevaron a definir un período de un año son las siguientes: i) el compromiso entre una mayor generación promedio y una mayor energía firme, objetivos opuestos, es una decisión del propietario, por lo que la cantidad de energía firme que no está sujeta a esta decisión y por lo tanto la más confiable es la correspondiente al período de un año, ii) el régimen hidrológico es anual: estación de invierno y estación de verano, iii) la capacidad de predicción hidrológica es corta, iv) las decisiones de operación de los agentes responden a señales de corto y mediano plazo y v) la capacidad de regulación de los embalses, medida como la relación entre su capacidad útil máxima y la generación de la planta a máxima capacidad, no supera el año.

195. *Adicionalmente, a pesar de contar con regimenes hidrológicos anuales, el nivel con el cual empieza un embalse a comienzos de la estación de invierno es dependiente de las condiciones hidrológicas del periodo anterior. El período de optimización debería considerar rachas (por ejemplo dos años) para considerar las características de estos eventos. Esto sería congruente con el nivel de proyecciones de las agencias que estudian y pronostican el clima; bajo este esquema la operación de los embalses en los meses de verano dependería de las proyecciones de condiciones hidrológicas para los primeros meses del invierno.*

Alternativamente, la CREG podría considerar que el tope mínimo a ofertar sin garantías sea el correspondiente al mínimo con un período de optimización de un año y el tope máximo de ENFICC que se ofertaría con garantías fuera el correspondiente a un período de optimización mayor. Esto asegura que la decisión de recibir una energía firme mayor sea respaldada por una garantía y que este compromiso se refleje en una operación acorde del embalse por parte del generador.

Respuesta 195.

Tomar la serie histórica de caudales permite recoger el efecto de rachas hidrológicas, lo que combinado con el manejo del embalse para un período de un año permite simular una condición que garantiza con una alta probabilidad la energía firme del proyecto. En lo que respecta a utilizar como tope máximo de

ENFICC el correspondiente a un período de optimización mayor, la CREG no lo considera pertinente por los riesgos que implica por cuanto los objetivos de mayor generación promedio y una mayor energía firme son opuestos, tal como se demuestra en el Documento CREG 073 de 2006.

196. Con relación a la información para el modelamiento, se indica en el documento 073 que se utiliza para los aportes hidrológicos la información de toda la historia de aportes mensuales promedio de la planta. Al respecto, consideramos importante que se precise que dicha historia puede corresponder a la serie conformada a partir de la historia del afluente principal, más la de los afluentes secundarios con una historia de menor cantidad de años, siempre y cuando la reconstrucción de las hidrologías de los afluentes secundarios cumpla con los requisitos técnicos de correlación establecidos en el CNO.

Lo anterior es importante por cuanto permite construir una curva de distribución de probabilidad más completa en la medida que toma en cuenta todos los datos disponibles de la historia hidrológica de la cuenca aportante del embalse.

Respuesta 196.

La alternativa planteada se consultó con hidrólogos y se encontró que no hay consenso sobre la validez y consistencia de estas metodologías, por tal razón no se incluyó.

197. Con relación a dicha propuesta (del Documento CREG-075), es conveniente observar que bien podría suceder:

- Que ante riesgo de falla de potencia en las horas de demanda máxima, el precio de bolsa supere durante una hora el precio de ejercicio y no durante el resto de las horas del día*
- Que simultáneamente en el resto de las horas, podría darse que el generador, habiendo ofertado por debajo del precio de ejercicio, no hubiese salido en el despacho ideal.*
- Que en esas circunstancias, según la nueva propuesta, el generador sería considerado como incumplido porque a nivel diario de verificación le resulta $DIF = (GI-ODEF) < 0$; y, en consecuencia*
- Solicitamos aclarar si el generador estaría incumplido a pesar de haber estado disponible para generar por debajo del precio de ejercicio, es decir, a pesar de estar en condiciones para cumplir con la opción.*

Respuesta 197.

Teniendo en cuenta que la oferta de precios de un generador es diaria, no es posible que habiendo ofertado por debajo del precio de escasez el generador no forme parte del despacho ideal cuando las Obligaciones de Energía Firme son exigidas.

198. *En caso de que la CREG definitivamente no tome en cuenta la necesidad de diferenciar el producto de confiabilidad para reflejar las necesidades de potencia, se propone que la exigibilidad de la energía firme se haga en forma horaria contra la potencia media equivalente de la ENFICC asignada a cada planta y unidad, cuando el precio de bolsa supere el precio de ejercicio. Este es un procedimiento sencillo, transparente y consistente con la naturaleza del producto definido.*

Respuesta 198.

Ver Respuesta 146

199. *AES Chivor considera conveniente que las subastas se realicen con cuatro años de anticipación con el fin de facilitar que diferentes tecnologías tengan una mayor posibilidad de participar en ellas y de obtener un mayor grado de competencia.*

Respuesta 199.

La posibilidad de extender este plazo quedó prevista en el Artículo 19 de la resolución. Además ver Respuesta 74.

200. *Se debe aclarar la fórmula del tercer segmento de la curva de demanda*

Respuesta 200.

Se corrigió esta definición de la Función de Demanda de Energía. (Numeral 2.1 del Anexo 2 de la Resolución).

201. *Se deben aclarar y precisar las definiciones y forma de cálculo de los términos M1, M2 y R de la curva de demanda*

Respuesta 201.

Ver Respuesta 104

202. *Es conveniente que la CREG presente simulaciones del esquema de subastas propuesto, pues existen interrogantes sobre la interpretación al proceso de formación de precios propuesto y la forma como los generadores existentes pueden ofertar su función de cantidades y precio.*

Respuesta 202.

La CREG programará estos talleres oportunamente.

203. *El actual esquema de recaudo del Cargo por Capacidad ha sido muy criticado en el pasado porque no permite dar transparencia al producto de confiabilidad y al precio que se paga por éste frente a los usuarios finales. De otro lado, porque genera costos de transacción (impuestos y garantías), en los que no*

se incurriría si el nuevo producto de confiabilidad se explicitara en la formación de precios en el MEM en dos componentes: energía y confiabilidad.

Igualmente, en la fórmula tarifaria al usuario final, el costo por kWh se formaría con estos dos componentes, y los comercializadores actuarían como recaudadores, transfiriendo al ASIC el componente de confiabilidad para efectos de ser distribuido a los generadores.

Respuesta 203.

La fórmula tarifaria no es objeto de consulta en este momento.

*204. Artículo 70. Plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo
Mediante este artículo las plantas especiales que entren en operación durante el período de transición pueden extender sus obligaciones de energía firme por 10 años con un precio de 13.045 US\$/MWh, el cual equivale a una remuneración de US\$934 kW-mes (50% más que el costo de entrada por kW instalado).*

AES Chivor considera que no existe una justificación clara para incluir el incentivo anterior en la resolución del Cargo por Confiabilidad. De existir razones importantes para ello, deberían quedar explícitas por parte de la CREG.

Respuesta 204.

Este pago será aplicable durante la transición no solo a las plantas repotenciadas sino incluso a las existentes. Las condiciones especiales durante este período están orientadas a incentivar las inversiones que incrementen la ENFICC en un lapso de tiempo en el cual no se tienen previstas Subastas de Energía Firme ni nuevos proyectos que abastezcan la demanda en caso de requerirse.

205. Simulaciones pendientes. Es conveniente que antes de concluir el plazo dado para las observaciones y sugerencias al Proyecto de Resolución, se conozcan los resultados de las simulaciones que fueron anunciadas por el Asesor de la CREG (Profesor Cramton) con el fin de evaluar el funcionamiento de la propuesta. Estas simulaciones son importantes para contar con elementos de análisis adicionales a los actuales.

Respuesta 205.

Ver Respuesta 202

206. Revisión de otras normas regulatorias relacionadas. La introducción del nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad tiene implicaciones sobre otros aspectos del Mercado Eléctrico Mayorista que deben ser revaluados y considerados para que el marco regulatorio sea consistente integralmente

Respuesta 206.

Las modificaciones necesarias en el Mercado Mayorista serán incorporadas en la agenda regulatoria.

2.8. CODENSA

207. El aspecto fundamental para CODENSA tiene que ver con la efectividad de las Opciones Call como alternativa de remuneración del Cargo, en el sentido que sea una garantía de suministro de energía en el largo plazo. La mayor duda se debe a que la Opción se ejerce en función del precio de mercado y las penalizaciones también están referenciadas al mismo, con lo que se configura un mecanismo de regulación de precios y no uno de instalación de capacidad, que es el querer de todos.

Respuesta 207.

Ver Respuesta 1

2.9. COMITÉ ASESOR DE COMERCIALIZACIÓN –CAC

Comunicación E-2006-006796

208. El cargo por confiabilidad propuesto incrementa el costo de la confiabilidad pagado por los usuarios. Es evidente que en período de transición se presenta este incremento.

Respuesta 208.

Ver Respuesta 159

209. (El Cargo por Confiabilidad) Promueve a través de una prima adicional, la sustitución del gas natural como combustible para la generación, por combustibles pesados como fuel oil o diesel. Este esquema sería contrario a un principio de promoción de entrada de sustitutos de menor precio, y podría estar en contra de algunos principios de la política energética del país. Promueve la expansión sobre la base del uso de este tipo de combustibles, señal esta que contraría la tendencia mundial.

Origina tendencias alcistas sobre el precio de la electricidad, tanto en bolsa como en los contratos de largo plazo.

Respuesta 209.

Ver Respuesta 161 y Respuesta 322.

210. La definición del producto por parte de la CREG y la exclusión de la capacidad de ciertas tecnologías de seguir la curva de carga horaria, introducen

riesgos para la demanda, ya que se define que cuando se supere el precio de ejercicio, y la demanda real supere la energía firme contratada, las transacciones en bolsa que resulten descubiertas se valorarán a precio de bolsa.

En este sentido, los comercializadores estarían asumiendo un riesgo, tanto en el esquema actual de transferencia de precios de compra de energía a los usuarios, como en el caso de que fuera un pass through perfecto, ya que en el primer caso el benchmark con el mercado y el promedio móvil impedirían su traslado completo y en el segundo caso se podría originar cambios abruptos que podrían afectar la cartera o las pérdidas.

Respuesta 210.

Esta exposición a Bolsa por parte de los usuarios se produce solamente cuando las Obligaciones de Energía Firme adquiridas en la Subasta no son suficientes para cubrir la Demanda Objetivo, incluso a precios por encima de dos veces el Costo del Entrante. En los demás casos, no son los comercializadores quienes asuman el riesgo de precios altos en el mercado de corto plazo sino los generadores que no puedan dar cumplimiento a su Obligación de Energía Firme, situación en la cual el sobre costo no es trasladable al usuario.

La definición del producto se modificó para permitir la verificación diaria de la Obligación. (Capítulo I. Definiciones. Obligación de Energía Firme) y la remuneración de la potencia se incorporó en el Cargo por Confiabilidad al incorporar un factor de carga equivalente a 0.65.

211. En este caso, el riesgo sería no gestionable y dependería en primer término de que el regulador escogió remunerar un solo producto, determinando que el seguimiento de la curva de carga que pueden realizar algunas tecnologías no sería remunerada y en segundo lugar de la calidad de la predicción de la demanda por parte del regulador.

Además no es claro cómo operarían las subastas de reconciliación planteadas por el regulador y cómo estas podrían eliminar o por lo menos reducir el riesgo para los comercializadores.

Respuesta 211.

Sobre la remuneración de las tecnologías que pueden seguir la curva de carga ver respuesta inmediatamente anterior.

En cuanto a la capacidad de predicción de la demanda por parte del regulador, la resolución incorpora la compra de una demanda adicional mediante un porcentaje adicional que debe calcularse para la Demanda Objetivo, así como la implementación de Subastas de Reconfiguración que permiten ajustar las Obligaciones de Energía Firme adquiridas cuando el regulador evalúe insuficiente el cubrimiento al compararlo con las proyecciones más recientes de demanda de energía.

212. Preocupa al Comité que el cálculo de la energía firme para los generadores, térmicos e hidráulicos, refleje la disponibilidad real de recursos de

generación para atender la demanda en períodos de condiciones críticas, de forma que en el momento en que se requieran efectivamente se cuente con dichos recursos, y así evitar posibles racionamientos futuros de energía. Si la demanda va a pagar por una disponibilidad, es necesario que se tomen las medidas necesarias para que se cumpla con esa condición, de manera que se reciba el servicio que se remunera.

Respuesta 212.

La metodología de cálculo de la ENFICC prevista valora este riesgo y por tal motivo no se permiten declaraciones superiores a la asociada al 95% PSS y se exige la contratación en firme de suministro de combustibles y transporte de gas. Adicionalmente, el esquema económico del Cargo por Capacidad introduce incentivos para que el generador, térmico o hidráulico, en efecto aporte o consiga la energía que respalda sus Obligaciones de Energía Firme.

213. En el cálculo de la energía firme, preocupa también el hecho de contar con una cantidad suficiente para oferta de los generadores en la subasta, de manera que se puedan dar condiciones de mercado para el mecanismo de formación del precio de asignación.

Respuesta 213.

La preocupación es válida y en tal sentido el precio de cierre resultante de la subasta será utilizado como valoración del Cargo por Confiabilidad para todos los agentes en la medida en que la subasta sea calificada como exitosa. Si este no es el caso, y la Subasta corresponde a alguno de los Casos Especiales previstos en la Resolución, el precio de cierre de la subasta aplicará solo a los agentes nuevos. Adicionalmente se planea promover en forma amplia el esquema en medios especializados internacionales.

214. Aunque se espera que no sea necesario efectuar racionamiento en el futuro, es necesario dejar definidas claramente las obligaciones de los agentes frente a un eventual racionamiento programado.

Respuesta 214.

Estas obligaciones están definidas en el Estatuto de Racionamiento vigente. Además ver Respuesta 152.

215. Es fundamental que se haga claridad sobre la forma en que este mecanismo afectará los precios de compra de energía que se trasladan a los usuarios finales, especialmente cuando se va a tener que pagar por una energía no cubierta con la proyección de demanda utilizada en la subasta de energía firme.

Respuesta 215.

Ver Respuesta 210.

216. *(En la propuesta no se establecen los detalles de temas fundamentales como) el esquema de remuneración de la generación de seguridad, frente a la obligación de cumplimiento futuro de entrega de energía firme, y la incidencia sobre el valor de las restricciones que se trasladan a los usuarios finales.*

Respuesta 216.

Estos temas no son objeto de consulta en este momento. Su análisis hará parte de la agenda regulatoria.

Comunicación E-2006-006877

217. *Sigue siendo motivo de preocupación por parte del Comité el hecho de no contar con una propuesta concreta con respecto a la forma en que se va a liquidar el cargo por confiabilidad en condiciones en que se presente racionamiento de energía, principalmente cuando se trata de incumplimiento de entrega por parte de un generador. La señal de compensación por incumplimiento debe ser clara, y la demanda afectada debe recibir parte de dicha compensación, en caso de que no se atienda la energía firme contratada.*

Respuesta 217.

Se introducen reglas claras para la liquidación del Cargo por Confiabilidad y se prevé la compensación a los usuarios cuando hay incumplimientos por parte del generador que tiene asignadas Obligaciones de Energía Firme. Ver Respuesta 152

218. *Para el Comité, la aplicación de la liquidación de la confiabilidad debe arrojar un resultado que considere los siguientes criterios:*

Una señal de compensación a cargo del generador que no cumple con la entrega de la energía firme, y que debería ser recibida por aquellos generadores que están aportando más firmeza de la contratada en las subastas o en el mercado secundario (o en el período de transición).

El cálculo del DEN para el total del sistema debe ser de suma cero, para que se cumpla con lo expresado en el punto anterior.

Ser consecuente con la independencia que debe existir entre: i) la cobertura financiera de precios que proporcionan los contratos de largo plazo, en los cuales no se garantiza la entrega física de energía, y; ii) un mercado de confiabilidad que supone la disponibilidad física de entrega de energía y atención de la demanda con recursos de generación, y que busca remunerar los costos fijos de tener una capacidad disponible.

Por todo lo anterior, es muy importante dar claridad en la norma a ser aprobada, de la forma correcta en que se debe liquidar el cargo por confiabilidad, de manera que se cumplan los objetivos propuestos para el cargo de manera efectiva, y no se generen desbalances en las liquidaciones.

Respuesta 218.

Ver Respuesta 127

219. *Reporte de información y validación. Debe establecerse un período de validación entre el momento en que se reporta la información por parte de los agentes y la fecha en que el CND entrega el cálculo de la energía firme. Esto con el fin de evitar que se penalice a los generadores por errores involuntarios en el reporte de información.*

Respuesta 219.

Ver Respuesta 94

220. *Aunque en los artículos que establece "la posibilidad de firmar contratos de energía firme en el mercado secundario se explican algunas de las condiciones de dichos contratos, al entrar en los mecanismos de liquidación, no es suficientemente clara cuál es la obligación que se está adquiriendo por parte de los agentes que intervienen. Dependiendo de las condiciones que se definan, se establecen los riesgos para las partes, y por tanto, la valoración adecuada de dichos riesgos para fijar las tarifas de los contratos del mercado secundario de energía firme, razón por la cual es importante dejar claro este tema.*

Respuesta 220.

Ver Respuesta 42 y Respuesta 127.

221. *Artículo 20: Definiciones. Administrador de la subasta: Debería definirse al ASIC o al CND, y no a la empresa que realiza estas funciones.*

Respuesta 221.

En la resolución se establece que es el ASIC el Administrador de la Subasta. (Ver Capítulo I. Definiciones. Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Administrador de la Subasta

222. *Administrador del SIC: La Resolución CREG 004 de 2003 tiene una definición diferente.*

Respuesta 222.

Se modificó la definición del ASIC.

223. *Cargo por Confiabilidad: Cuando se hace alusión a "Generador", ¿es a la planta o al agente? Aunque en este caso es indiferente, debe especificarse para mayor claridad en cuanto a obligaciones.*

Respuesta 223.

La Obligación de Energía firme se asigna a un agente generador que tiene una planta o unidad de Generación que respalda dicha obligación. Se introdujeron las precisiones en este sentido.

224. Demanda desconectable: ¿Cambiaría el despacho de energía con este mecanismo? Si la demanda es activa, como se sugiere en la definición el CND tendría que revisar el mecanismo de despacho, de manera que opere efectivamente esta desconexión.

Respuesta 224.

Los detalles sobre el funcionamiento de este Anillo de Seguridad serán definidos en resolución aparte previa consulta con usuarios, agentes y terceros interesados.

225. Energía disponible en la estación de invierno: Aclarar, Parece que faltara parte del texto.

Respuesta 225.

Esta definición fue eliminada. Se reemplaza por Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas (Capítulo I. Definiciones)

226. Sistema de información del mercado secundario: Debería hacer alusión al ASIC y no a XM.

Respuesta 226.

Se modificó la propuesta y el encargado de administrar este Sistema de Información será el ASIC (Ver Capítulo I. Definiciones)

*227. Artículo 4; Cálculo de la Obligación de Energía firme
Numeral 1: Debe definirse claramente cuáles plantas se incluyen en el cálculo de la demanda real, y especificar si se incluyen las no despachadas centralmente.
Numeral 2: No es claro por qué se descuenta del cálculo del Dt la energía firme asignada en subastas anteriores. Al igual que en otros apartes es importante definir la inclusión o no de las plantas no despachadas centralmente de forma coherente y que de señales de cumplimiento a estas plantas, sin poner en riesgo la prestación del servicio para ese porcentaje de la demanda que pueden llegar a cubrir.
Revisar redacción del párrafo antes del parágrafo, ya que la misma no es clara.*

Respuesta 227.

La definición de Demanda Objetivo determina que de la demanda debe descontarse la ENFICC aportada por las Plantas no Despachadas Centralmente cuyo cálculo se basó en la disponibilidad promedio histórica de estas plantas.

Adicionalmente es necesario descontar de la demanda a subastar aquella que ya está cubierta por Obligaciones de Energía Firme que fueron asignadas en Subastas anteriores, y que por tener Períodos de Vigencia superiores a un año ya fueron asignadas para el abastecimiento de la demanda en caso de ser requeridas, por lo tanto esta ya es demanda cubierta.

228. Artículo 8: Interventoría. Parágrafo: Se considera conveniente aclarar si se trata de informe de interventoría o de auditoría, ya que pueden tener requisitos de procedimiento diferentes, especialmente si se trata de una auditoría.

Respuesta 228.

Se trata de una Auditoría. Ver artículo 8 de la resolución.

229. Artículo 12: Deben ser condiciones adicionales a las establecidas para el retiro de agentes en la Resolución CREG 024 de 1995 (aunque algunas de ellas se mencionan). Es importante tener cuidado con el plazo para el retiro como agente, ya que se requiere tiempo para liquidar transacciones pendientes. Debe ser obligación ceder o retirar las fronteras comerciales de las plantas que representa ante el mercado, antes de solicitar el retiro, así como la cesión de obligaciones de energía firme.

Respuesta 229.

Los requerimientos que debe cumplir el agente que tiene obligaciones de energía asignadas para retirarse del Mercado están claramente definidos, incluyendo las condiciones para efectuar la cesión. En adición, se mantienen los requisitos establecidos en la regulación vigente (resolución CREG-024 de 1995).

230. Artículo 13: Parágrafo 3: El plazo de cuatro meses debería contarse a partir de que ha terminado sus transacciones en el mercado mayorista, entendido esto como la cesión o terminación de todas sus obligaciones contractuales, bien sea con otros agentes del mercado o con usuarios finales, y la cesión o retiro de todas las fronteras comerciales que representa.

Respuesta 230.

Se mantiene la regulación vigente en este aspecto.

231. Parágrafo 4: Debe tenerse cuidado con volver a mencionar los recursos de reposición y/o apelación ante la CREG, dado que se encuentra en trámite una propuesta de eliminar este tipo de procedimientos, y debería aprovecharse para hablar de una vez de procedimientos de revisión de liquidaciones.

Respuesta 231.

Se elimina este parágrafo.

232. *Artículos 42 y 43: Entendemos que el Operador del Sistema Interconectado Nacional es el CND. Por tanto, se sugiere decirlo específicamente.*

Respuesta 232.

Es claro que por definición de las leyes 142 y 143 de 1994, el operador del Sistema es el Centro Nacional de Despacho. El artículo 43 del proyecto se eliminó.

233. *Artículo 52: Definir si los plazos se establecen en días calendario o hábiles.*

Respuesta 233.

Son días calendario. Se incorporó la aclaración en la resolución. (Numeral 2.2 del Anexo 2 de la Resolución. Pasos del Período de Precalificación de la Subasta)

234. *Artículo 58: Definición de Costo del Entrante.*

Respuesta 234.

El Costo del Entrante CE es un valor expresado en US\$/kWh establecido en la regulación vigente. Para efectos de la primera subasta el CE se establecerá en la Resolución que fija la oportunidad en que se debe realizar la Subasta.

235. *Artículo 69: Redactar más claramente que se trata del valor máximo entre la demanda proyectada por UPME y la sumatoria de la energía firme de las plantas y/o unidades de generación. Nuevamente, ¿qué pasa con las plantas no despachadas centralmente?*

Respuesta 235.

Se acepta el comentario y se modifica la resolución (Capítulo I. Definiciones (Demanda Objetivo) Sobre plantas no despachadas centralmente ver Respuesta 353, Respuesta 465.

236. *Artículo 72: En alguna parte debe decirse que la primera subasta que se realice en el año 2007, será para asignación de energía firme a partir del 1 de diciembre de 2009, ya que si se aplica la regla de t+p, y se hace la subasta en el año 2007, sería aplicable a partir del 1 de diciembre de 2010.*

Respuesta 236.

En efecto no se establecerá un Período de Planeación más corto para la primera Subasta.

237. *Artículos 74 y 75; En el cálculo del De, para ambas estaciones, deben considerarse de una vez todos los contratos de respaldo de energía firme, tanto de compra como de venta. Artículo 76: Aclararlo, en consecuencia con lo*

explicado en el aparte de Liquidación de Confiabilidad de este mismo documento.

Respuesta 237.

El procedimiento de liquidación se modificó. Ver Capítulo VI de la Resolución.

238. Artículo 86: Tal como se señaló en el aparte de comentarios generales sobre contratos en el mercado secundario, no es claro el por qué se establece la posibilidad de incumplimiento de este tipo de contratos. El que vende en el mercado secundario debería estar obligado al pleno cumplimiento de sus obligaciones, como si estas se derivaran de la subasta primaria. Así mismo, la obligación de cumplimiento de los contratos es igual para todos los casos, y no deberían existir posibilidad de priorizar el despacho de ellos.

Respuesta 238.

Ante la eventualidad de incumplimiento en el mercado secundario se incluyó en la regulación que no se modificará la responsabilidad del generador asignado con Obligaciones de Energía Firme en la subasta. No obstante, las salvaguardas y garantías serán acordadas entre las partes dado el carácter bilateral del Contrato de Respaldo.

239. Artículo 89: No es claro que ante un descenso de la demanda, vayan a estar interesados los generadores en reducir su venta, que ya tienen asegurada, o ¿es que la participación en esta subasta es obligatoria? Ante un escenario de sobreestimación de la demanda, se puede estar frente a una expectativa de precios no muy altos, lo cual genera una pérdida de interés por modificar mi posición como generador frente al riesgo cubierto por el cargo por confiabilidad.

Respuesta 239.

Ver Respuesta 130

240. Artículo 96: La atención de la demanda la hacen los comercializadores, y estos se verían afectados por las reducciones de demanda de los usuarios.

Respuesta 240.

Como está planteado en la resolución el mecanismo de demanda desconectable es de carácter voluntario para el usuario y se requiere la participación del comercializador que lo atiende. En todo caso los detalles del funcionamiento de este anillo de seguridad se definirán en resolución aparte.

2.10. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

241. *Se debe generar la normativa necesaria para garantizar el abastecimiento del mercado interno de gas y para conservar la aplicación de criterios de eficiencia en la atención de la demanda de energía.*

Consideramos que el IGVA no tiene un sustento teórico robusto y que no debe ser utilizado en el cálculo de la energía firme, por la contradicción observada en los resultados obtenidos y porque la capacidad de regulación de los embalses ya está siendo considerada en el despacho optimizado del modelo, de acuerdo con su función objetivo de encontrar la política de generación óptima para el sistema.

Respuesta 241.

Ver Respuesta 144 y Respuesta 244.

242. *La forma de determinar la condición crítica para cada central hidroeléctrica debe corresponder a una misma probabilidad de excedencia para todas las plantas de tal manera que la suma de las generaciones críticas sea igual a la generación crítica total correspondiente al evento del 98% PSS del sistema agregado.*

Respuesta 242.

Ver Respuesta 192.

243. *La determinación de la energía firme a partir de la generación de series estocásticas con el modelo SDDP, debe basarse en el promedio de la energía de los meses de verano y no en la producción de un mes en particular correspondiente al mínimo del verano.*

Respuesta 243.

Se introdujeron ajustes. La metodología finalmente propuesta para la estimación de la ENFICC de las plantas hidráulicas no considera series estocásticas sino la información histórica de los aportes de las plantas.

244. *Los cambios regulatorios que se proponen fortalecen la posición de los productores transportadores de gas en cuanto a ofrecer contratos con condiciones comerciales inflexibles como altos niveles de Take or Pay y los precios cercanos a los máximos regulados, manteniendo a su favor la asimetría en la negociación.*

Respuesta 244.

El análisis de la propuesta de la nueva alternativa de contratación en conjunto con la regulación del Cargo por Confiabilidad, en la cual se reconoce que el gas natural compite con otros energéticos que son sustitutos y que en forma natural terminan poniendo un techo al precio del gas, permite predecir que podrían cerrarse acuerdos entre vendedores y compradores en alguna de las dos

modalidades contractuales o en su defecto en otra diferente diseñada entre los agentes, básicamente porque el poder de mercado de los productores-comercializadores estaría regulado por la competencia entre el gas y los energéticos sustitutos.

Las propuestas de la CREG tienen por objeto mitigar los efectos que tiene la concentración que existe en la oferta de gas natural, dentro del margen de acción que le otorga el marco legal. Desde el punto de vista de los esquemas de contratación de suministro, generando por lo menos dos alternativas viables y flexibles tanto para compradores como para vendedores; y como complemento, desde la regulación del cargo por confiabilidad, definiendo un mercado ampliado de combustibles para generación eléctrica e incorporando lo necesario en la regulación

245. La competencia que se trata de introducir con la posibilidad de usar combustibles alternos se convertiría en la alternativa de las termoeléctricas, pero esto sería viable a mediano plazo dado que esta alternativa conlleva una serie de ajustes que van desde el ámbito ambiental hasta el manejo logístico de los combustibles líquidos. Por lo tanto, se hace necesario que la CREG permita un período de transición suficiente para la implementación de las nuevas señales regulatorias respecto del uso de combustibles alternos, especialmente a los agentes que pueden adaptar sus plantas para el uso de éstos.

Respuesta 245.

La Comisión contempló la posibilidad de otorgar un plazo de seis meses para permitir a las plantas o unidades de generación térmica ajustar sus instalaciones para operar con combustibles distintos a gas natural. Ver Artículo 81.

246. Con respecto a la opción de compra de gas propuesta por la Comisión se considera que no es más que otra forma de articular el contrato Take or Pay, permaneciendo el riesgo concentrado en el comprador y perdiendo este último la propiedad sobre el combustible pagado y no consumido.

Sugerimos al regulador la consideración de otras opciones de contratación que cuenten con un nivel del Take or Pay que busque equilibrar los factores de utilización de los generadores térmicos con el nivel mínimo de contratación que permita la recuperación de los costos fijos de los productores. El mismo principio debe regir para la composición de cargos fijos y variables en el transporte de gas. De lo contrario se estaría comprometiendo seriamente la viabilidad de las empresas de generación a gas.

Respuesta 246.

La intención de la Comisión en el tema de la contratación de suministro de gas natural es lograr que la negociación entre las partes se inicie con al menos dos alternativas de contratos.

Para que la propuesta sea viable y aplicable en la práctica, se diseñó un nuevo contrato que permitirá igualar las expectativas de ingresos para el vendedor, con respecto al tradicional contrato Pague lo Contratado, pero que al mismo tiempo permita una mayor flexibilidad para ser adaptado a las necesidades particulares de los diferentes tipos de compradores que existen en el mercado, en especial aquellos con perfiles de consumo inciertos en el tiempo.

El análisis particular de los esquemas de contratación para los compradores térmicos permitió concluir, que los contratos Pague lo Contratado no se ajustan al comportamiento que registra su perfil de consumo del gas y a sus condiciones de contratación, por las razones que fueron expuestas en el Documento CREG 040 de 2006.

247. Con el fin de incentivar la expansión y dar las oportunidades para incorporar al sistema cualquier tipo de tecnología de generación, es necesario ampliar el período de maduración del producto a subastar, de tres a cinco años, tiempo en el cual se permitiría que centrales hidroeléctricas de gran escala puedan ser construidas y puedan participar en las subastas para una asignación de 10 años, lo cual garantizaría su viabilidad financiera. De la misma manera consideramos importante que todas las plantas, incluyendo aquellas que se encuentran en etapa de construcción, puedan competir en las subastas.

Si la CREG considera que requiere que las subastas deben formar precio sin tener dificultades con proyectos que lleven algún tipo de construcción, la regulación por incentivos le ofrece posibilidades de manejo de esta situación.

Respuesta 247.

Una planta que ha iniciado su etapa de construcción al momento de realizarse la subasta será considerada Especial y en consecuencia podrá optar por un período de vigencia de la obligación entre uno y diez años, lo que le permite estabilizar su ingreso. Adicionalmente, se incorporó en la resolución la posibilidad de que un generador pueda participar, como tomador de precio, en la subasta que se realiza en los años 0, 1, 2 y 3 para entregar su energía firme a partir del año 7. Para mayor detalle ver Respuesta 74.

248. Es necesario que durante estos tres años se efectúe una transición real, cambiando de forma gradual los criterios y procedimientos para el cálculo de la energía firme. El tiempo de implementación y el período de asimilación son demasiado importantes para el éxito del cambio.

Respuesta 248.

La Comisión considera necesario implementar una transición para migrar de un mecanismo administrado de asignación y valoración del cargo a un mecanismo de mercado. En tanto la energía firme es un valor que no se modifica dependiendo del mecanismo de asignación, su metodología de cálculo se implementará sin transición alguna.

249. Consideramos necesario que así como la CREG definió en forma concreta el producto que se paga, se establezca de la misma manera el nivel de confiabilidad al final del proceso.

Respuesta 249.

Ver Respuesta 2.

Comunicación E-2006-006818

250. Las preocupaciones alrededor de la propuesta de Cargo por Confiabilidad desde el punto de vista de la demanda son las de conocer: cuál es el nivel de confiabilidad final, cuál es la magnitud del incremento del costo por la confiabilidad que se establezca y cuál la manera como se va a trasladar al usuario final el mayor valor que significaría la adopción de la propuesta.

Respuesta 250.

Sobre el nivel de confiabilidad ver Respuesta 2.

Durante el período de transición el incremento en la remuneración por concepto de confiabilidad será de once dólares aproximadamente a 13,045 dólares por megavatio hora.

El esquema de traslado al usuario final de este valor será el utilizado actualmente.

251. Cualquiera sea la metodología que finalmente adopte la CREG (en el cálculo de la energía firme), ésta debe cumplir con los principios de neutralidad y equidad que deben ser observados en la definición de este cargo y debe alcanzar el objetivo de generar las señales adecuadas para la expansión de la generación.

Respuesta 251.

En efecto estos principios fueron considerados en la definición de la metodología de cálculo que finalmente se propuso.

252. El tratamiento a las plantas menores en el nuevo esquema de cargo por confiabilidad debe ser claro e integral.

Respuesta 252.

Se establece la regulación aplicable a estas plantas, su metodología de cálculo de la ENFICC y su responsabilidad frente a la entrega de esta energía.

253. Es necesario precisar cuáles son las obligaciones de Energía Firme que se harán exigibles a los generadores.

Respuesta 253.

Serán las que tenga asignadas cada generador a través de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces. Ver Capítulo I. Definiciones. Obligación de Energía Firme y Artículo 52. Exigibilidad de las Obligaciones de Energía Firme en el Despacho Ideal).

254. Se deben revisar las definiciones de Cargo por Confiabilidad, de Subasta para la Asignación de Energía Firme, Precio de ejercicio, entre otros conceptos, dado que denotan una entrega física de la energía.

Respuesta 254.

En el proyecto de resolución se señaló claramente que el generador debe entregar la energía en el Despacho Ideal. No obstante, se hicieron ajustes para precisar aún más la propuesta en este sentido. Ver Capítulo I. Definiciones.

255. En cuanto a la interventoría de Generadores Nuevos: No es claro quién determina el incumplimiento frente a los generadores nuevos.

Debe asignarse la responsabilidad de la determinación de eventuales incumplimientos insalvables o subsanables para los generadores nuevos a una entidad del Estado, de acuerdo con el tratamiento que para estos temas se prevén en la Ley.

Se sugiere que el procedimiento de interventoría sea igual a lo establecido en la resolución 083 de 2000 para la verificación de parámetros.

Respuesta 255.

Ver Respuesta 78. Respecto a la auditoría de parámetros, ver Artículo 39.

256. El cálculo de la energía firme y la asignación de las subastas deben ser certificados por el regulador.

Respuesta 256.

Ver Respuesta 51, Respuesta 87 y Respuesta 111.

257. Debe quedar claro si la Subasta es un proceso de formación dinámica de precios o un procedimiento administrativo.

Respuesta 257.

Por ser un mecanismo de mercado que utiliza para la asignación una Subasta de Reloj Descendente, el precio resultante de la misma proviene de un proceso dinámico de formación de precios, y no de un procedimiento administrativo. Por tanto, el precio resulta de dicho proceso dinámico de mercado y no de la voluntad de una autoridad administrativa.

258. Debe aclararse el artículo 62 en cuanto a la normatividad aplicable al procedimiento de la subasta.

Respuesta 258.

Ver Respuesta 116

259. Deben analizarse las posibles implicaciones tributarias del esquema.

Respuesta 259.

Legalmente no le corresponde a la CREG determinar los efectos tributarios de las transacciones de la Bolsa de Energía.

260. Se evidencia la necesidad de considerar en la propuesta los casos en que por requerimientos de seguridad del SIN un recurso deba generar y por tal hecho se pueda comprometer su disponibilidad futura en relación con su compromiso con la energía firme.

Respuesta 260.

Ver Respuesta 302.

261. La remuneración de la generación de seguridad fuera de mérito debe armonizarse con la remuneración de la Bolsa y del Cargo. Se considera conveniente resolver el asunto de los mínimos operativos para el cálculo de las reconciliaciones positivas.

Respuesta 261.

Para efectos de la reconciliación positiva los mínimos operativos seguirán empleándose como referencia.

262. La demanda TIE (Ecuador) no se está considerando en el cálculo del cargo, pero sí se está cobrando en las exportaciones de energía.

