



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**ANÁLISIS A LOS COMENTARIOS A LA
RESOLUCIÓN CREG-012 DE 2009
(OFERTA DE PRECIOS DE ARRANQUE-
PARADA)**

DOCUMENTO CREG-046
07 de Mayo de 2009

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

Contenido

1. ANTECEDENTES	238
2. ALCANCE	238
3. ANÁLISIS.....	238
3.1 Análisis Comentarios Generales	239
3.1.1 Alteración de la señal de costo marginal.....	239
3.1.2 Armonización con la Resolución CREG-034 de 2001	240
3.1.3 Definiciones de demanda	241
3.1.4 Tipo de despacho para determinar el precio de bolsa	242
3.1.5 Condiciones iniciales del despacho ideal.....	242
3.1.6 Pago de los precios de arranque-parada por restricciones	242
3.1.7 Precio de arranque-parada diferenciales para plantas térmicas	242
3.1.8 Efectos de no remisión de ofertas de precios de arranque-parada.....	243
3.1.9 Frecuencia de ofertas de precios arranque-parada	243
3.1.10 Pago de los precios de arranque-parada por generadores hidráulicos	243
3.1.11 Contratos existentes se ven afectados	244
3.1.12 Participación en el servicio de AGC	244
3.2 Análisis Comentarios Particulares	245
3.2.1 Merilétrica.....	245
3.2.2 TermoEmcali.....	247
3.2.3 TermoTasajero	248
3.2.4 Chec.....	249
3.2.5 Essa.....	250
3.2.6 Gecelca	252
3.2.7 XM	253
3.2.8 EPM.....	256
3.2.9 ISAGEN.....	257
3.2.10 AES Chivor	257
3.2.11 EPSA.....	258
3.2.12 EMGESA.....	259
4. RECOMENDACIÓN	260
ANEXO 1	261
ANÁLISIS DEL PRECIO DE MERCADO	261
ANEXO 2	271
COMUNICACIÓN PROFESOR PETER CRAMTON	271
BIBLIOGRAFIA.....	274

ANÁLISIS A LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG-012 DE 2009

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía Gas, CREG, publicó para comentarios de los agentes y terceros interesados la Resolución CREG-012 de 2009 "Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de modificar el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado de Energía Mayorista".

Adicionalmente, la CREG realizó un taller, el 2 de marzo de 2009, y publicó un ejemplo de aplicación en su página WEB para que los interesados tuvieran un mejor entendimiento de la propuesta.

Una vez transcurrido el plazo para comentarios, se recibieron los siguientes:

Entidad	Radicado
Merilétrica	E-2009-001978
TermoEmcali	E-2009-002165
TermoTasajero	E-2009-002166
Chec	E-2009-002206
Essa	E-2009-002126
Gecelca	E-2009-002131
Xm	E-2009-002124
Epm	E-2009-002156
Isagen	E-2009-002111
Aes Chivor	E-2009-002142
Acolgen	E-2009-002190
Epsa	E-2009-002198
Emgesa	E-2009-002167
TermoFlores	E-2009-002314

2. ALCANCE

Hacer un análisis de los comentarios remitidos sobre la Resolución CREG-012 de 2009.

3. ANÁLISIS

Para tener un mejor entendimiento de los comentarios, se agrupan de acuerdo con los temas, como se presenta en la siguiente tabla:

Comentarios Generales	Mienéctrica	TermoEmcalli	TermoTasajero	Chec	Essa	Geoeica	XMI	Epm	Isagen	Aes Chivor	Acolgen	Epsa	Emgesa	TermoFlores
1. Alteración de la señal de costo marginal.			X					X	X	X	X	X	X	
2. Armonización con la Resolución CREG-034 de 2001.	X		X		X	X	X				X	X	X	X
3. Definiciones de demanda.	X		X				X					X	X	X
4. Tipo de despacho para determinar el precio de bolsa.	X		X				X	X						
5. Condiciones iniciales del despacho ideal.					X	X	X						X	
6. Pago de los costos de arranque-parada por restricciones.	X													
7. Precios de arranque-parada diferenciales.		X		X	X	X	X		X			X	X	
8. Efectos de no remisión de ofertas de arranque-parada.		X	X											
9. Frecuencia de ofertas de precios de arranque-parada.			X		X								X	
10. Pago de los precios de arranque-parada por generadores hidráulicos.								X	X	X		X		
11. Contratos existentes se ven afectados.					X			X	X			X	X	
12. Participación en el servicio de AGC.						X						X	X	

Los comentarios que no se encuentran agrupados se presentarán por entidad, con el análisis respectivo.

3.1 Análisis Comentarios Generales

En esta sección se analizan los comentarios agrupados en la tabla anterior.

3.1.1 Alteración de la señal de costo marginal

Para la discusión y análisis de la señal de costo marginal propuesta por la CREG y los agentes ver Anexo 1.

3.1.2 Armonización con la Resolución CREG-034 de 2001

Los comentarios resaltan que se requiere armonizar la Resolución CREG-034 de 2001 con la propuesta publicada mediante la Resolución CREG-012 de 2009, dado que en los temas de reconciliación para determinar los pagos se hace una comparación de los precios ofertados por los agentes y los valores que se obtienen aplicando la metodología de la Resolución CREG-034 de 2001, considerando la oferta de los agentes con una sola componente, precios variables, y no con dos componentes, precios variables y de arranque-parada, propuestos en la Resolución CREG-012 de 2009.

Se considera que es pertinente hacer la armonización planteada, para lo cual el análisis, en cada caso, es el siguiente:

Plantas Térmicas

- Reconciliación Positiva

La Resolución CREG-034 de 2001 establece la siguiente fórmula para la reconciliación positiva:

$$PR = \text{Min}\left([CSC + CTC + COM + OCV] + \frac{CAP}{GSA}; \text{Precio de Oferta}\right)$$

En esta fórmula el precio de oferta, de acuerdo con la propuesta de la Resolución CREG-012 de 2009, corresponde a los precios variables, por lo tanto, en esta componente se requiere considerar la variabilización de los costos de arranque-parada. Teniendo en cuenta que en la generación forzada existe una condición, en general, monopólica, en la cual los costos cuasi-fijos se deben variabilizar sobre toda la energía generada en dicha condición, se recomienda que para la comparación aplique la siguiente fórmula:

$$PR = \text{Min}\left([CSC + CTC + COM + OCV] + \frac{CAP}{GSA}; \text{Precio de Oferta} + \frac{Par}{GSA}\right)$$

Donde:

CSC: Costo de suministro de combustible

CTC: Costo de transporte de combustible

COM: Costo de operación y mantenimiento

OCV: Otros costos variables

CAP: Costo de arranque-parada

GSA: MW's totales de Generación de Seguridad fuera de mérito durante el día, asociada con dicho Arranque.

Par: Precio ofertado de arranque-parada

- Reconciliación Negativa

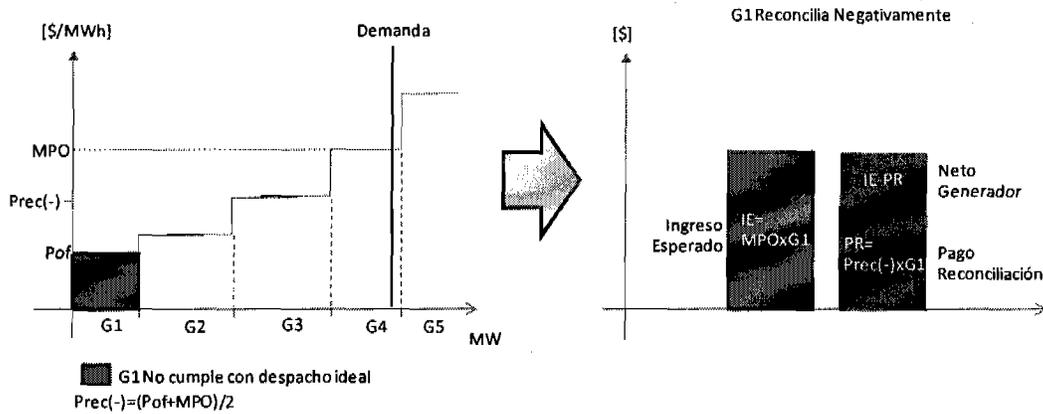
La Resolución CREG-034 de 2001 establece la siguiente fórmula para la reconciliación negativa:

$$PR = \frac{Pof + Precio\ Bolsa}{2}$$

El precio de reconciliación negativa es un valor que se paga al generador por la pérdida de oportunidad de generar al haber sido desplazado en el despacho real, es decir, por no haber podido generar por razones ajenas a su propia gestión, como la indisponibilidad de las redes de transmisión. Teniendo en cuenta que el ingreso esperado debe estar asociado con el valor marginal de la planta marginal, se recomienda aplicar el siguiente ajuste.

$$PR = \frac{Pof + MPO}{2}$$

Donde MPO es el máximo precio ofertado que corresponde al precio variable de la planta marginal y Pof es el precio ofertado. En la ilustración siguiente se presenta el caso.