Respuesta 262.

Ver Respuesta 135.

263. Se debe compatibilizar el Estatuto de Racionamiento con la propuesta de Cargo por Confiabilidad, preferiblemente antes del inicio del nuevo esquema.

Respuesta 263.

Este tema estará contemplado en la agenda regulatoria.

264. Se debe compatibilizar la resolución temporal incluida en la formulación del cálculo de energía firme con respecto a la liquidación y comprobación del cumplimiento.

Respuesta 264.

El cálculo de ENFICC está diseñado para poder dar cumplimiento a la Obligación durante un año, que es el tiempo máximo para el cual se está cubriendo la demanda. En otras palabras, se está empleando un período de escasez de un año.

265. Para el funcionamiento del Mercado secundario se debe definir: la Estandarización, obligación de registro, compensación de las obligaciones adquiridas por el Generador en la Subasta, garantizar que el procedimiento de despacho sea reproducible con facilidad por los agentes y compatibilizar con lo previsto en el desarrollo del procedimiento de garantías,

Respuesta 265.

La estandarización de los contratos del Mercado Secundario será analizada por la Comisión posteriormente. En cuanto a la obligación de registro ver Respuesta 58. Sobre procedimiento de despacho se establece que cuando un generador vende en el mercado secundario a varios generadores, reportará al ASIC el orden en el que deben ser despachados cada uno de dichos contratos. Cada uno de estos será despachado en el orden respectivo y hasta la cantidad total comprometida una vez consideradas las disposiciones contenidas en la presente Resolución. (Parágrafo 4 del artículo 63 Registro de Contratos del Mercado Secundario de Energía Firme.)

266. El mecanismo (de Subasta) debe incluir procedimientos para determinar el precio de cierre para cada ronda y el despeje del mercado cuando el exceso de oferta sea igual a cero y debe aclararse si se darán asignaciones parciales que posibiliten esta igualdad.

Respuesta 266.

Ver Respuesta 52 y Respuesta 106.

267. El procedimiento de recaudo y distribución del valor del cargo por confiabilidad debe establecer y garantizar que los valores recaudados sean iguales a los valores a distribuir, definir la forma de cálculo del VCM, para las ofertas de los generadores en la bolsa y para la liquidación y facturación de todos los conceptos que requieren de este valor.

Respuesta 267.

Estos criterios fueron considerados en el diseño del esquema de recaudo incluido en la resolución definitiva.

268. En la definición de inicio de este período de transición se debe garantizar que empate el nuevo esquema de cargo por confiabilidad.

Respuesta 268.

En efecto esto fue considerado por la CREG y por tal razón este Período inicia el primero de diciembre de 2006.

269. Se debe asegurar una señal estable en el largo plazo, que dé confianza a los inversionistas en el sector eléctrico.

Respuesta 269.

Ver Respuesta 12

Comunicación E-2006-006876

270.Cuál es la capacidad calórica con la cual se realiza la conversión de KPC a MBTU.

¿Se puede utilizar la capacidad calórica de donde se recibe el gas: Guajira o Cusiana para efectos de conversión de volumen a energía?

Respuesta 270.

La información a reportar para el cálculo de la ENFICC debe expresarse en unidades de energía [MBTU], con la cual se puede estimar el valor sin tener que hacer conversiones a unidades de volumen, salvo en el caso de reportar la información de contratos de transporte de gas natural en donde se utilizará la equivalencia de 1 MBTU y 1KPC.

271. La resolución 043 define pruebas de generación en el artículo 105 que se pueden solicitar una vez al año en invierno y las cuales son solicitadas por el agente y coordinadas con el CND. Cómo articula esta resolución con las vigentes que tratan el tema como son las resoluciones 011 de 2002 y 004 de 2004.

Respuesta 271.

Las pruebas referidas son voluntarias y buscan darle oportunidad al generador que no ha tenido posibilidad de operar por largo período que pueda verificar el estado de los equipos y logística para poder asegurar el cumplimiento de la obligación.

272. Con relación al IHF propuesto en la resolución:

- *¿Cómo definir una salida forzada para cualquier evento del sistema y en que caso se consideraría?*
- *La presente resolución no considera como evento externo los problemas que se presenten con el suministro y transporte de gas.*
- *Cómo se armoniza esta resolución con los decretos del MME con relación a la declaración de racionamiento programado de gas.*
- *Un mantenimiento programado que se re programe debería seguir conservando la misma característica y no renombrarse de emergencia.*
- *¿Cómo considerar las indisponibilidades parciales por mantenimientos programados en las plantas de ciclo combinado o stig, y como calcular los derrateos en estos eventos?*

Respuesta 272.

Sobre salidas forzadas y su relación con el IHF ver Respuesta 68. En cuanto al concepto de Mantenimiento Programado ver Respuesta 69.

273. Para plantas que trabajan con combustibles duales se puede entender que solamente aplicarían la disponibilidad de la planta (1- IHF) y el índice de suministro de combustibles para operación continua (IDS) y no se tendría en cuenta el índice de transporte de combustible (IDT).

Se puede también entender que para plantas que trabajan con combustibles duales aplican los 3 índices pero habría que complementar y aclarar el índice de transporte de combustibles para operación continua (IDT), considerando el transporte de Fuel Oil y jo carbón tanto para el suministro como para el transporte.

De esta forma, el IDS y el IDT quedarían balanceados.

Respuesta 273.

El IDT fue modificado y aplica únicamente para aquellas plantas que utilicen total o parcialmente gas natural para operar. Ver numeral 3.2.4 de la resolución.

274. Entendemos que sólo los que tengan contratos verbales son los que tienen que firmar entre comprador y vendedor del combustible el formato 3.5 del anexo 3. Los demás formatos, sólo se firman por el representante legal.

¿Se pueden llevar todos los formatos a una misma hoja y esta ser firmada en la parte inferior por el representante Legal, o necesariamente debe ser firmado en forma independiente cada formato?

Se puede declarar en todos los meses el almacenamiento que tenga y que pueda mantener un generador en los formatos del anexo 3 numeral 3.4?

Respuesta 274.

Los formatos deberán ser diligenciados por los agentes, y remitidos a la CREG con comunicación firmada por el Representante Legal, en la oportunidad señalada.

En el caso de contratos verbales, deberán diligenciarse los mismos formatos referentes a la contratación de suministro y/o transporte de combustibles, adjuntando a ellos la información sobre fechas de celebración, de inicio y de terminación del contrato verbal. Estos formatos, los relativos a la contratación verbal de suministro y transporte de combustibles, deben ser firmados por el Representante Legal de cada una de las partes que intervienen en el contrato. (Anexo 5, Numeral 5.2)

2.11. CORELCA

Comunicación E-2006-000935

275. Módulo de Energía firme: Consideramos que debe ser el resultado de una simulación del sistema ante condiciones de hidrología crítica. Para lo mismo se debería calcular por un período que contemple el ciclo hidrológico colombiano (5 años).

Este módulo serviría de base para la certificación de la energía firme de los generadores que participen en la subasta de energía. No debe haber postprocesos, ya que se podrían presentar sobreremuneración para algunas tecnologías en detrimento de otras, y por ende no se cumplirían los objetivos planteados.

En ningún caso la valoración de la energía firme debería ser el resultado de declaraciones subjetivas de cada agente, ya que se podría colocar en riesgo la confiabilidad y por ende la atención de la demanda.

Respuesta 275.

Para el cálculo de la energía firme tanto de las plantas térmicas como hidráulicas se utilizan los parámetros que caracterizan la planta: i) térmicas: capacidad, disponibilidad, eficiencia y contratos de combustible, y ii) hidráulicas: capacidad, embalse, disponibilidad, eficiencia, restricciones de uso del agua e historia de aportes hidrológicos, que en todos los casos es superior a 25 años, período suficientemente extenso para que se tengan situaciones críticas. (Ver Respuesta 143)

En ambos casos con la metodología propuesta se estima la energía que es capaz de entregar la planta en forma continua con parámetros totalmente definidos de tal manera que no existen postprocesos y puede ser estimada por cualquier agente.

Una vez calculada la energía firme del agente, su recálculo solo se efectuará si existen variaciones en los parámetros de cálculo de la misma que la modifiquen en un valor superior al $\pm 10\%$.

Si bien es el agente quien declara su energía firme, esta será verificada por el CND.

La declaración de ENFICC que haga cada agente no puede corresponder a una valoración subjetiva toda vez que la misma debe estar soportada por su declaración de parámetros y la factibilidad de suministro y transporte en el caso de gas natural, sujeta en algunos casos como el de combustibles a garantías. Posteriormente será objeto de verificación en la auditoría establecida para tal efecto.

276. Precio de ejercicio (PE): Para efectos de verificar si se ejecuta la opción, se propone que se considere el precio de bolsa promedio diario, para evitar desoptimización del despacho al requerir arranques innecesarios, lo que no permitiría el uso óptimo de los recursos y a la vez distorsionaría el mercado de corto plazo.

El PE debe converger a un precio que refleje condiciones críticas de suministro de energía eléctrica y no un precio alto que no corresponda al normal funcionamiento de la Bolsa de Energía, o derivado de situaciones coyunturales que no obedezcan a condiciones críticas del sistema.

Respuesta 276.

Teniendo en cuenta que el Precio de Escasez refleja condiciones críticas, su valor supera los precios normales de bolsa observados en condiciones normales de abastecimiento eléctrico. En consecuencia, no está previsto que la ejecución de la obligación de energía firme se efectúe con promedios diarios sino con el precio de bolsa horario.

En cuanto a los criterios para determinar el Precio de Escasez ver Respuesta 170.

277. Diseño de la Subasta: El valor de la prima a remunerar a cada generador debe corresponder al valor ofertado y no al valor marginal resultante de la subasta, esto se justifica por el hecho de que se trata de una recuperación de costos fijos distintos por tecnología y no de costos variables, e induciría a la racionalidad de los agentes y a evitar rentas injustificadas de los mismos.

Respuesta 277.

La Comisión adoptará una subasta de precio marginal por varias razones⁵:

⁵ "Uniform-Price Auctions in Electricity Markets," CRAMTON, Peter, STOFT, Steven. Electricity Journal, forthcoming, 2006.

- Las subastas discriminatorias inducen a los generadores a estimar el precio de cierre de la subasta para ofertar un valor cercano a él. Teniendo en cuenta que existe incertidumbre respecto a este precio de cierre, es posible que los generadores con costos más bajos hagan pujas incluso por encima de la de los generadores más costosos, situación claramente ineficiente en términos del despacho de los recursos.
- Desde el punto de vista competitivo, la subasta de precio uniforme favorece la competencia, situación que no ocurre con una subasta discriminatoria. Cramton y Stoff (2006) advierten que en la práctica la obligación de estimar el precio de cierre de la subasta favorece a aquellas grandes empresas que pueden invertir en la estimación de este precio y que finalmente son capaces de fijar este precio como resultado de su tamaño. Mientras tanto, una subasta de precio uniforme no inhibe la participación de pequeños jugadores y en tal sentido promueve la entrada y reduce la concentración del mercado.
- Una subestimación del precio de cierre de la subasta puede conducir a subinversión en activos de generación, lo que en el largo plazo pondría en riesgo la confiabilidad.

278. Primas: Se propone que al valor de las primas se le reconozca un up side para la generación térmica para compensar los costos fijos de los contratos Take or Pay de combustibles.

Respuesta 278.

No se considerarán remuneraciones distintas por tipo de tecnología en tanto brinden el mismo producto. En tal sentido no habrá diferenciales de prima para remunerar los costos fijos asociados a la generación térmica.

279. No debe haber discriminación para participar en los porcentajes de crecimiento de la demanda, entre los generadores existentes y los nuevos.

Respuesta 279.

Este tipo de discriminación no está incluida en la resolución.

280. Período de Transición: la propuesta debe ser implementada sin período de transición para evitar desequilibrios, máxime si se considera que se conocía ampliamente por el sector, que la vigencia del actual cargo sería hasta el presente año.

"Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing?" CRAMTON, Peter, KAHN, Alfred E, PORTER, Robert H, TABORS, Richard D, Blue Ribbon Panel Report, California Power Exchange, January 2001.

Respuesta 280.

La Comisión considera necesario implementar una transición para migrar de un mecanismo administrado de asignación y valoración del Cargo por Confiabilidad a un mecanismo de mercado. La eficiencia de este último esquema depende en gran medida de la concurrencia de nuevas plantas y/o unidades de generación, cuya viabilidad requiere de un período de tiempo que permita convocar nuevos inversionistas y ejecutar nuevos proyectos bajo este esquema de remuneración.

281. Período de Ejercicio: para darle mayor dinamismo a las subastas y minimizar el hecho de que algunos generadores se queden sin el cargo por 5 años, sería deseable que se diseñe un esquema de subastas para cinco años por un porcentaje establecido. ... En todo caso cada subasta siempre tendría una duración de cinco años y le daría oportunidad a los agentes de participar cada año en un porcentaje de la demanda.

Respuesta 281.

El período de vigencia de las obligaciones de energía firme de aquellos generadores con plantas y/o unidades de generación existentes será de un año y en tal sentido no existe el riesgo de no recibir pago del cargo por confiabilidad por períodos tan largos, excepto si el agente no participa en las subastas o su oferta es más costosa que la de otros generadores y no es requerida para abastecer la demanda.

282. El período de ejercicio debe ser igual para los generadores nuevos y existentes.

Respuesta 282.

Solo existe un Precio de Escasez.

283. Para lograr que la propuesta no afecte el normal desarrollo de los otros mercados se deberían revisar y hacer los cambios pertinentes en cuanto a las siguientes normas:

Intervención del mercado. Resolución CREG-034 de 2001 y relativas.

Intervención de embalses debido a que se toma como precio de intervención los costos de las plantas térmicas lo que en última termina desoptimizando el sistema Niveles Mínimos Operativos: se hace necesario contar con los mínimos operativos de los embalses, ya que los mismos conllevan a que las plantas hidráulicas guarden su recurso para las condiciones críticas del sistema.

Inflexibilidades de generación: proponemos que se elimine la modelación del despacho ideal de las características técnicas de las unidades.

Metodología de cálculo de los IH's: Se sugiere que se excluyan las horas de indisponibilidad debidas a mantenimientos programados.

Costos de arranque y parada: estos costos se deberían excluir y ser pagados aparte en forma independiente del nivel de generación.

Pruebas de disponibilidad: al exigir un sistema de penalizaciones fuertes no tendría justificación adelantar pruebas de disponibilidad para que los agentes cumplan con sus compromisos.

Se debe armonizar la normatividad de gas, para que exista un equilibrio entre las exigencias a los generadores térmicos de contar con contratos de combustible, y la obligación a los productores de gas natural para que cumplan lo estipulado en la resolución CREG-023 de 2000.

Respuesta 283.

Sobre Mínimos Operativos, la Comisión considera que el diseño del esquema del Cargo por Confiabilidad proporciona las señales suficientes para que el generador hidráulico opere el embalse de acuerdo con sus expectativas de escasez del energético, sin que sea necesario exigir estos mínimos operativos.

En cuanto a la Resolución CREG-034 de 2001 es importante recalcar que el mecanismo de Obligaciones de Energía Firme se basa en un mercado mayorista de único nodo, que se activa única y exclusivamente cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez. Esta situación de precios no necesariamente coincide con fraccionamientos de la red, haciéndose necesario mantener los dos mecanismos de determinación de precios.

Respecto a las inflexibilidades de generación es necesario considerarlas porque de otra forma no se estaría determinando verdadera ENFICC de la planta.

Sobre la metodología de cálculo de los IHF, efectivamente los mantenimientos programados no se incluirán en su cálculo siempre y cuando se registre un Contrato de Respaldo con vigencia igual al tiempo de ejecución de este mantenimiento.

Sobre costos de arranque y parada, se considera que en condiciones críticas será indispensable la operación continua de las termoeléctricas y en consecuencia estos costos deberán variabilizarse durante todo su tiempo de operación.

Sobre pruebas de disponibilidad ver Respuesta 43.

Sobre las exigencias a los generadores térmicos de contar con contratos de combustible, y la obligación a los productores de gas natural para que cumplan lo estipulado en la resolución CREG-023 de 2000, ver Respuesta 246.

Comunicación E-2006-005581

284. Eliminar la obligación de contratos para combustibles líquidos, teniendo en cuenta que se trata de un mercado suficientemente líquido.

Respuesta 284.

Si bien es un mercado líquido, se harán exigibles los contratos que aseguren que el generador dispone del combustible para generar la energía en el momento en que ésta sea exigida. Ver Respuesta 176.

Comunicación E-2006-006553

285. Consideramos necesario implementar la propuesta presentada por Peter Cramton, donde manifiesta que la obligación exigible para el generador térmico en cada una de las horas durante el período de vigencia de la obligación sea en la base, y los generadores con tecnología hidráulica en proporción a la demanda remanente durante cada hora.

Respuesta 285.

La modificación de la exigibilidad de la energía firme quedó incorporada en la nueva definición de Obligación de Energía Firme. Ver Respuesta 167.

286. Se debe armonizar la exigencia de contratación de combustibles con la energía firme efectivamente asignada, para evitar costos mayores a la remuneración del cargo por confiabilidad. Para esto es necesario que el requerimiento para garantizar la firmeza a través de contratos de gas se realice a posteriori del procedimiento de asignación establecido para la obligación de entrega de energía firme.

Respuesta 286.

En efecto los contratos solo serán exigidos una vez se conozca la asignación las Obligaciones de Energía Firme. Ver Capítulo V de la resolución.

287. Una vez definidos los requerimientos de gas para garantizar el cien por ciento (100%) de la energía firme asignada, se debe exigir como máximo el sesenta por ciento (60%) de los requerimientos de combustible para la operación continua de la planta. Esto no exime al agente generador de sus obligaciones y consecuencias de no entregar la energía afirme comprometida.

Respuesta 287.

La firmeza que se remunera debe estar respaldada físicamente. En este sentido, la remuneración que se recibe por concepto de firmeza es proporcional a la energía firme que ofrezca cada generador, la cual está acotada por el respaldo que tenga de suministro y transporte del combustible requerido para la operación. Un 60% de la capacidad soportada con el suministro y transporte de combustible representa una firmeza del mismo porcentaje a ser remunerada.

Además el esquema de manejo de los contratos de combustibles y la logística que se maneje es una estrategia del agente, lo que se requiere es que el contrato

combustibles que se presente permita que el agente cumpla la Obligación de energía firme en el momento que se le requiera.

288. Proponemos que no se exijan contratos para garantizar el suministro de carbón y fuel oil, y a cambio de esto, los agentes térmicos con posibilidad real de consumir combustibles alternos deben respaldar su obligación de energía firme con un stock mínimo de un (1) mes para el caso del carbón y diez (10) días para el fuel oil y disponer de una logística de recibo dentro del período de consumo para reponer el inventario. Cuando el nivel de inventario esté por debajo de estos valores, se debe demostrar que está en trámite la adquisición de estos productos y garantizar que éstos efectivamente llegarán oportunamente.

Respuesta 288.

Lo que se pretende garantizar es que el generador térmico realmente cuente con el suministro de combustible (tanto el principal como el alternativo) en forma coherente con los compromisos de entrega de energía firme que debe cumplir. Así las cosas, la Comisión considera que se debe demostrar que el suministro y el transporte están garantizados a través de un contrato o acuerdo explícito con los proveedores respectivos, para una operación continua.

289. La ENFICC que se determine debe estar acorde con las condiciones energéticas existentes en el país ante una situación crítica y debe reflejar la cantidad de energía firme real que posee el Sistema Interconectado Nacional. Por consiguiente, el modelo que se adopte para el cálculo de esta energía no debe reflejar situaciones de abundancia o escasez inexistentes, los resultados deben ser consistentes con los recursos que verdaderamente aportan confiabilidad al sistema.

Respuesta 289.

En tanto el modelo de cálculo de la energía firme se basa en información histórica, sus resultados reflejan el comportamiento de los recursos de generación frente a situaciones hidrológicas observadas.

290. Se propone para efectos del cálculo del despacho ideal se tenga en cuenta el estado real de operación de la planta. Para el caso de una planta que se encuentra previamente en servicio en el despacho real y durante la operación es requerida en el ideal, no es necesario modelar la rampa de arranque y el tiempo mínimo en línea, dado que ya cumplió con estos parámetros técnicos. Este cambio en el proceso de liquidación es fácil de implementar puesto que se realiza a posteriori de la operación.

Respuesta 290.

Este tema no es objeto de consulta en este momento, no obstante será incorporado en la agenda regulatoria.

291. Corelca considera que deben existir dos tipos de plantas para toda la vigencia del nuevo cargo por confiabilidad: nuevas y existentes, de tal manera que para cualquier proyecto de aumento de capacidad superior a 20 MW, solo sea considerado como nuevo la parte adicional de energía firme que se incorpora al sistema y el resto de la planta debe recibir el tratamiento como planta existente. Lo anterior, debido a que el tratamiento que se pretende dar a las plantas especiales en la propuesta es discriminatorio y genera un desequilibrio con las plantas existentes.

Respuesta 291.

La decisión de establecer una tercera categoría de plantas, las Especiales, obedece a la necesidad de reflejar las diferencias que existen en el ciclo de inversión y el nivel de costos hundidos de plantas nuevas, existentes y especiales, y el impacto de estas diferencias sobre la formación de precios en la Subasta. Ver Respuesta 32.

292. Para efectos de la liquidación del pago del cargo por confiabilidad para una planta que tenga la obligación de energía firme y la doble condición de planta nueva y existente, el producto en estos casos tendría diferentes precios en una misma hora, para lo cual proponemos basados en el método de cascada las siguientes alternativas, las cuales se detallan y se anexan a este documento:

- Predominio de la señal de incentivo a la expansión, remunerando primero la parte nueva y luego la existente.
- Basado en el principio económico de mínimo costo, la remuneración se haría en orden de mérito, de la más barata a la más costosa.

La participación de plantas nuevas para la asignación de la subasta debe estar limitada al porcentaje de crecimiento de la demanda, dado que las plantas existentes son las que actualmente entregan un nivel de confiabilidad al sistema, mientras que las nuevas se basan en la finalización de un proyecto que puede presentar retrasos que colocarían en riesgo el cubrimiento de la demanda.

Respuesta 292.

Cada planta sólo corresponderá a una categoría (nueva, especial o existente) y en consecuencia la Obligación de Energía Firme respaldada por ella tendrá un único precio. Además ver Respuesta 301.

293. Para la planta nueva que entre en operación comercial antes de la fecha planeada, proponemos recalcular la energía firme correspondiente para que quede disponible en el mercado secundario antes de la exigibilidad.

Respuesta 293.

Una vez esté lista para entrar en operación esta planta se efectuará la auditoría para verificar que los parámetros reportados para calcular la ENFICC de esta planta coinciden con los obtenidos al finalizar el proyecto. Esta energía cumpliría

con los requisitos necesarios para ser transable en el mercado secundario siempre y cuando no se comprometa energía que ya está respaldando las Obligaciones de Energía Firme que le fueron asignadas en la Subasta.

294. Consideramos que para evitar cualquier discriminación en materia de requerimientos las plantas menores deben cumplir con las mismas condiciones que se le exigen a las demás plantas del sistema para certificar su energía firme, dado que pueden desplazar recursos que entregan una mayor confiabilidad al sistema. Es decir, se debe considerar la energía firme que puede aportar este tipo de plantas para una condición crítica.

Respuesta 294.

En el caso de plantas menores, la regla que se define tiene en cuenta la disponibilidad histórica declarada por este tipo de plantas para establecer la Obligación que asumirían ante el sistema, y en el evento de incumplimiento asumirán el costo del cargo, con estos mecanismos se espera que estos recursos que pueden ser aprovechados para beneficio del sistema, tengan los incentivos adecuados y no afecten la confiabilidad del sistema ni el esquema del cargo.

295. Se hace necesario aclarar cuál es la ventana de tiempo que se contabilizará como mantenimiento programado.

Respuesta 295.

Se considera que no hay necesidad de establecer una ventana. Simplemente, y en concordancia con lo establecido para mantenimientos programados en la resolución, los mantenimientos se registrarán para efectos de mejorar el IHF siempre y cuando se respalde la energía firme comprometida en la subasta.

296. Proponemos que para el caso de las plantas térmicas existentes que realicen una reconversión tecnológica que implique una ampliación de su capacidad, se utilice para la porción nueva el IH de la planta existente en el cálculo de la energía firme.

Respuesta 296.

Para el caso de las plantas especiales, no se encuentran justificaciones para que la parte nueva reciba el mismo tratamiento en el cálculo de los IHF que la parte existente.

297. Para las plantas que están conformadas por grupos de unidades como el caso de TEBSA, las indisponibilidades por mantenimientos programados de las unidades son consideradas en el modelo que usa XM, como un derrateo de la planta, por lo que debe quedar explícito en la resolución que estos derrateos se excluyan para el cálculo del índice.

Respuesta 297.

Para el caso de plantas conformadas por unidades está previsto que para efectos de estimar la ENFICC, el IHF que se calculará será por planta cuando se declare que tales unidades no operan en forma individual.

298. En la propuesta de resolución del cargo por confiabilidad, se excluyen los eventos del STN y del STR en el cálculo del IH por estar fuera del control del generador, igual tratamiento se debe hacer para los eventos del sistema de producción y transporte de gas natural ante estados de emergencia que igualmente están fuera del control del generador.

Respuesta 298.

Ver Respuesta 91

299. Para efectos del índice IH a utilizar como parámetro para el cálculo de la energía firme, proponemos se tome la información disponible en el CND y se establezca un plazo de 15 días para que los agentes la validen.

Respuesta 299.

Los valores del IH así como los demás parámetros necesarios para calcular la ENFICC serán los reportados por los agentes. La exigencia para el Período de Transición es que la información necesaria para calcular las variables HI y HD corresponda a la registrada en los sistemas de información del CND. Posteriormente estos índices pueden mejorarse en la medida en que el agente cuente con respaldo en los Anillos de Seguridad que garanticen el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.

300. La única manera que la verificación de la obligación de entrega de la energía firme de los agentes térmicos pueda realizarse en forma horaria, es que la asignación se realice en la base, tal como lo plantea el Dr. Cramton y no siguiendo la curva horaria de demanda real. La ED debe incluir la energía disponible más los contratos de respaldo que negocien en el mercado secundario.

Respuesta 300.

El mecanismo de verificación de la Obligación de Energía Firme es diario.

301. Con el fin de evitar que los generadores existentes puedan quedar sin remuneración por una sobreoferta de nuevos generadores, se podría optar por establecer márgenes de seguridad en la participación de las plantas nuevas y existentes que garanticen el abastecimiento de la demanda.

Respuesta 301.

En la medida en que el crecimiento de la demanda no amerite la entrada de nuevos generadores, serán los existentes quienes abastezcan energía. Ahora

bien, si la demanda de energía crece es imprescindible la participación de nuevas plantas y/o unidades de generación. En este caso la conformación del conjunto de activos de generación que respaldarán las Obligaciones de Energía Firme se basará en el criterio económico de mínimo costo sobre el que subyace la eficiencia de la subasta.

302. Es necesario conciliar las actuales normas que regulan las generaciones de seguridad con la propuesta del cargo por confiabilidad, puesto que se evidencian casos en que por requerimientos de seguridad del SIN, un recurso sea obligado a generar y por tal hecho pueda comprometer su disponibilidad futura que no le permita cubrir su compromiso con la energía firme, ya sea por adelantos de mantenimientos o se agote el recurso que respalda la energía firme.

Por consiguiente se debe establecer una compensación equivalente a los costos variables en que se incurre cuando se genera bajo esta condición. Es importante anotar que con las nuevas ampliaciones de infraestructura en el sistema de transmisión nacional, los requerimientos de generación serían por confiabilidad del sistema.

Respuesta 302.

La generación de seguridad es una condición que debe internalizar el agente al momento de valorar su energía firme.

303. Antes de establecer un procedimiento de auditoría y verificación de parámetros, debería optarse por un esquema de validación y confrontación de datos previo a la certificación de la energía firme.

Respuesta 303.

Ver Respuesta 86 y Respuesta 87.

304. Tal como está en la propuesta de resolución no se percibe el derecho a defensa del agente en la verificación de parámetros reportados, con lo que se colocaría en riesgo la remuneración del cargo por confiabilidad por omisiones o errores de procedimiento no imputables a los agentes.

Respuesta 304.

En el artículo 39 de la resolución se incluyó que las discrepancias entre los resultados de la auditoría de parámetros y la información reportada por el generador darán lugar a agotar el trámite previsto en los artículos 106 y siguientes de la Ley 142 de 1994 y las normas de la parte primera del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles.

305. Se debe especificar claramente cuáles son los mecanismos de garantías con el que los agentes podrían respaldar sus compromisos, con el fin de evitar que estos incurran en costos innecesarios.

Respuesta 305.

Estos mecanismos deben cumplir con las características definidas en el Capítulo VIII de la resolución definitiva, y ajustarse al Reglamento de Garantías que será establecido en resolución aparte.

306. Art. 37, numeral 2: para el recálculo de la ENFICC, proponemos cambiar el valor relativo del 10% respecto a ésta, por un valor absoluto de energía superior a 14.4 GWh-mes.

Respuesta 306.

Para el recálculo de la ENFICC, el valor se define como un porcentaje con el fin de tener un criterio que implique un efecto relativo igual para todas las plantas.

307. Como está planteada la propuesta para la determinación del precio de ejercicio no se tiene en cuenta el costo de arranque y parada de las plantas, por consiguiente debe excluirse de la formación del precio de oferta en la bolsa y remunerarse en forma independiente acorde con unos valores establecidos previamente para tal fin.

Respuesta 307.

Ver Respuesta 283.

2.12. Corelca, Termoflores, Termocandelaria, Termotasajero, Proeléctrica, Termoemcali, Termovalle, Meriléctrica.

Comunicación E-2006-006833

284. Queremos expresar nuestra preocupación sobre la correcta modelación de los parámetros de los embalses, en particular:

Que se considere correctamente las restricciones de uso de agua por acueducto, riego y condiciones ambientales. Se debe tener en cuenta que estas restricciones, cuando ocurren períodos críticos de aportes hidrológicos, pueden ser distintas a las restricciones existentes bajo condiciones medias de operación. Adicionalmente, que si el propietario del embalse es un tercero y sea multipropósito, el generador debería tener un contrato que refleje la real disponibilidad del recurso para generación, o que en su defecto, el representante legal de la empresa propietaria del embalse firme los formatos correspondientes, de conformidad con lo establecido para los contratos verbales.

Que el factor de conversión (MW/m³/s) de las plantas hidráulicas disminuye con la disminución de su cota de operación, situación que se presenta generalmente durante condiciones de hidrología crítica.

Los volúmenes útiles de los embalses modelados deben corresponder a las últimas batimetrías practicadas a dichos embalses, y dichas batimetrías podrán ser auditadas de manera independiente.

Que se consideren correctamente los volúmenes de espera que se establecen en la operación de los embalses para hacer frente a eventuales crecidas de los caudales afluentes.

Debe verificarse que durante el proceso de optimización de la energía firme los vertimientos no sean contabilizados como una mayor capacidad de generación de energía, esto puede ocurrir por el periodo de tiempo de optimización el cual no refleja la realidad de los vertimientos que pueden ocurrir en el día a día y no aparecer en los análisis mensuales, para resolver esta dificultad sugerimos que se realice una penalización con base en la información histórica real.

Proponemos, que el volumen inicial de cada embalse debe ser igual al volumen final del año anterior, esto para dar continuidad, ya que al dejar el modelo como esta propuesto el resultado es que el volumen final es cero en los embalses que no tiene regulación multianual y en el de regulación multianual lo puede llevar a niveles bajos que no reflejan una operación continua.

Para el caso de las plantas menores hidráulicas, y en concordancia con la metodología propuesta, la energía firme que ellas aportan ha sido históricamente su generación real, y por lo tanto esta debe ser la ENFICC de estas plantas. La propuesta de la CREG da la posibilidad de una sobreestimación de la energía firme de estas plantas, y en vista de su relevancia, podríamos estar abocados a un potencial racionamiento al descontar de la demanda una energía superior a la que dichas plantas estarían en capacidad de entregar.

Respuesta 308.

En lo que respecta a las restricciones de uso del agua, el nuevo modelo propuesto las considera incorporando los usos por acueducto y riego, además incorporando las curvas guía.

No se considera el efecto de pérdida de cabeza porque se hicieron evaluaciones para las plantas con turbinas que lo presentan y se encontró que tal efecto no modifica la energía firme.

En cuanto a los vertimientos, no se contabilizan como generación y solamente se dan cuando el embalse se encuentra en el máximo y la planta está turbinando al máximo.

Una de las ventajas de la nueva metodología que se adoptó es que la discusión del nivel de embalse, que es uno de los principales problemas de los modelos aislados, pierde relevancia. En lo que tiene que ver con aumentar el período para aumentar la energía firme ver Respuesta 137.

En lo que respecta a la energía firme de las plantas menores se debe declarar la que corresponda a la energía que puede ser garantizada constantemente. Adicionalmente, se hará verificación para revisar que los valores reportados se ajustan a la realidad.

2.13. ECOPETROL

Comunicación E-2006-006725

309. En la actualidad Ecopetrol no dispone de la información relacionada con la capacidad de producción del campo de la Guajira y su evolución en el tiempo, después de realizar los trabajos de perforación de los tres pozos que buscan incrementar dicha capacidad. Por lo que la incertidumbre proveniente de este campo que sería la fuente que podría atender el suministro del gas requerido por los agentes térmicos, impide por ahora, dar algún tipo de respuesta a las solicitudes realizadas por los generadores térmicos a los productores — comercializadores para obtener contratos de suministro de gas natural en firme, ante la obligatoriedad que tienen de presentar contratos de combustible que garanticen la energía firme para aplicar al Cargo por Confiabilidad.

Respuesta 309.

Existe un problema de divulgación de la información relacionada con reservas y producción. Una propuesta para abordar este aspecto está contenida en la Resolución CREG 066 de 2005 que se encuentra en consulta. De los comentarios recibidos en relación con esta propuesta, se ha considerado que el tema de información de reservas, producción y capacidad máxima es competencia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía.

310. De otra parte, los generadores solicitan la presentación de tres ofertas en los términos de la regulación vigente, de las cuales dos deben ser bajo la modalidad "Pague lo Demandado".

Con relación a este punto, como bien lo presentó la CREG en el mencionado documento 040, en el contrato Pague lo Demandado "el comprador no afronta ningún riesgo y por el contrario, tiene garantizado el suministro hasta la Demanda

Identificada", lo cual no motiva al vendedor a presentar tales ofertas dado que no recibe un pago mínimo mensual que remunere la disponibilidad de suministro.

Sumado a lo anterior, el uso que dichos agentes esperan de la firmeza solicitada se encuentra en algunos casos por debajo del 5%, porcentaje que está muy lejos de remunerar adecuadamente a los Productores-Comercializadores por la garantía de firmeza de los volúmenes solicitados, por tanto consideramos que la firmeza de energía en las plantas térmicas, debe incluir la remuneración al productor-comercializador para asegurar el suministro firme del combustible (gas u otro), que no ha sido contemplada en las propuestas regulatorias de la CREG, de manera que pueda ser tan atractivo como atender otros sectores de consumos con mayores factores de carga.

Respuesta 310.

El nuevo contrato que se diseñó, permite igualar las expectativas de ingresos para el vendedor, con respecto al tradicional contrato Pague lo Contratado, y al mismo tiempo permite una mayor flexibilidad para ser adaptado a las necesidades particulares de los diferentes tipos de compradores que existen en el mercado, en especial aquellos con perfiles de consumo inciertos en el tiempo.

311. Queremos reiterar la preocupación sobre las exigencias planteadas a los generadores, quienes nos han manifestado que deben presentar la información de la energía firme que pueden garantizar para el período diciembre 2006 - noviembre de 2007, a más tardar el 15 de octubre de 2006, y dadas las incertidumbres de capacidad de producción y la falta de señales de modificación a las ofertas de gas, no podremos dar una respuesta oportuna a tales solicitudes.

Respuesta 311.

Con la expedición de la Resolución definitiva de contratos de gas natural, se dan las condiciones para realizar los contratos que requiere el mercado. Se espera que se celebren los contratos de suministro de gas natural con los generadores térmicos si existe la disponibilidad de este combustible. Las señales de contratación deben ser suficientes para soportar el desarrollo de las inversiones que se requieren en los sistemas de producción y transporte de gas natural.

2.14. EEB

Comunicación E-2006-00737

312. La venta de la misma energía firme de manera simultánea en bolsa y en confiabilidad. Es deseable? Es factible? Está prevista?

Respuesta 312.

El mercado de obligaciones de energía firme no interfiere la operación normal del mercado de bolsa y contratos si estos son eficientes en la definición de precios.

313. En el mercado secundario de energía firme cómo se garantiza que el generador que pueda suplir al que no dispone de la energía lo haga realmente, si es al mismo precio de ejercicio del generador deficitario y este no le parece adecuado?

Respuesta 313.

Las condiciones del mercado secundario se pactan libremente entre los generadores y el precio reflejaría su costo de oportunidad.

314. Qué estructura de precio de venta tendría el generador de última instancia y cómo tendría asegurada la remuneración de sus costos de capital.

Respuesta 314.

Ver Respuesta 43

315. Con respecto a la demanda desconectable, si ésta llegase a ser significativa, la energía resultante se tasaría a precios muy altos. En este caso cómo se garantiza que los generadores deficitarios cumplan con sus pagos.

Respuesta 315.

En este caso, el generador deficitario cuenta con otros mecanismos para cumplir con la entrega de la energía firme; la demanda desconectable es solo uno de ellos.

316. La entrega de la energía en los 3 mercados además de comercial sería física? Las desviaciones de los programas de racionamiento si fuera el caso, cómo serían contabilizadas?

Respuesta 316.

La verificación de la entrega de energía se hará de acuerdo con el despacho ideal y considerando los respaldos que el generador haya negociado en los Anillos de Seguridad. En cuanto al racionamiento, se continuarán aplicando los procedimientos vigentes mientras se hacen los ajustes a la normatividad vigente.

Comunicación E-2006-006831

317. Consideramos importante insistir en definir un período de planeación mayor de 3 años de manera que los generadores de cualquier tecnología puedan participar en el cargo. De esta forma se incentiva una mayor participación de agentes en la expansión con beneficio directo para los usuarios.

Respuesta 317.

Ver Respuesta 199

318. En la propuesta actual de la CREG no están definidos claramente los eventos que están fuera del control del agente generador en los proyectos de expansión vinculados al cargo por confiabilidad como por ejemplo las demoras en la obtención de la licencia ambiental o situaciones de orden público. Es conveniente definir esto en la resolución definitiva para tener claridad en las reglas de juego.

Respuesta 318.

El agente solo podría ser eximido de su compromiso de puesta en operación de la planta en la fecha prevista en aquellos casos en que de acuerdo con la ley y la jurisprudencia de la Corte Constitucional y de la Corte Suprema de Justicia se presenten condiciones imprevisibles que imposibiliten de manera absoluta el cumplimiento de esta responsabilidad.

319. En el párrafo del artículo 58 de la resolución se menciona que cuando a la apertura de la subasta no existan plantas y/o unidades nuevas se dará por terminada la subasta y se informará a la CREG. Consideramos que se debe precisar qué sigue en el proceso y qué pasará con los agentes existentes.

Respuesta 319.

La Comisión establecerá en ese momento, mediante resolución, los pasos a seguir.

320. Un aspecto fundamental para el cargo es la definición explícita del sistema de garantías.

Respuesta 320.

Las características generales de este esquema están contenidas en el Capítulo VIII del la resolución definitiva. Posteriormente, en el Reglamento de Garantías se establecerán la regulación detallada.

321. Teniendo en cuenta que aún no se han definido aspectos fundamentales del cargo, que aplicarían aún para el período de transición, es urgente que la CREG defina la manera como se va a remunerar a los agentes durante el año 2007.

Respuesta 321.

Durante el Período de Transición se asignarán las Obligaciones de Energía Firme cada año a prorrata de la ENFICC declarada para cada una de las plantas y/o unidades de generación, que serán remuneradas a un precio definido por la

Comisión e igual a 13.045 US\$/MWh. Los detalles del esquema se encuentran el Capítulo IX de la resolución.

2.15. ELECTROCOSTA Y ELECTRICARIBE

Comunicación E-2006-005497

322. Ante la propuesta de incentivar a los generadores térmicos para que utilicen de forma permanente combustibles líquidos, en reemplazo del gas natural, hay tres elementos a considerar:

- *La incertidumbre en la contratación de suministro y transporte de gas natural: ... lo que se requiere para promover una condición simétrica a la oferta de gas y a la demanda de las termoeléctricas, son alternativas de contratación que permitan firmar contratos de suministro para la generación de electricidad, de forma que el bajo factor de utilización de las termoeléctricas sea compensado con una prima que lo asimile a los factores de utilización que hacen otros sectores de consumo de este combustible.*
- *Liberación del precio del gas natural en boca de pozo: ...ante la disminución de la oferta de gas natural, se prevé una tendencia al incremento de los precios del gas natural para el mercado interno, de forma que por la vía de los contratos de suministro de gas para las termoeléctricas y de sus ofertas de precio en la bolsa de energía, el precio de la electricidad tanto en bolsa como en contratos tenderá a incrementarse.*
- *Remuneración de las adaptaciones para combustibles sustitutos: ...las sustituciones de combustible (que utilizan actualmente las termoeléctricas) son de carácter temporal y de ninguna forma permanente. ... Por otra parte la prima planteada beneficia a plantas de generación que no tienen posibilidades tecnológicas de realizar tales adaptaciones.*

El concepto de remuneración marginalista no es aplicable en este caso, ya que este es un costo propio de la planta más ineficiente del sistema, cuyo pago no sería justificable desde el punto de vista de la atención eficiente de la demanda.

Respuesta 322.

Evidentemente en condiciones normales de hidrología atender la demanda mediante estos recursos de generación no es eficiente, situación que incorpora el despacho económico. Sin embargo, en condiciones de hidrología crítica, el abastecimiento de la demanda requiere la utilización de recursos más costosos que complementen la energía aportada por las plantas de generación hidráulica.

A través de un mecanismo de mercado como la subasta, si existen recursos más eficientes que aporten energía firme, la eficiencia de los mismos se verá reflejada

en el precio que ofertan en la subasta y por lo tanto en el precio de cierre de la misma. Este precio de cierre corresponde al cargo por confiabilidad.

La razón para acudir a la planta más costosa requerida para atender la demanda para determinar el Precio de Escasez, no el Cargo por Confiabilidad, es que este valor debe permitir que este recurso tenga el incentivo a abastecer la demanda bajo condiciones críticas. Si existen otros recursos, menos costosos, que puedan hacerlo, desplazarán a este inicialmente empleado con la consecuente reducción de costos para los usuarios en el mediano plazo.

Sobre el enfoque marginalista ver Respuesta 277.

323. EFECTOS DE LA METODOLOGÍA DE TRANSICIÓN SOBRE LA REMUNERACION DE LA CONFIABILIDAD

El valor total de la remuneración por confiabilidad va a tener los siguientes efectos, por los cambios en precio (p) y cantidad de energía a remunerar:

1. Aumenta el precio pagado por confiabilidad por la adición de la prima por adaptación de las plantas térmicas para el uso de combustibles sustitutos de 5.25 a 6.19 US\$/kW-mes.

2. Aumenta la cantidad de energía firme a remunerar, ya que será necesario utilizar una generación hidráulica cercana a la actual, es decir sin aplicar los criterios de IGVA y de 98% PSS sumada a una buena parte de la capacidad térmica instalada.

De acuerdo con nuestros cálculos, el pago anual por confiabilidad que hace la demanda podría subir a un 120% y 130% del actual por estos dos efectos.

Bajo estas condiciones, se estaría remunerando confiabilidad a cualquier precio de generación de energía, dado que una buena parte de las plantas termoeléctricas por lo general no entran en el despacho económico para la atención de la demanda diaria, ni aún por consecuencia de restricciones e inflexibilidades.

Esto contradice el principio de eficiencia en el cual está basada la construcción de la nueva metodología de cargo por confiabilidad.

Respuesta 323.

La aproximación de cargo por confiabilidad se basa esencialmente en la atención de la demanda en condiciones críticas de abastecimiento, no en la operación normal del sistema; en tal sentido, la apreciación sobre la despachabilidad de las plantas termoeléctricas es inadecuada. Además ver Respuesta 250.

324. *Además riñe con la definición del mercado secundario de confiabilidad, ya que si toda la capacidad de producción de energía de las termoeléctricas que está respaldada por contratos de suministro y transporte de combustible está comprometida en el mercado primario de confiabilidad, entonces el mercado secundario estaría conformado por los excedentes de energía no comprometida de las plantas hidroeléctricas.*

Esta situación llevarla a que en la transición, el costo marginal del mercado secundario sería menor al costo marginal del mercado primario de confiabilidad.

Respuesta 324.

En caso de que esto ocurra, sería el resultado de la valoración de la energía firme en la subasta primaria y en el mercado secundario por parte de los mismos generadores, en donde los recursos térmicos resulten ser más competitivos que los hidráulicos.

325. *Es necesario que se guarde un equilibrio en el cálculo de la energía firme, considerando eventos extremos pero posibles, de forma que el nivel de confiabilidad alcanzado guarde relación con el criterio de eficiencia económica y minimización del precio al usuario final.*

Respuesta 325.

En tanto el modelo de cálculo de la energía firme se basa en información histórica, sus resultados reflejan el comportamiento de los recursos de generación frente a situaciones hidrológicas observadas; de esta forma, el usuario está asegurando el suministro de energía firme ante condiciones de escasez que pueden repetirse.

326. PROPUESTA A LA COMISIÓN PARA EL CÁLCULO Y ASIGNACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

La base de la propuesta que nos permitimos presentar ante la Comisión es que se realice una verdadera transición hacia la aplicación de la metodología definitiva para la determinación del precio de la confiabilidad y asignación del cargo entre los generadores a través de la subasta.

En el periodo de transición propuesto por la CREG, se tendrían las siguientes modificaciones:

Año 1

En este año se aplicarían los siguientes criterios:

— *La energía firme de todos los agentes se determinaría mediante una simulación del modelo AS.*

- La energía firme de cada planta térmica e hidroeléctrica correspondería a su generación, tal como se calcula en la metodología de la resolución 116 de 1998.
- No se aplicaría el factor k para ajustar la capacidad remunerable teórica de las plantas.
- La prima a utilizar para calcular el valor de la confiabilidad sería la prima el valor actual de 5.25 US\$/kW-mes.
- Se aplica el precio de ejercicio y las demás especificaciones de la propuesta de la CREG.

Para la subasta que se realizaría en 2006 y que determina los compromisos de energía firme para el año 2010, se utilizaría la generación del AS como la máxima oferta de energía firme con la que podría participar cada planta hidroeléctrica.

Año 2

En este año se aplicarían los siguientes criterios:

- La energía firme de las plantas hidroeléctricas correspondería a la calculada en el año 1.
- La energía firme de las plantas térmicas correspondería a la aplicación de la fórmula de cálculo planteada por la CREG en el documento 038 de 2006, incluyendo a las plantas térmicas que tiene costos variables menores o iguales al costo variable de la última térmica despachada en la simulación del AS.
- Sería necesario diferenciar la prima a pagar a las plantas hidroeléctricas de la prima pagada a las térmicas y dentro de este subconjunto, diferenciar a las plantas que tienen contratos firmados para la ejecución de las adecuaciones y las que nos los tienen.
- La prima a utilizar para calcular el valor de la confiabilidad sería la prima propuesta por la CREG de 512 1.US\$/kW-mes, como un valor intermedio que constituye una aproximación a la prima de actualización de las plantas térmicas al uso de combustibles sustitutos y 5.25 US\$/kW-mes para los demás generadores.
- En consecuencia¹ el valor de la prima que se incluiría en el precio de la energía al usuario final sería un ponderado de los valores pagados a los generadores,

Año 3

En este año se aplicarían los siguientes criterios:

- La energía firme de las plantas correspondería a la calculada para el año 2, con los ajustes en el parámetro beta de cada planta térmica.
- Sería necesario diferenciar la prima a pagar a las plantas hidroeléctricas de la prima pagada a las térmicas y dentro de este subconjunto, diferenciar a las plantas que tienen contratos firmados para la ejecución de las adecuaciones y las que nos los tienen.
- La prima a utilizar para calcular el valor de la confiabilidad sería la prima propuesta por la CREG de 6.19 US\$/kW-mes, como la prima que remunera a las

plantas térmicas que efectivamente hayan realizado las adecuaciones de combustible y 5.25 US\$/kW-mes a los demás generadores.

— *En consecuencia, el valor de la prima que se incluiría en el precio de la energía al usuario final sería un ponderado de los valores pagados a los generadores.*

Respuesta 326.

Ver Respuesta 248.

2.16. EMGESA

327. La propuesta elimina la remuneración del cargo por capacidad

La propuesta contenida en el documento elimina la remuneración del cargo por capacidad y se limita a obligar contratos regulados de opciones para cobertura de precios en bolsa.

Como se explica más detalladamente en el documento anexo, un contrato de opción call es en esencia un mecanismo para realizar operaciones de cobertura de riesgo en precios y la prima que recibe el vendedor es la remuneración por asumir el riesgo de los posibles ejercicios de la opción. La propuesta contenida en el documento en el sentido de imponer un contrato de cobertura de riesgos similar a los contratos que firman hoy los agentes, pero altamente regulado y obligatorio, no constituye a nuestro juicio una alternativa correcta para remunerar la confiabilidad.

La eliminación del cargo por capacidad propuesto en el documento, afecta la viabilidad de la industria de generación, su expansión y por ende la confiabilidad del sistema.

Respuesta 327.

Contrario a los contratos que firman hoy los agentes del mercado, en el mercado de Obligaciones de Energía Firme solo pueden participar aquellos generadores que poseen plantas de generación y hasta un monto igual a su energía firme. Esta situación implica que las Obligaciones de Energía Firme no son solo un mecanismo de cubrimiento de precios como sucede con los contratos de largo plazo. Ver Respuesta 1.

328. La propuesta no tiene símiles en el ámbito internacional

La propuesta presentada por la CREG de remunerar la confiabilidad mediante opciones reguladas y obligatorias a 5 y 10 años no parece tener antecedentes en los mercados eléctricos.

No se conoce de ningún mercado eléctrico en el mundo en el cual se transen opciones de una duración como la propuesta por la CREG y que a la vez se considere que con el pago de las mismas se esté remunerando la confiabilidad.

El riesgo de vender una opción call es muy alto, y ello explica el bajo nivel de transacción de este tipo de instrumento en todos los mercados organizados de commodities. Ejemplos como las VPP (Virtual Power Plants) francesas o las opciones vendidas en el año 2005 en el sistema italiano, apuntan a resolver temas completamente distintos al planteado por el Regulador, tales como apertura de mercado o coberturas financieras de precio.

Conceptos como el “generador de última instancia” levemente esbozado en el documento son ajenos al mercado colombiano. En otros sistemas analizados, esquemas como el “anillo de seguridad” se resuelven también vía mercados de ajuste o de desvíos, no requiriéndose mayor regulación que su operativa periódica.

Un generador que solo se usa en momentos de racionamiento, que no participa en el mercado y al cual se le cubre todos sus costos de inversión con tasas reguladas, parecen más propios de los esquemas regulados previos a la reforma del sector eléctrico que al de mercados en competencia como el colombiano.

Respuesta 328.

Ver Respuesta 11.

En cuanto al generador de última instancia ver Respuesta 43.

329. La propuesta interviene la bolsa y altera el mercado de contratos. La propuesta de imponer un sistema de contratación obligatoria en contratos de opciones en las cuales la CREG discrecionalmente establecería el precio de ejercicio, el piso y el techo de la prima, la forma de la subasta, la cantidad a subastar, la cantidad que cada agente puede ofertar, la duración del contrato de opción, las garantías, etc. Constituye un esquema altamente administrado con todos los inconvenientes de un esquema de mercado y sin sus ventajas.

La propuesta contenida en el Documento CREG-122 de 2005, interviene innecesariamente el mercado de bolsa y el de contratos. El establecimiento de los precios de ejercicio, se traducirá necesariamente en techos a la bolsa. La contratación obligatoria de opciones implica una alteración en la política de contratación de los agentes y por ende en una intervención del mercado de contratos.

Todo lo anterior, finalmente se traduciría en un retroceso a la introducción de mecanismos de competencia que han demostrado ser valiosos para la prestación eficiente del servicio. Por lo anterior, la metodología apunta más bien a un sistema administrado, susceptible de discrecionalidad por parte del Regulador.

Respuesta 329.

Como se ha mostrado con anterioridad en este documento los mercados de contratos y bolsa seguirán operando en las mismas condiciones en que lo hacen actualmente. Ver Respuesta 10.

330. *Para emigrar a un mecanismo de mercado es necesario una transición*

Respuesta 330.

Ver Respuesta 180.

Comunicación E-2006-006890

331. *Consideramos que el producto, entendido como el compromiso que adquiere el generador que recibe cargo por confiabilidad, aún no está adecuadamente definido. La definición del producto debe ser acorde con los requerimientos del usuario; para el caso del Cargo por Confiabilidad, si bien la Energía Firme es lo que requiere la demanda, esta debe ser entregada de acuerdo con las características intrínsecas de la misma, es decir, una energía que pueda seguir la demanda hora a hora.*

Proponemos diferenciar dos precios para la confiabilidad así: Una vez estimada la energía firme y asignada la subasta, el generador podría optar para cada planta por un compromiso diario o compromiso horario. De esta forma aquellas plantas que no puedan seguir la curva de demanda, porque su asignación de energía firme es muy cercana a la que puede entregar a plena capacidad, el compromiso de energía firme sería en forma diaria y el precio recibido incorporaría la división por el factor de carga de la demanda. De otra parte las plantas que acepten tener un compromiso horario variable en función de la curva de carga, se les pagaría un precio afectado por el factor de carga resultante de restar de la base de la demanda la energía que entregan las plantas con compromiso diario.

Respuesta 331.

El producto finalmente propuesto se ajusta a los requerimientos de la demanda.

332. *Sugerimos permitir a los agentes generadores declarar la energía firme de cada uno de sus plantas, de acuerdo a la metodología fijada por la CREG, sujeto a un proceso de auditoría previo a la subasta.*

Respuesta 332.

Ver Respuesta 87.

333. *En relación con la Circular 038, sugerimos incluir como Energía Base el 98% PSS y con garantías el 95% PSS. Es necesario definir el esquema de garantías que aplicarían en este caso.*

Respuesta 333.

La ENFICC Base está asociada a una energía del 100% PSS, el diferencial hasta el 95% PSS deberá respaldarse con una garantía cuyo esquema se define en el Capítulo VIII de la resolución.

334. *Sugerimos que la hidrología histórica, la topología y los parámetros a usar en la determinación de la energía firme sean los valores declarados por el generador los cuales pueden entrar a auditoría.*

Respuesta 334.

En efecto los parámetros serán declarados por el generador para sustentar la ENFICC también declarada por él. Estos parámetros serán objeto de auditoría.

335. *En el caso de la energía térmica sugerimos que se permita al generador poder declarar energías firmes correspondientes a disponibilidades diferentes a su IHF histórico sujeto a garantías, Lo anterior, como incentivo a las inversiones necesarias para mejorar la disponibilidad de la planta.*

Respuesta 335.

Se aceptó el comentario y se incluyó en la resolución. Numeral 3.2.2 del Anexo 3 de la resolución definitiva. Declaración de los Índices de Indisponibilidad Histórica Forzada.

336. *Combustible líquido: Compartimos la exigencia de combustibles que incluye la propuesta regulatoria, la cual no solo debe hacerse a nivel individual (demostración de contratación para el transporte y suministro), sino que también debe incluir una verificación física de las capacidades físicas para atender la totalidad de los contratos. Para lo anterior, podría realizarse una auditoría previa a la subasta que verifique que es posible atender con los sistemas de transporte y suministro de combustible el total de los contratos presentados como soporte de la energía firme de los recursos térmicos.*

En el caso de combustibles que puedan demostrar la existencia de un mercado suficientemente líquido, podría bastar con demostrar de la capacidad de almacenamiento suficiente para cubrir el tiempo necesario entre la compra y la entrega efectiva del combustible en la planta

Sugerimos separar la remuneración de la confiabilidad del componente G en la fórmula tarifaria, de tal forma que su recaudo y liquidación se haga en forma similar a los cargos por SIN.

En el proyecto de resolución no es claro el tratamiento de las plantas menores. Sugerimos mantener un esquema similar al actual para las plantas menores.

En la definición de plantas nuevas o especiales no se incluye el caso de plantas que hagan grandes inversiones para cambiar su combustible principal. Así como se consideran las repotenciacines que implican un incremento porcentual en la potencia de las distintas plantas del sistema; deberían considerarse las reconversiones de combustible, Las inversiones de para este tipo de cambio, son

inversiones millonarias que implican incluso una reconstrucción de la planta original.

Respuesta 336.

Ver Respuesta 284. Respecto a la posibilidad de atender los contratos de suministro y transporte, en la Resolución se incluyó para el cálculo de la ENFICC de generadores térmicos la verificación de esta información frente a las certificaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía para el caso del suministro de gas, y por los transportadores de gas natural para la capacidad de transporte en firme de este combustible. (Ver Artículo 47 de la resolución).

El traslado del Cargo por Confiabilidad al usuario regulado hace parte de la componente G de la fórmula tarifaria que se sometió a consulta mediante Circular CREG-037 de 2006.

Sobre el tratamiento dado a las plantas menores, el esquema propuesto no presenta un cambio sustancial respecto al vigente salvo en la cuantificación de la ENFICC que pueden aportar estas plantas y en la obligación de generar esta energía cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez, so pena de devolver el pago recibido por concepto de Cargo por Confiabilidad. (Ver Respuesta 139)

En cuanto a la no inclusión de la conversión de combustibles dentro de la categoría de plantas especiales o nuevas, la Comisión considera que ésta es una decisión del generador que no requiere la clasificación de Especial de la planta.

2.17. EPM

Comunicación E-2006-000927

337. El problema fundamental del esquema propuesto por la CREG radica en que remunera energía, y como se muestra a continuación, es que no es consistente con dichas restricciones.

Respuesta 337.

Ver Respuesta 146.

338. En síntesis, para que el esquema de opciones funcione en el sentido que la CREG pretende, esto es, para que la prima sea realmente una remuneración de la capacidad, es preciso liberar completamente el mercado spot dejando que los precios alcancen el nivel fijado por la demanda aún en las vecindades del racionamiento, es decir, cuando la curva de oferta se esté haciendo vertical.

Naturalmente el sistema de ofertas debe liberarse igualmente. Bajo estas condiciones los agentes para formar sus expectativas sobre un mercado en el que puede llegar a formarse efectivamente el precio que anticipan a la hora de participar en el mercado de opciones y decidir racionalmente si optan por la prima o se exponen al spot. En esas condiciones la prima si podría llegar a remunerar la capacidad; en las actuales eso no es posible.

Respuesta 338.

La prohibición de ofertar precios que no superen el primer escalón de costos de racionamiento se deroga. Solo se mantiene la intervención de precios ante situaciones de fraccionamiento de la red de transmisión que no necesariamente coinciden con precios de bolsa superiores al Precio de Escasez, caso en el cual se ejercería la Obligación de Energía Firme. Adicionalmente Ver respuesta 1.

Comunicación E-2006-005212

339. Se sugiere revisar y flexibilizar el esquema de transición planteado en la Circular 27, de forma que en la práctica permita a los agentes y usuarios ajustarse paulatinamente al modelo de mercado de opciones de energía firme.

Respuesta 339.

La Comisión considera que tres años es un plazo suficiente para ajustarse a un esquema de mercado para la asignación de la energía firme. Respecto a modificaciones como la metodología de cálculo de la energía firme, la definición del producto y la existencia de un Precio de Escasez, no requieren adaptaciones ni de los agentes ni de los usuarios para ser implementadas.

340. En la presentación de la propuesta de cargo por capacidad realizada el 5 de julio, la Comisión planteó que uno de los criterios para calificar una planta como nueva, es que al momento de realizar la subasta, la planta no esté en etapa de construcción. Según este criterio, una planta hidráulica por tener un período de construcción de 7 a 10 años, que supera ampliamente el período de antelación de 3 años de las subastas, jamás podría ser considerada como nueva. En este caso, la planta hidráulica se vería obligada a participar en subastas anuales y no tendría asegurada una remuneración por 10 años como sí ocurriría con un proyecto térmico.

La aplicación de este criterio se convierte en una discriminación injustificada de los proyectos hidráulicos que sacrifica el desarrollo hidráulico del país.

En los talleres de discusión se ha esgrimido el argumento que este criterio es necesario introducirlo para asegurar la eficiencia de la subasta, lo cual es erróneo pues la eficiencia de la subasta radica en el diseño adecuado del instrumento

transaccional, no en la eliminación de la tecnología hidráulica que por sus características propias requiere largos períodos de construcción.

Se propone eliminar esta consideración para calificar una planta como nueva.

Respuesta 340.

En efecto la eficiencia de la subasta no depende de la selección de tecnologías que pueden participar en ella sino en el incentivo de los agentes de reflejar en sus ofertas los costos verdaderos de su inversión y de oportunidad. Sobre las posibilidades de proyectos de generación con horizontes de construcción más largos que el Período de Planeación ver Respuesta 74.

Comunicación E-2006-006571

341. Energía Firme

En la propuesta de la resolución se identifican los siguientes problemas:

No hay una definición clara y precisa de energía firme: ... para una correcta determinación de la energía firme se requiere ante todo partir de una definición precisa de energía firme, única para cualquier tecnología.

...

Propuesta: "es la máxima producción continua que una central puede garantizar suponiendo la ocurrencia histórica de caudales"

Respuesta 341.

En la Resolución Capítulo I. Definiciones, se incluye la siguiente: Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

342. Modelo inadecuado: La solución de un modelo de despacho centralizado como el propuesto... no refleja la energía que cada planta puede entregar de manera individual. Por consiguiente, la propuesta de emplear el valor correspondiente al 98% PSS de la distribución de probabilidad de la generación individual de las plantas no siempre está asociado a condiciones críticas.

Respuesta 342.

Se introdujeron ajustes. La metodología finalmente propuesta no considera un despacho centralizado sino la maximización de la energía mínima que entregue para un período hidrológico de un año cada planta hidráulica en forma aislada.

343. Caracterización inadecuada de embalses: el indicador IGVA como elemento caracterizador de la capacidad de regulación de un embalse no se justifica.

Respuesta 343.

Ver Respuesta 144.

344. Asimetría en el cálculo de la energía firme hidráulica y térmica: Para las plantas hidráulicas se emplea un modelo de despacho centralizado que encuentra el óptimo global del sistema, mientras que para las plantas térmicas se realiza un cálculo individual.

Respuesta 344.

Ver Respuesta 143.

345. Los resultados de energía firme deben ser consistentes con la realidad histórica, las características físicas de la infraestructura del sector y las expectativas futuras del sistema.

Respuesta 345.

Ver Respuesta 143 y Respuesta 325.

346. Tratamiento de Planta Especial para Proyectos Hidráulicos

Se recomienda revisar la definición de planta nueva, de forma que de cabida a todas las plantas que posean períodos de construcción mayores a 3 años para que estas plantas puedan asegurar una remuneración hasta por 10 años, y que permita su participación en la subasta como plantas nuevas.

En este sentido se propone que el concepto de planta nueva corresponda a aquellas plantas que ingresan por primera vez al sistema, independientemente de la duración de su período de construcción.

Respuesta 346.

Ver Respuesta 247

347. Margen de Reserva

El cálculo del margen de reserva debe tener en cuenta los siguientes factores: la incertidumbre en la proyección de la demanda de punta, la reserva operativa, y la salida de plantas por mantenimientos programados.

Por lo anterior se considera que el margen de reserva definido como el margen de error en el pronóstico de la demanda de energía resulta insuficiente y altamente riesgoso para el país en términos de confiabilidad en el suministro.

En este sentido, la práctica internacional muestra que los márgenes de reserva oscilan entre un 10% y un 20%

Respuesta 347.

Ver Respuesta 103.

348. Subasta como Mecanismo de Mercado

En aras de la eficiencia económica de la subasta, se propone que los precios sean únicos y los fije la interacción entre la oferta y la demanda, sabiendo de antemano que los agentes sólo podrán ofertar cantidades reguladas que tienen un mínimo riesgo de incumplimiento. De otra parte se propone revisar la propuesta de modo que los casos en los que se requiera un mecanismo administrado sean la excepción y no la regla general.

Respuesta 348.

Justamente los casos en los que el mecanismo de mercado no funciona requieren intervención del regulador para impedir que las ineficiencias en su funcionamiento se trasladen al usuario o al agente. Por el contrario, si el mecanismo no presenta inconvenientes, la intervención del regulador es innecesaria.

349. Anexo 1. Energía Firme

Se propone el uso de cualquier modelo que desarrolle en forma clara y sencilla la definición de energía firme para plantas hidráulicas: “máxima producción continua que una central puede garantizar suponiendo la ocurrencia histórica de caudales”

...

La determinación de la energía firme se haría en dos etapas:

1. *Aplicando la definición de energía firme propuesta, se calcula la energía firme para cada planta en forma aislada. ... Para las cadenas hidráulicas, se propone calcular la energía firme iniciando con la planta que está más aguas arriba. Los resultados de descargas obtenidos de la planta localizada aguas arriba, se utilizan como aportes para las centrales aguas abajo.*

2. *Posteriormente se procede a calcular la energía firme del sistema agregado, utilizando la definición de energía firme del sistema: “máxima producción total que puede ser garantizada en forma continua por el conjunto de plantas hidráulicas suponiendo la ocurrencia histórica de caudales”.*

La diferencia entre la energía firme del sistema y la suma de las energía firme aislada de todas las plantas hidráulicas, se reparte entre las plantas hidráulicas en forma proporcional a la energía firme aislada de cada planta. La energía firme calculada en cada planta con el procedimiento descrito, se denominaría energía firme agregada.

Respuesta 349.

Ver Respuesta 463

350. Capítulo II. Obligaciones de Energía Firme

Artículo 17. Normas comunes para el retiro de cualquier planta o Unidad de generación. Debiera considerarse que el agente mantenga el punto de conexión mientras no se tengan solicitudes que afecten esta conexión, y que ante solicitudes de un nuevo agente se de prioridad al agente que se retira siempre y cuando el ingreso se de en un tiempo menor o igual a un año después del retiro.

Respuesta 350.

Ver Respuesta 79

351. *Capítulo III. Precio de Ejercicio*

Artículo 23. Otros Costos Variables (OCV). Debiera especificarse en forma clara y mediante una definición, cómo es el nuevo cálculo del CEE y del CERE.

De acuerdo con el artículo 78, la nueva definición de CEE y CERE a utilizar es: $CEE=CERE=VCm$: Valor del cargo por confiabilidad del mes m .

Respuesta 351.

La metodología de cálculo se incorporó en el Anexo 8 de la resolución.

352. *Capítulo IV. Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad*

Artículo 30. Energía firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas Hidráulicas (ENFICC). El agente podrá declarar un valor entre la energía firme agregada y la energía firme aislada; la diferencia entre la energía firme declarada y la energía firme aislada, deberá respaldarse con una garantía de conformidad con lo que establezca la resolución.

Respuesta 352.

Ver Respuesta 463

353. *Artículo 36. Debiera especificarse en forma clara que las plantas no despachadas centralmente no participan en la subasta de obligaciones de energía firme.*

Respuesta 353.

Se incorpora la aclaración en la resolución. (Parágrafo del Artículo 20. Agentes habilitados para participar en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces)

354. *Artículo 46. Debiera definirse en forma clara qué tipo de eventos da lugar a considerarlos como Horas de indisponibilidad Forzada y qué tipo de eventos da lugar a horas de mantenimiento programadas.*

Respuesta 354.

Para los efectos de considerar un mantenimiento como programado, el agente generador deberá registrarlos como tal ante el CND y además, para descontar las horas de este mantenimiento en el cálculo del IHF la planta o unidad de generación deberá utilizar los mecanismos previstos para garantizar la energía comprometida en la subasta o en el respectivo procedimiento.

En estos términos, el resto de eventos se consideran como horas de indisponibilidad forzada, por su puesto con las dos excepciones que se prevén en

la Resolución: STN/STR y Racionamientos programados de gas decretados por el Ministerio de Minas.

355. Capítulo V. Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme. Artículo 54. Debe señalarse claramente, en qué eventos no se requiere la realización de la subasta para la asignación de obligaciones de energía firme.

Respuesta 355.

Ver Artículo 18 Oportunidad para llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces.

356. Artículo 55. Debiera establecerse claramente que las plantas no despachadas centralmente y los cogeneradores no participan en la subasta.

Respuesta 356.

Ver Respuesta 353.

357. Artículo 57. Procedimiento para calcular la demanda a subastar. En la ecuación que define la función de demanda, entendemos que el tercer tramo de la función está dado por la ecuación: $p(q)=0.5 CE(q-D-M2)/M2 +0.5CE$ $D < q \leq (D+M2)$. Para dicho tramo de la función, la ecuación que aparece en la resolución 043, tiene una variable R no definida, y los extremos de la ecuación no producen los resultados de la propuesta original (Cramton, julio 7 2006) Es fundamental que se definan los valores que tomarán M1 y M2, por simetría en el tratamiento M1 debe ser igual a M2, y los criterios que se aplicarán para la determinación del CE.

Respuesta 357.

Ver Respuesta 104 y Respuesta 200

358. Artículo 58. Procedimiento de subasta para la asignación de obligaciones de energía firme. Proponemos que se elimine el parágrafo del artículo 50. En todos los casos (haya o no plantas nuevas) se debe realizar la subasta, pues el mercado determinará un precio de acuerdo con la disponibilidad de energía firme y el requerimiento de la demanda objetivo.

Respuesta 358.

Para que la Subasta sea un proceso eficiente de formación de precios es indispensable contar con plantas y/o unidades de generación nuevas. La no participación de estos agentes, pese a requerirlos, es decir cuando la oferta es insuficiente para atender la demanda, hace que cualquier generador que participe en la subasta tenga poder de mercado. Por tal razón la propuesta no es conveniente.

359. *Artículo 59. Casos especiales del procedimiento de subasta. Debido a la definición actual de Plantas especiales, existe una discriminación para las plantas hidráulicas cuyo período de construcción en general es mayor a 3 años y por lo tanto siempre serían tratadas como centrales existentes por lo cual su remuneración no sería nunca al precio de apertura, de acuerdo con el numeral 1 de este artículo.*

La propuesta de Cramton es que para las plantas especiales en construcción (que entran en operación después del período de transición) se tenga en cuenta una asignación de energía firme para dichas plantas a partir de su entrada en operación comercial (hasta por un período de 10 años), con un precio equivalente al precio de cierre de la primera subasta (el agente dueño de la planta decide si acepta dicho precio o decide esperar a que el precio de la próxima subasta pueda ser más atractivo para aceptarlo).

Respuesta 359.

Ver Respuesta 247

360. *Artículo 60. Actualización del Costo del Entrante. De acuerdo con la propuesta original de Cramton, si no hay subasta exitosa (oferta inadecuada o insuficiente competencia), el valor del CE de la siguiente subasta continúa siendo el mismo, mientras que en el caso en que se haya podido encontrar un precio de cierre, producto de una subasta exitosa, el CE de la siguiente subasta se actualiza como:*

CEsiguiente = 0.7CE anterior + 0.3 Precio cierre

El artículo 60 de la resolución 043 no transcribe dicha propuesta y plantea todo lo contrario.

Respuesta 360.

Se acepta el comentario y se modifica la resolución.

361. *Capítulo VI. Transición*

Artículo 64. Requisitos para participar en la asignación de energía firme durante el período de transición. Debe establecerse claramente que las plantas no despachadas centralmente y los cogeneradores no participan en la asignación durante el período de transición.

Respuesta 361.

En este caso, aplican los mismos requisitos exigibles a los generadores en las Subastas, lo que excluye a las plantas no despachadas centralmente.

362. *Artículo 65. Contrato de combustibles. Consideramos que no es adecuado hacer pago de cargo por confiabilidad a alguien que no posea energía firme, lo cual ocurre para las plantas que no tienen facilidades para generar con combustibles diferentes a gas y de acuerdo con el numeral 1 del artículo 65 se les permitiría la opción de solicitar la retención del pago del cargo por confiabilidad*

hasta la fecha de la puesta en operación de dichas facilidades, pero de todas formas se les estaría pagando un producto que no poseen, se está favoreciendo a los térmicos y la señal económica debe ser por sí misma inducir a esta inversión si se requiere. Por lo tanto proponemos que se elimine el numeral 1 del artículo 65.

Para recibir cargo por confiabilidad de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del artículo 65, proponemos que se realice una prueba de disponibilidad, para verificar la generación con las facilidades implementadas.

Respuesta 362.

La primera alternativa se mantuvo con la obligación de adjuntar una garantía de cumplimiento de la puesta en operación de la planta. La segunda alternativa fue eliminada.

Además se incorporó la propuesta de solicitar una prueba de funcionamiento de la planta. (Ver Artículo 81)

363. *Artículo 69. Demanda objetivo durante el período de transición. Aparece diferente la definición de Demanda Objetivo para el período de transición, pues en este caso no se resta la energía firme de las plantas no despachadas centralmente. Proponemos que sea la misma definición del capítulo I Definiciones.*

Respuesta 363.

Se acepta el comentario y se modifica la resolución.

364. *Artículo 70. Plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo. Nuestra propuesta es que no exista la definición de Plantas especiales. Por lo tanto, consideramos que para este tipo de plantas, la adición en capacidad de dicha planta debería tener la denominación de Planta Nueva.*

Respuesta 364.