Plantas Hidráulicas

- Reconciliación Positiva

En este caso la Resolución CREG-034 de 2001 define la curva para establecer los precios de los embalses utilizando los precios de reconciliación positiva de la térmica más costosa y la más barata menos los costos de arranque-parada y otros costos variables. Por tanto, los puntos de la curva están definidos y no se requiere hacer un ajuste a estas variables.

- Reconciliación Negativa

Se aplica lo señalado anteriormente.

3.1.3 Definiciones de demanda

Solicitan hacer coherente el concepto de demanda con los contenidos en la Resolución CREG-004 de 2003.

Se acepta el comentario y en la propuesta definitiva se incluyen las aclaraciones respectivas.

3.1.4 Tipo de despacho para determinar el precio de bolsa

En los artículos 6 y 20 del proyecto de resolución se hace referencia a términos tales como: *"Precios de arranque-parada de las plantas que efectivamente arrancaron según el despacho ideal"*, *"horas de operación reales de la planta j ..."*, *"Los valores a cargo de cada generador que sale despachado serán los que resultan de aplicar la siguiente expresión: ..."* y *"Los valores a favor de cada generador que efectivamente arrancó la planta serán los que resultan de aplicar la siguiente expresión: ..."*.

Se pide hacer claridad al tipo de despacho al cual se refiere. En la propuesta definitiva se hará la claridad respectiva, resaltando que se hace referencia al despacho ideal.

3.1.5 Condiciones iniciales del despacho ideal

Solicitan hacer claridad sobre cuáles son las condiciones iniciales del despacho ideal, teniendo en cuenta que el despacho es para un período de 24 horas y que se requiere saber las condiciones iniciales de los generadores para el despacho ideal.

En la propuesta definitiva se dará claridad en cuanto a que las condiciones iniciales del despacho ideal del día t son las mismas condiciones en que terminó el despacho ideal del día $t-1$.

3.1.6 Pago de los precios de arranque-parada por restricciones

Se propone que los precios de arranque-parada se cobren a través de la componente de restricciones.

Al respecto se considera: i) la metodología definitiva muestra que el valor adicional a cubrir es la diferencia entre los precios ofertados, incluyendo los precios de arranque-parada, y los ingresos calculados con los precios de bolsa, cuando este último valor es menor que el primero, por lo tanto, puede que en muchos casos no se presente y ii) en ese sentido, el valor adicional no se origina por un tema de restricciones del sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, no se considera apropiado hacer el recaudo del valor adicional por la componente de restricciones. Por eso se propone recaudar el valor adicional mediante un mecanismo similar al aplicado para la remuneración del Cargo por Confiabilidad, que ha demostrado que no presenta inconvenientes.

3.1.7 Precio de arranque-parada diferenciales para plantas térmicas

Una planta térmica puede tener varias configuraciones de operación, una planta de ciclo combinado también puede operar en ciclo simple y puede utilizar varios combustibles, existen plantas que operan con gas natural y diesel oil.

En ese sentido, se considera apropiado incluir la posibilidad de que se declaren varias configuraciones y combustibles, de acuerdo con lo que tiene declarado el agente para la planta y/o unidad en el sistema. Para el despacho diario el agente debe definir qué configuración y combustible va a utilizar.

3.1.8 Efectos de no remisión de ofertas de precios de arranque-parada

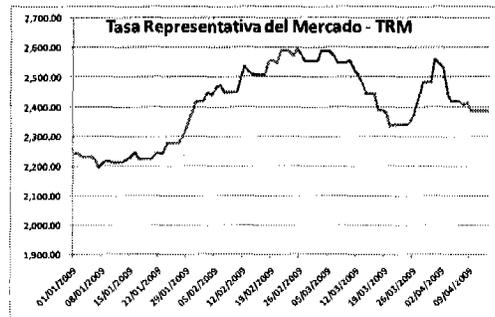
En el proyecto de resolución no se incluyó las reglas a aplicar en el caso de que un agente no haga una oferta válida de precio de arranque-parada.

En la propuesta definitiva se incluirá la regla de tal manera que exista incentivo en cumplir con la presentación de la oferta.

3.1.9 Frecuencia de ofertas de precios arranque-parada

En este caso se argumenta que la oferta de precios de arranque-parada cada tres meses tiene los siguientes inconvenientes: i) la declaración de precios en dólares genera un riesgo para los agentes frente a la variación de la TRM y ii) la volatilidad de los precios de combustible afectan su valor.

En el primer caso la propuesta prevé que las ofertas se presenten en dólares y se pasen a pesos con la TRM del día del despacho. En ese sentido, el riesgo de remuneración en pesos frente a la variación de la TRM puede obrar a favor o en contra, pero acotando la frecuencia de la oferta no mejora el perfil del riesgo, tal como se puede ver con los cambios en la TRM que se ha dado en las últimas semanas.



En el segundo caso, entendemos que los costos de arranque-parada remunerar el deterioro de partes de equipos que son afectados de acuerdo con el combustible empleado, pero no están afectados por el precio del combustible utilizado. Este riesgo se está acotando con la posibilidad de declarar precios de arranque-parada para los diferentes combustible que utilice la planta.

3.1.10 Pago de los precios de arranque-parada por generadores hidráulicos

Se argumenta que con el esquema de liquidación propuesto en el artículo 20 del proyecto de resolución, los generadores térmicos están recibiendo un ingreso extra del generador hidráulico.

En la resolución definitiva se propone un mecanismo para remunerar a aquellos generadores térmicos incluidos en el despacho ideal y cuyos ingresos, calculados con los precios de bolsa, no son suficientes para cubrir los precios ofertados y los precios de arranque-parada.

El valor de la remuneración, tal como se explica en el Anexo 1, es asumido por la demanda y el mecanismo de recaudo es a través de la generación ideal, que es igual a la demanda. Este mecanismo es el mismo que se utiliza para recaudar el cargo por confiabilidad. Por lo tanto, los generadores térmicos no están recibiendo un ingreso extra a cargo del generador hidráulico.

3.1.11 Contratos existentes se ven afectados

Se comenta que los generadores comercializadores que tienen contratos no contemplan los nuevos costos y por lo tanto, no pueden ser transferidos.

Para realizar el análisis de lo planteado a continuación se revisa la formación de precio en cada esquema.

- **Situación actual.** En este caso los agentes generadores térmicos hacen sus ofertas con un solo valor en \$/MWh que refleja los precios variables y los precios de arranque-parada. Este último valor debe ser variabilizado sin tener información del despacho que tendrá la planta. Por lo tanto, el agente variabiliza con la condición de menor riesgo, como es el despacho durante una hora, dado que este es el horizonte para el despacho ideal.
- **Proyecto de resolución.** En la propuesta los agentes generadores térmicos hacen sus ofertas con dos valores, uno que refleja los precios variables (\$/MWh) y otro con los precios de arranque-parada. Estos valores entran en el proceso de optimización de 24 horas para definir el despacho ideal. En este caso el riesgo de no saber en qué períodos se debe variabilizar el precio de arranque-parada no existe.

De acuerdo con lo anterior, la formación de precios en la bolsa actualmente tiene un mayor riesgo y si los agentes son racionales desde el punto de vista económico, este es un mercado donde los precios serán mayores a un mercado donde el riesgo es menor, tal como lo planteado en el proyecto de resolución. Teniendo en cuenta que los contratos bilaterales que se han firmado tienen horizontes de 1 y 2 años y toman como referencia la expectativa de precios en la bolsa con las reglas actuales, la implementación de proyecto de resolución no tendría extra costo para los generadores comercializadores que tienen contratos firmados.

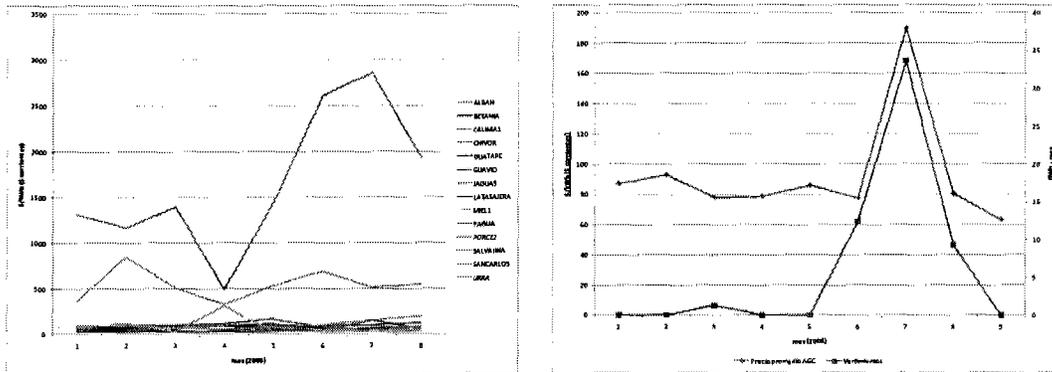
3.1.12 Participación en el servicio de AGC

Se comenta que permitir la participación de plantas hidráulicas con vertimiento en el servicio de AGC no incentiva el manejo eficiente de los recursos, ya que es posible que se estén utilizando recursos más costosos frente a la reserva que se debe tener en cuenta en el despacho.