Ver Respuesta 32 y Respuesta 291.

365. *VII. Liquidación*

Artículo 75. Remuneración de la energía asociada a la obligación de energía firme. Las ecuaciones planteadas en la resolución no tienen cierre entre Ingresos y egresos de los generadores y comercializadores, pues en la forma en que están planteadas no representan la filosofía del cargo por confiabilidad que se quiere establecer: asegurar que el precio máximo al que se paga la energía en los casos en que el precio de bolsa supere el precio de ejercicio, sea el precio de ejercicio; verificar que si un generador aporta más energía en los momentos de crisis que su obligación de energía firme, le sea reconocida dicha energía adicional a precio de bolsa.

Respuesta 365.

Esta filosofía se mantiene. Ver Capítulo V. Liquidación

366. *Artículo 76. Liquidación de obligaciones en presencia de contratos de largo plazo. Para no distorsionar el mercado de contratos bilaterales de largo plazo que existen entre generadores, los cuales se han realizado para modificar su exposición ante la bolsa de energía, es necesario que sean considerados todos los contratos de largo plazo en el esquema propuesto, y no solo los contratos con destino a usuario final como está escrito en la propuesta de la resolución 043.*

Respuesta 366.

Esta modificación fue incorporada. Ver Capítulo V. Liquidación.

367. *Artículo 78. Recaudo y pago del cargo por confiabilidad a los generadores con obligaciones de energía firme. No se debe trasladar al generador el riesgo de variabilidad de la demanda, pues tal como está escrita la fórmula de VD, en función de la $OEFV_{j,h}$, el ingreso del generador depende de la obligación horaria, la cual varía con la demanda real de cada hora.*

Se propone que el valor de VD sea estable e independiente de la demanda.

Es necesario que se defina claramente el valor asociado a las variables VR (valor a recaudar) y VD (valor a distribuir).

En la definición de la variable $ED_{j,h}$ existe redundancia con la definición establecida en la ecuación para $VD_{j,m}$ pues sería suficiente con definir: $ED_{j,h}$: energía declarada del agente j en la hora h.

Respuesta 367.

No es intención de la CREG trasladar el riesgo de crecimiento de la demanda a los generadores asignados con Obligaciones de Energía Firme. Se verificó la redacción del artículo para evitar confusiones al respecto. (Ver Anexo 1, Cálculo de la Obligación de Energía Firme).

368. *ANEXO 2. Formatos de reporte de la información para el cálculo de la ENFICC.*

Formato 2.2, Topología de Plantas Hidráulicas.

Considerarnos que esta topología no debe ser un reporte de los agentes, sino que debe ser definida por los Expertos del mercado (XM) o por el CNO.

Formato 2.4. Serie histórica de Caudales medios mensuales de los ríos del SIN.

No se entiende bien lo de que la información histórica disponible debe "...incluir la información correspondiente al periodo definido para el cálculo de la energía firme..." pues los registros históricos de caudales medios mensuales no debieran dar lugar a manipulación alguna y los existentes son los que estén disponibles para un período que el agente disponga y no depende de los requisitos de un cálculo.

Respuesta 368.

La información que se utilice para hacer la evaluación de la energía firme es responsabilidad del agente, dado que es él quien responde por el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme y percibe la respectiva remuneración. Por lo anterior, los reportes deben ser diligenciados por el agente bajo su responsabilidad. Esta información será revisada y verificada a través de un esquema de auditoría.

En cuanto a la información histórica de aportes, se solicita toda la información histórica de caudales, evaluada y aprobada por el procedimiento para verificación de parámetros establecido por el CNO.

369. *Por otro lado, las series históricas de caudales medios mensuales son actualizadas anualmente y refrendadas por acuerdos del CNO, por lo cual consideramos que no requieren ser reportadas por los agentes, a menos que dichas series no estén aprobadas bajo acuerdos del CNO, por ser nuevas o por que el agente haya tenido retrasos en su repone ante el CNO.*

Respuesta 369.

Ver Respuesta 368

370. *Formato 2.5. Embalses. Consideramos que el volumen de embalse para el inicio de la simulación, "... a primero de enero del año T...", no es necesario que sea reportado por el agente, pues dicha información reposa en los archivos del operador del mercado (XM).*

Respuesta 370.

En la metodología finalmente adoptada se cambió esta exigencia y nivel inicial del embalse no requiere ser reportado por el agente.

371. *Consideramos necesario contar con la asesoría de funcionarios técnicos del Acueducto de Bogotá, para hacer un modelamiento lo más acertado posible de los embalses utilizados en la sabana de Bogotá con utilización conjunta para energía y acueducto, así como para estimar adecuadamente la demanda de acueducto y riego de la sabana de Bogotá que tiene gran influencia en la determinación de la energía firme de las centrales hidráulicas que utilizan los recursos hidráulicos de la zona.*

Respuesta 371.

En este caso el agente generador cuya ENFICC se vea afectada por estas variables deberá declarar información que sea verificable y sustentable posteriormente en la auditoría de parámetros. El modelo de optimización

propuesto para calcular la ENFICC de las plantas de generación hidráulica es un modelo general y las particularidades de la operación de cada planta se incluirán mediante la valoración de parámetros como las curvas guía y las filtraciones declaradas por el agente.

372. *Formato 3.5. Suministro y transporte de combustibles no contratados por escrito. Considerarnos que se debe aclarar que en todos los casos debe remitirse copia del Plan de trabajo y obras y del Registro Minero expedidos por la autoridad minera correspondiente.*

Respuesta 372.

Se establece que durante el periodo de precalificación los agentes generadores con plantas y/o unidades de generación térmica que planeen utilizar carbón mineral para respaldar su ENFICC podrán entregar, en reemplazo de la garantía exigida, copia del auto aprobatorio del Plan de Trabajos y Obras expedido por la autoridad minera, y carta de compromiso firmada por el representante legal de la(s) mina(s) y aceptada(s) por el generador, en donde conste que cuenta con las reservas y capacidad de producción necesarios para atender el contrato de suministro que se firmaría en caso de que la planta lo requiera para atender las Obligaciones de Energía Firme que adquiriera en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.

Comunicación E-2006-006838

373. *Los detalles adicionados a la propuesta (de cálculo de ENFICC contenida en el Documento 073) eliminaron el aporte del almacenamiento de los embalses, dando como resultado una energía firme que no considera la capacidad de regulación de las plantas.*

Respuesta 373.

Tal como está contenido en el documento CREG 073 de 2006, la metodología definida sí considera el aporte de los embalses de acuerdo con su capacidad, tendiendo en cuenta que la función objetivo es maximizar la ENFICC sujeto a la ecuación de balance hídrico.

374. *Enlazar los períodos anuales de optimización, en cada uno de los cuales se maximiza la energía que se puede asegurar en forma continua, lleva a que los volúmenes iniciales de casi todos los períodos de optimización sean los volúmenes mínimos de los embalses.*

Si bien es cierto que los agentes no operan sus embalses conociendo el futuro, y por tanto no acumulan las reservas exactas para generar en épocas de sequía,

por el mismo hecho de no conocer el futuro, los agentes no llevan sus embalses al volumen mínimo, pues la incertidumbre hidrológica les impide asumir un nivel de riesgo de esa magnitud.

La optimización para un horizonte anual, hace desaparecer el aporte del embalse porque lo lleva en general a su mínimo técnico al final de cada año. De este modo se desincentiva la expansión hidráulica con embalses de regulación, lo cual va en contravía del objetivo de incentivar plantas que den firmeza al Sistema.

De otra parte, para realizar la optimización en periodos anuales que se consideren como eventos de un proceso estocástico, y con ellos hacer un análisis probabilístico, es necesario que cada realización sea independiente. Por lo anterior, no es válido construir una curva de probabilidad a partir de eventos correlacionados entre si.

Para lograr la independencia de los eventos se requiere definir unas condiciones iniciales iguales que permitan evaluar la influencia de la variable aleatoria en estudio. Si la variable aleatoria que se está analizando son los aportes hidrológicos anuales, se deben entonces mantener fijas las demás variables, en este caso las condiciones iniciales de los embalses.

Propuesta

Con base en lo anterior, EEPPM propone utilizar siempre como volumen inicial de cada embalse el mínimo valor histórico registrado para el 30 de abril, desde el inicio del mercado, y utilizar los aportes históricos anuales como variable aleatoria, en periodos de optimización anuales.

Respuesta 374.

La metodología propuesta tiene la fortaleza de no depender de la definición de un nivel inicial del embalse, aspecto considerado relevante frente a la posible pérdida de independencia de los eventos por el enlace entre períodos vía el nivel del embalse.

Teniendo en cuenta que el Cargo por Confiabilidad se paga por disponer de una energía firme, la nueva metodología da todos los incentivos a plantas que dispongan de esta energía.

375. Se considera conveniente revisar de manera exhaustiva la modelación de la cadena de Bogotá, particularmente en lo que respecta al uso del agua del embalse de Chuza para el sector eléctrico exclusivamente, y en general verificar con las autoridades competentes (ambiental, acueducto, y riego) la información asociada a los otros usos de los embalses.

Asimismo se considera innecesario que los agentes nuevamente deban declarar sus series hidrológicas, si se tiene en cuenta que dicha información ha sido avalada mediante acuerdos del Consejo Nacional de Operación, y es la misma que se emplea actualmente para el cálculo del cargo por capacidad.

Finalmente, consideramos que se debe dar un trato equitativo a todas las plantas hidráulicas, tomando como referencia la ventana histórica común para los aportes hidrológicos del SIN.

Respuesta 375.

A todas las plantas se les va a realizar una auditoria de parámetros para revisar que los declarados por los agentes se ajusten a la realidad. En lo que respecta a las series hidrológicas la información que se solicita es la hidrología aprobada por el acuerdo del C.N.O. vigente.

En lo que respecta a la historia hidrológica, la fortaleza de la nueva metodología radica en contar con series largas de información, por lo que se busca mantener la mayor información posible de los caudales. Recortar esta historia incrementa la incertidumbre en el cálculo de la energía firme.

Con relación al modelo de la cadena de Bogotá, el que emplee el agente generador deberá estar técnicamente sustentado y este soporte deberá presentarse en la auditoría de parámetros.

376. En general, el documento 074 trata de clarificar el esquema de remuneración, sin embargo, es necesario que la liquidación sea abordada con mayor profundidad y claridad en cuanto al engranaje de las nuevas reglas de liquidación en presencia de las obligaciones de energía firme y la liquidación de las transacciones vigentes en la bolsa de energía.

Respuesta 376.

Se introdujeron los ajustes para dar mayor claridad en las reglas sobre liquidación. Ver Capítulo V. Liquidación.

377. (La propuesta contenida en el Documento CREG-075 de 2006) puede poner en riesgo la confiabilidad del sistema en las horas de alta demanda, ya que el sistema puede estar presentando un déficit de potencia aún cuando todos los generadores estén cumpliendo su obligación de energía firme.

Respuesta 377.

Tal y como se establece en las reglas sobre las obligaciones de energía firme, éstas serán exigidas de conformidad con la programación realizada en el Despacho Ideal. Con este despacho se realiza el seguimiento de la curva de carga que permita garantizar la atención de la demanda en cada una de las horas.

378. *EEPPM manifiesta que si bien se avanzó en la adopción de una definición adecuada de energía firme, los detalles finales no deben llevar a desconocer el aporte que da la regulación de los embalses a la energía firme del Sistema, pues de esta forma, se estaría garantizando la confiabilidad mediante un excesivo nivel de criticidad adoptado en la valoración de la energía firme de las centrales hidráulicas.*

Respuesta 378.

La metodología permite que los agentes generadores que lo deseen puedan ofrecer una ENFICC máxima asociada al 95% PSS siempre y cuando respalden la diferencia entre la ENFICC Base y la del 95% con una garantía.

2.18. EPM-EMGESA-URRA-EPSA

379. *“(…) Aunque el título del documento CREG-122 y los lineamientos iniciales contenidos en el mismo, pudieran inducir la idea de que se remunera el cargo por capacidad, la realidad es que esto no es así: lo que se subyace en el fondo de la propuesta es la eliminación de la remuneración por cargo por capacidad a través de la implantación de un mecanismo de contratos de energía firme de cobertura de precio.”*

Respuesta 379.

Ver Respuesta 1.

380. *“(…) las opciones call de energía son mecanismos permitidos por el marco regulatorio actual, que los agentes emplean para cubrir el riesgo de precio de bolsa, y como tal, son instrumentos propios de la actividad de comercialización.”*

Respuesta 380.

A diferencia de las posibles opciones call que pudieran transarse actualmente entre generadores y comercializadores, el esquema de Obligaciones de Energía Firme en donde solo pueden participar agentes generadores que tienen plantas o unidades con energía firme, se convierte en un mecanismo efectivo de garantía de la confiabilidad más que en una herramienta financiera propia de la comercialización.

381. *(…) si finalmente se adopta un esquema de mercado, se hace imperativo que se introduzca un mecanismo de transición que contemple un tránsito gradual y sin traumatismos, entre el esquema vigente y el modelo de mercado que se defina. Esta transición es fundamental dado el monto de la remuneración en juego.*

Se sugiere que la transición se realice con el modelo administrado actual”.

Respuesta 381.

Ver Respuesta 180 y Respuesta 248.

2.19. ISAGEN-CORELCA

Comunicación E-2006-004209

382. El mercado secundario propuesto por la CREG no debe limitarse al cubrimiento de la exigibilidad, entendida como los momentos en los cuales se espera que el precio de bolsa supere el precio de ejercicio, sino que debería constituirse en el mecanismo de cubrimiento para el cumplimiento de la energía firme disponible (revisión mensual a estacional) independiente del ejercicio de la opción.

El cubrimiento financiero para los casos en que se proyecte el ejercicio de la opción puede hacerse mediante los instrumentos convencionales de contratación, tales como forwards, swaps, futuros y opciones call sobre futuros, estos últimos a partir de la implementación del SEC.

Respuesta 382.

En efecto las Obligaciones de Energía Firme deben respaldarse permanentemente, tal es el caso de los mantenimientos programados que requieren respaldo de algún anillo de seguridad para que las horas planeadas para hacerlo, no afecten cálculos posteriores del IHF.

383. El sistema bilateral es mucho más simple, pero es más susceptible a problemas de discriminación. Compartimos con la CREG que este sistema es el más expedito para implementar transitoriamente, sin embargo creemos que una vez se cuente con la plataforma tecnológica y la madurez de mercado suficiente, se deberán permitir las negociaciones del producto en condiciones estándar, con lo cual se mitigaría el problema arriba enunciado y se introduce agilidad al mecanismo transaccional.

Respuesta 383.

Tras verificar el comportamiento del mercado bilateral la CREG evaluará la necesidad de implementar un mercado centralizado. En el entretanto, la publicación de la energía firme disponible para ofertar en el mercado secundario, así como los precios promedio a los que este cubrimiento se transa, permitirá reducir problemas de discriminación en estas negociaciones.

384. En el mercado secundario también podría implementarse el mecanismo propuesto en el documento de retiro de plantas para la cesión de compromisos y derechos, con el fin de que se transfiera al generador vendedor las obligaciones adquiridas por el generador comprador en la subasta primaria.

Respuesta 384.

Teniendo en cuenta el carácter bilateral del mercado secundario, no está previsto que una transacción en este mercado remplace el mecanismo formal de cesión requerido para el retiro de un agente. El mercado secundario no está previsto como un mercado de intermediación de obligaciones de energía firme, sino como un mecanismo para facilitar al generador el cumplimiento de las que tiene asignadas. En el caso de retiro de plantas, el agente que adquirió la Obligación de Energía Firme en la Subasta sigue siendo el responsable de cumplir este compromiso, y puede acudir al mercado secundario, o a cualquier otro anillo de seguridad, para cubrir la energía firme que debía aportar la planta retirada.

385. Sería adecuado realizar el proceso de verificación por empresa y no por planta.

Respuesta 385.

En efecto la verificación de la energía firme se efectuará por empresa.

386. Al igual que con las actuales transacciones de energía de largo plazo, el incumplimiento de los compromisos adquiridos en el mercado secundario debe originar acciones contempladas en el mercado de energía mayorista para el incumplimiento, tales como la limitación de suministro, adicional a las garantías pactadas bilateralmente.

Respuesta 386.

Al ser una negociación bilateral que no exime del cumplimiento en el mercado mayorista al generador que tiene la asignación de la Obligación de Energía Firme, los efectos del incumplimiento de lo pactado en el mercado secundario serán los definidos por las partes.

387. CORELCA e ISAGEN consideran que incluir un orden de despacho de los contratos que sea indicado por el mismo agente, puede introducir complicaciones al proceso de despacho realizado por el ASIC y a la trazabilidad que pueden tener los agentes. Proponemos que en este punto se asigne como orden de despacho el mismo orden en que se realice el registro de los contratos.

Respuesta 387.

Ver Respuesta 265

388. La Comisión establece que los demandantes (del mercado secundario) son los generadores que tienen compromisos de entrega de energía firme

adquiridos en la subasta y que prevén que temporalmente no pueden cumplirlos. ... Proponemos incluir entre los demandantes de este mercado a los agentes que venden en el mercado secundario.

Respuesta 388.

Se acepta la propuesta y se incorpora a la regulación. (Artículo 60. Participantes)

389. Consideramos que un plazo de 5 días calendario puede ser muy extenso para poder registrar el inicio de ejecución de un contrato (del mercado secundario)

Respuesta 389.

Ver Respuesta 58

390. La propuesta de la CREG no considera la posibilidad de que el Comprador Central tenga que ajustar las cantidades de opciones de energía firme suscritas en el mercado primario.

Respuesta 390.

Para tal efecto la Comisión incorporó en los Anillos de Seguridad las Subastas de Reconfiguración tanto para la compra como para la venta de Obligaciones de Energía Firme.

391. Sobre retiro de plantas. Se elimina la limitación de esperar un año para reingresar a la operación vigente actualmente. Debe prolongarse el tiempo en el que expira la conexión al STN, manteniéndola coherente con la reglamentación actual y con los períodos de subasta, de esta forma se puede mantener también la restricción de un año para reingresar.

Respuesta 391.

Ver Respuesta 59 y Respuesta 79.

392. Sobre retiro de plantas, en el último párrafo del punto b) Retiro de plantas, debería especificarse al final que "... y a los demás agentes que pueden resultar afectados para que tomen las medidas comerciales y/o técnicas que consideren necesarias".

Respuesta 392.

Se consideró innecesaria la aclaración, toda vez que la resolución ya establece la obligación de informar a los agentes que puedan resultar afectados.

393. La propuesta de la CREG no resuelve el caso para el retiro forzoso de generadores que fueron destruidos por fenómenos naturales, AMIT o simplemente que dejaron de operar por quiebra financiera. En esos eventos, el Comprador Central debería estar autorizado por la reglamentación para buscar en el mercado secundario la compra de las opciones call que quedaron

descubiertas con la salida del agente o la planta. El sobrecosto o el ahorro que se produzca por tal operación financiera deberá ser asumida por la demanda, a no ser que el ASIC pueda replicar sobre el agente incumplido.

Respuesta 393.

Dado que el objetivo del Cargo por Confiabilidad es garantizar la confiabilidad del servicio, la regulación propuesta para dicho cargo persigue, mediante distintos incentivos, que la Obligación de Energía Firme asignada a un generador, se cumpla. Y, precisamente, previendo que se pueden presentar situaciones en las cuales la planta o unidad que respalda la obligación no puede entregar la energía, se creó el mecanismo de anillos de seguridad para facilitar al generador en tales circunstancias el cumplimiento de las obligaciones que tiene asignadas. Por tal razón, no se considera conveniente darle a las Obligaciones de Energía Firme el mismo tratamiento de una opción financiera que ha quedado descubierta, pues se insiste, el objetivo que se busca con el cargo es que quien tiene la obligación asignada, la cumpla.

394. Debe establecerse claramente en la resolución finalmente expedida las condiciones bajo las cuales se reincorpora la planta al sistema.

Respuesta 394.

Se introdujeron expresamente las reglas para la reincorporación de la planta o unidad retirada. (Artículo 16. Normas comunes para el retiro y reingreso de cualquier planta o Unidad de generación)

395. Sobre Verificación de Instalación de Generadores Nuevos. La interventoría incrementa los costos asociados al proyecto, más aún cuando podrían darse casos de asignaciones de energía firme menores al total disponible en la nueva planta, que no permitiría la recuperación de los costos de la interventoría en la prima. Este procedimiento no sería necesario dados los mecanismos ya establecidos de verificación, garantías, penalizaciones y cubrimientos de la propuesta.

Respuesta 395.

Con la auditoría se satisfacen dos (2) necesidades del sistema de enorme importancia, lo cual amerita su realización:

- Obtener los nuevos recursos de generación requeridos por el sistema
- Recibir señales de ajuste para generar incremento en las capacidades a considerar para las nuevas subastas

396. Una vez la planta entre en operación se verificaría la energía firme asociada, mediante los parámetros técnicos definitivos de la planta. Sin embargo, la UPME verificará, directa o indirectamente, la evolución permanente del desarrollo de los proyectos para determinar incumplimientos graves e insalvables

o retrasos en la entrada, asumiendo los roles para el interventor descritos en el proyecto de resolución.

Respuesta 396.

En el proyecto publicado con la Resolución CREG-043 de 2006 no se establece las funciones que el comentario le atribuye a la UPME. En adición, se considera que las funciones que realiza la UPME sobre planeamiento de la expansión no suplen las labores específicas que se considera necesario llevar a cabo mediante la auditoría.

397. Entre los requisitos de participación en la subasta, para plantas nuevas, se establece la entrega del cronograma de construcción. En este punto, debe especificarse que el cronograma esté debidamente registrado y aprobado por la UPME.

Respuesta 397.

No se encuentra justificación para la exigencia de este requisito. Adicionalmente, se estima que el diseño de este cronograma es del arbitrio del agente en los términos de los artículos 10 de la Ley 142 de 1994 y 24 de la ley 143 de 1994.

398. En cuanto a la participación de las plantas nuevas en la subasta primaria, dado que el cargo por capacidad es un viabilizador para los nuevos proyectos, debe establecerse un mecanismo de energía de reserva que representa la mínima cantidad de energía que está dispuesto a vender el generador nuevo.

Respuesta 398.

La curva de oferta de energía firme con la que el generador participa en la subasta no debe incorporar fraccionamientos de la energía firme asociada a una planta y/o unidad de generación, en este caso no hay asignaciones parciales y por lo tanto no es necesario fijar esta energía de reserva. La curva de oferta construida de esta manera, incorpora la “energía de reserva”.

La definición del precio de cierre de la subasta incluye esta restricción en la asignación de la oferta.

399. El documento CREG-034 de 2006 no establece el monto que debe cubrir la póliza de cumplimiento.

Respuesta 399.

Esto hará parte del Reglamento de Garantías que debe someterse a consideración de la CREG. (Artículo 78. de la Resolución definitiva Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad)

400. *El recaudo que se haga al hacer efectiva la póliza de cumplimiento debe utilizarse por el ASIC para suscribir los volúmenes de opciones de energía firme que tenía asignados la planta incumplida. Este dinero debe cubrir totalmente el costo de estos nuevos contratos en el mercado secundario, antes de recurrir a los otros anillos de seguridad, por tanto, debe establecerse un procedimiento para actualizar la cantidad asegurada por la planta nueva, de acuerdo con la evolución de los precios el mercado secundario de contratos de Respaldo de Energía Firme.*

Los excedentes que resulten de la aplicación de la póliza de cumplimiento serán acreditados a la demanda para reducir los costos asociados al Cargo por Confiabilidad que deberán pagar todos los usuarios finales del país o las exportaciones de energía a otros países.

Respuesta 400.

Ver Respuesta 78

401. *La Comisión debe establecer, en la resolución definitiva, el procedimiento a aplicar en caso que la asignación de la subasta no corresponda al total de la energía firme certificada del generador nuevo. Serían compromisos parciales? Interventorías parciales? Pólizas de cumplimiento parciales?*

Respuesta 401.

La subasta no efectuará asignaciones parciales de energía firme. En cualquier caso las garantías se calcularán proporcionalmente a la ENFICC comprometida en la subasta o a la declarada para participar en ella según sea el caso.

402. *Sobre los Índices de Indisponibilidad Histórica. Es deseable que el alcance de los mantenimientos programados se acote a aquellos que han sido previamente reportados como tales ante el mercado de energía mayorista en la programación anual de mantenimientos del CND, los cuales podrían tener variaciones en su fecha, más no en su alcance, debido a la operación de las unidades y los requerimientos de energía del SIN.*

En la definición del HI contenida en la propuesta resolutive, debe corregirse consecuente con lo expuesto en el documento así:

HI: Horas de indisponibilidad sin considerar las horas de mantenimiento programado.

Respuesta 402.

Se modificó la definición de IH para efectos de calcular el Índice de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF). Respecto a los mantenimientos programados ver Respuesta 69. Cabe notar que para no afectar el IHF mediante las horas de mantenimiento programado, el agente que lo programe deberá

respaldar la energía firme asociada a la planta y/o unidad de generación que entrará en mantenimiento con alguno de los mecanismos de los Anillos de Seguridad, y registrar dicho respaldo ante el ASIC.

403. La prueba de disponibilidad como está concebida actualmente, no obedece a una verificación de la existencia de la energía firme de la planta o unidad sino que se constituye en una prueba de confiabilidad en el arranque. Adicionalmente, la prueba actual verifica cantidades de energía declaradas en la oferta del día, las cuales pueden diferir de las cantidades de energía firme asignadas.

Respuesta 403.

Las pruebas de disponibilidad fueron eliminadas. Ver Derogatorias Expresas.

404. No es claro el argumento de la Comisión al decir que mantener la retroactividad en el IH por incumplimiento en las pruebas de disponibilidad refleja la realidad demostrada, dado que el incumplimiento de la prueba no garantiza que la planta no hubiera operado con anterioridad a la prueba y se violan los principios constitucionales de los agentes al debido proceso y a la presunción de inocencia.

Respuesta 404.

El proyecto publicado con la resolución CREG-043 de 2006 no prevé modificaciones a la regulación de pruebas de disponibilidad. Por otro lado, los IH no constituyen una situación subjetiva que se le impute a un generador y menos una pena que se le imponga al mismo, sino simplemente la condición que se predica de un objeto, vale decir, de una planta de generación, teniendo en cuenta las condiciones reales de operación que se verifican.

405. En el cálculo de los IH se deben excluir los eventos que no están bajo el control directo de la planta o unidad de generación, deberían excluirse, adicional a los eventos del STN y STR, los siguientes:

- *Eventos en la infraestructura de suministro y transporte de gas. Ante eventos de fuerza mayor e insalvables restricciones de suministro y transporte, los agentes se verían afectados en su disponibilidad por un evento claramente fuera de su control sin que tengan posibilidad de repetir ante el causante de esto, dado que en los contratos no se prevé compensación en estos casos por la condición monopólica de los prestadores de estos servicios y por tratarse de eventos de fuerza mayor o condiciones reguladas.*
- *Eventos de fuerza mayor o producto de la naturaleza no previsible, sabotaje o terrorismo.*

Respuesta 405.

Teniendo en cuenta el carácter bilateral de los contratos de suministro y transporte de gas, el generador está en capacidad de negociar los eventos que pueden considerarse de fuerza mayor en estos contratos y por lo tanto de minimizar el impacto que los mismos tengan sobre su remuneración por concepto de confiabilidad. Sobre los eventos que pueden excluirse del cálculo del IHF asociados al suministro y transporte de gas ver Respuesta 68.

El generador solo podría ser eximido de este compromiso en aquellos casos en que de acuerdo con la ley y la jurisprudencia de la Corte Constitucional y de la Corte Suprema de Justicia se presenten condiciones imprevisibles que imposibiliten de manera absoluta la entrega de la energía firme asignada, considerando que para verificar su cumplimiento se cuenta con la disponibilidad de los recursos de generación propios y con los anillos de seguridad.

406. CORELCA e ISAGEN proponemos eliminar las pruebas de disponibilidad, dado que estas no son un instrumento de verificabilidad apropiado para el producto comprometido en las subastas. Las pruebas, inclusive las actuales, están diseñadas con base en la “capacidad” (MW) declarada en la oferta y no en la “energía firme” (MWh) comprometida en cada uno de los bloques de demanda.

Respuesta 406.

Ver último párrafo de Respuesta 43.

407. En el evento que no se considere para la determinación de las asignaciones de energía firme la demanda internacional, debe tenerse en cuenta que el precio de bolsa, para efectos de verificar el ejercicio de las opciones, debe ser el que resulta antes de considerar las transferencias internacionales.

Respuesta 407.

Ver Respuesta 135.

2.20. ISAGEN

Comunicación E-2006-003671

408. Le solicitamos respetuosamente analizar la factibilidad de considerar la Interconexión con Venezuela Cuestecitas –Cuatricentenario para que la misma sea tenida en cuenta dentro del conjunto de mecanismos de seguridad (anillos de seguridad) complementarios al mercado primario de opciones call de energía firme, específicamente como generación de última instancia.

Respuesta 408.

El generador puede acudir a un activo de generación de última instancia según sus recursos, siempre garantizando la entrega de energía firme.

Comunicación E-2006-005215

409. Consideran que no existe la infraestructura para el suministro de combustibles líquidos. Este respaldo funciona para operaciones temporales. Manifiestan problemas de confiabilidad en la operación y problemas ambientales.

Respuesta 409.

Ver Respuesta 176

Comunicación E-2006-005351

410. Respecto a los fundamentos para la utilización del precio de ejercicio: Consideramos que el beneficio de mitigar el poder de mercado en la bolsa de energía es colateral, aunque en principio no es el objetivo básico buscado con este instrumento.

Respuesta 410.

Ver Respuesta 1, último párrafo.

411. Aunque el precio de ejercicio puede ayudar a bajar la presión del Regulador sobre el mercado, consideramos que el amplio margen de precios entre condiciones normales a precio de ejercicio puede dar lugar todavía a interferencias de tipo regulatorio o político. En el comportamiento histórico se ha observado que mientras el precio esté bajo, todo funcionará perfectamente, pero si el precio sube, aún a niveles por debajo del Precio de Ejercicio, los comercializadores que estén expuestos en bolsa, van a poner en riesgo a la demanda, con las consecuencias sociales y políticas que esto implica.

- *El amplio margen entre el precio de compra en bolsa y el precio de ejercicio no es conveniente para los comercializadores que atienden el mercado regulado con base en la exposición a bolsa. Por este motivo, la Bolsa de Energía debe consolidarse como el escenario de ajuste de transacciones de generadores solamente y exigir que los comercializadores se contraten a niveles superiores al 90% de su demanda mediante mecanismos bilaterales o transacciones de largo plazo.*

Respuesta 411.

Para este tipo de riesgos están previstos los mecanismos de garantías del mercado mayorista que han operado hasta la fecha. La alternativa de contratación bilateral por parte de los comercializadores fue considerada en el análisis de las aproximaciones a la remuneración de la confiabilidad y fue

descartada debido al alto riesgo de “free riding” y a la dificultad de realizar contratos de largo plazo. Adicionalmente, no se busca eliminar la posibilidad de cubrimiento de precio que ofrecen actualmente los contratos bilaterales.

412. Respecto a la Definición del Producto

- *Debe reconocerse que la generación de las plantas del SIN no sigue el mismo patrón de la curva de carga del sistema.*

...

Este fenómeno no reviste problema considerando la complementariedad de recursos y la posibilidad de ajuste en el Mercado Secundario. Sin embargo, es imprescindible volver a revisar los detalles del diseño del Mercado Secundario.

Respuesta 412.

Para reflejar la existencia de distintos tipos de recursos de generación se implementará como producto la energía firme entregada de acuerdo con el Despacho Ideal. La verificación del cumplimiento de entrega de una cantidad de energía determinada se hará diariamente empleando como referente ese despacho.

413. Es importante que la CREG establezca un margen cómodo para la estimación de la demanda, de tal forma que la probabilidad de insuficiencia de cubrimiento real de la demanda con el producto de confiabilidad sea prácticamente nulo. ... Un referente adecuado para cubrirse contra dicho riesgo es el utilizar el escenario de crecimiento alto de la demanda definido periódicamente por la UPME.

Respuesta 413.

La Comisión debe conciliar un adecuado nivel de confiabilidad en el suministro eléctrico con un costo “aceptable” para los usuarios. En tal sentido considera adecuado seleccionar anualmente el escenario de proyección de demanda que utilizará para calcular la Demanda Objetivo, así como el correspondiente margen.

414. Respecto a la Energía Firme:

- *La CREG propone el uso del SDDP para el cálculo de este parámetro. Encontramos adecuada esta decisión, siempre y cuando la información de datos de entrada al modelo y variables de control del modelo sean de acceso público, con el fin de poder replicar y verificar los resultados.*
- *El IGVA aplicado a los resultados del modelo SDDP no representa la realidad de mercado y de operación real del manejo de embalses de generación. Si la metodología de cálculo de energía firme para hidroeléctricas se basara en*

él, es probable que se de una insuficiencia de oferta de energía firme para los procesos de subasta, dado que la energía firme total disponible para la estación crítica del año sería menor a los requerimientos de demanda para ese mismo período.

...

En consecuencia, la energía firme mensual de cada planta hidroeléctrica debe tomarse del promedio de generación de la estación crítica simulada con el SDDP y no del valor de una etapa en particular.

Respuesta 414.

Ver Respuesta 143.

415.

- *Para eliminar o reducir los problemas numéricos de efecto terminal en el SDDP sugerimos agregar un año adicional a la corrida.*
- *Consideramos que la serie histórica a tener en cuenta para la generación sintética de 100 series equiprobables debe ser la última aprobada por el CNO, que es aquella que ha sido certificada por los agentes.*
- *Las plantas nuevas que no van a estar en la subasta no deberían ser consideradas por cuanto no habría certificación de varios de sus parámetros operativos: Potencia efectiva, Heat Rate, Factor de Conversión, etc.*

Respuesta 415.

El nuevo modelo para la estimación de la ENFICC no utilizará series estocásticas. Además, dado que la metodología de cálculo de la ENFICC a adoptar es individual, la existencia de plantas y/o unidades de generación nuevas no afecta la ENFICC de las existentes.

416.

- *Es preferible correr el modelo con los 5 bloques que tradicionalmente se han utilizado para hacer los análisis de planeamiento estratégico. De hecho, el modelo SDDP ya fue calibrado así, para representar el sistema hidrotérmico colombiano.*
- *Se debe indicar explícitamente cuál es la potencia determinística del sistema que se considerará como parte de la capacidad disponible para generación. En nuestro criterio, se referiría a toda la potencia proveniente de plantas menores.*
- *Con relación a los criterios de confiabilidad para definir la demanda a atender, es necesario que la CREG especifique si para cada uno de los 120 meses de estudio se debe cumplir con los 3 criterios de confiabilidad de planeamiento de forma simultánea.*
- *Con relación a las curvas guías solo deben ir aquellas que efectivamente representen una obligación operativa para la central y no aceptar aquellas que solo tengan objetivo indicativo.*

- *En el documento CREG no quedó clara la forma en que se considerará la energía aportada por las plantas menores. En nuestra opinión, debe continuarse con la metodología que se ha aplicado en el Cargo por Capacidad. La energía firme estimada de estas plantas se utilizará para definir una potencia determinística que entrará como parámetro en el modelo de cálculo de energía firme certificada para plantas despachadas centralmente.*

Respuesta 416.

La metodología se cambió y el modelo a utilizar no es el SDDP.

417.

- *Es necesario que se especifiquen claramente las reglas para valorar la garantía (por el diferencial de energía firme) que debe ser otorgada por el generador, indicando si es de tipo financiero, la metodología para calcular el costo unitario de la garantía y los instrumentos válidos para cubrirla.*
- *Consideramos que aunque en la corrida inicial (para el cálculo de la energía firme) se haya tenido en cuenta al nuevo generador, es posible que al momento de entrar efectivamente en operación comercial, las características técnicas de la planta no sean iguales a las supuestas en la estimación inicial, por lo que es conveniente que se estime siempre la energía firme del nuevo entrante.*

Respuesta 417.

Los detalles relacionados con las Garantías del Cargo por Confiabilidad estarán contenidos en el Reglamento previsto en el artículo 78.

También se ha incluido una auditoría de los parámetros para las plantas o unidades nuevas. Discrepancias que excedan los márgenes de tolerancia establecidos por la CREG para cada parámetro darán lugar a la devolución de los pagos hechos por concepto de Cargo por Confiabilidad, así como al ajuste de la ENFICC para subastas o asignaciones posteriores. (Ver artículo 39).

418.

- *Cada año el valor del IH cambia para prácticamente todas las plantas del sistema. Si se presentan variaciones importantes, consideramos que es conveniente hacer los recálculos de energía firme para dichas centrales con el fin de incentivar el manejo eficiente y el mejoramiento de las plantas de generación.*

Respuesta 418.