En lo que respecta al tema de AGC tenemos los siguientes comentarios:

- Las cantidades que un agente está dispuesto a ofertar para prestar el servicios de AGC son decididas por él.
- Los generadores hidráulicos que tienen Obligaciones de Energía Firme tienen los incentivos necesarios para cuidar su recurso en virtud del cumplimiento de la obligación que adquirió.

- Uno de los problemas que tiene el servicio de AGC es la falta de competencia en ciertos periodos. En las ilustraciones siguientes se muestra el comportamiento de ese mercado para los meses enero a septiembre del año 2008.



Fuente: XM – Elaboración CREG

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que el valor de AGC hace parte de la formación del precio del servicio de generación, se recomienda mantener la propuesta de permitir la participación de la plantas en vertimiento en la prestación del servicio de AGC, dado que se requiere aumentar la competencia y existen los incentivos para que se haga un uso racional del recurso.

3.2 Análisis Comentarios Particulares

En esta sección se analizan, por empresa, los comentarios que no fueron considerados en la numeral 3.1.

3.2.1 Merilétrica

Comentario 1

“Percepción de riesgo en los arranques de la unidad. La regulación vigente permite que los agentes generadores incluyan en sus ofertas la percepción del riesgo. Para las plantas o unidades térmicas, parte del riesgo está asociado a la operación de las unidades y a la confiabilidad en los arranques por la complejidad en la operación de esta tecnología. A partir de la entrada en vigencia de la propuesta regulatoria, ¿cuál sería el mecanismo para que los agentes que representen unidades o plantas térmicas incluyan la percepción de riesgo asociado al arranque en sus ofertas?, ¿dicho riesgo se deberá incluir en la oferta trimestral de Precio de Arranque y Parada o en la oferta diaria de precio?”

Respuesta 1

Entendemos que el riesgo al cual se hace referencia no corresponde a un riesgo comercial. Ese tipo de riesgos se minimiza con una correcta operación, por compleja que sea la planta, y con programas de mantenimiento adecuados. En ese sentido, la Resolución CREG-005 de 2009 exige a los operadores de plantas certificarse en la operación y mantenimiento de éstas y tiene como objetivo minimizar los riesgos de operación y mantenimiento.

Ahora, teniendo en cuenta que el mercado mayorista de energía eléctrica es un mercado competitivo, corresponde al agente decidir los valores que va a ofertar.

Comentario 2

"Respetuosamente solicitamos incluir una definición de "condiciones normales de operación", las cuales son citadas en el artículo 6 de la propuesta regulatoria, que modifica a su vez el numeral 1.1.4.4 del Anexo 4 de la Resolución CREG 024 de 1995."

Respuesta 2

El término "Precio Horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación" no es introducido en la propuesta regulatoria sino que se viene aplicando desde la Resolución CREG-024 de 1995 junto con el término "Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de racionamiento" y hasta ahora no se ha encontrado que en su aplicación se tengan inconvenientes.

Comentario 3

"En el artículo 6 de la propuesta regulatoria, el cálculo del valor adicional por arranque (ξ), se estima como el Precio del arranque y parada de las plantas que efectivamente arrancaron según el despacho ideal, dividido entre las horas de operación reales de la planta por la demanda total. Por definición, el Precio de arranque y parada está dado en Dólares Americanos, por lo que solicitamos incluir en la fórmula la variable TRM y su vigencia para claridad del artículo."

Respuesta 3

La metodología se ajustó y en la propuesta definitiva se da claridad sobre las variables que se aplican. En lo que respecta a la TRM se define la que se utilizaría para el despacho y la liquidación.

Comentario 4

"Reconciliación negativa y precios de arranque y parada remunerados. Solicitamos la revisión del mecanismo de reconciliación negativa por cuanto en el despacho ideal pueden aparecer plantas térmicas con despacho real inferior al despacho ideal (incluso con despacho real igual a cero). Para el caso de despacho real igual a cero, la expresión ξ del artículo 6 adquiere un valor infinito dado que un factor del denominador es igual a cero (horas de operación reales de la planta)."

Respuesta 4

La metodología se ajustó y se propone considerar la energía generada en el despacho ideal.

Comentario 5

"TRM para liquidación del Precio de Arranque. Consideramos se requiere definir la TRM que se usará para la liquidación diaria, facturación y ajustes posteriores de los precios de arranque."

Respuesta 5

La TRM que deben utilizar el CND y el ASIC se encuentra definida en el proyecto de resolución. Se señala "Para pasar a pesos (Col\$) el CND y el ASIC tomarán la TRM del día anterior al despacho".

Comentario 6

"Consideramos que en artículo 12 del proyecto de resolución, debe armonizarse con lo establecido en la resolución CREG 006 de 2009, por cuanto no es posible que "la instrucción dado por el CND a los generadores contiene explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar la generación, la nueva generación en MW y la causa por la cual se modifica el programa de generación". Esto, por

cuanto el CND actualmente no puede proveer el detalle de las causas por la cuales se modifica los programas de despacho."

Respuesta 6

No encontramos que se presenten los problemas de armonía entre la Resolución CREG-06 de 2009 y el artículo 12 de la propuesta, porque hace referencia es a que el CND informa únicamente al generador involucrado en la instrucción para indicarle la hora a partir de la cual se debe modificar la generación, la nueva generación en MW y la causa por la cual se modifica el programa de generación.

Comentario 7

"Respetuosamente les agradecemos ampliar la definición para Precio de importación para Liquidación, que se modifica con el artículo 14 para dar claridad al entendimiento. ¿Qué diferencia existe entre el CERE que se sustrae y el CERE que se adiciona?"

Respuesta 7

No existe diferencia entre el CERE que se sustrae y el CERE que se adiciona. El CERE que se sustrae es para determinar el valor que debe pagar el mercado importador y el CERE que se adiciona es para hacer comparables las ofertas del mercado exportador.

3.2.2 TermoEmcali

Comentario 1

"Entendemos que la Resolución CREG 055, requiere que se reflejen en el precio de la oferta, como mínimo ciertos costos variables" pero no excluye incluir otros costos como los siguientes:

- 1. Rentabilidad razonable sobre el capital (Como lo define la Resolución CREG-055 de 1994, para los costos asociados a generación).*
- 2. Costos fijos asociados a las horas del despacho de bolsa (Como lo expresa el Documento CREG-086 (04 de Noviembre de 2008). "En general los generadores participantes en el Mercado de Energía Mayorista esperan cubrir los costos variables y fijos asociados a la operación de las plantas, y aquellos de capital a través de las ventas de energía en el mercado y de servicios complementarios asociados a la operación del sistema durante el ciclo de vida de la planta".)*

Respuesta 1

La Resolución CREG-024 de 1995 establece lo siguiente para oferta de precios:

"La oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994 (o demás normas que la modifiquen o sustituyan). Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores."

De acuerdo con lo anterior en la oferta de precios para la bolsa se debe considerar los costos variables, de acuerdo con la propuesta, la incertidumbre y la percepción de riesgo que tiene el agente. Por lo tanto, corresponde al agente definir la forma de valorar la incertidumbre y la percepción de riesgo.

Comentario 2

"Se debe modificar el reporte diario según la Resolución CREG 084 de 2005, incluyendo el tipo y número de arranques.

En la actualidad la estructura del informe a XM, no permite la inclusión de dos combustibles principales."

Respuesta 2

Entendemos que se hace referencia al artículo 3 de la Resolución CREG-084 de 2005 que hace referencia a los valores CSC y CTC que son utilizados para la liquidación de las reconciliaciones según la metodología definida en la Resolución CREG-034 de 2001. Al respecto, no encontramos que por la propuesta del proyecto de resolución se deban modificar, dado que en ésta no se hace ninguna modificación a la metodología de reconciliaciones previstas en la Resolución CREG-034 de 2001.

3.2.3 TermoTasajero

Comentario 1

"Artículo 6 "1.1.4.3 Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación. Las horas h_{j,z} deberían ser las horas asociadas con la generación real de la unidad descontando las rampas de salida y entrada o las horas que aparece la planta en el despacho ideal? De otro lado, consideramos conveniente definir explícitamente finalización e inicio de rampa."

Respuesta 1

La metodología se ajustó y se propone considerar la energía generada en el despacho ideal.

Comentario 2

"La publicación del Par se rige también por la Resolución CREG 006 de 2009?"

Respuesta 2

El P_{ar} es un valor ofertado para la formación del precio de bolsa, por tanto su publicación se rige por la Resolución CREG-006 de 2009.

Comentario 3

"En el Artículo 9. Regla de desempate de oferta de precio, solicitamos nos envíen un ejemplo donde apliquen la metodología allí establecida o nos describan un caso de la aplicación de la mencionada regla. También solicitamos nos aclaren cómo será el desempate en el caso de las plantas que ofertan AGC."