Este recálculo está considerado siempre y cuando la variación en alguno de los parámetros de la energía firme, incluyendo el IHF, haga que ésta se modifique

en un valor superior al $\pm 10\%$. Adicionalmente, se incluyó el incentivo de mejora del IHF para alcanzar un nivel del 5% (Numeral 3.2.2 de la resolución).

419.

Sobre el componente OCV en el Precio de Escasez:

- *Isagen encuentra que la propuesta va dirigida en mantener el componente del cargo de confiabilidad dentro del precio de la energía. Sin embargo, mantener el valor de confiabilidad dentro de la formación natural de precios en bolsa no es adecuado.*
- *Con la propuesta de la CREG de nuevo cargo por confiabilidad, entra un elemento adicional y es la posibilidad de ejercicio de una opción. Esta característica hace necesario retirar el componente CERE de los OCV con el fin de evitar problemas numéricos por cálculo circular.*

Respuesta 419.

En primer lugar la fórmula tarifaria no es objeto de consulta en este momento. Por otra parte, para corregir el cálculo circular se recalculará mensualmente el Precio de Escasez con el fin de incorporar variaciones en los componentes que se consideraron al inicio del mes para encontrar su valor.

420. Respecto a la transición:

Entendemos que para el período de transición, en el cual la asignación no es producto de una subasta, sino de un procedimiento administrado, el Regulador puede restringir más el criterio de energía firme (x% PSS) que se emplearía después. Sin embargo, esta restricción de la energía firme no es útil para el resto del tiempo en el cual se va a utilizar un mecanismo de mercado (subasta) para la asignación.

Debe tenerse en cuenta que el tiempo de 3 años de transición es necesario para ir paulatinamente aumentando el período de maduración del producto a subastar. ... Es necesario que el período alcance los 5 años. Los primeros tres años tendrían una asignación administrada y de ahí en adelante, la asignación sería definida por el resultado de la subasta.

Respuesta 420.

La exigencia en la firmeza de la energía que respalda las Obligaciones es la misma durante la transición y fuera de ella. En cuanto a la duración del Período de Planeación, si bien la Comisión inicialmente ha planteado que éste sea de tres años, también puede extenderlo de evaluarlo necesario realizando dos subastas

el mismo año de Obligaciones de Energía Firme cuyo Período de Vigencia inicia cuatro años más tarde.

421. Isagen considera que la fecha programada para la primera subasta, es decir, al final de 2006, es muy próxima

Respuesta 421.

La primera subasta está planeada para el primer semestre del año 2007.

422. El período de maduración del producto a subastar debe ser por lo menos de 5 años. La CREG indica en su documento que comenzaría con 3 años y aumentaría a 4 años posteriormente, pero consideramos que este tiempo es insuficiente para que nuevas plantas hidroeléctricas de gran tamaño puedan construirse.

Respuesta 422.

Ver Respuesta 247.

Es necesario precisar los detalles de la metodología que va a ser empleada para determinar el porcentaje de energía por encima y por debajo del cual se considera exitosa la subasta.

Respuesta 423.

Más que la cantidad de energía adquirida en la Subasta, lo que definirá el “éxito” de la misma será la concurrencia observada y el precio de cierre. Detalles adicionales se incluirán en el Protocolo de la Subasta.

424. Isagen considera que la liquidación debe realizarse teniendo en cuenta la generación ideal agregada del agente y no de forma separada para cada central.

Respuesta 424.

En efecto la liquidación se realiza por agente.

425. Isagen considera necesario que la asignación de energía firme para una planta nueva solo tenga dos posibilidades: 1) se le asigne el compromiso de entrega de energía firme únicamente por el año de la subasta en curso ó 2) se le asigne un compromiso por 10 años, igual al compromiso que gane para el año de la subasta en curso.

Respuesta 425.

La CREG considera más adecuado permitirle al inversionista elegir el período de vigencia de la obligación, toda vez que él es quien mejor puede valorar sus necesidades de estabilidad de ingresos, su grado de aversión al riesgo, el costo

de su financiación, entre otras variables que afectan la elección de este período de tiempo.

426. Es necesario precisar la metodología para determinar el monto del “reliability must run payment” sugerido por el Dr. Cramton.

Respuesta 426.

La CREG no considera este pago en la regulación.

427. Con relación a las ofertas “opt-out”, no es claro si esto significa que la curva de oferta de cantidades enviada por los agentes no puede incluir cantidades iguales a cero, y este mecanismo excluye dicha posibilidad. En caso que así fuere, consideramos que no es pertinente esta medida por cuanto restringe la libertad de oferta.

Respuesta 427.

La opción de retiro, como está prevista en la propuesta, no incorpora un precio asociado a esta salida del agente. Lo que está previsto en la resolución es que el generador informe de su retiro con anterioridad a la Subasta. Adicionalmente, los generadores con plantas y/o unidades de generación existentes solo podrán retirar su ENFICC durante el proceso de Subasta cuando el Precio de Cierre de la Ronda sea inferior al resultado de incrementar en un 10% el CE.

428. Isagen considera que solo debe efectuarse una sola ronda diaria para la subasta, con el fin de permitir a los agentes discutir internamente sus estrategias y poder hacer curvas de oferta con mejores elementos de decisión.

Respuesta 428.

Estas reglas estarán contenidas en el Protocolo de la Subasta.

429. Se dice que las ofertas deben corresponder de manera discreta a las unidades físicas de generación. Debe aclararse si esta obligación es solo para los nuevos proyectos o también para centrales existentes. Dado que las ofertas serían en términos de energía y no de potencia, debe definirse un criterio para convertir la capacidad de las unidades de energía, con el fin de poder enviar la curva de oferta en términos discretos. También es necesario definir el procedimiento para aquellas centrales cuya configuración sea de una sola unidad de generación.

Respuesta 429.

Efectivamente la curva de oferta deberá construirse en términos discretos de energía. El cálculo de ENFICC se efectúa por planta y/o unidad de generación, según sea el caso (plantas hidráulicas o unidades térmicas). En consecuencia

hay una ENFICC asociada a la capacidad de las plantas y/o unidades de generación.

Comunicación E-2006-006219

430. *En términos generales, ISAGEN es partidaria de una metodología de cálculo como la presentada por la CREG en su Resolución 043 de este año, basada en la utilización del modelo SDDP (MPODE) para un sistema centralizado que maneje en su configuración, todo el sistema hidrotérmico colombiano.*

...

Es necesario que las señales que se generen a partir de la nueva metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista, estén en función de la operación del sistema agregado y no sean determinadas de modo independiente para cada central de generación.

Respuesta 430.

Ver Respuesta 192.

431. *Las centrales que sean remuneradas por este concepto, deben conformar una combinación apropiada de recursos, capaz de abastecer la demanda acorde con la curva de carga colombiana. Para tal efecto, el desarrollo de un mercado secundario funcional y eficiente, donde los agentes puedan realizar ajustes de manera periódica, debe ser una de las prioridades de la nueva metodología de remuneración.*

Respuesta 431.

Ver Respuesta 151.

432. *La diferencia central de la propuesta ISAGEN frente a la de la CREG es en la selección del estadístico del grupo muestral conseguido a través de simulación. No obstante, la aplicación de la metodología tendría dos temporalidades: durante la transición y posterior a la transición.*

Respuesta 432.

Ver Respuesta 420.

Comunicación E-2006-006635

433. *Es claro el sistema de verificación que se tiene en la propuesta de la CREG para determinar la entrega de energía firme por parte de un generador, no obstante, ISAGEN está de acuerdo en que se requiere un sistema de auditoría de verificación de parámetros (Resolución CREG 083 de 2000 que permita tener un procedimiento administrativo completo de acusación y defensa del agente incumplido.*

Respuesta 433.

Este esquema ya está previsto (Artículo 39 de la Resolución)

434. Similar al procedimiento que se tiene con los procesos de adjudicación de proyectos de expansión en Transmisión, es conveniente que los resultados de Energía Firme certificada y de asignación de compromisos de Energía Firme en las subastas de Cargo por Confiabilidad se emitan por el Regulador en resoluciones formales.

Respuesta 434.

Ver Respuesta 111

435. El inconveniente encontrado por XM para aplicar la fórmula de liquidación es en la imposibilidad de identificar con claridad los contratos de venta de energía con destino a la atención del usuario final.

...

Si no se encuentra un método que permita exigir la declaración del destino final de un contrato por parte de un comercializador, ISAGEN solicita que el CERE sea retirado como piso de bolsa con el fin de disminuir los costos de transacciones.

Respuesta 435.

En el esquema de liquidación propuesto no es necesaria la clasificación de los contratos según el destinatario final de los mismos. (Ver Capítulo VI de la resolución)

436. ISAGEN concluye que como arranque, el esquema de Mercado Secundario propuesto por la CREG cumple con las necesidades de los generadores y que podría migrar hacia un sistema estandarizado y manejado en forma central por una Cámara de Compensación, una vez madure el sistema en términos de transacciones y de condiciones financieras de los agentes que allí participan.

Respuesta 436.

Ver Respuesta 265

437. Hay una particularidad que se ha manifestado recientemente en cuanto al impacto que tiene la generación forzada en la afectación a la entrega de energía firme para épocas futuras.

Este aspecto fue abordado en la propuesta ISAGEN — CORELCA, indicando que la afectación se daba por el agotamiento o disminución del embalse de un generador hidroeléctrico para épocas previas a la presencia de condiciones críticas del sistema o, en el caso de generadores térmicos, a la anticipación del mantenimiento de las máquinas.

En ausencia de la resolución 034 de 2001, el generador que se vea abocado a esta condición, simplemente debería ofertar un valor de oportunidad en el cual incluyera el costo futuro por no tener disponible toda o parte de su central.

Sería conveniente que la CREG revisara o flexibilizara las reglas de formación del precio de reconciliación positiva para estos agentes, de tal forma que tuvieran algún mecanismo, diferente al mercado secundario, de poder recuperar las rentas perdidas o no capturadas en el Cargo por Confiabilidad.

Respuesta 437.

Las reglas en materia de reconciliación no son objeto de esta consulta.

Comunicación E-2006-006837

438. Los aspectos débiles de la metodología (de cálculo de ENFICC contenida en el Documento CREG-073 de 2006) están relacionados con el desacople que existe entre el perfil de producción entregado por el modelo y la realidad de un perfil y necesidades de la demanda del sistema.

Respuesta 438.

No es el objetivo de la metodología propuesta acoplar la oferta y la demanda sino estimar la oferta mínima de energía firme con la que cuenta cada planta y/o unidad de generación del Sistema. Como bien lo menciona Isagen más adelante en esta comunicación, el objetivo es que sea el mismo mercado, a través del Despacho Ideal, el que se encargue de hacer los ajustes entre los mismos agentes, todo con el fin de abastecer la demanda.

439. La CREG debe estar presta para corregir tendencias o desajustes en el mercado que puedan dar origen a problemas de abuso de poder dominante. En especial, es de vital importancia que se estén comparando las señales del mercado de confiabilidad con las recibidas por la UPME. El poder de mercado, como en el caso Californiano, podría crear problemas de abastecimiento futuro de forma artificial o artificiosa, con acciones como retiro voluntario de plantas para dar señales anticipadas de nueva generación, mantenimientos prolongados para forzar el ejercicio de las opciones y poder manipular el mercado secundario, restricciones temporales en el suministro de gas o desvío del mismo a otros países por parte de productores para presionar el cierre de contratos de suministro, la promoción de situaciones de congestión en transporte eléctrico o de gas con el fin de incentivar a los agentes afectados a suscribir negocios en el mercado.

Respuesta 439.

En efecto la Comisión reconoce la necesidad de implementar mecanismos que permitan evaluar el nivel de concurrencia en la Subasta y por lo tanto la eficiencia de la misma. La resolución incluye los casos que considera son más frecuentes

en el Artículo 27. Otros mecanismos serán incluidos en el Protocolo de la Subasta.

440. Respecto al Documento CREG-074 de 2006: No se entiende si los contratos firmados por los agentes reemplazan los compromisos de la energía firme requerida a los agentes y de cómo sería el cierre de la liquidación.

Respuesta 440.

La liquidación de las obligaciones de energía firme se efectúa con independencia de los contratos suscritos por cada uno de los generadores.

441. No quedó explícita la forma de encontrar la OHEF para los agentes incumplidos. Este término no se relaciona en la Resolución CREG-046 de 2006.

Respuesta 441.

Se revisó este capítulo y se aclaró la metodología de cálculo de la Obligación Horaria de Energía Firme en el Anexo 1 de la resolución.

442. No es claro el párrafo donde se dice que “todas las transacciones de compra o venta de energía que se realicen en las horas en las cuales el precio de bolsa supere al precio de ejercicio, serán liquidadas a precio de ejercicio, con excepción de las compras y ventas de energía que superen las obligaciones de energía firme adquiridas en la subasta”. Tampoco queda claro el manejo de las transacciones en Bolsa no asociadas a energía firme.

...

Lo indicado en el documento CREG-075 de 2006 puede entenderse que, en el caso de comercializadores, todas sus compras estarán acotadas a precio de ejercicio mientras no se superen los requerimientos de demanda, pero en ningún momento se le ha asignado a cada comercializador un tope. La obligación es del generador (OHEF), pero el requerimiento se hace en forma centralizada. Habría que asignar esos requerimientos a los comercializadores a prorrata de la demanda comercial, con el fin de determinar el momento en que estos agentes estén haciendo transacciones no cubiertas con opciones call.

Respuesta 442.

En efecto, una vez el precio de bolsa supera el Precio de Escasez, los agentes que entran a formar precios en el mercado spot son única y exclusivamente los generadores. Cuando la demanda de energía supere la cubierta por Obligaciones de Energía Firme, los agentes generadores que generen una energía superior a la asociada a su Obligación serán remunerados a Precio de Bolsa. El diferencial de precios resultante de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de ejercicio será entonces remunerado por aquellos generadores que no cumplieron con su Obligación de Energía Firme, si los hubiere, y por los comercializadores que no estén cubiertos por contratos de largo plazo.

La participación de los comercializadores sin Demanda Comercial en este aspecto se restringe a aquellas condiciones de operación del mercado cuyos precios reflejan situaciones no críticas de oferta y demanda. Por lo anterior, las transacciones de ventas de energía en bolsa para estos agentes serán liquidadas a precio de escasez.

443. El último párrafo del documento CREG-074 de 2006 es ambiguo. Una posible interpretación de este párrafo es que no deben descontarse de las obligaciones de energía firme ningún tipo de contrato. Otra interpretación exactamente contraria es que debe descontarlos todos. En el caso de la primera interpretación, el párrafo no sería necesario, puesto que lo que debe indicarse es que primero se hace la liquidación del Cargo por Confiabilidad y luego se sigue con la liquidación normal del resto de transacciones en el MEM.

Respuesta 443.

En efecto, la liquidación de las obligaciones de energía firme debe ser realizada con independencia de los contratos suscritos por cada uno de los generadores y por lo tanto en la regulación no se hace referencia a dichos contratos.

444. Con relación al Documento CREG-075 (Producto), no se entiende la forma de calcular la obligación de la energía firme horaria para un agente que incumplió la energía diaria.

Respuesta 444.

Se introdujeron los ajustes y aclaraciones. Se espera que esta duda haya sido aclarada con la regulación contenida en el Anexo 1 de la resolución.

445. En la determinación de las cantidades de incumplimiento horario, entendemos que donde dice la demanda real debe ser la demanda comercial (valor DR)

Respuesta 445.

Efectivamente, el proceso de liquidación hace referencia a la demanda comercial y no a la demanda real.

446. Isagen considera que se puede mantener la alternativa de asignar la energía de las plantas de manera proporcional a la demanda, tal cual como fue presentado en la Resolución CREG-043 de 2006, con una modificación menor: tener dos productos con formato verticales para la punta y otro para las horas fuera de punta y un mercado secundario.

Respuesta 446.

En el Documento CREG-075 se analizaron las distintas alternativas de definición de producto y la que se consideró como la más adecuada es la que se adopta mediante la resolución definitiva.

2.21. EPSA

Comunicación E-2006-004258

447. Se debe incluir como información obligatoria en los contratos el nombre de la planta cuya energía es la que se va a respaldar y el nombre de la planta que respalda dicha energía en el mercado secundario.

Respuesta 447.

Teniendo en cuenta que es necesario verificar la disponibilidad de energía firme, la identificación de la planta que usted menciona es indispensable.

448. La verificación de la entrega de energía firme debe hacerse a nivel horario

Respuesta 448.

Si bien la verificación de la entrega de energía firme se hace a nivel horario, la evaluación del cumplimiento de esta obligación se llevará a cabo diariamente. El objeto de esta aproximación es reflejar en el producto la eficiencia en el despacho de cada recurso (hidráulico o térmico) de acuerdo con la curva de carga.

449. Para el cálculo del IH de las plantas que se retiren y reingresen se debe considerar como período de cálculo los últimos 36 meses de operación comercial, incluidos los meses antes del retiro de la planta.

Respuesta 449.

En primer lugar, resulta conveniente precisar que una planta y/o unidad puede retirarse voluntariamente de la subasta, lo cual es independiente de la operación. En estos casos, para la determinación del IHF se aplicará el procedimiento previsto en la Resolución.

También es factible que la planta y/o unidad de generación se retire del mercado mayorista de energía y del SIN y luego reingrese. En tales casos, también se aplica el procedimiento previsto en la Resolución.

En estos términos, no se considera necesario incluir una regla adicional para las plantas que se retiren.

450. Es necesario definir qué se entiende por planta nueva y bajo qué condiciones las plantas que se retiren y reingresen se les considerará como nuevas. Estas condiciones deben ser tales que desincentiven el retiro y reingreso de una planta solamente con el fin de mejorar el IH, toda vez que el IH para plantas nuevas tiene un tratamiento especial en el cálculo.

Las plantas que se retire, y reingresen y por algún motivo sean consideradas como nuevas no debe tener el tratamiento preferencial establecido en las subastas para las plantas que estén en construcción (10 años de asignación). Cabe anotar que esta discriminación, ya sea para plantas nuevas (en construcción), o para las plantas reincorporadas es inconveniente para el Mercado.

Respuesta 450.

Una planta que se retire para ser repotenciada y luego reingrese será considerada especial, con todo lo que ello implica, siempre y cuando cumpla alguna de las siguientes condiciones (Artículo 6):

1. Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es menor o igual a 2 TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual al 40% de la misma.
2. Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es mayor a 2TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual a 0.8 TWh

451. Una vez realizado el retiro de la planta del Mercado, éste debe ser total y para todos los efectos. Por lo anterior no se entiende porque se le mantiene por seis meses la exigencia al Sistema Interconectado Nacional de conservar una capacidad de transporte.

Respuesta 451.

En caso de un retiro definitivo de una planta, se libera inmediatamente la capacidad conexión asociada a ella. Ahora, si el retiro es temporal, ver Respuesta 59 y Respuesta 79.

452. Sobre la Verificación de Instalación de Generadores Nuevos. Para la póliza de cumplimiento se debe precisar cómo se calcula el monto a cubrir con la póliza y los plazos que debe cubrir.

Respuesta 452.

Estos detalles se establecerán en el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad.

453. Para poder participar en las subastas, debe exigirse que el proyecto esté en un desarrollo mínimo aceptable y matriculado en la UPME.

Respuesta 453.

Ver Respuesta 66

454. *Análisis de la metodología de cálculo de los IH. Comentarios de las empresas. Creemos que con esta diferenciación (procedimiento especial para unidades o plantas con información insuficiente) para las plantas de pocas horas de operación es suficiente y no es necesario excluir del cálculo del IH eventos tan importantes como los mantenimientos programados.*

Respuesta 454.

En la Resolución CREG-043 de 2006 se define el Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas (IHF) como uno de los parámetros para determinar la energía firme de las plantas. La actual metodología sobre Índices de Disponibilidad (IHs) continúa vigente.

Se excluye el tiempo de mantenimiento teniendo en cuenta que es un evento bajo control del generador.

455. *El no excluir del cálculo del IH los eventos asociados a Río (Bajo Caudal) y Embalse (Derrateo por bajo nivel), representa una doble penalización para las plantas hidráulicas, pues la indisponibilidad asociada a estos eventos afecta negativamente el IH de la planta y por consiguiente la capacidad a ser empleada en el cálculo de la energía firme, y a su vez la Energía Firme está afectada por la hidrología crítica que se defina, en la cual están incluidos estos mismos efectos Río y Embalse.*

Respuesta 455.

Ver Respuesta 68. No se trata de una penalización. Además, como en el cálculo de la ENFICC no se considera el efecto de la pérdida de cabeza, ya sea por bajo caudal o por la pérdida de nivel en el embalse, no es doble la contabilidad.

456. *En la definición del IH se excluyen las horas de mantenimiento programadas. Consideramos que esta exclusión puede permitir que se programen más mantenimientos de los requeridos para disfrazar problemas en una máquina, y adicionalmente no existen reglas claras que definan cuáles son los mantenimientos programados.*

Respuesta 456.

Ver Respuesta 69 y Respuesta 402.

457. *Debe haber un tratamiento estandarizado para todas las plantas ya sean hidráulicas o térmicas, es decir que el IH se calcule por planta para todos los recursos o por unidad de generación para todos los recursos. Se propone que el cálculo de IH se realice por unidad de generación y que esta declaración de disponibilidad del activo (por unidad) sea para todos los efectos del mercado tales como la oferta de precios a la bolsa, el despacho económico, etc.*

Respuesta 457.

Se acepta el comentario. En la resolución definitiva se incluye una estandarización de tal manera que para el cálculo de la ENFICC el IHF para plantas hidráulicas será por planta y para plantas térmicas será por unidad, con excepción de aquellas plantas cuyas unidades no pueden operar en forma individual.

Comunicación E-2006-005149

458. Al revisar los resultados iniciales que la metodología propuesta arroja en el tema de energía firme de los recursos hidráulicos encontramos que entrega datos incoherentes y bastante cuestionables. Para el caso de EPSA las energías firmes calculadas para las plantas Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá presentan valores inferiores al mínimo aporte mensual de energía que se ha presentado en toda la historia de cada central y a la mínima generación mensual histórica afectada por los mantenimientos programados.

Al entrar en más detalle en la metodología se observa que estos resultados son producto de varios temas, nos referimos en esta comunicación a dos de ellos:

- La propuesta calcula 1000 escenarios críticos, esta forma de determinar el universo de los datos para el cálculo del PSS introduce un nivel de exigencia mayor a las plantas hidráulicas al considerar no los promedios de verano de cada serie (o los mínimos de cada verano según sea el caso) sino todos los veranos de cada serie sintética. Es de resaltar que las series secas de caudales generadas estocásticamente con el MPODE dan en muchos períodos resultados extremadamente secos lejos de cualquier dato histórico por lo cual para evaluar correctamente el aporte energético de la serie se hace necesario promediar los datos ya sea los veranos o los mínimos de los veranos.*

Respuesta 458.

La metodología finalmente adoptada no considera la generación estocástica de series hidrológicas, sino la serie de los aportes históricos a las plantas.

459. El concepto de regulación de embalses que la propuesta de la CREG desea introducir en el llamado IGVA está ya inmerso en el propio modelo SDDP. En efecto, este modelo tiene el detalle de la capacidad de los embalses, de los aportes, de la producción y de la optimización que hace entre recursos, con lo cual los resultados producidos por él están reflejando el concepto que la propuesta desea introducir. Es decir, que aplicar un procedimiento expost al modelo es restringir doblemente los recursos hidráulicos. Adicionalmente al ser el

SDDP quien tiene inmersa la información y el modelamiento de los recursos, la metodología es más transparente y objetiva.

Respuesta 459.

Ver Respuesta 144. Adicionalmente el modelo SDDP no será empleado finalmente para calcular la ENFICC. La nueva metodología utiliza las características de cada planta.

Comunicación E-2006-006505

460. La definición de un Producto debe ser acorde con los requerimientos del cliente, por lo tanto para el caso del Cargo por Confiabilidad, lo que requiere la demanda es energía firme entregada de acuerdo con las características intrínsecas de la misma, es decir, una energía que pueda seguir la demanda hora a hora y no una energía sin el atributo de la demanda.

Respuesta 460.

Ver Respuesta 19.

461. Al analizar la propuesta integral de remuneración de la energía firme de las plantas se encuentran inconsistencias entre la remuneración expresada en tarifa (US\$/MWh) y la asignación de energía (GWh):

- *En primer lugar la energía firme de las plantas térmicas es calculada como un bloque plano de energía.*
- *Luego en la obligación se modela un bloque de energía en función de los requerimientos de la curva de carga para satisfacer la demanda. Lo anterior genera compromisos de energía por encima de la capacidad de algunas plantas y no remuneración a las plantas que realmente tienen la forma de atenderla, dejando expuesta a la volatilidad del Mercado Secundario energía que realmente pertenece al Mercado Primario de la confiabilidad. Además la demanda también queda expuesta a que realmente exista en este mercado la energía requerida al convertir una exigencia física en una transacción financiera.*
- *Por último, el valor definido como remuneración para el cargo por confiabilidad es de 6.19 US\$/MWh con una curva de carga plana, que es como se hace el cálculo de la energía firme de las plantas térmicas. El valor de 13.045 US\$/MWh de la resolución se consigue al tener en cuenta la característica de la demanda utilizando el factor de carga del sistema que es atendido básicamente por las plantas que tienen la posibilidad de empuntar su energía como son las plantas hidráulicas.*

Lo anterior evidencia que a las plantas térmicas se les estaría remunerando con una tarifa "empuntada" y el cálculo de su energía firme estaría basado en una característica plana creando una asimetría en la metodología desde la asignación que afectaría la señal de confiabilidad del servicio.

Para remunerar adecuadamente las plantas y solucionar la inconsistencia proponemos ajustar la tarifa y la obligación de acuerdo a la capacidad de entrega del producto que tenga la planta, así:

Definir dos tarifas: una ajustada al factor de carga de 1 y de 8.6 US\$/MWh para las plantas con esta característica y otra ajustada a la característica del sistema luego de retirar el bloque de energía plana de 17.2 US\$/MWh correspondiente a un factor de carga aproximado de 0.54 para las plantas con capacidad de empuntar.

Respuesta 461.

Las Obligaciones de Energía Firme serán exigidas según el despacho ideal, con lo cual se garantiza que no se desoptimiza el sistema y se atiende la demanda según las características de cada planta. La verificación diaria permite que en ningún caso se exija más de lo que puede entregar una planta. Respecto a la propuesta de dos tarifas, la aproximación seleccionada por la CREG refleja un criterio marginalista para valorar un único producto: energía firme entregada de acuerdo con el despacho ideal.

462 ... Es erróneo adicionar un posproceso para clasificar externamente los recursos a través de un índice como es el IGVA castigando doblemente las características de un recurso.

Se propone eliminar el IGVA y considerar el promedio de las generaciones del período crítico (Estación de verano) que resultan del modelo de simulación y optimización MPODE como energía firme para el Cargo por Confiabilidad, dado que la severidad en la reducción de los aportes se presenta durante todo el verano y no en algunos meses en particular.

Respuesta 462.

Ver Respuesta 144.

463. En la propuesta la Comisión utiliza como criterio para definir el escenario crítico la condición de 98% PSS por planta, lo cual es improbable de ocurrir simultáneamente para todas las plantas del sistema, reduciendo de manera drástica el aporte que bajo condiciones extremas realizan gran parte de estas plantas, llegando a condiciones de probabilidad prácticamente inexistentes.

De acuerdo con lo anterior se propone utilizar como escenario crítico el 98% PSS integrado del sistema y considerar el 95% PSS por planta sin garantías y establecer un margen adicional sobre el cual se podría ofertar con Garantías.

Respuesta 463.

El esquema actual de toma de decisiones y de asignación de responsabilidades bajo el que opera el Mercado Mayorista de Energía es de carácter individual, y por lo tanto no es consecuente con la implementación de mecanismos de obligaciones de energía firme calculadas de manera integrada.

464. Si la CREG considera que debe mantenerse el criterio del 98% PSS como escenario crítico y dado que se tendría un compromiso de entrega de energía firme por agente. El cual se atendería de manera coordinada y agregada por todas sus plantas, se propone como alternativa a la propuesta anterior calcular la energía firme a partir de los resultados de generación del MPODE agregado por agente y cumpliendo con la condición del 98% PSS.

Teniendo en cuenta el breve período que falta para la presentación de la resolución definitiva y para la aplicación de la metodología que se determine, se propone aplazar su aplicación por un año, tiempo en el que se profundizará sobre la metodología más adecuada para determinar la energía firme con el fin de dar señales adecuadas de eficiencia y expansión.

Respuesta 464.

Ver Respuesta 143 y Respuesta 248

465. Proponemos modificar el artículo 77 de la siguiente manera:

*“Artículo 77. Generadores no despachados centralmente. Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-086 de 1996, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, **tendrán como Obligación de Energía Firme exigible en cada una de las horas durante el período de Vigencia de la Obligación** la ENFICC declarada, de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, **dividida entre el número de horas del mes.**”*

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa sea superior al Precio de Ejercicio y la planta menor tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa, de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-086 de 1996 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, el precio máximo del contrato será igual al Precio de Ejercicio.”

Respuesta 465.

La verificación prevista para las Plantas o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente es de carácter mensual debido a que no se considera necesario incluir una verificación en un lapso de tiempo menor.

466. Proponemos eliminar el artículo 80 dado que la exigencia de la obligación de energía firme se considera por portafolio del agente.

Respuesta 466.

La liquidación prevista, que considera el portafolio del agente, no incluye las plantas no despachadas centralmente ya que estas se liquidan directamente descontando la demanda.

Comunicación E-2006-006689

467. Energía firme del periodo crítico. Con respecto a la obligación de energía firme reiteramos lo presentado en nuestra comunicación GO-346-06, en el sentido que es importante que la metodología en ningún caso elimine el efecto de complementariedad estacional que hay entre las plantas del Sistema y que reconozca los verdaderos aportes que una planta realiza en un período crítico que afecte al sistema.

La firmeza de una central procede tanto de los aportes de la cuenca hidrográfica, como del embalse.

De otro lado, la severidad en la reducción de los apodes hidrológicos se presenta durante todo el verano y no en un mes en particular. Por lo tanto, la energía firme debe ser calculada sobre los aportes promedio de la estación de verano en Colombia (período crítico de diciembre a abril).

Se propone calcular la energía firme sobre los aportes promedio de la estación de verano (período crítico de diciembre a abril).

Respuesta 467.

El esquema actual de toma de decisiones y de asignación de responsabilidades bajo el que opera el Mercado Mayorista de Energía es de carácter individual, y por lo tanto no es consecuente con la implementación de mecanismos de obligaciones de energía firme calculadas de manera integrada.

Por otra parte, la metodología planteada en el Documento CREG-073 de 2006 considera la estimación de la energía firme para un período de un año que corresponde al régimen hidrológico y al compromiso que se adquiere.

468. Aplicación de las Curvas Guías. En la metodología propuesta debe revisarse el efecto de las curvas guía de los embalses multipropósito como Salvajina, teniendo en cuenta las razones por las cuales han sido definidas en la operación.

Las curvas guías, cuando son modeladas para simular la operación integrada del sistema, en un modelo de despacho hidrotérmico, cumplen correctamente su función indicativa (se comportan como restricciones blandas mediante una penalización interna de la función de costo del agua), sin embargo, la metodología propuesta en el documento CREG 073 las utiliza erróneamente

como restricciones "duras" que impactan el cálculo de la energía mínima que puede producir la planta generando además vertimientos ficticios cuando se tiene un nivel por encima de la curva guía superior e inferior al máximo técnico, lo cual como se explicó anteriormente no corresponde a la realidad.

...

En resumen, consideramos que la Energía Firme para el sistema colombiano debe calcularse sin modelar las curvas guías de embalses multipropósito y como un promedio del periodo crítico del sistema Colombiano (diciembre-abril).

Respuesta 468.

La energía firme de un planta debe corresponder a la energía que ésta es capaz de entregar sin comprometer otros objetivos para los cuales fueron construidos los embalses, por lo tanto, la no inclusión de las curvas guía no es un escenario viable. Los niveles de las curvas son responsabilidad del agente generador frente a la autoridad ambiental y las regiones para atender usos de acueducto, riego o control de inundaciones. Teniendo en cuenta esto, el modelo que calculará la ENFICC considerará la curvas guías de tal manera que la parte del embalse que está entre la curva guía superior y el máximo técnico solamente se empezará a utilizar cuando la planta no tenga más capacidad de turbinamiento, y el agua que esté por debajo de la curva guía inferior solamente se entraría a utilizar cuando se requiera para cumplir con un flujo mínimo predefinido.

469. Los cambios introducidos en el documento CREG 075 "Producto asociado a las obligaciones del Cargo por Confiabilidad" no solucionan las inconsistencias detectadas en la propuesta de la resolución CREG 043 entre la remuneración con una tarifa "empuntada" (US\$/MWh) y la asignación en energía (GWh) con una obligación incumplible por algunas plantas. El cambio de la obligación de entrega horaria de la energía firme por una obligación diaria, esconde el hecho que algunos recursos al no poder empuntar su energía firme no tendrían porque ser remunerados con una tarifa de confiabilidad empuntada y que la atención de la demanda en las horas de demanda máxima no esta asegurada toda vez que no hay obligación asociada para el cubrimiento de ella cuando se presenten condiciones criticas de hidrología. En conclusión se desconoce la capacidad de modular la entrega de energía al sistema que tienen algunas plantas para llenar la curva de carga, característica que tiene un costo en inversión que debe ser remunerado.

Respecto de las alternativas de definición de productos consideramos que la subasta simultánea es adecuada y que los generadores que no están en la base son los que pueden modular la curva de carga sin exceder su capacidad.

Respuesta 469.

Ver Respuesta 446

470. *No obstante el grado de madurez que ha alcanzado el tema, encontramos que aún no han sido desarrollados puntos como el estatuto de racionamiento, los impactos tributarios, el proceso de liquidación de la confiabilidad, el proceso de traslado al usuario final, las plantas menores, las plantas de última instancia, la demanda desconectable, las generaciones de seguridad vs. la obligación, la contratación del gas, la firmeza de los combustibles sustitutos y muchos otros que han sido transmitidos por los diferentes agentes y gremios, por lo tanto creemos que para asegurar el éxito de la implantación de la nueva metodología es conveniente prolongar el cargo actual por un año y dar el espacio de tiempo requerido para consolidar la propuesta integral que se requiere en materia de confiabilidad.*

Respuesta 470.

La Comisión analizará las posibles modificaciones que deban hacerse al Estatuto de Racionamiento.

En cuanto a los impactos tributarios ver Respuesta 155.

La resolución incluye la propuesta de liquidación de la confiabilidad de manera detallada en el Capítulo VI.

El mecanismo de recaudo del Cargo por Confiabilidad no será modificado.

La regulación sobre Cargo por Confiabilidad que se aplicará a las Plantas no Despachadas Centralmente ha sido incluida también en la propuesta.

Sobre la generación de seguridad y las Obligaciones de Energía Firme ver Respuesta 302.

En cuanto a la contratación de combustibles para respaldar las Obligaciones de Energía Firme, la regulación se incluye en el Capítulo V.

2.22. GESTIÓN ENERGÉTICA

Comunicación E-2006-006677

471. *Debe aclararse si la ENFICC en caso de Centrales Térmicas, es para cada unidad o para la suma de las capacidades de las unidades, representadas por el generador.*

...Para el caso de Centrales Térmicas y de acuerdo a la definición anterior, se debe entender como la obligación del generador en su conjunto si se tiene más de una unidad ó como la suma de las obligaciones de cada una de ellas?

Respuesta 471.

La definición de la ENFICC para Centrales Térmicas será por unidades, solamente se hará por planta para aquellas centrales cuyas unidades no pueden operar en forma independiente.

Tanto para generadores térmicos como hidráulicos, la verificación del cumplimiento de la Obligación de Energía Firme se realiza considerando el conjunto de plantas y/o unidades de generación representado comercialmente por él. Es importante aclarar que si bien el cálculo de la ENFICC se hace a nivel de planta hidráulica o unidad térmica, la Obligación de Energía Firme se establece por agente, considerando el conjunto de activos de generación a su cargo.

472. Artículos 34 y 35 de la Resolución. Para el caso de GENSA S.A. E.S.P. propietario y representante de las unidades Paipa 1, 2, 3 y 4 surgen las siguientes inquietudes:

- *No es posible realizar contratos de suministro de combustible ni separar el almacenamiento del mismo para cada unidad en el caso de las unidades 1, 2 y 3 en donde existe un solo patio de almacenamiento para las tres unidades, ya que sería antitécnico y antieconómico.*
- *Por lo anterior, se recomienda que la fórmula de cálculo del IDS, sea para las cuatro unidades en su conjunto, que garantice el combustible necesario para la operación de las mismas.*

Respuesta 472.

El esquema de manejo de los contratos de combustibles y la logística asociada a él son estrategias definidas por el agente, lo que se requiere es que el contrato de combustibles que se presente en conjunto con el almacenamiento disponible le permita cumplir su Obligación de Energía Firme.