Respuesta 3

La regla de desempate que se propone en la resolución definitiva corresponde a desempate de precios y se refiere, por ejemplo, al caso de dos plantas que declaran la misma oferta de precios, entonces para evitar posible empate en el despacho, los precios de desempatan sumando una centésima a la primera planta, y dos centésimas a la segunda de la lista ordenada aleatoriamente.

El desempate en precio ofertado se aplica en la misma forma para el caso del AGC.

Comentario 4

"Cómo aplica la resolución en el caso de una planta (sic) salga despachada y por motivos de fuerza mayor del Sistema el arranque sea abortado, cómo se remunera un arranque abortado que no sea originado por la planta y sea causado por el Sistema?"

Respuesta 4

Entendemos que el caso planteado es el de una planta que sale en el despacho ideal pero en el real no opera por un problema en el sistema. En ese caso, aplican las mismas reglas actuales y por lo tanto, la planta reconcilia negativamente.

Comentario 5

"En el Artículo 20, numeral 1. Valores a cargo de los generadores que salieron despachados, en la variable G_{j,i} Generación de la planta j en el período horario i, solicitamos aclaren si la generación de la planta es real o ideal."

Respuesta 5

En el caso mencionado se hace referencia a la generación del despacho ideal. En la resolución definitiva se propone aclarar el tema.

Comentario 6

"Con la aplicación de la Resolución y para que el ASIC ejecute la optimización del Despacho de las plantas del Sistema se mantiene vigentes los horarios de publicación del Despacho para los agentes."

Respuesta 6

El proyecto de resolución no modifica el programa de publicación del despacho.

Comentario 7

"En el caso de Redespacho cómo aplicaría la regla de optimización con la Operación del Sistema?"

Respuesta 7

En el evento de un redespacho se hace conservando los resultados del despacho, es decir, el tiempo transcurrido en la operación es un dato de entrada y se optimiza el tiempo faltante.

3.2.4 Chec

Comentario

"De acuerdo con la propuesta, todos los generadores despachados en el ideal (tanto térmicos como hidráulicos) aportan el valor RPar en pesos en proporción a la demanda despachada, con el cual se les pagará el valor de los AVP a los agentes térmicos que efectivamente arrancaron. Este costo asumido por los generadores hidráulicos se traducirían en un menor ingreso para el negocio de Generación de la empresa y además estos costos nuevos generarán incertidumbre y señales que afectan negativamente a los inversionistas."

Respuesta

Al respecto ver anexo 1 y respuesta al numeral 3.1.10. Adicionalmente, reiteramos que los ingresos de los generadores hidráulicos corresponden a los máximos precios ofertados, MPO, encontrados en la optimización y el valor adicional solamente es un mecanismo de recaudo similar al que existe para el Cargo por Confiabilidad.

3.2.5 Essa

Comentario 1

- *La separación de ofertas de los agentes, se constituye en un precio variable y en un costo fijo?*
- *En este caso, que clase de mercado es? Cuando la señal de precios, no se forma con las bases económicas de un precio, como son el costo más un margen, sino de una señal mixta, costos, y precios?.*
- *Este cambio es estructural y tiene implicaciones profundas, por lo cual se estima, que debe darse una discusión extensa, que valore los cambios de criterios del regulador en el diseño del mercado.*
- *Se mantiene un mercado? Por cuanto (sic) tiempo? Es esta una transición hacia un esquema de costos?*

Respuesta 1

En el proyecto de resolución se propone que las empresas generadoras deben informar diariamente una oferta de precios y trimestralmente, para los generadores térmicos, los precios de arranque-parada. Por lo tanto, es claro que no se está cambiando de un esquema de precios a un esquema de costos, que si fuera esta la intención del regulador tendría que haber definido una serie de mecanismos para auditarlos, caso que en ningún momento se está sugiriendo.

En cuanto a la discusión de los cambios propuestos, esa es una de las razones por las cuales la Comisión realizó un taller para presentar el proyecto de resolución y la puso a consideración para que los agentes del mercado y terceros interesados opinaran sobre la misma.

Comentario 2

"En la propuesta de la CREG, se da la consideración que las ofertas de los generadores térmicos siempre se da un escenario de riesgo máximo y en la condición más crítica de despacho. Si bien este puede ser el caso puntual o coyuntural de alguna planta, en realidad los generadores han aprendido a conocer el mercado y a estimar los despachos de tal manera que valoran la incertidumbre y el riesgo con su mejor estimación y conocimiento, tratando de ser competitivos.

Por lo cual no es cierto y no se puede asumir, que los precios resultantes de bolsa reflejen el mayor costo posible de los generadores térmicos, por el contrario, refleja la mejor optimización que han logrado en el mercado para ser competitivos.

Con la propuesta de la CREG, es el regulador quien estaría asumiendo esta decisión, sin el conocimiento individual y particular de las plantas.

En todo caso no se puede asumir por cierto que el precio va a ser menor, cuando por el contrario, puede y seguramente será mayor en muchas horas del despacho, pues en la propuesta el riesgo se asigna directamente a las horas de despacho específico y no se asigna en todo las horas de operación."

Respuesta 2

Debido a que el esquema nuevo permite reducir riesgos en la oferta del generador se espera que estos riesgos sean compensados con menor precio por efecto de la competencia.

En lo que tiene que ver con el comentario de que la CREG es quien estaría asumiendo esa decisión de la variabilización, reiteramos que el despacho se hará mediante un proceso de optimización que incluye los valores totales que comprenden la componente variable y los precios de arranque-parada ofertados por cada agente, es decir, no se requiere hacer un supuesto de despacho sino que este es resultado de la minimización de costos en el proceso de optimización.

En lo que respecta a la asignación del valor adicional en la propuesta definitiva este se ajustó, por lo que le sugerimos consultar el anexo 1.

Comentario 3

"Otros riesgos no incluidos, son los arranques fallidos, los arranques en tibio y los arranques equivalentes para efectos de mantenimiento, por horas de operación."

Respuesta 3

El agente generador es quien hace la oferta de precios de arranque-parada, para lo cual él es quien decide la forma en que la configura para participar en el mercado.

Comentario 4

"Debe considerarse que bajo este esquema, deberían ajustarse las características técnicas de las plantas de acuerdo a la tecnología, por ejemplo para la plantas de ciclo combinado, para los generadores con base en tecnología de co-generación, o restricciones técnicas como determinado número de arranques seguidos."

Sugerimos que la CREG realice un estudio técnico de dichas restricciones y evalúe su impacto, tanto técnico como comercial, bajo el nuevo esquema de ofertas, propuesto."

Respuesta 4

Las características técnicas de acuerdo a la tecnología y combustible, hoy en día son declaradas por los agentes al mercado: rampas, tiempo mínimo en línea, generación mínima, etc., según los acuerdos del C.N.O, que son los parámetros que se utilizan en el despacho económico e ideal propuesto y son utilizados en el despacho económico actual.

Comentario 5

"Igualmente se considera que este esquema puede alterar de manera significativa los precios de bolsa horario, pudiendo llegar a generar precios de bolsa horarios superiores al precio de escasez, causando que se alcance la condición de exigibilidad del Cargo por Confianza. Por esto es fundamental realizar las simulaciones pertinentes, y si es del caso, redefinir la metodología de cálculo o los valores del precio de escasez para que no afecte las condiciones de participación de los generadores en esta remuneración."

Respuesta 5

Tal como se señala en el punto 3.1.11 la situación que se presentaría sería contraria a lo comentado, por lo tanto no da lugar a modificaciones del precio de escasez.

Comentario 6

"Si bien aparentemente, este esquema afecta solo a los generadores térmicos, en términos de las liquidaciones y por ende de los ingresos de los todos los generadores, se estaría afectando su balance comercial. En este escenario, los generadores, no tienen las herramientas para hacer las estimaciones de los resultados de los precios de bolsa, para poder incluir ese riesgo en sus ofertas diarias. De esta manera, el mercado se estaría volviendo "más ciego" para los participantes, y de

esta manera, en lugar de disminuir el riesgo, se estaría aumentando, afectando la incertidumbre que se debe incluir en las ofertas, y por ende en los precios finales.

Cualquier cambio al mecanismo de formación de precios debería ser transparente, y sobre todo replicable, para que los agentes puedan valorar los riesgos y se optimice las ofertas de precio."

Respuesta 6

Para hacer una estimación de los precios de bolsa se requiere la información de las ofertas de todos los agentes, situación que puede llevar a problemas de colusión tácita, tal como se analizó en la Resolución CREG-006 de 2009.

Entenderíamos que el comentario hace referencia al valor adicional, al respecto se hicieron ajustes según lo presentado en el anexo 1.

Comentario 7

"En el documento soporte de la Resolución, no se realiza ningún análisis o argumentación, para los cambios planteados en la asignación y remuneración del AGC. Se solicita se explique el soporte y las simulaciones de estos cambios, que se bien pudieron llegar a ser positivos en el mercado, pueden igualmente causar un desbalance en los ingresos de los generadores, que no hayan sido contemplados en las decisiones de inversión."

Respuesta 7

Los cambios en el AGC planteados fueron: i) hacer la asignación mediante proceso de optimización que minimice los precios en 24 horas y ii) permitir la participación de los agentes con vertimientos.

En el primer caso, el cambio se hace teniendo en cuenta que los precios de arranque-parada se optimizan en un período de 24 horas y esto lo hace coherente con la optimización propuesta; y el segundo para aumentar la competencia, tal como se explica en el numeral 3.1.12.

Comentario 8

"Si bien la CREG publico un ejemplo de referencia sobre la liquidación, se considera importante y esencial, que la CREG realice simulaciones del resultado del cambio en términos de los precios de bolsa resultante, en todos los periodos del despacho y en todas las épocas del año. De tal manera que se proteja al usuario y no termine este pagando por cambios no medidos y que generan una mayor incertidumbre en el mercado."

Respuesta 8

Al respecto ver anexo 2.

3.2.6 Gecelca

Comentario 1

"En el artículo 4° del proyecto de resolución relacionado con la Determinación del Despacho Ideal se incluye la siguiente modificación: "teniendo en cuenta la operación real de cada planta o unidad de generación al finalizar el día anterior". De acuerdo con lo anterior, ¿sería correcto afirmar que en la realización del despacho ideal de cada planta se verificará el último período de su operación real, con el fin de evaluar si se considerarán arranques y/o rampas de entrada?"

Respuesta 1

Ver respuesta al numeral 3.1.5.

Comentario 2

"En la fórmula indicada en el artículo 6° que determina el "Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación", las horas de operación de la planta j asociada al arranque z, solamente deberían considerar las horas de operación flexibles de la planta para la variabilización del precio de arranque y parada".

Respuesta 2

La metodología se ajustó y la propuesta definitiva considera toda la energía generada en el ideal por la planta.

Comentario 3

"De igual forma, solicitamos una aclaración sobre la resolución de empates señalada en el artículo 9° del proyecto de resolución, dado que se proponen NSO (número a sumar a la oferta) y NSP (número a sumar a la planta que presenta arranque). ¿No sería suficiente la misma regla para ambos desempates?"

Respuesta 3

En lo que respecta a la regla de desempates propuesta, tenía como objetivo asegurar que en ningún caso se presentaría. Sin embargo, se han encontrado complicaciones para su aplicación, dado que el número NSP que se suma a la planta es un valor muy pequeño y se agrega a un valor muy grande, correspondiente al costo de operación. Este valor rebasó el nivel de precisión del programa de acuerdo con lo reportado por XM.

Por lo tanto, se evaluó solamente la aplicación del NSO, que es el mismo valor que se usa actualmente para desempatar los precios ofertados, y se encontró que dada la baja probabilidad de empates, este sería suficiente, tal como ha venido ocurriendo en la actualidad. En el remoto caso de que se llegara a presentar, se debe tener en cuenta que el resultado válido es el obtenido por el operador del mercado. Los programas deben ser auditados para garantizar que se cumplen con lo definido en la regulación.

3.2.7 XM

Comentario 1

"Entendemos que el despacho ideal al considerar precios de arranque y parada implicará una optimización de 24 horas, no obstante lo anterior, no se identifica de manera explícita en la propuesta de Resolución la modificación a la Resolución CREG 024 de 1995, en la que se indique la nueva función objetivo del despacho ideal. Adicionalmente, consideramos debe dejarse claro si en las condiciones iniciales deben tenerse en cuenta las condiciones finales del despacho ideal del día anterior."

Respuesta 1

En la propuesta definitiva de la resolución se harán las aclaraciones respectivas. En lo que respecta a las condiciones iniciales ver punto 3.1.5.

Comentario 2

"Consideramos que en la definición de precio de arranque y parada debe aclararse si corresponde a un único concepto arranque parada o, por el contrario, habrá un precio para arranque y otro para la parada?"

Respuesta 2

Según el proyecto de resolución el agente debe ofertar un único precio para arranque-parada, que decide el agente.

Comentario 3

"Consideramos deben compatibilizarse las normas que se proponen modificar con la Resolución CREG 034 de 2001 en relación con la invocación del precio de oferta, ya que los mismos no incluirán los precios de arranque y parada. Adicionalmente, entendemos que la remuneración de costos de arranque parada de las plantas con asignación de generación de seguridad fuera de mérito se continuará realizando con los costos de arranque parada establecidos en dicha Resolución."

Respuesta 3

Para la primera parte del comentario ver numeral 3.1.2 y para la segunda, entendemos que se refiere a los costos de arranque-parada regulados, si es así, se sigue aplicando lo definido en la Resolución CREG-034 de 2001.

Comentario 4

"En el Artículo 9 respecto de la regla de desempate consideramos debe aclararse el siguiente texto: "Cuando existan dos o más ofertas con el mismo precio, se sumará a las ofertas de precio el valor que se obtiene de la siguiente expresión."

En el sentido que el mismo sólo aplicará a la oferta variable, no a los precios de arranque y parada ofertados.

De otro lado, consideramos que no es necesaria la segunda regla de desempate, propuesta para los costos totales en el proceso de optimización del despacho."

Respuesta 4

Ver respuesta al comentario 3 de Gecelca.

Comentario 5

"En el Artículo 11 se establecen reglas de asignación del AGC considerando precios de arranque y parada y mencionando un proceso de optimización que minimice los precios, al respecto consideramos debe aclararse:

Cual es la función objetivo a considerar en la asignación de AGC?

El AGC continuará siendo asignado de manera previa al despacho de energía o es calculado dentro del proceso de optimización del despacho económico? En caso de que se realice el cálculo de AGC previo al despacho, cómo se hará compatibles los arranques y paradas del despacho de AGC con los del despacho económico?"

Respuesta 5

En lo que respecta a las dos primeras preguntas en la propuesta definitiva se hará claridad. En cuanto a la tercera pregunta, como el despacho de AGC se realiza primero, esta información es considerada en el despacho económico, por lo tanto, si la planta arranca para AGC en el despacho económico esta planta tiene costos de arranque y parada para AGC y se considera prendida para el despacho económico.

Comentario 6

"En el Artículo 12 se establece que cuando en la coordinación en tiempo real el CND solicite variaciones de despacho deberá preservar el orden económico que resultó en el proceso de optimización. Al respecto debemos mencionar que dicho orden sólo se podrá garantizar hasta el horizonte del redespacho, durante la operación real no será factible, en general, considerar un orden

diferente al precio de oferta de energía, sin incluir los efectos que para el resto del horizonte pueda tener los precios de arranque y parada de las unidades de generación.

De otra parte, debe tenerse en cuenta que el texto que se está modificando del Numeral 5.2 no corresponde al actualmente vigente, ya que el mismo fue modificado por la Resolución CREG 083 de 1999."

Respuesta 6

En la propuesta final se incluirá la regla para la operación real y se hará la modificación de la Resolución CREG-083 de 1999.

Comentario 7

"En el Artículo 13 se modifica la Resolución CREG 075 de 1999, al respecto debemos mencionar que la norma vigente corresponde a la Resolución CREG 064 de 2000, por tanto, no haremos comentarios a los detalles que se proponen allí modificar, excepto por la propuesta la propuesta de variabilizar el precio de arranque y parada entre la holgura asignada."

Respuesta 7

En la propuesta definitiva se incluyen las modificaciones a la Resolución CREG-064 de 2000 y se propone aclarar que la variabilización es sobre toda la holgura que se asigne para el día.

Comentario 8

"En el Artículo 17 se modifica el Anexo 3 de la Resolución CREG 004 de 2003, respecto de la siguiente expresión:

...

Consideramos necesario aclarar qué periodos horarios se consideran para efectos de la generación programada?, de la textualidad de fórmula presentada se infiere que correspondería sólo a un periodo horario, lo cual puede originar un valor muy alto."

Respuesta 8

En la propuesta definitiva se hará la aclaración respectiva, en el sentido de que la generación programada corresponde a la que tiene el recurso de generación en el día.

Comentario 9

"En el Artículo 19 se propone variabilizar para las plantas con asignación de AGC el precio de arranque y parada con la holgura, al respecto aplica el mismo comentario efectuado al Artículo 17. Adicionalmente, la expresión presentada tiene un error al multiplicar, en vez de adicionar, el precio de arranque y parada por el precio de oferta."

Respuesta 9

Ver respuesta al comentario 8 y la corrección de la multiplicación se hará en la resolución definitiva.

Comentario 10

"En el Artículo 20 debe asegurarse, teniendo en cuenta los comentarios efectuados al Artículo 6, que el esquema de pago y recaudo de los precios de arranque y parada cierre las transacciones, es decir, que lo que se recauda sea igual a lo que se distribuye por precios de arranque y parada."

Consideramos debe aclararse que la responsabilidad por pago de precios de arranque y parada incluye las importaciones tanto de Venezuela como de Ecuador.

Por consistencia consideramos no debe invocarse la variable Cmg_i, en su reemplazo debería invocarse la variable MPO del Artículo 6, ya que la variable MPO es la que involucra el concepto de planta flexible.