Por lo tanto, será responsabilidad del agente generador definir la forma en que maneje los almacenamientos u otros instrumentos logísticos que le permitan cumplir con las Obligaciones de Energía Firme a que se comprometa.

473. Con relación a los documentos solicitados, Registro Minero, Licencia Ambiental, Planes de Trabajo y Obra y Estudios de Reservas, entendemos que el Código de Minas solo exige que se solicite como documento para la comercialización del carbón el Registro Minero y la Licencia Ambiental Adicionalmente el documento "Plan de Trabajo y Obras" el cual contiene las reservas para cada mina, es demasiado voluminoso y no aporta al objetivo de garantizar la contratación del suministro de combustible (carbón), dado que lo

anterior se garantiza a través de los contratos que se firman con las compañías mineras.

Respuesta 473.

Para las subastas, se va a solicitar solamente copia del auto aprobatorio del Plan de Trabajos y Obras.

2.23. INGETEC

Comunicación E-2006-005495

474. Debido a que el nivel del embalse afecta tanto el salto disponible como el caudal máximo en las turbinas, la capacidad disponible varía fuertemente con el nivel del embalse, aproximadamente a la potencia 1,5. En centrales pie de presa puede reducirse la capacidad a la mitad de la nominal cuando el embalse llega a su nivel mínimo. Se recomienda por lo tanto tener en cuenta lo anterior al determinar la energía firme producible por las centrales hidroeléctricas, especialmente en época de verano cuando los embalses presentan los niveles más bajos. Igualmente, supervisar la disponibilidad de potencia firme durante condiciones críticas que reduzcan considerablemente el nivel de los embalses.

Respuesta 474.

El modelo de estimación de la energía firme considera los límites que se tienen en los embalses y turbinamientos.

475. Existe una complementariedad hidrológica entre los regímenes de Colombia y Ecuador/Perú: los períodos de invierno y verano son opuestos e igualmente los fenómenos de El Niño y la Niña generan efectos opuestos. Adicionalmente la capacidad de intercambio de energía está en aumento generando el que estos sistemas de generación hidroeléctrica se afirmen mutuamente, lo cual debería ser contemplado en el nuevo esquema de cargo por confiabilidad que reemplaza el cargo por capacidad vigente dado que se evita duplicidad de instalación para abastecer la demanda con la confiabilidad requerida.

Respuesta 475.

Esta complementariedad de recursos se incorporaría a través de la bolsa de energía en condiciones críticas de abastecimiento.

476. Para promover la generación de energía eléctrica aprovechando el importante potencial eólico con que cuenta Colombia es esencial que la regulación la acoja y tenga debidamente en cuenta. En el caso colombiano el potencial eólico en el norte del país presenta la gran ventaja de ser complementario con el régimen hidrológico de tal forma que además de poder

hacer un aporte significativo a la producción de energía eléctrica también colabora a afirmar la misma. Por lo tanto se recomienda que el diseño del nuevo cargo por confiabilidad, y de la regulación eléctrica en general, tenga en cuenta y fomente los aportes de la generación eólica que se puede desarrollar a gran escala especialmente en el norte de Colombia.

Respuesta 476.

El Cargo por Confiabilidad no limita la participación de ninguna tecnología. En la medida en que la generación con estos recursos sea tan o más eficiente que las plantas y/o unidades de generación que participen en las subastas, su oferta competitiva de precios en este mecanismo hará que le sean asignadas Obligaciones de Energía Firme con su correspondiente remuneración.

477. El abastecimiento de agua para consumo humano requiere de una alta confiabilidad, la cual se refleja en la confiabilidad de la generación hidroeléctrica relacionada. Por lo tanto la formulación del cargo por confiabilidad debería tener en cuenta el aporte de las fuentes de agua para consumo humano a la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Respuesta 477.

Este criterio fue incorporado al cálculo de la ENFICC a través de las restricciones de los embalses.

478. El que los mencionados mecanismos induzcan la toma de decisiones racionales no es garantía de que éstas se tomen así. Por otra parte, los mínimos operativos de los embalses representan una protección de los usuarios ante los efectos adversos de juegos de mercado que algunos agentes hacen para elevar injustificadamente los precios como se ha visto en múltiples ocasiones en varios países. Por lo tanto es prudente conservar los valores mínimos operativos de los embalses por debajo de los cuales su utilización es intervenida por el Estado. Para compensar este servicio se debería hacer un reconocimiento económico a quienes lo presten.

Respuesta 478.

El mecanismo de mínimos operativos para garantizar un nivel de energía se elimina teniendo en cuenta que bajo este nuevo esquema el agente se compromete a generar para cumplir con su Obligación de Energía Firme y es su responsabilidad la valoración de los sobrecostos que asociados a no contar con la energía suficiente para respaldar su Obligación. Adicionalmente, por considerar la importancia de la garantía de suministro de la energía, se ha incorporado al mecanismo un esquema de garantías que se detallará posteriormente en el Reglamento de que trata el artículo 78.

479. *Para conservar y promover el principio de la eficiencia económica, debería hacerse un ejercicio completo de cálculo de energía firme de todas las centrales hidroeléctricas de una misma cadena cuando ésta se amplíe o modifique.*

Respuesta 479.

En el caso de plantas en cadena, la metodología de cálculo de la ENFICC utiliza los resultados de la optimización de las plantas aguas arriba. De esta forma, para las plantas aguas abajo se considerarán, además de los aportes directos de la planta, los que surjan de lo turbinado y/o vertido por la planta aguas arriba. Si la configuración de las cadenas cambia, y esto da lugar a variaciones superiores al 10% en la ENFICC, esta será recalculada.

480. *El criterio básico de la norma sobre el cual descansa es el abastecimiento de la demanda en época de verano diciembre - abril. Dado que las centrales hidroeléctricas con baja o ninguna capacidad de regulación contribuyen durante todo este período a abastecer la demanda y que, según lo considera la Circular, no se presenta deficiencia de abastecimiento de la potencia si hay capacidad para atender la demanda de energía, no habría razón para limitar la energía firme que se le reconoce a estas centrales al mes más crítico de la estación seca.*

Respuesta 480.

La metodología finalmente propuesta no considera la elección del mes más crítico hidrológicamente, sino la maximización de la energía mínima que entregue para un período hidrológico de un año, en la historia hidrológica de la planta.

481. *En relación con las tarifas que se le reconocen a las pequeñas centrales hidroeléctricas de menos de 20 MW, esto es el precio de bolsa completo, consideramos que debería reevaluarse este beneficio puesto que se está pagando a éstas un servicio de capacidad de producción de energía firme que no se presta, en detrimento de las centrales hidroeléctricas con embalse que perciben menores ingresos netos a pesar de prestar un servicio de energía más confiable, y generando un mayor costo no justificado para los usuarios.*

Respuesta 481.

Las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente también tienen la obligación de entregar su energía firme cuando ésta sea requerida, de lo contrario deben devolver a los usuarios el dinero que han recibido por Cargo por Confiabilidad.

482. *El precio de ejercicio es un valor medio considerando un patrón horario de carga durante el día, mientras que el precio de bolsa varía cada hora en Colombia. En concordancia, el precio de ejercicio se debería hacer efectivo en función del precio medio del día en bolsa, según los precios y cantidades aplicables.*

Respuesta 482.

El Precio de Escasez no es un valor que proceda del promedio de los precios de bolsa. Por esta razón no se considera la sugerencia.

Comunicación E-2006-005881

483. Sugerimos que se permita ofrecer como energía firme la total de las centrales de una misma cuenca, de tal forma que sus ingresos por la prima de confiabilidad reflejen sus reales beneficios y por tanto se puedan tomar las decisiones de inversión más acertadas. Si las centrales de la misma cuenca están bajo el control de diferentes entidades, se podría exigir un documento conjunto de estas entidades, en los términos que la CREG considere convenientes, que defina cómo se distribuye la responsabilidad entre las partes en caso de incumplimiento por no producir la energía firme adjudicada.

Respuesta 483.

Ver Respuesta 363.

2.24. MERILECTRICA-TERMOFLORES-TERMOCANDELARIA-
TERMOTASAJERO-PROELECTRICA-TERMOEMCALI-TERMOVALLE-
CORELCA.

484. En primera instancia, queremos muy respetuosamente solicitarle que nos permita conocer la motivación que tuvo la CREG para cambiar de manera sustancial la metodología actual de remuneración de Cargo por Capacidad, que ha estado vigente por 10 años. De la misma manera, consideramos que nos facilitaría el entendimiento y análisis de la propuesta de la CREG que podamos conocer la justificación y/o análisis realizado que soporta las características de la nueva propuesta de la Comisión, contenida en el documento mencionado en la Referencia.

Respuesta 484.

En la Resolución CREG 116 de 1996 se estableció que el actual Cargo por Capacidad tendría una vigencia de solo diez años. Durante este período se detectó la necesidad de modificar el cargo. El resultado de los análisis se encuentra consignado en el Documento CREG-122 de 2005.

485. Adicionalmente, solicitamos de la manera más respetuosa nos permita conocer la evaluación pormenorizada de la propuesta presentada por NERA a la CREG, y los elementos de juicio que le permitieron a la Comisión descartarla. Esto nos permitirá evaluarlos e incorporarlos en nuestro análisis, tendiente a

continuar contribuyendo con la Comisión en la construcción de una propuesta de remuneración de Cargo por Capacidad.

Respuesta 485.

Los elementos de las propuestas presentadas a la CREG por NERA o por agentes fueron consideradas dentro de los análisis adelantados por la CREG en los módulos respectivos.

486. Subasta como mecanismo de asignación:

Un mecanismo de subasta de capacidad para horizontes de 5 y 10 años no se ha intentado en ningún mercado eléctrico en el mundo, y a su vez no existe experiencia en Colombia de subastas de este tamaño. Esto hace que los resultados del mecanismo sean muy riesgosos. Se puede argumentar, por ejemplo, que subastas de grandes montos ya se han realizado para otros “bienes” en el mundo, como los espectros de 3ª generación de telefonía móvil. Sin embargo, en este caso se trató de un bien que anteriormente no tenía precio y por lo tanto equivocarse sólo implicaba un menor ingreso para el subastador. Al contrario, la capacidad sí tiene valor y equivocarse puede implicar un aumento desmedido de las tarifas o una depresión de los ingresos que podría llevar a un efecto contrario a la expansión en generación.

Respuesta 486.

Como se ha dicho anteriormente la subasta es uno de los elementos fundamentales de la metodología propuesta y por lo tanto para su diseño se contó con la asesoría de un experto en la materia. En lo referente a la experiencia internacional ver Respuesta 11.

487. Garantía de entrada de nueva generación con asignación en la subasta:

No es claro que la metodología propuesta vaya a atraer nueva inversión al mercado eléctrico. De hecho, existe experiencia en otros mercados como el de energías renovables en Europa donde, aún después de una licitación exitosa de pagos para nuevos proyectos, no se ejecutan los mismos pues los inversionistas prefieren pagar las penalidades antes de enfrentar los cambios en las condiciones de mercado.

Respuesta 487.

Con el reconocimiento de un Costo de Entrada suficiente para atraer a un nuevo inversionista, e incorporando en la función de demanda la posibilidad de que incluso se remunere el doble de este valor para garantizar la participación de nuevos proyectos en la subasta, la Comisión espera que la situación planteada por los generadores termoeléctricos no se presente. Adicionalmente, con la posibilidad de elegir un período de vigencia de la obligación de máximo 20 años el generador con una planta nueva puede enfrentar mejor los cambios en las condiciones de mercado. En cualquier caso también se dispone de un esquema

de garantías para generadores nuevos que busca asegurar que los proyectos que se requieran para abastecer la demanda sean efectivamente ejecutados.

488.

Costo de Nueva Capacidad o nueva entrada:

Este costo se ve afectado por los siguientes aspectos:

- *El pago de las multas que potencialmente deberá pagar*
- *Costo financiero de los avales que deberán constituir*
- *El valor de la prima para los entrantes durante los primeros 10 años es distinta que para los establecidos, lo cual influirá en la valoración de la prima por parte de la nueva capacidad, quien deberá contemplar diferentes valores de remuneración de la energía firme durante la vida útil del proyecto.*

Por lo tanto, los precios que puedan surgir del proceso de subasta no corresponden únicamente a los costos de inversión de nueva capacidad.

Respuesta 488.

Los precios ofertados en la Subasta reflejarán todos los costos, tales como los asociados a la inversión en nueva capacidad, incluyendo los costos financieros mencionados.

489. Comportamiento de la capacidad instalada en la subasta:

A diferencia de las plantas térmicas, que tienen la alternativa de ser desarmadas y retiradas del mercado, las plantas hidráulicas ya instaladas no tienen usos alternativos para sus activos, lo cual hace que la porción de los costos hundidos de éstas plantas sea bastante elevado y, en consecuencia, sus costos de oportunidad serían cercanos a cero. Esta diferencia asociada a las diferencias tecnológicas de los agentes generadores incide en su comportamiento en el desarrollo de la actividad de comercialización en contratos y su participación en la bolsa, y por lo tanto, también tendría una incidencia directa en la formación de precios en la subasta de opciones propuesta por la CREG.

Respuesta 489.

Dada la incidencia de los costos hundidos en la formación de precios de la Subasta de Obligaciones de Energía Firme, la Comisión establece algunas condiciones relacionadas con la participación en la Subasta de plantas y/o unidades de generación nuevas, sean térmicas o hidráulica, para que ésta sea considerada exitosa y para que, bajo esta condición, el precio de cierre de la misma se adopte como precio del Cargo por Confiabilidad para todos los

participantes en la subasta. Con esto se pretende impedir que los recursos de generación existentes o especiales, con costos hundidos al momento de realizarse la Subasta, induzcan un precio de cierre que no refleja los verdaderos costos de inversión.

490. **Uso de Opciones:** *Asociar la remuneración de capacidad a una opción de entrega de energía distorsiona los precios de bolsa, precios en contratos y la operación de las plantas.*

Respuesta 490.

Ver Respuesta 10.

491. **Definición del precio de ejercicio:** *Uno de los argumentos usados por la CREG para proponer la nueva metodología del Cargo por Capacidad es que se desliga de la responsabilidad de definir el precio de la remuneración de potencia. Sin embargo, definir el precio de ejercicio de la opción es aún más complejo que el VMC, toda vez que define el valor de las opciones.*

A su vez, la indexación del precio de ejercicio asociada a la variación de los precios de los combustibles es complicada, al suponer que es posible determinar para al menos cinco años, la proporción de las tecnologías que atienden la demanda.

Respuesta 491.

En primer lugar el Precio de Escasez no corresponde al precio del cargo por confiabilidad. Adicionalmente, dado que la valoración de la oferta con que cada agente participa en la subasta debe reflejar las rentas de escasez estimadas por él con respecto al Precio de Escasez, la implementación de un esquema de mercado (la subasta) le permite al generador internalizar en su oferta los costos asociados al producto de una manera clara y ser remunerado por ello en caso de resultar asignado en la subasta.

492. **Desigualdad de tratamiento entre la capacidad nueva y la instalada:** *No existe claridad del por qué separar la asignación de un cargo por capacidad entre agentes instalados y nuevos, dado que ambos están entregando el mismo producto.*

Respuesta 492.

Ver Respuesta 32

493. **Administración de riesgos de combustibles:** *... no existen instrumentos financieros líquidos que permitan administrar la volatilidad de los precios de combustibles sobre períodos de cinco años. De igual manera, existe la*

incertidumbre sobre las cantidades de gas requeridas por las plantas durante ese mismo período.

Respuesta 493.

En cuanto a las cantidades de gas requeridas por las plantas, deberán corresponder a las que respalden la energía firme con la que se participa en la subasta. Sobre la volatilidad de precios ver Respuesta 30.

*494. **Generador de última instancia:** la introducción de un generador de última instancia introduce un costo adicional al esquema. Si se conociera de antemano cuál sería el nivel de incumplimiento para definir el tamaño de esta generación entonces no tendría sentido subastar la cantidad a ser incumplida. Por lo tanto, como no se puede saber de antemano el incumplimiento es necesario que el generador de última instancia sea de gran tamaño. Esto hace que el sistema sea redundante y antieconómico.*

Respuesta 494.

Ver Respuesta 43.

2.25. MERILÉCTRICA, TERMOFLORES, TERMOCANDELARIA,
TERMOEMCALI, PROELÉCTRICA, TERMOVALLE,
TERMOTASAJERO Y CORELCA.

Comunicación E-2006-005433

495. Por la liquidez del mercado internacional de combustibles líquidos y el tamaño de las reservas de carbón solicitan exigir solo demostrar la existencia de la infraestructura y logística necesaria para el consumo de estos combustibles.

Respuesta 495.

Ver Respuesta 176

2.26. TERMOEMCALI

Comunicación E-2006-005964

496. ¿Para plantas térmicas que trabajen con dos combustibles se deben llenar los formatos 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 los cuales corresponden a los suministros y transporte de combustibles y almacenamiento? ¿Es correcto?

Respuesta 496.

Es correcto.

497. *Aparentemente falta para plantas térmicas el formato para suministrar el dato de transporte de combustible alternativo, debida a que este también tiene transporte para ser suministrado a planta como el gas.*

Respuesta 497.

No se solicita el dato de transporte de combustible alternativo, líquidos y sólidos, porque el suministro de estos combustibles se considera en planta dado que la competencia entre los diferentes modos y esquemas de transporte permiten suponer que no es una restricción.

498. *¿Se declara todos los meses el almacenamiento que tenga y pueda mantener la planta en los formatos del anexo 3 numeral 3.4?*

Respuesta 498.

El agente deberá reportar cuantos meses de almacenamiento tenga previstos para dar cumplimiento a su ENFICC.

499. *En el artículo 35, párrafo 2, define el Índice de Disponibilidad de Transporte de Combustible (IDI) para operación continua. Consideramos que para las plantas térmicas con combustibles duales, se suma el transporte de gas con el transporte de otros combustibles (FO.) que puedan ser suministrados en planta. Y además, se debe considerar el transporte para el combustible que se almacena debido a que para el almacenamiento y reposición del mismo se requiere de transporte. ¿Es correcta nuestra interpretación?*

Es importante en el párrafo 2, complementar la redacción de la siguiente forma: " la capacidad de transporte contratada en firme de uno o mas combustibles que se utilicen para la operación continua de la planta."

Respuesta 499.

El índice de disponibilidad de transporte solamente se incluye en el cálculo cuando el combustible que se empleará para respaldar total o parcialmente la ENFICC es gas natural. Ver Respuesta 498.

500. *En el artículo 46 se calcula el Índice de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF) y tenemos esta inquietud: a. En caso de haber tenido una salida forzada durante las pruebas de Resolución CREG-017 de 2002 o CREG-004 de 2004 ¿se consideran las horas indisponibles que tuvo la planta más la indisponibilidad hacia atrás hasta la última generación mayor a cero?*

Respuesta 500.

En efecto; así está en la regulación vigente.

501. *Entendemos que con la información reportada por los agentes térmicos en los formatos de los anexos 2 numeral 2-3, y los formatos del anexos a la CREG y*

XM, esta última entidad calculará los índices para la determinación de la energía basados en el consumo de las pruebas de Heat Rate y CEN que se realizan cada tres años. ¿Esta interpretación es correcta?

Respuesta 501.

Los agentes deberán reportar los parámetros que se solicitan en los formatos y además declararán la energía firme calculada, para lo cual la resolución tiene definido todo lo que requieren para llevar a cabo esta tarea. El CND hará la verificación del cálculo de la ENFICC y su correspondencia con los parámetros suministrados por el agente.

502. ¿El valor cte 1 Mbtu/Kpc lo utiliza solamente XM para efectos de la corrida y liquidación?

Respuesta 502.

La información a reportar para el cálculo de la ENFICC debe expresarse en unidades de energía [MBTU], con la cual se puede estimar el valor sin tener que hacer conversiones a unidades de volumen.

Comunicación E-2006-006591

503. Es importante definir qué es salida forzada y, en forma adicional, considerar los eventos ya contemplados en la resolución, los eventos externos, tales como salida del gasoducto y fuerza mayor del mismo y racionamiento programado, para que no afecten los IHF's de las plantas térmicas.

Respuesta 503.

Ver Respuesta 68.

504. En relación con el artículo 17, sobre el retiro de plantas se debe aumentar el plazo de seis (6) meses a un (1) año para que expire la capacidad de transporte que tenía la planta asignada en el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a las corridas del Cargo por Confiabilidad. Estos dos valores deben ser uno solo y coherentes con los períodos de asignación del Cargo.

Respuesta 504.

Ver Respuesta 59 y Respuesta 79.

505. En los artículos 20 y 22 es necesario definir de qué fecha son los precios.

Respuesta 505.

Ver Respuesta 80 y Respuesta 81

506. *A las plantas no despachadas centralmente y cogeneradores se les debe exigir garantías para declaraciones diferentes al 35% y se les debe dar un tratamiento igual que a los demás agentes.*

Respuesta 506.

La resolución prevé que las declaraciones de disponibilidad deben ser sustentadas con cifras demostrables, y que la CREG puede solicitar la auditoría del cálculo de estos parámetros. (Numeral 3.3 del Anexo 3)

507. *Se debe dar un tiempo de cinco (5) días después de haber sido analizada la información por XM y de haber entregado la ENFICC de tal forma que si hay necesidad de aclaraciones por parte de los agentes a los índices o aclaraciones de los contratos, tengan los agentes el derecho a hacerlo. Una vez transcurrido este tiempo y si no hay comentarios, Se considerará que la información y los índices estén correctamente evaluados.*

Respuesta 507.

Ver Respuesta 86.

508. *En relación con el ENFICC se debe hacer le mejor estimación de tal forma que no se sobreestime ni se subestime la energía firme del Sistema. El comportamiento de las plantas hidráulicas en forma aislada no refleja una condición adecuada y no es lo mismo que trabajarlas con el modelo, pues este puede dar una mejor aproximación a lo que se quiere simular.*

Respuesta 508.

Ver Respuesta 192

509. *Se puede dejar un solo artículo tanto para la declaración de parámetros (art 38) y para al chequeo de contratos de combustible (art. 44). Esos dos artículos se refieren a lo mismo, de tal forma que se entienden como repetidos el artículo 39 y el 45, en los cuales se penaliza a los agentes térmicos por no reportar la totalidad de la información utilizando la totalidad del ENFICC igual a cero. No encontramos el mismo tratamiento para las plantas hidráulicas en relación con los parámetros y las series hidrológicas que representan el combustible de estas plantas. Consideramos que se debe poner para ambos o en su efecto quitarlo.*

Respuesta 509.

Se introdujeron modificaciones en lo relacionado con la declaración de parámetros y el tratamiento de combustibles. La verificación de parámetros y la consecuencia de confirmar la existencia de discrepancias está prevista para todas las plantas.

510. *En relación con los contratos de combustibles como el gas, debe existir una política energética del Gobierno Nacional y que el desarrollo del transporte del gas sea centralizado en proyectos de la UPME como se hace con el Sector Eléctrico. Las expansiones en este caso las pueden hacer los privados a través de estampillas o peajes, pero que se garantice el servicio al país y no como sucede actualmente que se presenta una descoordinación entre producción y transporte. Este cambio que se propone en la política energética, evitaría muchos problemas a los agentes térmicos, al Sector Eléctrico, a la industria y, sobre todo, al país en situaciones de eventos críticos.*

Respuesta 510.

Este tema no es objeto del proyecto que se hizo público.

511. *Revisar el artículo 62. El artículo debe definir la estabilidad jurídica del CxC. Si el acto es de carácter general y la CREG lo puede modificar cuantas veces quiera, no estaría dando la estabilidad jurídica. Si es un acto administrativo, se puede modificar por acuerdo entre las partes. Debe haber claridad jurídica sobre este artículo y se mantiene la intangibilidad del pago de la subasta, El nuevo agente entra con una garantía a diez (10) años y para los existentes pueden cambiarlo a cualquier momento. Se propone redactar de nuevo este artículo o aclararlo.*

Respuesta 511.

Ver Respuesta 116. Además, la estabilidad jurídica no se puede confundir con inmodificabilidad de las normas generales. La Constitución Política no permite renunciar a la facultad de intervenir la economía y, fundamentalmente, la prestación de los servicios públicos. En la norma propuesta claramente se precisa la estabilidad en el periodo de vigencia de la obligación de energía firme asignada y su correspondiente remuneración.

512. *A la demanda media de la UPME la CREG le adiciona como margen de error un 2% y no un margen de confiabilidad como lo plantea del Dr. Cramton.*

Respuesta 512.

Ver Respuesta 103

513. *¿Cuáles son los casos a los que hace referencia la CREG, en los que no se realiza subasta según el artículo 54?*

Respuesta 513.

Ver Respuesta 100.

514. *En el artículo 56 ¿Deben poner garantías sobre la energía firme que entregan los cogeneradores?*

Respuesta 514.

Estas garantías no serán exigidas.

515. Cuando no hay generadores nuevos no hay subasta. ¿Cuánto es lo que van a pagar a los existentes?

Respuesta 515.

Ver Respuesta 108

516. El artículo 59 hay que dejarlo claro y, si es necesario, volverlo a redactar. La subasta procede cuando hay un exceso mayor al 4%.

Respuesta 516.

Se aclaró la redacción de este artículo.

517. Capítulo VI. Transición. Artículo 65. Cambiar "gas natural" por "a los combustibles utilizados",

Respuesta 517.

Ver Respuesta 121

518. El mercado secundario puede ser electrónico.

Respuesta 518.

Esta posibilidad será analizada por la Comisión posteriormente. En principio solo se implementará el Sistema de Información del Mercado Secundario.

519. Falta definir claramente la generación de última instancia. ¿Cuáles serían las plantas?

Respuesta 519.

Ver Respuesta 43

520. Según el artículo 34 la declaración para plantas que trabajan con combustibles duales, los contratos podrán ser combinaciones de contratos en firme de suministro y transporte con capacidad de almacenamiento. En el artículo 35, párrafo 1, numeral b), se menciona que en la sumatoria se consideran el suministro de gas más el fuel oil, y tenemos las siguientes preguntas:

- *Para mantener el equilibrio en la fórmula, se deben considerar para el IDS y el IDT de combustibles duales, el suministro y el transporte de ambos combustibles (gas y F.O.) y, además, el transporte para mantener el almacenamiento del combustible F.O.*

- *¿Cual es la capacidad calórica del gas para convertir KPCD a MBTU en el transporte? ¿La de la fuente de donde suministran el gas? ¿Si hay más de una fuente cual sería?*
- *En la resolución sólo se especifica 1 MBTU/KPC para la corrida que debe hacer XM.*

Respuesta 520.

El IDS incorpora la posibilidad de generar con varios combustibles. Ver Respuesta 497

Para el caso de transporte de gas natural 1KPC será equivalente a 1 MBTU.

2.27. MERILÉCTRICA

Comunicación E-2006-003433

521. Consideramos que la metodología de cálculo del IH debe considerar el suministro de combustible como evento externo para la operación, únicamente para aquellos generadores que de una manera responsable estén contratados en firme de suministro y transporte, dado que sólo en condiciones de fuerza mayor se haría tal declaración de indisponibilidad; dejar la opción abierta para todos los agentes, tal como está hoy, incentiva en cierta forma la no contratación en suministro y transporte de combustible, dado que no contar con el recurso no afecta el IH, poniendo en riesgo el respaldo real que pueden brindar los agentes térmicos al sistema.

Respuesta 521.

Ver Respuesta 68

Comunicación E-2006-005211

522. Entendemos que la determinación inicial del precio de ejercicio se realizará con base en la planta más ineficiente que existe en la actualidad en el sistema colombiano, pero que dicho valor no dependerá a futuro de la existencia o no de dicha planta.

Respuesta 522.

En efecto, el Precio de Escasez no depende de la existencia de dicha planta y en consecuencia no se prevé un recálculo.

523. Consideramos que los costos variables de operación y mantenimiento deberían ser tenidos en cuenta para el cálculo del precio de ejercicio.

Respuesta 523.

El Precio de Escasez incluye este componente.

524. Solicitamos considerar la posibilidad de remunerar el Costo de Arranque y Parada por separado y de este modo contar con la flexibilidad de generar realmente cuando el sistema lo requiere.

Respuesta 524.

Ver Respuesta 283.

525. La metodología de remuneración de la generación de seguridad comprendida en la resolución 034 de 2001 debería ser eliminada y por ende darle un tratamiento integral con la nueva propuesta del cargo por confiabilidad.

Respuesta 525.

El Cargo por Confiabilidad mantiene el supuesto de un sistema uninodal, por lo tanto los precios máximos ante situaciones de fraccionamiento de la red se mantienen. Además esta situación no necesariamente coincide con precios de bolsa superiores al Precio de Escasez, caso en el cual se ejercería la Obligación de Energía Firme.

526. La determinación de la obligación de energía firme debería realizarse de manera diaria, o que en su defecto se promueva la existencia de un mercado secundario líquido y centralizado, donde se puedan realizar los ajustes horarios ya sea con cobertura en dicho mercado o contra la bolsa de energía.

Respuesta 526.

En efecto, la verificación de la Obligación de Energía Firme se realizará diariamente. No obstante, si la Obligación de Energía Firme es exigida en algunas horas del día, se procederá a una verificación horaria.

527. Es de suma importancia para garantizar el respaldo de la energía firme de las plantas de generación térmicas, exigir la existencia de contratos firmes de suministro y transporte, sin embargo dicha exigencia debe ir acompañada de un seguimiento a los productores y transportadores de gas natural, con el fin de verificar que realmente cuenten con la capacidad necesaria para respaldar sus contratos en firme. Asimismo se debe garantizar que la demanda nacional de gas natural tenga prioridad de asignación sobre las exportaciones.

Respuesta 527.

En cuanto al respaldo de la contratación en firme, en la Resolución definitiva de contratos de gas natural (aprobada en la Sesión CREG 302), se establece que los contratos en firme que suscriban los comercializadores de gas natural deberán contar con un respaldo físico. Este lo podrán obtener a través de compensaciones entre socios en el marco del contrato de explotación petrolera o

con transacciones de compra venta entre comercializadores de diferentes contratos de explotación petrolera.

En lo que tiene que ver con la prioridad en el abastecimiento de la demanda nacional, este análisis está contenido en el Documento CREG 080 de 2006.

528. Para determinar la energía firme respaldada por combustibles alternos, se debe verificar que realmente exista la disponibilidad de dicho combustible y la logística necesaria para un abastecimiento continuo. Igualmente si se presentan cantidades parciales con combustible primario y alterno, se debe verificar que realmente la planta de generación tenga la posibilidad de realizar el cambio de combustible en línea.

Respuesta 528.

Ver Respuesta 288

529. Ya sea con el criterio del índice IGVA o cualquier otro nos parece importante mantener la diferenciación entre plantas hídricas con regulación o plantas filo de agua o con baja regulación.

Respuesta 529.

La metodología de cálculo de la energía firme considera las características propias de cada planta. En la nueva metodología no se utiliza el IGVA.

530. La energía firme de las plantas menores debería tener el mismo tratamiento de las plantas despachadas centralmente o en su defecto utilizar valores históricos críticos.

Respuesta 530.

Las plantas no despachadas centralmente son en su mayoría Pequeñas Centrales Hidráulicas de las cuales no se tiene la información suficiente para aplicar la metodología de cálculo de la ENFICC empleada para plantas de mayor tamaño. Por lo anterior, se empleará la información de disponibilidad declarada por el agente, o en su defecto, el 35% que corresponde al promedio histórico de la disponibilidad calculado por la CREG.

531. Sería una buena señal para incentivar la expansión en generación considerar como nuevos generadores aquella potencia adicional que resulte del cierre de un ciclo abierto, de una repotenciación de unidades y de aquella generación que resulte de la conversión a un combustible más eficiente y con mayor disponibilidad en el país.

Respuesta 531.

En tanto estos generadores tienen una parte de sus costos de inversión hundidos, no serán considerados nuevos para efectos de la subasta de energía

firme. No obstante, para reconocer su situación particular al haber hecho inversiones asociadas a los cierres de ciclo o las repotenciaciones, se establece una nueva categoría (Plantas y/o Unidades de Generación Especiales) con condiciones distintas a la de los activos de generación existentes, tendiente a estabilizar su ingreso.

532. Entendemos que las subastas de reconfiguración son opcionales y que independiente de su existencia la demanda estimada con que se adjudica la energía firme para los generadores existentes o para los nuevos no da lugar a modificaciones cuando la demanda real es menor a la estimada. Es la demanda quien al final asume el riesgo de estimación.

Respuesta 532.

Es correcta la interpretación.

Comunicación E-2006-006747

533. Artículo 34: Contratos de Combustible: Proponemos que al momento de remitir a la CREG los contratos en firme de suministro y transporte de combustible, con el fin de estimar la ENFICC térmica, dichos contratos en firme no deban ser firmados exclusivamente con los productores-comercializadores de gas o con los transportadores.

En este sentido consideramos que pueden ser igualmente validos contratos en firme de suministro y transporte suscritos con otros agentes (por ejemplo industriales, distribuidores, comercializadores, térmicos con excedentes, etc.), en donde se deba remitir a la Comisión el contrato de suministro y/o transporte en firme suscrito con este agente, acompañado del contrato en firme respectivo firmado entre el agente y el productor o transportador.

Respuesta 533.

Los contratos en firme que se solicitan en la resolución no tienen limitación en cuanto al tipo de agente vendedor, así que la propuesta que se hace es válida. Lo relevante es que sean contratos de suministro o transporte en firme.

2.28. PROELÉCTRICA

Comunicación E-2006-005082

534. Los combustibles alternos (caso del Fuel Oil No. 2) son más costosos y la demanda interna supera la oferta. La volatilidad de precios es mayor y consideran que es un retroceso en la regulación.

Respuesta 534.

Ver Respuesta 176

Comunicación E-2006-006473

535. *Debe considerar la CREG que tanto para realizar el cierre financiero y económico del proyecto de conversión o para la contratación es absolutamente necesario conocer la asignación del cargo y tener la certeza jurídica del mismo. Esa certeza jurídica solo se tendrá en el momento en que la CREG expida la resolución definitiva por medio de la cual adopte la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.*

Respuesta 535.

En cuanto a la contratación de combustibles se refiere, desde el 12 de julio 1994, fecha en que entró en vigencia la ley 143 de 1994, los generadores térmicos tienen la obligación de “realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos”. Por otro lado la regulación sobre el Cargo por Capacidad, vigente desde hace diez años, ha venido exigiendo para la asignación de la Capacidad Remunerable Teórica, la información sobre contratación de combustibles. Y, aún más, con la resolución CREG-125 del 20 de diciembre de 2005, la Comisión dejó expresamente establecido que “Los generadores térmicos que aspiren a ser remunerados por concepto de Cargo por Capacidad deberán reportar la información referente a la contratación firme de suministro y transporte de combustible, que será tenida en cuenta para efectos de la valoración de la energía firme a **ser utilizada en la asignación de dicho Cargo a partir de diciembre de 2006**”.

Estas normas continúan vigentes y no puede entenderse que solamente serán exigibles a partir de la fecha en que la CREG expida la resolución definitiva aprobando la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad.

En lo que se refiere a los proyectos de conversión, en el mercado mayorista no existen normas que limiten su ejecución, y no existe tratamiento diferencial a las plantas teniendo en cuenta el combustible o el proceso que utilicen para generar. Por el contrario, desde la resolución CREG-042 de 2002, la Comisión introdujo señales expresas para la utilización de distintos combustibles en la generación de energía eléctrica.

536. *Para acometer el proyecto de implementación de generación con combustible diferente a gas el plazo solicitado por fabricante para entregar a Proelétrica proyecto es de mínimo nueve (9) meses, resultando imposible cumplir con el lapso de seis (6) meses que es período máximo remunerado para implementar el sistema en la propuesta regulatoria, lo que dejaría la planta sin*

remuneración aun habiendo asumido el proyecto, por lo que proponemos un término de 9 meses contados a partir de la fecha del cronograma radicado y sustentado.

Respuesta 536.

No está prevista la ampliación de este plazo dada la necesidad de contar con la energía firme que respalda la Obligación asignada a este agente.

537. De igual manera se debe flexibilizar el plazo para la presentación de los contratos de gas, considerando las dificultades de los agentes térmicos para conseguir que los productores de gas presenten alternativas para el suministro de ese insumo y el corto lapso que correría entre la fecha en que se expida la regulación y la fecha en que se deba acreditar la existencia de los contratos.

Respuesta 537.

Estas consideraciones fueron tenidas en cuenta al momento de establecer el cronograma del Período de Transición.

538. Solicitamos a la CREG mantener dicho modelo (de simulación de la energía firme) que refleja la realidad del sistema eléctrico colombiano. Un cambio del mismo resultaría inconveniente, en la medida en que podrían darse señales equivocadas por sobre oferta de energía firme en el sistema, ó por el contrario, de poca oferta, condiciones estas que pudieran afectar el sano equilibrio que debe existir entre la oferta y la demanda de energía. A estas alturas del debate, incorporar un nuevo modelo, produciría una incertidumbre en el mercado.