Por claridad solicitamos indicar que la variable G_{j,i}: Generación de la planta j en el período horario i, corresponde a la generación del despacho ideal.”

Respuesta 10

El esquema de pago y recaudo se ajustó y en la propuesta definitiva se aclaran todas las variables que la componen.

3.2.8 EPM

Comentario 1

“Artículo 8. Respecto a las ofertas de PAP, proponemos que se modifique la siguiente redacción; “Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND asumirá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades según el caso” en el sentido similar a como se hace actualmente con el precio de oferta, esto es, que se tome el último precio PAP ofertado por este agente en caso que no se presente una oferta válida en el plazo establecido.”

Respuesta 1

En la propuesta definitiva se incluye la regla para cuando no se ofertan los precios de arranque-parada.

Comentario 2

“Artículo 13. El artículo 3 de la Resolución CREG-075 de 1999 (mencionado en este artículo) fue modificado por el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000 y por la Resolución CREG 034 de 2001 en cuanto a las reconciliaciones, por lo cual creemos que se deben hacer los cambios de acuerdo con la reglamentación vigente en cada caso.”

Respuesta 2

Ver respuesta a comentario 7 de XM.

Comentario 3

“Artículo 16. Se menciona la Resolución CREG 018 de 1998, la cual fue derogada expresamente por el Artículo 89 de la Resolución CREG 071 de 2006.”

Respuesta 3

En propuesta definitiva se tendrá en cuenta este comentario.

Comentario 4

“Artículo 19. En el texto propuesto aparece un error pues en la ecuación:

...

el término que sigue a Pof_j, debe ser sumado.”

Respuesta 4

Ver respuesta a comentario 9 de XM.

3.2.9 ISAGEN

Comentario

"En el artículo 20 de la Resolución CREG 012 de 2009 se presenta la forma de liquidación de los precios de arranque-parada.

En esencia, lo que presenta la propuesta es que el Precio de Bolsa de energía tendría una componente atribuible directamente a arranque-parada de las plantas térmicas y que las rentas asociadas a dicha porción deben ser dirigidas únicamente a las plantas térmicas y no a las demás plantas del sistema.

Esta concepción, en opinión de ISAGEN, conlleva a inconsistencias en el proceso de pagos y remuneraciones de los agentes que se transan en la Bolsa de Energía.

Para demostrar los inconvenientes, sigamos el siguiente ejemplo.

...

En conclusión, para que el problema de liquidación (cobro y recaudo) en Bolsa de Energía cierre adecuadamente, es necesario que la información del Precio de Bolsa de Energía sea en función del Costo marginal total, incluyendo los precios de arranque y parada para los recursos que tienen generación en el Despacho Ideal."

Respuesta

En lo que respecta al análisis del tema de Costo Marginal ver anexo 1 y en la propuesta definitiva se ajustó en concordancia.

3.2.10 AES Chivor

Comentario 1

"AES Chivor considera que la propuesta CREG 012 de 2009 implica un cambio en las reglas de operación del mercado establecidas desde inicio del mismo. Lo anterior a su vez se traduce en una inestabilidad jurídica, principio que mantiene el Gobierno Nacional para incentivar la competitividad del país y promover la inversión extranjera.

Desde el inicio del mercado y con base en la resolución 055 de 1994, se estableció que los generadores hidráulicos en el mercado spot es decir que si un agente térmico coloca el precio esta incluyendo el costo de arranque y parada como se menciona en la misma resolución. Con base en esta regla se han establecido los ingresos esperados para las plantas instaladas y por instalar.

Además los ingresos de un generador como se establecen en la resolución CREG 055 de 1994 están dados por ventas en contratos, ventas en bolsa y prestación de servicios asociados. Simplificando en una ecuación lo anterior y excluyendo servicios asociados, ingresos y recolección de cargo por confiabilidad y suponiendo $G_R = G_I$, tenemos que:

...

Es decir la propuesta incluida en la resolución CREG 012 de 2009 incrementa el excedente del consumidor a costa de una pérdida en el excedente del productor, que como se menciona esta en contra de la viabilidad financiera de los generadores."

Respuesta 1

En el mercado eléctrico colombiano el servicio de generación es un mercado en competencia cuyo modelo está definido en la Ley de Servicios Públicos y la Ley Eléctrica, y

en relación con el cual la CREG tiene la función de definir las reglas para que éste opere según el principio de eficiencia establecido en la Ley.

En ese sentido, lo que busca la Resolución CREG-012 de 2009 propuesta, es tener una formación eficiente del precio en el mercado de corto plazo, que es el eje fundamental para garantizar la continuidad de este mercado. Por lo tanto, el objetivo de la propuesta no es aumentar el excedente del consumidor a costa de la pérdida del excedente del productor, sino buscar que el mercado dé las señales adecuadas tanto a usuarios como a productores, y que se remunere el costo real de la prestación del servicio.

Comentario 2

"En la actualidad la resolución CREG 055 de 1994 establece en el Artículo 7° que los precios con que coticen los servicios asociados a generación podrán comprender una rentabilidad razonable sobre su capital. Sin embargo, con la Reglamentación vigente hay riesgo que la remuneración por prestar el servicio de AGC sea negativa como resultado de netear las transacciones asociadas a este servicio.

En la propuesta resolutoria CREG 012 de 2009, se modifican las ecuaciones de cálculo del ingreso y la reconciliación por la prestación del servicio de AGC contenidos en la resolución 075 de 1999 permitiendo que el ingreso neto por la prestación del servicio siempre sea positivo, incentivando la competencia por este servicio y ayudando a que el mercado de bolsa sea más competitivo.

Con base en lo anterior se sugiere a la CREG mantener los cambios a la remuneración por el servicio de AGC tal como se propone en la propuesta resolutoria CREG 012 de 2009."

Respuesta 2

En la propuesta definitiva se incluyen los ajustes a la Resolución CREG-064 de 2000, que es la que actualmente se viene aplicando y sobre la cual no se han reportado problemas documentados de aplicación.

3.2.11 EPSA

Comentario 1

"El separar del precio de oferta diaria los costos de arranque y parada e involucrarlos en la función de objetivo del despacho acoplado de 24 horas, logra una mayor eficiencia en la formación del precio de bolsa. Al respecto creemos necesario definir de manera explícita cuales son los parámetros o reglas mínimas en que se debe basar el agente para determinar el precio a ofertar por concepto de arranque y parada."

Respuesta 1

Ver respuesta al comentario 3 de ESSA.

Comentario 2

"En el artículo 8 proponemos que el último día de cada trimestre, antes de las 08:00 horas, se oferten los precios de arranque y parada validos para el siguiente trimestre y no el primer día como está propuesto."

Respuesta 2

En la propuesta definitiva se tiene en cuenta el comentario.

Comentario 3

"En el artículo 13 se debe hacer claridad sobre la norma a modificar ya que la Resolución CREG-075 de 1999, derogó tácitamente la Resolución CREG-064 de 2000.

Adicionalmente, en los artículos 13 y 19, cuando se tiene programado prestar el servicio de AGC, para todos los efectos del cálculo de la desviación, del precio de reconciliación y la responsabilidad comercial, proponemos que el precio de oferta se calcule como la suma del precio de oferta inicialmente ofrecido más el precio de arranque y parada dividido sobre la generación programada."

Respuesta 3

En la propuesta definitiva se incluyeron las modificaciones sobre la Resolución CREG-064 de 2000 y se define la variabilización de los costos de arranque-parada sobre la holgura de generación para el día, que es el período para el cual se hace la optimización.

Comentario 4

"En el artículo 16 se hace referencia a la Resolución CREG-018 de 1998, derogada por la Resolución CREG-071 de 2006. Sugerimos que las referencias se hagan sobre las resoluciones vigentes."

Respuesta 4

En la propuesta definitiva se tiene en cuenta el comentario.

3.2.12 EMGESA

Comentario 1

"Para los agentes térmicos se presentarían dos conceptos asociados con el arranque-parada: i) los precios declarados según su oferta trimestral y ii) los costos reconocidos por generación de seguridad. Consideramos que es necesario armonizar estos dos conceptos que finalmente corresponden a un mismo criterio. En este mismo punto entendemos que para el caso en que un generador térmico que es llamado por seguridad, la remuneración de dicha generación estaría de acuerdo con lo establecido en la reglamentación actual. Si este generador es arrancado inicialmente por seguridad y en el ideal aparece por mérito, ¿existe la posibilidad que sea doblemente remunerado por precios de arranque-parada?, ¿está contemplada alguna bandera que evite esta situación? Es bueno que quede claro como me pagan el arranque que hago fuera de mérito para generar en horas posteriores en mérito. Esto es, estoy en el ideal en el período 19 pero el arranque que será en el período 16 estoy fuera de mérito, ¿Cómo me pagan este arranque por seguridad o ideal?"

Respuesta 1

En la propuesta definitiva se tuvo en cuenta el comentario para incluir la regla de remuneración del arranque-parada en caso de presentarse esta situación.

Comentario 2

"Frente a las nuevas disposiciones que en materia de divulgación de información ha incorporado la Comisión, consideramos importante que el nuevo modelo de optimización del despacho, frente a esta propuesta, sea puesto en conocimiento de los agentes, con el fin de poder validar que los objetivos planteados en la Resolución sean efectivamente implementados"

Respuesta 2

En la propuesta definitiva se prevé que el CND contrate una auditoría que será la que valide que el modelo está aplicando lo definido en la regulación. Adicionalmente, se recomendará al CND que haga presentaciones al sector del funcionamiento del modelo.

4. RECOMENDACIÓN

- Acoger la resolución con las modificaciones planteadas según los análisis a los comentarios.



ANEXO 1 ANÁLISIS DEL PRECIO DE MERCADO

Debido a que la separación del costo de arranque-parada produce una condición especial para la aplicación del concepto marginalista, en el presente anexo se hace un análisis detallado del tema.

1. Costos Marginales

El costo marginal (Cmg) es el costo de producir una unidad adicional¹, y según el diccionario de economía moderna del MIT, Massachusetts Institute of Technology, algebráicamente se puede escribir como:

$$Cmg = \frac{\Delta CT}{\Delta X}$$

Donde Δ significa un pequeño cambio en los costos totales, CT, y en la producción, X.

Con el siguiente ejemplo se muestra la aplicación a la definición anterior, en donde una vez se tienen los costos totales, que está compuesto por costos fijos y variables, se determina el costo marginal.

Producción q	Costo Fijos CF \$	Costos Variables CV \$	Costo Total CT \$	Costo Marginal Cmg \$
0	55	0	55	
1	55	20	75	20
2	55	45	100	25
3	55	75	130	30
4	55	110	165	35
5	55	150	205	40

Tabla 1: Ejemplo Costos Totales y Marginales

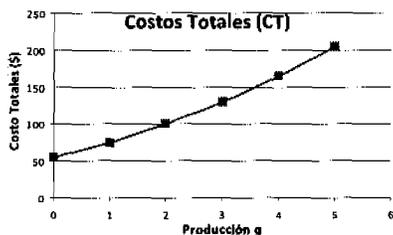


Ilustración 1: Costos Totales

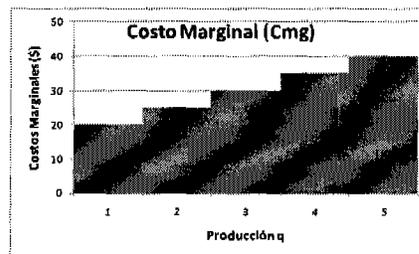


Ilustración 2: Costos Marginales

Se destaca que el costo marginal es independiente de los costos fijos².

¹ Samuelson – Nordhaus, Economía, Mc Graw Hill

² El diccionario de economía moderna del MIT señala, "Note also that marginal cost cannot be affected by the level of FIXED COSTS".

2. Mercado de Energía Eléctrica

En el caso del mercado de energía eléctrica, donde se tiene un mercado en competencia, se ha encontrado que el precio competitivo es el que se obtiene en el punto donde se igualan la curva costo marginal, que se obtiene con la curva agregada de oferta, y la curva de demanda agregada.

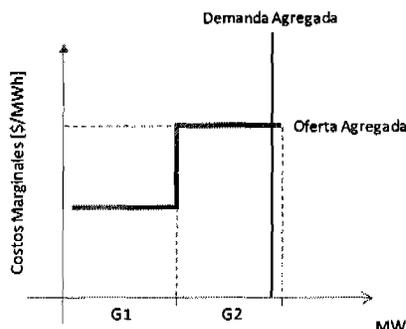


Ilustración 3: Precio de Mercado

En la ilustración 3 el precio de mercado es P2 que corresponde al generador G2. El generador G1 que tiene un precio P1 inferior a P2, tiene una renta inframarginal igual a la diferencia entre P2 y P1, con lo cual se podrían cubrir los costos fijos.

La definición del precio de mercado como el costo marginal³ da los incentivos a los productores y consumidores en el corto y largo plazo. Los beneficios identificados de esta metodología son⁴:

- Induce la oferta eficiente en el corto plazo.
- Induce el consumo eficiente en el corto plazo.
- Induce la inversión eficiente en el largo plazo.

2.1 Curvas de Costos

En el caso del mercado de energía eléctrica se tienen las siguientes curvas de costos típicas por tecnología:

³ Asumiendo que las funciones de costo son convexas.

⁴ STOFT S. "Power System Economics – Designing Markets for Electricity. IEEE Press & Wiley-Interscience. 2002.

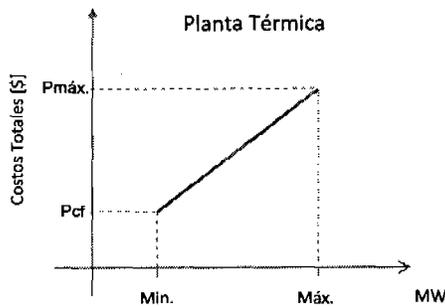


Ilustración 4: Costo Totales Planta Térmica

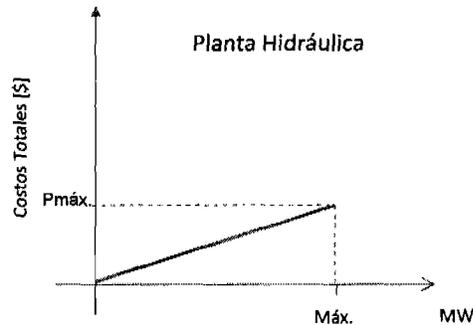


Ilustración 5: Costo Totales Planta Hidráulica

En el caso de las plantas térmicas se tienen los costos de arranque-parada, P_{cf} , que cumplen con la definición de costos cuasi-fijos dado que no varían con el nivel de producción y no se incurre en ellos cuando no opera la planta⁵.

En lo que respecta a los costos cuasi-fijos y la renta inframarginal, Stoft (2002) señala que la renta inframarginal son los ingresos menos los costos variables y se requieren para cubrir los costos de arranque-parada y los costos fijos.

En lo que respecta al costo marginal del sistema, Albouy (1983) dice que es el máximo de los costos proporcionales de las unidades utilizadas, donde el procedimiento consiste en aumentar la producción de una unidad ya en funcionamiento. Esta restricción puede evitarse cuando la unidad puede arrancar y dar su nivel óptimo de producción con un costo y una demora despreciables. De no ser éste el caso, como sucede con una planta térmica, la optimización se complica pero no se cambia el concepto de costo marginal, es decir sigue siendo el costo proporcional operativo de la planta marginal pero no incluye los costos de arranque-parada y gastos en mínimo técnico.

2.2 El Costo marginal y el despacho óptimo

Teniendo en cuenta las curvas de costos del numeral 2.1, las plantas térmicas en el despacho óptimo para veinticuatro (24) horas, en donde se minimizan los costos de las plantas de generación correspondientes a los valores incrementales variables y los costos de arranque-parada para atender una determinada demanda, presentan las siguientes situaciones:

- **Proceso de toma de carga.** Para dar inicio a la operación de las plantas térmicas que se requiere para atender óptimamente una demanda mayor en el siguiente período, se debe disminuir la generación de la planta que se encuentra marginando. En este caso, el costo marginal del sistema no cambia, por lo tanto, la planta térmica no tiene oportunidad de recobrar en estos momentos parte de los costos de arranque-parada, dado que no va a tener oportunidad de tener rentas inframarginales.

⁵ Church, Jeffery y Roger Ware. "Industrial Organization: A Strategic Approach", 2000. Página 23 y 24. Los costos cuasi - fijos son aquellos que no varían con el nivel de producción, pero una vez cerrada la firma no incurre en dichos costos.

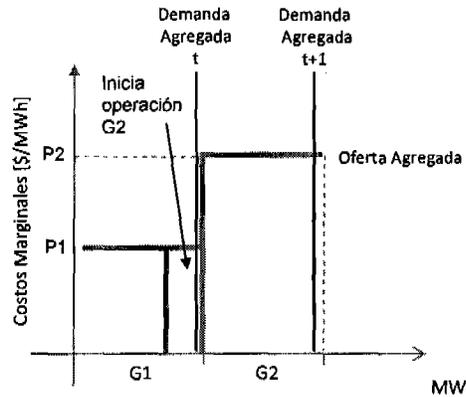


Ilustración 6: Proceso toma de carga

- **Operación en mínimo.** Por el proceso de operación óptima durante las 24 horas, se encuentra que una planta térmica puede ser requerida para mantener una operación en mínimo durante varios periodos t para ser utilizada a plena capacidad cuando la demanda se incrementa en un periodo posterior. En los periodos donde opera la planta en mínimo se requiere disminuir la generación de la planta marginal. En este caso el marginal del sistema no cambia.

Por efecto de los costos cuasi-fijos se produce una discontinuidad en la función de costo total. Al separar los costos de arranque de los costos variables, los primeros producen la discontinuidad de la función de costos totales, pero no hacen parte del costo marginal. Es decir, una planta térmica marginal no recuperaría los costos de arranque.