Respuesta 538.

Tal como se plantea, el elemento central en la determinación de la energía firme es establecerla con la mayor certeza para que no se presenten señales de sobre o suboferta, por este motivo la Comisión adoptó una metodología que considera la historia de aportes y las características de la planta, siendo simple, auditable y conceptualmente sólida.

539. En nuestro parecer, ante las actuales reservas de gas existentes en el país con relación a la producción (factor RP) las que superan los 11 años, cifra concordante con los proyectos de exportación de ese recurso por parte del gobierno nacional, que no podríamos entender se pudieran efectuar sin antes atenderse la demanda local, está garantizado el abastecimiento del mercado sin inconvenientes. Entonces no amerita la exigencia de contratos de suministro de gas en términos que resultan insostenibles para el sector térmico del país (Take or Pay), y por el contrario se convierten en viables los contratos de gas del tipo Take and Pay tanto para el período de transición como para la participación en las subastas de energía. No obstante, si compartimos la exigencia de contratos que incorporen porcentajes de garantías para el caso del transporte de gas, dadas las

limitaciones de capacidad de transporte de gas, existentes en ese sistema. Por otra parte es importante resaltar que los actuales productores de gas, tal y como mencionamos anteriormente, no se avienen a firmar contratos de suministro de gas por períodos que superen un año, con lo cual se colocaría a los generadores térmicos a Gas, ante la imposibilidad de cumplir con esa exigencia regulatoria.

Respuesta 539.

La Comisión incorporó explícitamente distintos mecanismos que le permiten al generador sustituir el gas natural como combustible para su operación, justamente en respuesta a las señales de abastecimiento en el largo plazo. Ver Respuesta 176 y Respuesta 177.

540. Proponemos se flexibilice la sanción por error en la información de que trata el artículo 42 de la resolución CREG No 043/06, estableciendo una primera instancia de preclasificación de la información enviada, de manera que permita se corrija cualquier inconsistencia detectada. De no atenderse oportunamente esa instancia, entonces si continuar con el procedimiento anunciado en la propuesta regulatoria.

Respuesta 540.

Ver Respuesta 87 y Respuesta 88.

541. Solicitamos incorporar en el artículo 65, num.1 de la resolución CREG No 043/06, la posibilidad de que el agente respectivo pueda otorgar a título de garantía al sector financiero, los dineros retenidos, para el desarrollo de los proyectos, mediante la implementación de unas fiducias en garantía. Esta solicitud es razonable, teniendo en cuenta las cuantiosas inversiones que tendrán que llevar a cabo los agentes que acometan esos proyectos, y que necesariamente tendrán que apalancarse con recursos obtenidos en el sector financiero, los cuales generarían unos costos financieros para los agentes, y de igual manera producirían una modificación en la estructura de capital del agente respectivo.

Respuesta 541.

La Comisión evalúa necesario para asegurar el cumplimiento en la entrega de la ENFICC asociada a la Obligación asignada al generador, que en este caso, además de la retención del pago del Cargo por Confiabilidad el agente aporte una garantía de cumplimiento de la puesta en operación del proyecto. La alternativa propuesta se considerará en el desarrollo del reglamento de garantías.

542. Si bien la GREG tiene proyectada la primera subasta a finales del primer semestre del año 2007 para cubrir las obligaciones de energía firme concernientes al periodo Diciembre 2009 — Noviembre 2010, consideramos

conveniente y supremamente importante, que la CREG no exija los contratos de combustible como requisito para participar en dicha subasta, haciendo efectiva dicha exigencia en la fecha considerada para presentación de parámetros previo al inicio de la obligación del respectivo periodo. Lo anterior quiere decir que la presentación de contratos de combustible que garanticen firmeza para el periodo mencionado anteriormente se deberá presentarse en Octubre de 2009.

De no cumplir con la fecha propuesta, se reasignaría la posible energía firme ganada en la subasta mediante subasta de reconfiguración.

Respuesta 542.

Las exigencias respecto a la presentación de contratos de suministro y transporte de combustibles se flexibilizaron en este sentido. Ver Capítulo V Disponibilidad de Combustibles.

Comunicación E-2006-006718

543. El no considerar como evento externo las indisponibilidades de las plantas de generación térmicas a gas, que tengan origen en fallas de cualquier índole que se presenten en el sistema de transporte y/o de producción de gas, es imputar al agente generador un hecho sobre el cual no tiene control directo ni del que es responsable. En consecuencia solicitamos a la CREG darle a esos eventos el mismo tratamiento que se da a los que tienen origen en el STN y/o STR, es decir, ser declarada como causa externa, dado además que corresponde al comportamiento de sistemas similares.

Respuesta 543.

Ver Respuesta 68

544. En el evento que la CREG opte por mantener en los mismos términos el artículo 49 de la Resolución CREG No 043 de 2006, es importante hacerle ver que su aplicación debe ser a futuro, de manera tal que no afecte los índices correspondientes a los 3 años anteriores a la vigencia de la nueva resolución; una interpretación diferente iría en contra del ordenamiento jurídico en la medida en que se estarían afectando derechos adquiridos a favor de los generadores, concretados en las decisiones económicas y de negocios que se han tomado con base en lo preceptuado por las Resoluciones CREG 059 de 1999 y 077 de 2000 y el acuerdo del CNO No 103.

Respuesta 544.

No existe en el ordenamiento jurídico colombiano un derecho adquirido a que no se modifiquen las normas de carácter general, impersonal y abstracto, como las señaladas en el comentario. El cálculo de los índices a que se refieren las normas citadas aplica para el Cargo por Capacidad, cuya vigencia termina el 30 de

noviembre de 2006. Por lo demás, las normas que expedirá la CREG regirán para el cálculo del cargo por confiabilidad a partir del 1 de diciembre de 2006 en adelante y no para modificar las asignaciones hechas en el pasado.

Comunicación E-2006-006871

545. Lo anterior nos indica a las claras que basado en el esquema de opciones, en caso de que PROELECTRICA decidiera acometer el proyecto de conversión (para operar con Diesel 2), el valor a reconocer por obligación de energía firme en el evento en el cual el precio de bolsa supere el Precio de Escasez, estaba muy por debajo de los costos operativos generando con el combustible alterno. Así mismo para efectos de remuneración de generación de seguridad se debe reconocer la componente de combustible de acuerdo al alterno que utilice cada planta.

Solicitamos se tengan en cuenta estas observaciones para que el precio del Fuel Oil se establezca con base en los precios internacionales de diesel 2, los cuales se encuentran claramente establecidos en la página Web de ECOPETROL.

Respuesta 545.

El tipo de combustible que se considera corresponde al combustóleo teniendo en cuenta que: i) es el combustible con que generaría la última planta que podría utilizar el sistema en una condición crítica de escasez frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar; ii) es el combustible que tiene suficiente oferta a nivel nacional y en los mercados de la región, y iii) considerar Diesel Oil importando llevaría a la condición económica en la que sería preferible racionar.

2.29. TERMOCANDELARIA

Comunicación E-2006-002841

546. Bajo el esquema actual de Cargo por Capacidad no se remunera la totalidad de la inversión, menos aún los costos fijos de gas.

En el nuevo esquema basado en subastas de opciones de energía cada generador debiera ofertar todos sus costos, y por lo tanto debiera incorporar en sus ofertas todos sus costos fijos de gas.

De lo anterior es posible concluir que la exigencia de contratos de gas no es compatible con el esquema de cargo por capacidad vigente. Esta exigencia, por lo tanto, sólo puede ser aplicable con la entrada de un esquema que remunere todos los costos fijos a que obligue la regulación.

Sin embargo, esta condición no es por si sola suficiente, pues si se analiza en el contexto del mercado eléctrico colombiano se deben hacer las siguientes consideraciones:

- *Mercado imperfecto: bajo un esquema de subastas, existen elementos en Colombia que permiten el “gaming” de algunos generadores. Entre ellos se pueden mencionar:*
 - *Una alta proporción del mercado sigue siendo de propiedad pública (“las empresas públicas no quiebran”) y pueden presentar comportamientos estratégicos cuyo origen puede distar de la eficiencia económica.*
 - *La gran diferencia entre las estructuras de costos fijos y variables de las plantas hidráulicas y térmicas existentes, y la discrecional respecto de la declaración de energía firme, implica una alta probabilidad para capturar los ingresos de capacidad en detrimento de las plantas que prestan verdadera firmeza.*
- *Regulación suficiente: la Resolución 023/2000 vigente provee alternativas suficientes de contratación de gas, pero la existencia ha demostrado que el problema radica en cómo lograr que el productor-comercializador cumpla con la regulación.*
- *Dilema de Contratación: Se debe resolver la incertidumbre que enfrenta un generador térmico, al tener que decidir firmar contratos de largo plazo de suministro y transporte de gas sin tener la certeza que va a poder recuperar dichos costos, debido al riesgo de no salir adjudicado en la subasta.*
- *Combustibles Alternos: Con el fin de reducir el abuso de posición dominante de los productores-comercializadores y transportistas de gas, se debe establecer el reconocimiento de la firmeza que otorgan en ciertas plantas generadoras el uso de combustibles líquidos como sustitutos al gas natural. Cabe mencionar que la regulación vigente de Cargo por Capacidad no otorga incentivos para la inversión en este tipo de tecnología.*
- *Plazos de Adaptación: Se deben dar los plazos a los agentes para adaptarse a los cambios regulatorios. En particular, se debe tener en consideración los plazos de negociación de nuevos contratos y la materialización de proyectos de inversión como la instalación de equipos “dual fuel” en centrales térmicas.*

Respuesta 546.

Del análisis de la contratación de suministro de gas natural presentado en el Documento CREG 040 de 2006, se puede concluir que los contratos Take or Pay podrían no ajustarse al comportamiento del consumo de los generadores térmicos, y en efecto, los costos que estos imponen (tratándose de porcentajes

de Take or Pay del orden del 70% para promedios de consumo inferiores al 10%) probablemente no alcanzan a ser recuperados por la vía del cargo por confiabilidad. Por esta razón, se diseñó un contrato de suministro que permite una mayor flexibilidad para considerar condiciones más volátiles o inciertas de consumo, y que puede ser ajustado al perfil de ingresos que percibe el generador.

Comunicación E-2006-004167

547. Consideramos que la comprobación de entrega de energía firme debe hacerse contra una medición de la capacidad física de las plantas de entregarla (por ej.: balance energético de un embalse), y no a través de una herramienta teórica como lo es el despacho ideal.

Respuesta 547.

La Comisión considera que el Despacho Ideal no es una herramienta teórica para verificar la energía firme que puede aportar un agente en condiciones críticas de abastecimiento, toda vez que la diferencia entre este despacho y la generación real, salvo la indisponibilidad de un agente, radica en las condiciones de la red de transmisión. El Despacho Ideal, contrario a la revisión de la capacidad física de las plantas, no solo está verificando que el generador tenga la capacidad de entregar esa energía sino que lo haga a precios competitivos.

548. El período de seis meses que se da para no perder el punto de conexión al STN en caso del retiro de una planta es demasiado corto, toda vez que en la regulación actual una planta se puede incorporar al mercado solo un año después de su retiro voluntario. A su vez, seis meses es un tiempo insuficiente para que un nuevo proyecto pueda hacer uso de la capacidad liberada, teniendo en cuenta que para instalar una nueva planta de generación termoeléctrica se requiere al menos un año.

Respuesta 548.

Ver Respuesta 59 y Respuesta 79.

549. Se menciona que el retiro de un agente se hará solo mediante la enajenación de su planta o unidad de energía y la cesión al adquirente de sus derechos y obligaciones. Consideramos que esta situación limita los derechos de entrada y salida del mercado de generación en Colombia, en particular pues un agente termoeléctrico podría decidir que es más rentable retirar físicamente la planta del sistema que mantenerla en operación.

Respuesta 549.

La intención de exigir la enajenación de la planta o unidad de generación y la cesión de la obligación de energía firme radica en que el agente que ha recibido un pago por concepto de confiabilidad debe suministrar este bien y garantizar que su retiro como agente no pone en riesgo este suministro. En tal sentido el procedimiento de enajenación y cesión es consecuente con el pago del cargo y no viola el derecho del agente de salir del mercado. Finalmente, la Comisión considera que ni la Constitución ni la Ley colombianas garantizan a persona alguna un ejercicio absoluto y arbitrario, esto es, sin límites, de la libertad de entrada y salida del mercado.

550. Se afirma que la cesión de derechos se aprobará cuando el agente cesionario entregue al ASIC las garantías en las mismas condiciones exigidas al cedente. Se sugiere reemplazar “mismas” por “equivalentes”.

Respuesta 550.

Ver Respuesta 60.

551. Sería de gran importancia que se aclarara cómo se clasificará una planta que se reintegre al sistema después de su retiro (como antigua o como nueva para efectos de la subasta)

Respuesta 551.

Ver Respuesta 450

552. Sobre verificación instalación Generadores Nuevos. La Comisión debe definir qué se considera como “incumplimiento grave e insalvable”.

Respuesta 552.

Ver Respuesta 64.

553. Quitarle a una nueva planta toda su asignación de energía firme en caso de incumplimiento grave e insalvable de sus parámetros técnicos es sumamente oneroso para un agente que ya ha realizado una inversión en equipos. En este caso la asignación de energía firme debe verse limitada a la que el agente puede demostrar que puede generar.

Respuesta 553.

La Obligación de Energía Firme consiste en la entrega de una cantidad de energía determinada que no es fraccionable, toda vez que compromete la confiabilidad con la que fue diseñado el mecanismo y modifica los resultados de la subasta.

554. Cómo se procederá en el mercado cuando se determine que un agente ha incumplido de manera “grave e insalvable” con la nueva inversión realizada?

Respuesta 554.

Ver Respuesta 64.

555. Sobre Análisis de Índices de Disponibilidad Histórica. En su análisis la Comisión indica que considerar en la base de cálculo de los IH las horas de disponibilidad apagada de una planta sobreestima su disponibilidad. Esto sería cierto si la disponibilidad de una planta fuera variable y por lo tanto durante las épocas de apagado una planta no tuviera que incurrir en costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, por lo menos las plantas térmicas se ven sometidas a trabajos permanentes para asegurar su disponibilidad mientras ellas no generan, por lo que no es correcto suponer que un agente declaró la planta disponible sin haberlo estado realmente. Por lo tanto insistimos en la necesidad de considerar estas horas en el cálculo de los IH.

Respuesta 555.

Dentro de los análisis efectuados, se considera que los agentes son responsables de efectuar los mantenimientos de sus unidades de generación en los períodos donde no sean requeridos.

El objetivo del IHF es estimar el parámetro de salida forzada y dado que los tiempos de mantenimiento están bajo control del generador, no se excluyen del cálculo del índice. Ahora, si el agente registra algún respaldo proveniente de los Anillos de Seguridad, para cubrir su Obligación de Energía Firme, las horas de mantenimiento no afectarán la estimación de su ENFICC.

556. Sugerimos a la Comisión que se considere como indisponible únicamente las horas que transcurran desde la falla de una prueba hasta cuando ésta pueda ser cumplida satisfactoriamente. Esto es equivalente a suponer que en cualquier momento que la planta hubiese sido requerida y ella no hubiera estado disponible, habría demorado ese tiempo en volver a estarlo.

Respuesta 556.

Ver Respuesta 70.

557. Es de suma importancia conocer quién clasificará un mantenimiento como programado y con qué criterios lo hará, y si se limitarán las horas en las que una planta pueda hacer sus mantenimientos programados.

Respuesta 557.

Ver Respuesta 69. La única restricción respecto a los mantenimientos programados es que los mismos deben respaldarse con algún anillo de seguridad para que las horas de estos mantenimientos puedan restarse en el cálculo del IHF.

558. *Se sugiere que se mantengan los eventos de combustible como externos para efectos de calcular los IH.*

Respuesta 558.

Ver Respuesta 68.

Comunicación E-2006-004920

559. *Termocandelaria solicita que, para efectos de exigir contratos en firme a la luz de la propuesta regulatoria planteada en la resolución CREG-125 de 2005 y su complemento planteado en el documento CREG-039 de 2006, se den las siguientes condiciones:*

Que quede en firme un esquema regulatorio para el cargo por capacidad que no considere la variable eficiencia en su asignación.

Que se de un plazo de al menos 8 meses a partir de la expedición oficial de la resolución planteada en el numeral inmediatamente anterior, con el fin de adecuar las plantas.

Respuesta 559.

No se acepta esta propuesta dado que pone en riesgo la firmeza de la energía por la que se está remunerando al agente.

El concepto de firmeza de la energía proporcionada por una planta de generación térmica, y remunerada mediante el Cargo por Confiabilidad, implica la exigencia de contratos de combustible que respalden la firmeza de tal generación.

En cuanto a la ampliación de plazo para la adecuación de las plantas para la operación con un combustible distinto a gas natural, se considera que seis meses es el plazo máximo que puede permitirse al generador toda vez que durante este período la demanda no contará con el activo de generación que respalda la Obligación de Energía Firme asignada.

Comunicación E-2006-006366

560. *La Comisión seleccionó la planta Barranca 3 como planta de referencia para el cálculo del Precio de Ejercicio. Sin embargo, nuestros análisis indican que esta planta no correspondería a aquella con mayor costo variable de generación utilizando combustible alterno.*

Respuesta 560.

La planta Barranca 3 se seleccionó por ser la planta con capacidad de utilizar fuel oil ante una condición crítica del Sistema frente a la cual resulta más económico generar con esta planta que racionar.

Se seleccionó el mayor costo variable que se puede presentar antes de racionar. No se considera el Diesel importado en razón a que su utilización sería superior al del racionamiento.

Comunicación E-2006-006713

561. De la lectura del artículo mencionado se podría deducir que para las plantas y/o unidades de generación termoeléctricas los eventos relacionados con suministro y/o transporte de combustibles serán considerados como "causa interna" para efectos del cálculo de sus IHF. Por medio de la presente comunicación queremos reafirmar la inconveniencia de este concepto (ya indicada en nuestra carta a la Comisión fechada el 30 de mayo de 2006, número 003678) en particular para las plantas termoeléctricas a gas, debido a la imposibilidad de trasladar a los suministradores y/o transportadores de combustible las verdaderas pérdidas económicas del Cargo por Confiabilidad originadas en la interrupción de sus servicios. Esta situación es notoria en el caso de los Productores-Comercializadores de gas debido al abuso de su posición dominante.

Respuesta 561.

Ver Respuesta 68 y Respuesta 405.

562. En todo caso, teniendo en consideración la eventualidad de que la Comisión decida establecer el carácter de "causa interna" para los eventos relacionados con suministro y/o transporte de combustible, es imprescindible hacer los siguientes comentarios: Consideraciones respecto a la inclusión de las fallas en el suministro de combustible como "causa interna":

Para efectos del cálculo de los IHF para las plantas y/o unidades de generación termoeléctricas sólo los eventos que ocurran con posterioridad a la entrada en vigencia de la resolución definitiva de Cargo por Confiabilidad relacionados con suministro y/o transporte de combustibles deberían ser considerados como "causa interna". De no hacerlo así, la aplicación de la Resolución tendría efectos retroactivos, toda vez que las decisiones operativas, contractuales y de inversión de las plantas termoeléctricas se tomaron considerando el "Manual para Llenar los Cuadros del Anexo No. 4 de la Resolución CREG 059 de 1999 y la Información Correspondiente de la Resolución CREG 077 del 2000" establecido en el Acuerdo No. 103 del Consejo Nacional de Operación hasta ahora vigente.

Más relevante aún, resulta el hecho que si en el pasado los eventos relacionados con combustibles hubieran sido considerados "causa interna" las plantas termoeléctricas habrían aumentado sus horas de operación, con el fin de contrarrestar el aumento de las horas de indisponibilidad en la fórmula de cálculo del IH. Por lo tanto, si se mantuviera el carácter retroactivo de la metodología propuesta por la CREG para el cálculo de los IHF, se llegaría a la conclusión que las horas de operación con las que cuentan las plantas termoeléctricas para efectos de calcular sus IHF están subvaluadas'. Esto es particularmente crítico para el verano 2005-2006, periodo en el cual se llevaron a cabo las perforaciones en el campo de Chuchupa. Dichos trabajos afectaron la disponibilidad de gas, situación que la regulación vigente en ese momento no penalizaba para efectos de IH.

Por lo tanto, resulta obvio que la aplicación retroactiva del nuevo tratamiento de IHF durante ese período habría llevado al generador a maximizar sus horas de operación con el fin de minimizar el impacto en el IHF.

Respuesta 562.

El IHF establecido en la resolución utiliza información histórica para efectos de valorar la disponibilidad de las plantas o unidades de generación, y con esto calcular la ENFICC. Esta definición no es una regulación retroactiva.

En cuanto a las posibles acciones que hubiera tomado el generador, cabe recalcar que el IHF al ser un índice de salidas forzadas por eventos impredecibles, difícilmente el operador puede adaptarse a ellos.

Con respecto a los eventos asociados a indisponibilidad de gas de que trata el Decreto 1484 de 2005, ver Respuesta 68.

563. Se entiende que para aquellas plantas con capacidad para quemar combustible alternativo los eventos relacionados con el suministro y/o transporte del combustible principal no afectarían el cálculo del IHF de la planta y/o unidad de generación, toda vez que su(s) combustible(s) alternativo(s) le dan respaldo. Sólo en el caso que se presentaran eventos simultáneos en todos los combustibles de la planta es que se vería afectado su IHF. Agradeceremos a la Comisión confirmar nuestra conclusión.

Respuesta 563.

La incorporación de tal alternativa implica incluir la exigencia de pruebas que aseguren que el generador puede respaldar su Obligación de Energía Firme con un combustible alternativo.

564. Todo evento eximente o de fuerza mayor contemplado en los contratos de suministro y/o transporte de combustible debería considerarse como "externo", dado que exime al proveedor de su responsabilidad de entrega del servicio.

Respuesta 564.

Ver Respuesta 68.

565. Por equidad la CREG debería considerar que toda eventual diferencia negativa entre la generación de una planta hidráulica y su ENFICC sea considerada como una indisponibilidad para efectos del cálculo de su IHF.

Respuesta 565.

Los generadores que no puedan cumplir con sus obligaciones de entrega de energía firme asumen las consecuencias establecidas en el mecanismo de cargo por confiabilidad. Por ahora se considera suficiente esta regulación.

2.30. UPME

Comunicación E-2006-006621

566. La Ley establece la obligación de la UPME de elaborar un Plan de Expansión de Generación - de referencia -, el cual se prepara anualmente para dar señales al mercado sobre los requerimientos de expansión. No obstante, observamos que la nueva metodología del cargo por confiabilidad de cierta manera implica cambios conceptuales que conllevarían modificaciones en la manera de realizar la planeación en el largo plazo. Consideramos que se presentarían algunas diferencias en los requerimientos definidos en el plan de expansión indicativo frente a las necesidades de energía firme de la subasta.

Por otra parte, se tendrían algunas diferencias en la aplicación de los límites de confiabilidad que la UPME emplea en la elaboración del plan de expansión en el cual se usa un criterio acogido por la operación, del número de casos fallados de 95, frente al establecido en el cálculo de energía firme de la resolución de 98% PSS.

Respuesta 566.

Las metodologías que se implementaron para la estimación de la energía firme para el cargo por confiabilidad exclusivamente cuantifican la energía firme de una planta, y no tienen como fin introducir cambios conceptuales ni reemplazar al proceso de planeación de referencia que le corresponden a la UPME adelantar.

Para la estimación de la energía firme se adoptó un modelo que permite calcular la energía que es capaz de entregar una planta en forma individual, teniendo en cuenta sus características y la historia de aportes. Adicionalmente, la responsabilidad de los agentes generadores en el mercado es individual y para el caso de plantas hidráulicas se permite que el agente que las representa declare

como energía firme de las mismas un valor máximo asociado al 95% PSS, que al ser individual asegura el cumplimiento del límite 95% PSS del sistema total que es el utilizado por la UPME en el ejercicio de planeamiento.

Adicionalmente, será la estimación de demanda de energía eléctrica que calcule la UPME, con los criterios que ella establezca, la que se utilice como base para efectos de determinar la demanda de energía que debe ser cubierta con Obligaciones de Energía Firme ante situaciones críticas.

Por lo anterior, se concluye que la estimación de la demanda que efectúe la UPME, con los criterios de planeamiento que ella utilice, servirá de base para definir la oportunidad en que se deben realizar las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme tanto a las plantas existentes como a las nuevas que se requieran.

567. Con referencia al producto establecido en la resolución del cargo, la UPME a través de su experiencia de planeación ha encontrado que en los últimos años se presenta un acercamiento significativo entre la oferta y la demanda de energía, lo cual origina que en los ejercicios de expansión, las adiciones para satisfacer la demanda de energía no son suficientes para atender los requerimientos de potencia futuros del sistema. En ese sentido consideramos oportuno una revisión al producto, ya que los tiempos asociados a la realización de los cierres financieros de los proyectos y la construcción de estos con respecto a las señales de expansión en potencia son muy cortos.

Respuesta 567.

La CREG analizó esta posibilidad. Se consideró la opción de subastar los dos productos en una subasta sincronizada. Sin embargo, la componente hidroléctrica actual permite anticipar que la energía será el recurso escaso por un período largo, lo cual haría innecesario el empleo de esta metodología más compleja desde ahora. Sin embargo, ella podrá ser reconsiderada en un futuro cuando las condiciones así lo indiquen.

568. En vista de la estructura crecientemente aglomerada y oligopólica de la industria energética mundial, incluyendo el segmento de generación de energía eléctrica, ¿cómo asegurar efectiva competencia en las subastas? ¿Cómo se hace coherente los resultados de la subasta con los porcentajes máximos de participación de mercado? ¿Qué mecanismos de supervisión y control serían implementados?

Respuesta 568.

La Comisión ha expedido regulación referente a la concentración en el mercado, no solo para el segmento de generación sino para todas las actividades de la

cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Para el caso el caso de generadores que participen con plantas nuevas en las subastas, se aplicarán los respectivos límites previstos en esta regulación. Adicionalmente, el diseño de la subasta considera reglas que controlan el poder de mercado que puedan tener los agentes.

569. Dentro de las condiciones establecidas para la interventoría del cronograma de construcción de plantas nuevas, se menciona la de rendir un informe anual del avance del proyecto así como un informe final de la culminación a la UPME, entre otras entidades. Consideramos necesario que, adicionalmente, la UPME sea informada oportunamente de los eventos o novedades (ingresos y retiros) que se puedan presentar en el parque generador del sistema y que afectan la planeación indicativa que realiza la Unidad; por ejemplo, los retiros y los anuncios de ingreso en el proceso de precalificación a la subasta.

Respuesta 569.

Se acepta el comentario y se establecerá el mecanismo para informar.

570. De la metodología propuesta se observa que en los índices de indisponibilidad no se incluyen las salidas por mantenimiento programado. Esto tiene el inconveniente de colocar en igual condición nuevos proyectos de generación que seguramente tienen un requerimiento de menor número de horas de mantenimiento frente a un proyecto existente con varios años de instalación. Es de mencionar que en el sistema eléctrico colombiano (en cuanto a generación y transmisión) se observa la obsolescencia de varios de sus elementos (algunos de estos proyectos cumplen los veinticinco años de operación).

Respuesta 570.

Ver Respuesta 402

571. Dentro del protocolo de la subasta para la asignación de obligaciones de energía firme (artículo 61), se exige a los generadores nuevos o especiales, para el cumplimiento de condiciones para conexión: selección del punto de conexión al STN de puntos ofrecidos por la UPME o seleccionados por el generador.

En este sentido consideramos necesario dar mayor claridad, ya que de la lectura del artículo se pueden derivar diversas interpretaciones tales como: la UPME emita conceptos de conexión preliminares o que en el ejercicio de planeamiento la UPME debe definir capacidades disponibles de conexión al sistema a los cuales el generador debe ceñirse dentro de su capacidad efectiva.

Respuesta 571.

Así lo considera también la Comisión. Se estableció que el generador debe aportar Certificación expedida por la UPME, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión. (Artículo 20).

572. Consideramos oportuno dar mayor claridad en el documento final de la metodología sobre las fechas en que la UPME debe reportar la información relativa a demanda.

Respuesta 572.

Para el Período de Transición se estableció el 6 de noviembre de cada año. Una vez finalice la transición la fecha será establecida por la CREG en el Cronograma al que hace referencia el Artículo 18 de la resolución.

573. La metodología propuesta señala que aplicará una desviación de la demanda la cual se definiría en una resolución posterior. La UPME considera oportuno conocer que mecanismos se van a emplear para determinar esta desviación.

Respuesta 573.

Uno de los criterios que se emplearán para determinar este porcentaje será el margen de error del modelo estadístico de proyección de la demanda de la UPME.

574. La resolución del cargo por confiabilidad solicita de la UPME el suministro de los factores de carga. Dado la variabilidad de este factor y que a su vez este depende de cómo sea medido, solicitamos se aclare el lapso y rango de medición (promedio, último año histórico o proyectado, dato anual o promedio de un periodo).

Respuesta 574.

No se consideró necesaria esta solicitud a la UPME.

575. En la nueva metodología, se solicita a la UPME reportar la curva de costos de racionamiento. Consideramos necesario que la CREG defina con mayor claridad las características que requiere de la curva de costos de racionamiento.

Respuesta 575.

No se consideró necesaria esta solicitud.

2.31. XM

Comunicación E-2006-000770

576. Se sugiere que se establezcan procedimientos expeditos para la determinación de la curva de duración de carga, partiendo de datos oficiales y fácilmente verificables.

Se propone que la energía firme sea declarada por los Agentes y que el procedimiento de cálculo de la misma sea objetivo y fácilmente reproducible.

Se sugiere eliminar el mecanismo de certificación, teniendo en cuenta que ésta versaría sobre eventos futuros y por tanto, quien tuviere que realizarla no estaría en capacidad de hacerlo. En reemplazo de esto se puede establecer una auditoria de su cálculo.

Respuesta 576.

La metodología de cálculo de la Energía Firme finalmente adoptada por la CREG es simple y reproducible. La ENFICC para participar en la subasta será declarada por el agente sin que haya necesidad de certificaciones adicionales. En su reemplazo, el agente que declare una energía firme superior a la ENFICC 95% PSS deberá respaldar la diferencia con una garantía.

577. Debe definirse cómo sería el tratamiento de las plantas menores, los cogeneradores y autogeneradores en el cálculo de la energía firme y en general, en cuanto a su participación en el esquema propuesto.

Respuesta 577.

Aquellas plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente a las que se les calcule Energía Firme de conformidad con la metodología aprobada para tal efecto, recibirán una remuneración equivalente al CEE vigente, si no vende en bolsa. La energía firme aportada por estos recursos será descontada de la demanda a subastar anualmente.

578. Entendemos que el ASIC liquidará las transacciones objeto de la subasta, sin que ello implique un papel activo en la misma.

Respuesta 578.

Efectivamente la función del ASIC en la Subasta de Obligaciones de Energía Firme es la de actuar como Administrador de la Subasta, sin que ello implique que sea parte en el proceso dinámico de negociación entre la oferta y la demanda, así como liquidador de las transacciones asociadas a este mercado (subasta y anillos de seguridad), así como la de registrar los contratos de respaldo asociados a los anillos de seguridad.

579. Debe tenerse en cuenta que la prima de las opciones son gravadas con el IVA. En general, debe revisarse el impacto fiscal del esquema propuesto.

Respuesta 579.

Sobre las implicaciones tributarias Ver Respuesta 259.

580. En el documento se enuncia la administración de riesgos de precios de combustibles para los generadores térmicos. Consideramos que este proceso no debe ser administrado por el ASIC.

Respuesta 580.

El riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los combustibles fue incorporado a través del mecanismo de indexación del Precio de Escasez. No le corresponde al ASIC administrar tales riesgos, sino dar cumplimiento a las respectivas normas contenidas en el Reglamento de Operación sobre determinación de dichos precios y su correspondiente actualización.

581. Debe definirse el mecanismo para garantizar los pagos resultantes.

Respuesta 581.

El esquema de garantías está previsto en la resolución. En cuanto a las garantías de la bolsa, estas seguirán operando con sujeción a la regulación vigente en esa materia.

582. Debe determinarse cuál es el alcance del seguimiento y si éste puede traer como consecuencia la reasignación de rentas entre los agentes. En este sentido, consideramos necesario llamar la atención sobre la dificultad para el seguimiento de variables tales como los contratos de gas.

Respuesta 582.

La definición de discrepancias en la declaración de parámetros para la estimación de la ENFICC, trae como consecuencia la cesación de los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad al respectivo agente y la devolución de lo recibido. En el proyecto está claro que no se genera una reasignación de rentas.

En cuanto a los contratos de gas, la verificación se limita a la correspondencia entre el contrato aportado por el agente y la información que él mismo haya reportado en los formatos. El seguimiento permanente del contrato no es práctico y no se considera necesario.

583. Debe definirse cuál sería el papel de las Pruebas de Disponibilidad en el nuevo modelo y cómo afectarían al seguimiento.

Respuesta 583.

Ver Respuesta 43, último párrafo.

584. Debe establecerse cómo se armoniza el esquema de anillos de seguridad con el mecanismo de mercado propuesto y con el Mercado Mayorista”.

Respuesta 584.

Los Anillos de Seguridad son herramientas diseñadas para facilitar a los generadores el cumplimiento de su Obligación de Energía Firme. Esto significa que para verificar si un generador entregó o no la energía que corresponde a su asignación de Obligaciones, se considerará la energía que este agente haya adquirido en cualquiera de los Anillos de Seguridad.

Ahora, respecto a la armonización de estos Anillos con el Mercado Mayorista se tiene:

- Mercado Secundario: Ver Respuesta 42
- Generador de Última Instancia: Ver Respuesta 43
- Demanda Desconectable: Ver Respuesta 44

Comunicación E-2006-004212

585. Sobre Verificación Instalación Generadores Nuevos. En el artículo 4 del Documento CREG-034 de 2006 se establece la imposición de una sanción, asimilable a una multa contractual o administrativa, que en criterio de XM no procede en los términos que se plantea en el artículo que se cita, dado que es un particular quien la impone. Podría ser la UPME como responsable de la elaboración del Plan de Expansión del sector eléctrico, o la CREG, tal como sucede hoy día con las discrepancias que surjan dentro de la verificación de parámetros declarados para el cálculo del Cargo por Capacidad, los llamados a adelantar los procedimientos de que trata el Documento CREG 034.

Respuesta 585.

Se precisó que es la CREG quien establecerá plenamente la existencia de los incumplimientos, con base en la información suministrada por la auditoría.

586. Sobre Mercado Secundario de Energía Firme. Se establece que el incumplimiento de los compromisos de energía firme se define respecto del despacho ideal. Al respecto consideramos esto debe revisarse ya que el despacho ideal no es un referente de cumplimiento de energía firme.

Respuesta 586.

Teniendo en cuenta que lo que se está remunerando es la energía que cada generador puede aportar en condiciones críticas de abastecimiento, y que el estado del STN no es gestionable por el generador, se considera consecuente con el esquema del Mercado Mayorista de Energía la evaluación del cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme mediante el Despacho Ideal.

587. *¿Cómo se procederá en el despacho y la operación real cuando un generador incumpla la entrega de la energía firme y la misma sea respaldada de un generador en el mercado secundario?*

Respuesta 587.

El esquema de liquidación permite considerar el Mercado Secundario como respaldo de una Obligación de Energía Firme.

588. *Se establece un plazo de 5 días calendario de anticipación para disponer del respaldo de energía firme. Se sugiere que el registro ante el ASIC se realice mediante un procedimiento más simplificado mediante un formato estandarizado que permita reducir este plazo.*

Respuesta 588.

Ver Respuesta 58.

589. *Sobre Retiro de Plantas. La cesión de las obligaciones de energía firme se efectuará por intermedio del Mercado Secundario?*

Respuesta 589.

Ver Respuesta 384.

590. *No es claro si el artículo 2 del documento CREG-033 de 2006 se aplica sólo al retiro del Mercado Mayorista de aquellos agentes con compromisos de energía firme.*

Respuesta 590.

En efecto este artículo solo aplica a aquellos agentes que tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme.

591. *El Artículo 3 del documento CREG-033 de 2006 se aplica para aquellos agentes sin compromisos de energía firme, lo cual implica que aquellos agentes que tienen compromisos de energía firme no estarían cobijados con las normas de carácter general establecidas en dicho Artículo.*

Respuesta 591.

Es correcta la interpretación.

592. *En el Artículo 5 del documento CREG-033 de 2006, para el retiro de recursos de generación con asignación de energía firme comprometida, debe previamente haberse garantizado el cumplimiento de la energía firme en el Mercado Secundario. Si el agente cuenta con otros recursos de generación con energía firme no asignada no podrá entonces cubrir la obligación en primera instancia con sus propios recursos?*

Respuesta 592.

Dado que la verificación del cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme se hará a nivel de agente, si el mismo respalda con sus recursos de generación esta obligación pese al retiro de una planta, no incumplirá esta Obligación. Ahora bien, en caso de que no cuente con recursos propios para efectuar este cubrimiento, deberá acudir al Mercado Secundario o a cualquiera de los Anillos de Seguridad y reportar este cubrimiento al ASIC.

593. En el Artículo 5 del documento CREG-033 de 2006 consideramos necesario aclarar los plazos y alcance de “En estos eventos el retiro y el reingreso de la planta o unidad se harán efectivos previa notificación y coordinación con el CND”

Respuesta 593.

Se refiere a cualquier evento de salida del Sistema de una planta o unidad de generación con obligaciones de energía firme, previsto en el mismo Artículo, que lleve al generador a tomar la decisión de retiro de la planta del mercado mayorista.

594. En el Artículo 6 del documento CREG-033 de 2006 se establece que los recursos de generación que no participaron en la subasta de energía firme se podrán retirar libremente del mercado. ¿Qué ocurre con los recursos que participaron y no se les asignó energía firme o de aquellos que no se les asignó energía firme pero que adquirieron compromisos en el Mercado Secundario?

Respuesta 594.

Más que la participación en la Subasta lo que implica responsabilidades adicionales es la asignación de Obligaciones de Energía Firme. En la resolución se aclaró este tema.

595. En el Artículo 6 del documento CREG-033 de 2006 consideramos necesario aclarar los plazos y alcance de: “...se podrán retirar libremente del mercado, previa notificación al CND y a la CREG. La reincorporación de la planta igualmente se podrá hacer libremente, previa notificación y coordinación con el CND”

Respuesta 595.

No se entiende la inquietud sobre el alcance de la norma.

596. Con la derogatoria de la Resolución 056 de 1998 se están derogando las normas establecidas en los Artículos 4 y 5 de la mencionada Resolución. Recomendamos revisar si es o no procedente derogar en su totalidad estas disposiciones.

Respuesta 596.

En efecto se deroga la resolución CREG-056 de 1998, porque se consideró que las normas para el retiro deben ser coherentes con los fines y el nuevo esquema de mercado adoptado para el Cargo por Confiabilidad.

597. ¿Cuál sería el papel de los IH en la nueva reglamentación, si la energía firme es una declaración de los agentes?

Respuesta 597.

La variable requerida para el cálculo de la energía firme es el IHF, y pese a que la ENFICC será declarada por los agentes, ésta deberá estar soportada por la información que respecto a cada parámetro necesario para calcularla reporte el agente.

Comunicación E-2006-006562

598. Se sugiere unificar la Resolución en el sentido que en ocasiones se está haciendo alusión a XM, en ocasiones al ASIC y en otras al CND. Consideramos que siempre se debe especificar en qué calidad debe actuar XM. Igualmente sugerimos acoger la definición de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales que ha utilizado la CREG en diversas resoluciones, como por ejemplo la 006 de 2004 y no la utilizada en la Resolución 043 de 2006, para así separar claramente cuáles funciones se cumplen en calidad de ASIC y cuáles en calidad de CND.

Respuesta 598.

Se hicieron las aclaraciones pertinentes.

599. Continuando con lo anterior, debe especificarse que las funciones de Administrador de la Subasta son realizadas por el ASIC, en virtud del Mandato con representación conferido por los agentes. Adicionalmente, debería incorporarse a la definición de ASIC, la función de Administrador de la Subasta.

Respuesta 599.

Es claro que en tanto se propone para el Cargo por Confiabilidad un esquema de mercado dentro del funcionamiento del Mercado Mayorista, que consiste fundamentalmente en un proceso dinámico de negociación de oferta y demanda, que se liquidará, efectuará y recaudará a través de la Bolsa de Energía, todo lo relacionado con dicho proceso le corresponde al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, calidad que tiene asignada XM S.A. E.S.P. a partir de su decreto de creación. Sin embargo, se introducen ajustes para referir tales tareas específicamente al ASIC.

600. En cuanto a la naturaleza de los actos de XM S.A. E.S.P.

A lo largo de la Resolución se está haciendo alusión a actuación administrativa, acto administrativo, procedimiento administrativo y Recursos de reposición a cargo de XM S.A. E.S.P. lo cual no sería correcto desde el punto de vista jurídico, dada la naturaleza de XM S.A. E.S.P. de Empresa de Servicios Públicos Mixta, cuyos actos y contratos se rigen por el derecho privado, aspecto que ha sido acogido por la jurisprudencia y por el propio regulador en reiteradas ocasiones, incluyendo la Resolución 013 de 2006.

Respuesta 600.

Se hicieron las aclaraciones pertinentes.

601. Se sugiere mantener exactamente el mismo esquema establecido hoy en la resolución CREG-083 de 2000 en el sentido de que si bien XM S.A. E.S.P. en su calidad de CNDC contrata la Auditoría de los parámetros, es la CREG quien realmente está verificando las declaraciones y por tanto es quien establece las discrepancias y agota todo el procedimiento necesario para garantizar al afectado el derecho de defensa y contradicción.

...

Hasta la fecha ha sido la CREG quien ha venido actuando frente a la verificación de los parámetros y no encontramos razón para cambiar un procedimiento que viene funcionando.

Respuesta 601.

Se incorporaron los respectivos ajustes para adecuarlo al régimen actualmente vigente.

602. En cuanto a la interventoría para los generadores nuevos. Consideramos que si bien XM puede contratar la Interventoría, ésta debe conservar el mismo esquema vigente hoy para la verificación de parámetros de los agentes para el cargo por capacidad, en el sentido de que las resultas del contrato del Interventor se le deben entregar a la Comisión para que ésta establezca la existencia o no y lo declare mediante acto administrativo, sujeto a lo establecido en la primera parte del Código contencioso Administrativo y a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, artículo 106 y siguientes, tal como se expresa en la Resolución CREG 083 de 2000, artículo 10, numeral 16, en cuanto a la verificación de parámetros.

Respuesta 602.

Se incorporaron los respectivos ajustes para adecuarlo al régimen actualmente vigente.

603. En el Artículo 62 de la Resolución 043 de 2006 se establece que cada subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme se regirá por la normatividad que esté vigente en el momento en que se lleve a cabo el procedimiento de la subasta y como dicho procedimiento no es de ejecución

instantánea son de tracto sucesivo, es posible encontrarnos con que durante el mismo han estado vigentes dos normas o más y siempre el agente involucrado pretenderá que se le aplique la que le resulte más favorable. Bajo este respecto, es necesario que la Comisión aclare el punto en mención.

Respuesta 603.

Ver Respuesta 116.

604. El nuevo esquema sugiere en forma clara que XM S.A. E.S.P. calculará el rango de Energía Firme que utilizará cada agente para declarar la cantidad con la que se le remunerará en el período de transición y luego participará en la subasta que administrará XM, mediante la cual se asignará la Energía Firme. Labor que si bien XM S.A. E.S.P. podría realizar, con base en la información suministrada por los agentes aplicando las reglas y los procedimientos que determine la Comisión, en su dimensión material, esto es, de correr un modelo y efectuar unos cálculos, mal podría realizar tales actos con la dimensión jurídica de declarar la existencia de derechos u obligaciones.

Respuesta 604.

La Regulación de Cargo por Confiabilidad propuesta incorpora que sea el agente generador quien declare la Energía Firme y que posteriormente el CND verifique este cálculo.

605. Así las cosas, consideramos que para los dos aspectos en mención debe mediar un acto administrativo particular de la CREG, mediante el cual se le oficialice a cada agente los derechos que se radican en su cabeza, de tal manera que lo efectuado por parte de XM S.A. E.S.P. sea un insumo para que el Regulador proceda a la expedición del acto administrativo particular en mención.

Respuesta 605.

Ver Respuesta 116

606. Adicionalmente, debe establecerse el mecanismo para que los agentes efectúen las observaciones y objeciones que consideren pertinentes, trámite que deberá agotar el Regulador. Previo requerimiento de la CREG, XM S.A. E.S.P. como mero ejecutor, procederá a hacer las modificaciones del caso.

Respuesta 606.

Las observaciones y objeciones se deberán tramitar en la misma forma como se tramitan las reclamaciones frente a las demás labores que cumple el ASIC.

607. Adicionalmente, consideramos que el acto administrativo o el contrato, son indispensables para promover o estimular la inversión de particulares en el sector eléctrico, quienes requieren de seguridad jurídica en sus inversiones.

Respuesta 607.

Ver Respuesta 111.

608. La definición de Energía Firme presentada en el Documento CREG 042 de 2006 es correcta y es la que universalmente es utilizada para verificar la Energía Firme de las plantas de generación bajo unas condiciones críticas definidas por el Regulador; por lo tanto, recomendamos que sea ésta la que se adopte.

Respuesta 608.

Conservando la misma definición de energía firme, la metodología de estimación se ajustó a través del documento CREG 073 de 2006 para reflejar en forma apropiada la energía firme de las plantas.

609. Con base en nuestros análisis técnicos hemos encontrado que el procedimiento establecido en la Resolución CREG 043 de 2006 no corresponde necesariamente a una condición crítica específica, sino a una probabilidad de excedencia de generación de cada recurso, tanto para condiciones secas como húmedas, no correspondiendo a la definición de Energía Firme del Documento CREG 042 de 2006.

Por lo anterior. Sugerimos que las reglas que se adopten para determinar el rango de Energía Firme deben ser consecuentes con la definición del Documento CREG 042 de 2006 y su implementación resulte en un modelo sencillo, auditable y reproducible.

Respuesta 609.

Ver Respuesta 538 y Respuesta 608

610. De otra parte, consideramos que los recursos térmicos también deben disponer de una banda para su declaración de Energía Firme con destino a la subasta. Esta banda estaría determinada por el compromiso que puedan adquirir frente a los IH's y a la flexibilización de las condiciones contractuales para los combustibles primarios y sustitutos.

Respuesta 610.

Se acepta el comentario en lo referente a una declaración menor del IHF.

611. XM considera debe hacerse explícito en la Resolución del nuevo Cargo por Confiabilidad el mecanismo de cierre del análisis de la confiabilidad de atención de la demanda. Es decir, que dada una Energía Firme y una asignación de la misma en la subasta, se asegure que la misma es compatible con la confiabilidad requerida por la demanda. Por lo anterior, la Subasta de Reconfiguración de Energía Firme debería corresponder a las condiciones dinámicas que se derivan del seguimiento permanente que la UPME hace a la confiabilidad del SIN y no sólo a los cambios anuales de la demanda eléctrica del país.

Respuesta 611.

Desde el punto de vista de la demanda, el riesgo proviene de errores en su estimación, que induzcan un menor cubrimiento de Obligaciones de Energía Firme. Para contrarrestar este riesgo se prevén dos mecanismos: i) la incorporación de un margen en la cuantificación de la Demanda Objetivo, y ii) la subastas de reconfiguración que se haría anualmente para subsanar las desviaciones que puedan darse.

612. Como parte de la política energética del país, debe garantizarse la disponibilidad de suministro y transporte de combustibles primarios, incluidos sustitutos, que requieren los recursos térmicos para respaldar su Energía Firme. Adicionalmente, es necesario analizar, desde el punto de vista de la confiabilidad, la firmeza física de los contratos de combustible frente a las condiciones exigentes para el gas natural establecidas en el Decreto 1484 de 2005.

Respuesta 612.

En cuanto a las condiciones de precio, la Comisión considera que se han generado las señales económicas suficientes para garantizar el abastecimiento interno de la demanda de gas natural. En cuanto a las cantidades disponibles, es la Nación quien tiene la competencia para asignar el uso del gas natural como servicio público domiciliario, conforme lo establece la Ley 142 de 1994.

613. Respecto a la consideración de los contratos bilaterales en la verificación del cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, deben tenerse en cuenta las señales e implicaciones económicas que para la demanda se derivan de involucrar los contratos bilaterales en dicha liquidación.

Respuesta 613.

Ver Respuesta 442.

614. De otro lado, de acuerdo con la reglamentación vigente para la liquidación de las transacciones, no es posible para el ASIC, en todos los casos, determinar el valor de la energía de cada contrato destinada a usuarios finales ya que las reglas de liquidación obedecen a balances de energía.

Respuesta 614.

En el proceso de liquidación propuesto no es necesario estimar el valor correspondiente a los contratos bilaterales.

615. Es muy importante que la Comisión deje claro en el texto de la Resolución cuáles son las obligaciones que adquieren los Generadores, en el sentido de si

éstos contraen una obligación de entrega física de una energía firme asignada en la subasta o si por el contrario la obligación de entrega es un tema financiero. (Ver definición del cargo por confiabilidad en la Resolución 043 de 2006)

Respuesta 615.

Ver Respuesta 254.

616. Debe analizarse la exigencia de la disponibilidad para generación en el despacho ideal, asociada con el compromiso de Energía Firme, cuando la misma pueda verse afectada por las generaciones de seguridad que las plantas deben cumplir en el despacho económico, según las necesidades del Sistema Interconectado Nacional.

Respuesta 616.

La exigencia del compromiso frente al Despacho Ideal es consecuente con el diseño y actual concepción del mercado mayorista.

617. De otra parte, debe analizarse a la luz de lo propuesto en la Resolución CREG 043 de 2006, el tema del precio de reconciliación de los recursos que generan por seguridad del SIN. Adicionalmente, entendemos se derogaría la intervención de embalse por mínimos operativos; al respecto es necesario aclarar la forma en que se modificará la Resolución CREG 034 de 2001, ya que la misma incorpora los mínimos operativos para establecer el precio de reconciliación positiva de recursos con embalse.

Respuesta 617.

Este tema no hace parte del parte del proyecto publicado con la Resolución CREG-043 de 2006. Los mínimos operativos se continuarán aplicando para efectos de la resolución CREG-034 de 2001.

618. En cuanto a las Reglas de Detalle... en muchos de los apartes pertinentes no hay total claridad, ni se desarrollan todos los procedimientos necesarios para que XM dé cumplimiento a lo allí previsto, como son:

- *Las reglas para determinar la Energía Firme*
- *La formulación para el recaudo y distribución del valor del Cargo por Confiabilidad*
- *Las reglas que cierran la liquidación en bolsa y contratos, cuando se ejercen las opciones*
- *Las reglas de funcionamiento de la subasta, de la subasta de reconfiguración, del mercado secundario y de los anillos de seguridad.*
- *La reglamentación para el tratamiento de las plantas no despachadas centralmente.*

Respuesta 618.

Se introdujeron reglas claras sobre el cálculo de la ENFICC, la liquidación y el recaudo del Cargo por Confiabilidad y el tratamiento de las Plantas no Despachadas Centralmente en este esquema.

En cuanto al Mercado Secundario, en la mencionada resolución se establece que el ASIC definirá el procedimiento para publicar las transacciones de los agentes en el Sistema de Información así como el proceso de registro de estos contratos.

Las Subastas de Reconfiguración, de requerirse mayor detalle en la regulación, éste se incorporará en el Protocolo de la Subasta.

619. Consideramos debe analizarse el tema del tratamiento de la demanda asociada a las exportaciones TIE respecto al Cargo por Confiabilidad, teniendo en cuenta lo establecido en la Decisión CAN 536 de no discriminación entre la demanda nacional e internacional.

Respuesta 619.

El tratamiento a esta demanda no doméstica seguirá siendo el establecido en la regulación vigente.

620. Es necesario revisar la compatibilidad de lo establecido en la Resolución CREG 043 de 2006 con el Estatuto de Racionamiento, específicamente en cuanto a la Demanda Desconectable Voluntariamente y a la atención de la demanda internacional.

Respuesta 620.

Esta verificación se incorporará en la resolución que defina el funcionamiento de este Anillo de Seguridad.

621. Es necesario efectuar un análisis de los posibles efectos tributarios derivados del nuevo Cargo por Confiabilidad, máxime cuando el esquema hace alusión a un precio de ejercicio, lo cual puede ser entendido como el desarrollo de un contrato tipo opción, del cual se ocupa el Estatuto Tributario, lo que podría generar IVA, aspecto que consideramos debe ser analizado por los asesores tributarios de la Comisión.

Respuesta 621.

Jurídicamente no le corresponde a la CREG determinar los efectos tributarios de las transacciones en la Bolsa de Energía.

Comunicación E-2006-006886

622. Si bien XM pondrá a disposición de los agentes el modelo con base en el cual se calcule la Energía Firme, debe quedar explícito que la responsabilidad por el cálculo y por la información utilizada para el mismo es de los agentes generadores. Para ello se dispone además de la auditoría prevista por la CREG a la información utilizada por parte de los agentes generadores.

Respuesta 622.

En la resolución quedó claramente establecido que el CND solamente verifica la correspondencia entre la información reportada por el agente y su declaración de ENFICC.

623. Respecto a la evaluación de la Energía Firme para períodos de un año, hasta cubrir la historia hidrológica de cada recurso, consideramos debe analizarse su consistencia para aquellos recursos de regulación multianual. Así mismo, iniciar cada periodo con el nivel del embalse de la anterior optimización podría implicar en la práctica niveles de embalse muy bajos, prácticamente al mínimo técnico, al final de la estación de verano, lo que podría poner en riesgo la atención confiable de la demanda.

Respuesta 623.

Ver Respuesta 194.

La alternativa de seleccionar el horizonte según el período de regulación implica la definición de un índice para diferenciar la regulación de los embalses. Los problemas de este tipo de definición se demostraron con la propuesta del IGVA y por ello se eliminó del cálculo de la energía firme.

La consideración de niveles bajos de embalse no implica que se ponga en riesgo la atención de la demanda. Al calcular la energía firme considerando niveles iniciales bajos hace independiente esa variable de una reserva mínima al inicio del período seco. Por el contrario, cuando se considera un horizonte mayor, la operación de los embalses se hace con niveles altos. Esto llevaría a la consideración de niveles mínimos asociados a la energía firme y por lo tanto retornar a los Mínimos Operativos.

624. En cuanto a la información hidrológica debe definirse el tratamiento de los casos en que los aportes de series históricas de plantas tengan diferente longitud.

Respuesta 624.

En el numeral 3.2.1 de la resolución se aclaró que cuando existan diferentes horizontes de información de ríos que aportan a una misma planta, se tomará un horizonte de análisis estandarizado correspondiente a la historia hidrológica más reciente.

625. *En cuanto a los cambios en la configuración de los recursos a través del tiempo, ejemplo repotenciones, desviaciones de ríos, retiros de unidades, etc., debe definirse el tratamiento para el cálculo de la ENFICC.*

Respuesta 625.

Cualquier modificación en los parámetros de cálculo de la energía firme que conduzca a una variación de la misma en al menos el 10% dará lugar a un recálculo y por lo tanto a una nueva declaración de ENFICC.

626. *Para el manejo de las cadenas se establece: "En el caso de plantas en cadena, se aplica la misma metodología iniciando la optimización con la planta aguas arriba. Para la plantas aguas abajo, se le consideran, además de los aportes directos que tenga, los que surjan de lo turbinado y/o vertido por la planta aguas arriba." Al respecto consideramos debe aclararse:*

Para los embalses aguas arriba que no tengan planta asociada debe quedar explícita la forma en que se aplicará la metodología para el cálculo de la ENFICC.

Falta definir la modelación de embalses que tengan bombeo.

Falta la definición respecto a la información hidrológica de diferente longitud asociada a las cadenas.

Respuesta 626.

Se acepta el comentario. En la resolución se define la forma de calcular la energía firme para plantas con cadenas de embalses aguas arriba, la forma de considerar el bombeo y el tratamiento que debe darse en el caso de tenerse hidrologías con diferentes longitudes.

627. *En cuanto al procedimiento para la determinación de la ENFICC pedimos claridad sobre lo siguiente: "Con los resultados, se construye la curva de distribución de probabilidad ordenando los valores obtenidos por período en forma ascendente. El menor valor de generación mensual corresponde al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponde al 0% de probabilidad de ser Superado... Se entiende que para cada período (año) el resultado es el valor de la función objetivo (Max_Energía) el cual es un solo valor, es decir, no es un valor para cada mes.*

Respuesta 627.

El procedimiento se aclara en la resolución final en donde la curva de distribución de probabilidad se construye con los kWh/d que se determina para cada año.

628. *Consideramos deben especificarse todo el detalle de la reglas de liquidación en bolsa y contratos cuando se ejercen las opciones, así mismo las*

misma deben garantizar el cierre de las transacciones en la bolsa identificando los agentes a quienes se asignarán los saldos resultantes.

Respuesta 628.

Las aclaraciones necesarias quedaron incorporadas en el Capítulo de Liquidación.

629 No resultan claras las reglas de liquidación asociadas a la alternativa 4 recomendada, no identificamos claramente la consistencia entre los compromisos de Energía Firme horario y el límite diario.

Respuesta 629.

Mayor claridad se incorporó en el Capítulo de Liquidación y en el Anexo 1.

2.32. NATURGAS

630. “Se considera que la definición del nuevo cargo por capacidad debería garantizar un adecuado balance entre plantas hidroeléctricas y térmicas en los proyectos de expansión, para mantener el respaldo en generación que asegure la continuidad del servicio de electricidad ante situaciones críticas, como las sequías cíclicas que se registran en el país.”

Respuesta 630.

La propuesta busca asegurar el cubrimiento de las necesidades de energía firme del sistema y para ello ha previsto la incorporación de nuevos proyectos de generación a través de un mecanismo de subastas. Dado que en este mecanismo el producto solicitado es energía firme, y se otorgará a quien sea capaz de proveerla a precios más bajos, será el inversionista quien decidirá la tecnología con la que participará en las mismas.

631. “Las posibilidades de instalación de nuevas plantas térmicas, que utilicen gas natural, dependerán de su participación en el nuevo cargo por capacidad. Sin duda, para atraer el capital privado que instale nuevas plantas térmicas, se hace necesario que el cargo por capacidad, que regirá para los próximos diez años, garantice el justo retorno de la inversión, al igual que la remuneración de los gastos fijos. En la medida que una planta térmica cuente con los recursos suficientes para cubrir sus gastos fijos, podrá negociar una firmeza comercial adecuada en sus contratos de suministro y transporte de gas.”

Respuesta 631.

La remuneración del cargo por confiabilidad procedente de la subasta, y con los criterios con los que ésta ha sido diseñada, deben proveer las señales suficientes para la expansión de la infraestructura de generación, y en consecuencia deberá

brindar señales igualmente adecuadas en las demás actividades necesarias para la prestación del servicio.

2.33 MERILÉCTRICA, TERMOFLORES, TERMOCANDELARIA, TERMOEMCALI, PROELÉCTRICA, TERMOVALLE Y TERMOTASAJERO.

632. Los resultados de Energía Firme deben ser coherentes con las señales de expansión que el país necesita para los próximos años, de tal forma, que no se sobreestime la Energía Firme existente.

Respuesta 632.

En efecto la Comisión considera de primordial importancia esta valoración. En consecuencia ha definido como ENFICC Base la asociada al 100% PSS y una declaración adicional, sin sobrepasar el 95% PSS, debe estar respaldada por garantías a partir del segundo año del período de transición.

633. La metodología debe tener especial cuidado en parámetros tales como: niveles iniciales y final objetivo de embalses, los cuales deben ser valores iguales para dar continuidad a la operación de los embalses.

Respuesta 633.

La CREG considera que la metodología planteada en el Documento CREG-073 de 2006 es robusta justamente porque no requiere definir el nivel inicial de los embalses.

634. Para evitar la sobreestimación de Energía Firme, la metodología debe considerar la hidrología crítica y la disponibilidad de recursos hídricos después de descontar usos alternativos del embalse.

Respuesta 634.

La incorporación de estas restricciones al modelo se hizo a través de las Curvas Guía y de los recursos para atender acueducto y riego.

635. La metodología propuesta puede llevar a considerar el recurso hídrico que se vierte como una mayor disponibilidad para producir energía, debido al balance mensual que se realiza en la optimización de la generación, lo cual lleva necesariamente a una sobreestimación de la energía firme de las plantas hidráulicas.

Respuesta 635.

Ver Respuesta 308

636. *Se deben modelar los volúmenes de espera de los embalses y el efecto en la variación del factor de conversión de acuerdo con el nivel útil del embalse, de lo contrario se estaría sobreestimando la energía firme.*

Respuesta 636.

En el modelo de optimización se incorporaron las Curvas Guía Mínima y Máxima para reflejar los usos alternativos a la generación de energía eléctrica que tienen los embalses multipropósito.

637. *Si la metodología para la determinación de la ENFICC es correcta, no parece razonable permitir que con el previo depósito de garantías se pueda contar con una cantidad de energía firme mayor a la calculada. Esto implica abrir el sistema a futuras autodeclaraciones de energía firme, con el problema asociado de free-riding por excedentes eventuales de energía debido a condiciones hidrológicas húmedas.*

Respuesta 637.

La declaración de la energía firme hecha por el agente cuyas expectativas corresponden a una hidrología menos crítica no puede sobrepasar el 95% PSS establecido por la CREG, incluso con la presentación de las garantías que para la declaración de valores superiores a la ENFICC base son requeridas a partir del segundo año del Período de Transición. La Comisión considera que el esquema propuesto debe inducir al agente a declarar una energía firme que efectivamente es capaz de entregar en el momento de ser requerido. Adicionalmente esta declaración será verificada por el CND.

638. *Adicionalmente, en nuestra apreciación, la propuesta se hace más coherente al considerar:*

1) *La definición de energía firme mes a mes para las plantas hídricas, determinando la energía firme para valorar las plantas de regulación como el mes con mínima entrega de energía, ya que asignarlas con base en el promedio de la estación termina beneficiando a las plantas filo de agua, y*

2) *Para las plantas térmicas tener en cuenta que bajo un escenario de suficiencia de gas para cubrir la demanda nacional incluso en el largo plazo (como el manifestado recientemente por ECOPEL), es posible que no sea económicamente razonable, ni necesario, contratarse al 100%, pues hay suficiente gas natural para suplir las necesidades de generación térmica, incluso en situaciones de hidrología crítica. La firmeza en el suministro de gas natural no depende de los contratos que se tengan firmados para el efecto porque, repetimos, hay suficiente gas.*

Por lo anterior, consideramos que la asignación de energía para los agentes térmicos, en cuanto se refiere a combustible, no debería tener en cuenta la

limitación de firmeza del suministro (por la suficiencia que certifica ECOPEPETROL) sino la contratación de transporte de gas, pues es claro que ante la existencia de suficientes reservas, las restricciones para contar con el combustible estarían entonces en el transporte.

Respuesta 638.

En cuanto a la definición mensual de la energía firme la metodología fue modificada para considerar como ENFICC la que puede entregar continuamente una planta o unidad de generación durante todo un año.

Respecto al segundo punto, dada la necesidad de garantizar la firmeza de la energía declarada, la Comisión ha establecido, además de la contratación en firme de gas, la comprobación de que este contrato efectivamente puede ser honrado porque la capacidad de producción del campo y de transporte en cada tramo, permite hacer efectiva la entrega del combustible de manera continua.

639. Es de vital importancia mantener, como su propuesta lo plantea, que sea un tercero el que certifique la ENFICC y que no sean los agentes quienes oferten libremente su disponibilidad. Esto evita el incentivo a la sobreestimación de la energía firme por parte de los agentes.

Respuesta 639.

La declaración que hace el agente de la ENFICC es objeto de verificación, sin necesidad de certificación por parte de un tercero.

640. Nuestra propuesta es que el Período Máximo de Retención sea consistente con la realidad del mercado internacional del equipamiento de generación. A su vez, el esquema de adaptación debería ser aplicable a todo tipo de combustibles, como se ha hecho notar con el plazo requerido por Promigas para realizar las ampliaciones a su sistema.

Adicionalmente, y consistente con lo anterior, se debería establecer que en cualquier momento debe ser posible cambiar de combustible (incluso dentro de un mismo periodo) sin que se haya declarado ese cambio antes de las asignación del Cargo por Confiabilidad, manteniendo eso si la firmeza requerida por la regulación.

Respuesta 640.

La alternativa propuesta pretende dar flexibilidad a aquellas plantas que prefieran sustituir gas natural y para ello requieren efectuar inversiones de conversión de sus equipos.

No está prevista la ampliación de este plazo dada la necesidad de contar con la energía firme que respalda la Obligación asignada a este agente.

Por último es potestad del generador la definición del combustible con el que va a operar su planta. La única exigencia al respecto es garantizar mediante cualquier anillo de seguridad el respaldo de su Obligación de Energía Firme.

641. Adicionalmente, la propuesta de incentivo/penalidad contenida en el artículo 65 plantea una dicotomía demasiado fuerte en relación a la fecha de término del período máximo de retención. En el esquema propuesto, una planta que haya optado por la Alternativa 1 y ponga en operación su sistema de combustible alterno el día 31 de mayo de 2007, recibiría el 100% del cargo por confiabilidad retenido, mientras que una planta que haya optado indistintamente por las Alternativas 1 ó 2 y ponga su sistema de combustible alterno en operación el día 1 de junio de 2007 dejaría de recibir todo el cargo por confiabilidad retenido.

Respuesta 641.

La alternativa 2 fue eliminada tras considerarla riesgosa para la demanda mientras el agente pone en operación sus nuevas instalaciones.

642. Por último consideramos que, teniendo los agentes generadores accesos a los mercados internacionales de combustibles tanto en el caso de los derivados del petróleo como el carbón, los que se caracterizan por su liquidez, no se deben exigir contratos en firme de ese tipo de combustibles para cumplir con la exigencia regulatoria del Cargo por Confiabilidad, y en su lugar, propiciar vía incentivos regulatorios que exista la logística requerida para el abastecimiento del combustible de manera continua durante un evento crítico.

Lo más conveniente para incentivar la expansión en generación en plantas ya instaladas de una manera ágil, eficiente y que aporte al sistema la mayor cantidad de energía firme (MWh) por unidad de potencia instalada (MW), sería ampliar el periodo de transición a 4 años, es decir entre el 01 de diciembre de 2006 y el 30 de noviembre de 2010, e igualmente establecer la obligación de informar la decisión para clasificar como planta especial a finales del año 2007, fecha en la cual se realizaría la subasta para el año comprendido entre el 01 de diciembre de 2010 y el 30 de noviembre de 2011.

Respuesta 642.

Ver Respuesta 284.

643. Igualmente deberá aclararse que las plantas especiales no están obligadas a presentar, desde un principio, los contratos de combustible firme, sino que este es un requisito que deberá acreditarse anualmente. Lo anterior por cuanto actualmente no es posible conseguir contratos de suministro firme de gas natural hasta el 2020 (fecha en que terminarían los 10 años de asignación máxima para las plantas especiales).

Respuesta 643.

Se establece la obligación de entregar anualmente contratos de suministro y transporte de gas natural en firme, para todas las plantas o unidades de generación térmica.

644. Por último, sometemos a consideración de la CREG que para aquellas plantas en que el incremento de producción de energía firme requiera de cambios tecnológicos de alto impacto, y en consecuencia de importantes niveles de inversión, tengan la alternativa de acogerse a una asignación de 10 años como lo plantea la CREG en su resolución 043 de 2006 para las plantas nuevas, aún después del periodo de transición.

Respuesta 644.

Esta opción está prevista para aquellas plantas que serán repotenciadas. Además, durante el Período de Transición, si un generador planea implementar un cierre de ciclo y comunica esta decisión al ASIC a más tardar el 30 de Marzo de 2007, también podrá optar por un Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme, respaldada con dicha planta, de hasta diez años. Ver Respuesta 61 y Artículo 85 de la resolución.

645. Para el caso de las plantas menores, consideramos que si son tenidas en cuenta para la asignación del Cargo por Confiabilidad, su tratamiento debe ser en iguales condiciones que el resto de las plantas generadoras del SIN, como por ejemplo, suministro de información, constitución de garantías y compromiso de energía firme. De esta manera, el país tendrá mayor certeza respecto de la energía firme que está remunerando. Si el país quiere incentivar la instalación de plantas menores hay beneficios tributarios, arancelarios y económicos que se pueden dar por fuera de la señal del Cargo por Confiabilidad. Si se dan beneficios a éstas a través de la nueva metodología se está subestimando la confiabilidad que requiere el país y creando riesgos de racionamiento.

Respuesta 645.

Ver Respuesta 139 y Respuesta 530.

2.34 Sr. Wilhen Salazar

Comunicación E-2006-006578

646. ¿Con cuál modelo se efectuó la evaluación de parámetros para determinar el Periodo de optimización y el nivel inicial de los embalses?

Es claro que la mayoría de los embalses existentes en el país no poseen capacidad de regulación de más de dos meses, por lo cual, entre otros aspectos,

los agentes generadores responden a señales de corto y mediano plazo, siendo indiferente para la centrales filo de agua o con baja regulación el periodo de la optimización.

Caso contrario sucede con las plantas que poseen embalse de regulación, pues los agentes generadores no planean la operación de estos embalses para el corto y mediano plazo, sino para el largo plazo, siendo importante para estos embalses el periodo de la optimización al determinar la ENFICC.

Además, no se debe dejar de lado que esta regulación debe ser general y no particular, por lo que no sería conveniente suponer que todos los embalses son de baja regulación o no la poseen. La regulación debería considerar un embalse general que cubra las particularidades de los diferentes embalses existentes y futuros.

Y es en estos, los futuros, donde más influye la regulación, pues una formulación particular de esta castigaría el dimensionamiento de los nuevos Proyectos con embalse de alta de regulación, viables técnica y ambientalmente, limitando su capacidad al aplicarles la norma en el proceso de optimización, desaprovechando la mejor utilización de los recursos renovables.

De acuerdo con los resultados presentados en el anexo 1 del documento CREG-073, sería más conveniente, para tener en cuenta el grado de regulación de los Embalses actuales y futuros, un periodo de optimización de 5 años, logrando de esta manera el mejor planeamiento en el aprovechamiento del recurso hidráulico.

Respuesta 646.

En cuanto al modelo empleado para determinar el período de optimización y el nivel inicial de los embalses, se utilizó el modelo Max-Min cuya función objetivo es maximizar la mínima energía que es capaz de entregar una planta o unidad de generación.

Sobre el período de optimización ver Respuesta 194.

La remuneración de energía firme es un incentivo para las plantas hidráulicas que efectivamente tengan esta energía y está asociada a la capacidad de regulación que un proyecto pueda tener. De esta forma la ENFICC de una planta hidráulica es el mayor valor de la mínima energía que pueda entregar durante todo un año.

647. Respecto a los artículos 34 y 35 de la resolución 043 de 2006 tengo el siguiente comentario:

Los contratos de suministro y transporte de gas deberían estar soportados Por un modelo que avale que cuando se requiera el gas efectivamente sea Entregado en las plantas. Esto con el fin de evitar que las empresas Productoras y transportadores de gas se sobre-contrate y cuando se requiera Realmente los volúmenes de gas contratados manifiesten que no es posible por Restricciones en la producción y el transporte. Lo anterior clarificaría de una vez por todas los volúmenes reales disponibles de gas para el sector Eléctrico y no se estaría basado en supuestos.

Respuesta 647.

Esta verificación será efectuada por la CREG a partir de las Certificaciones solicitadas al Ministerio de Minas y Energía, para el caso de transporte de gas, y a los transportadores que tengan solicitudes de atención de generadores termoeléctricos. (Ver Artículo 47 de la Resolución)

ANEXO 1

Investigadores en el tema Aproximaciones de Mercado al Cargo por Capacidad

	Reliability Targeting	Replace Missing Money	Years new unit covered	Contract Type	Price-Based Performance Incentives	Hedge Extent & Type*
Energy-Only Design Track						
Wolak: contract adequacy	None	No	0	Financial	Weak	Approx.
Oren: call options	None	No	0	Physical	Weak	Approx.
Chao-Wilson: call options	None	No	Yrs. > 0	Physical	Weak	Approx.
Hogan / MISO: energy-only	Price	Yes	0	Financial	Yes	Approx.
Convergent Design Track						
Singh: combined option ICAP	Q/P	Partial	0	Physical	Weak	L. Follow
ISO-NE's LICAP / CPUC	Quantity	Yes	0	Physical	Yes	Over
Bidwell-Henney: call options	Quantity	Yes	4	Physical	Weak	Over
Cramton-Stoff FCM	Quantity	Yes	4-5	Physical	Yes	L. Follow
ICAP Design Track						
Current North-East ICAPs	Quantity	Yes	0	Physical	No	No
DRAM / PJM Proposal	Quantity	Yes	3	Physical	No	No

Source: Crampton and Stoff, March 2006

Adicionalmente se tiene:

1. El estudio de Mínimos Operativos y Cargo por Capacidad adelantado por la firma TERA
2. Estudio de la Universidad de Comillas para Acolgen
3. Publicaciones en materia de opciones tipo Call para remuneración de la confiabilidad realizados por la Universidad de Comillas.
4. Oren (2005) "Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land"
5. Chao y Wilson (2004) "Resource Adequacy and Market Power Mitigation"