Es necesario entonces establecer un mecanismo que sin distorsionar la señal marginal permita la recuperación de costos, es decir que cumple con los principios de eficiencia y suficiencia económicas.

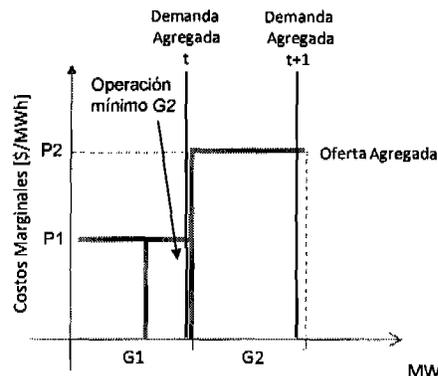


Ilustración 7: Operación en mínimo

3. Análisis de Propuestas

En esta sección se hace un análisis de propuestas para definir el precio del mercado o precio de bolsa en el Mercado de Energía Mayorista.

3.1 Primera Propuesta

En los comentarios a la Resolución CREG-012 de 2009, los agentes proponen⁶ que se determine un precio equivalente por planta el cual correspondería a la suma de la variabilización del precio de arranque-parada con la generación ideal de cada central y los precios ofertados⁷. Con estos precios equivalentes se define que el precio de mercado, PM, es el de la planta marginal.

Para hacer un análisis de la propuesta, en la ilustración 8 se tienen los costos marginales y costos totales de la propuesta para el caso de un sistema con una planta hidráulica y una térmica.

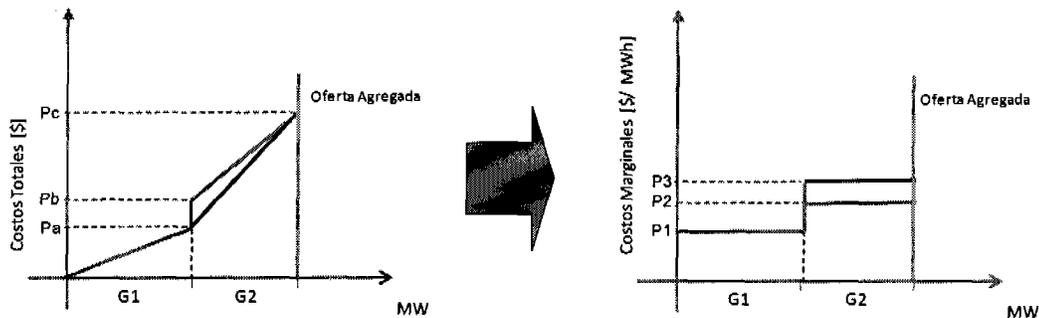


Ilustración 8: Propuesta de precio de mercado de agentes – Caso 1

El costo marginal de la planta marginal del sistema calculado con los principios señalados en el numeral 1 es el siguiente:

$$Cmg = \frac{Pc - Pb}{G2}$$

El costo marginal propuesto es el siguiente:

$$Cmg_p = PM = \frac{Pc - Pa}{G2}$$

Tal como lo señaló el Profesor von der Fer, la propuesta está fundamentada en el costo de oportunidad para cada nivel de demanda.

De las anteriores ecuaciones vemos que la propuesta corresponde al costo incremental, que es diferente a la definición de costo marginal como la derivada de la curva de costos

⁶ Nils-Henrik M von der Fehr, en respuesta a una pregunta en las Segundas Jornadas de Energía Organizadas por Acolge, C.N.O y CAC también propuso esta alternativa.

⁷ De acuerdo con la Resolución CREG-012 de 2009 deben reflejar los variables de generación en que espera incurrir y la percepción de riesgo.

totales. En este caso encontramos que el valor resultante es siempre mayor o igual al marginal.

En ese sentido Stoff (2002) señala que la inclusión de estos costos no garantiza que se den los beneficios identificados para el precio de mercado a partir del costo marginal.

Por otra parte, el precio de mercado calculado con la metodología anterior va a depender del nivel de despacho, tal como se presenta en la ilustración 9 en donde se encuentra lo siguiente:

- Si la planta marginal del sistema es G3 en el caso de la demanda agregada t , el precio del mercado es P_a que corresponde al costo incremental de la planta G3 con un bajo nivel de despacho.
- En el caso de la demanda agregada $t+2$ mayor que la demanda agregada t , la planta G3 ya no sería la planta marginal para atender la demanda, dado que sus costos P_c correspondientes a un alto nivel de despacho, son menores a P_b que son los costos de la planta G2.
- Esta alternativa no se ajusta al concepto de que a una mayor demanda los costos de atenderla se incrementan. Se pueden tener funciones no convexas.

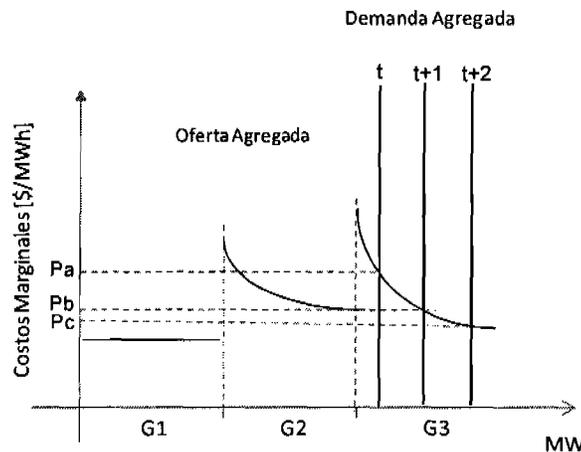


Ilustración 9: Propuesta de precio de mercado de agentes – Caso 2

Esta alternativa distorsiona los costos marginales.

3.2 Segunda Propuesta

En la propuesta planteada en la Resolución CREG-012 de 2009 define el precio de mercado, PM, como el precio ofertado de la planta marginal más una componente adicional que cubre los precios de arranque-parada de las plantas térmicas que fueron despachadas, la cual se estima como la relación entre los costos de arranque-parada y la demanda agregada.

La componente adicional para cubrir los costos de arranque-parada se recauda a través de toda la generación y se traslada a aquellos generadores que en el despacho ideal incurrieron en estos costos.

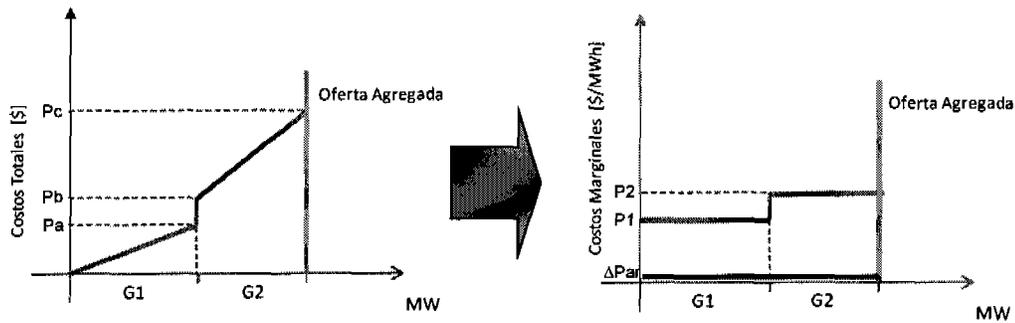


Ilustración 9: Propuesta de Resolución CREG-012 de 2009

De acuerdo con la ilustración, la siguiente sería la formulación.

$$Cmg = \frac{Pc - Pb}{G2}$$

$$PM = Cmg + \Delta Par = \frac{Pc - Pb}{G2} + \frac{Pb - Pa}{G1 + G2}$$

La remuneración que reciben los generadores, hidráulicos y térmicos, corresponde al costo marginal y la componente ΔPar es para cubrir los precios arranque-parada de los generadores térmicos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la propuesta mantiene el concepto de costo marginal.

Sin embargo, esta propuesta puede incentivar a que los generadores térmicos tiendan a sobre-estimar los costos de arranque y parada.

3.3 Tercera Propuesta

Cramton (2009) propone utilizar una alternativa que se aplica en los mercados de PJM, NYISO, ISO-NE y CAISO denominada la "Standard Market Design".

Las características de la propuesta son:

- El precio del mercado spot es costo marginal del sistema.
- Los generadores hidroeléctricos reciben el costo marginal del sistema.
- Cada generador térmico recibe el costo marginal del sistema o su precio ofertado sobre todo el día, cuando éste es más alto.
- La demanda paga el costo marginal más costo adicional. El costo adicional es un pago a un generador térmico por encima del costo marginal del sistema.

Con esta alternativa no se distorsiona el costo marginal de suministro y se dan los incentivos para ofertar los precios reales de arranque-parada.

4. Evaluación

Ejemplo 1

El profesor Peter Cramton propone un ejemplo con las siguientes características para comparar las propuestas (Abril 2009)⁸:

- Dos períodos: fuera de pico y pico
- Tres plantas: una térmica con altos costos de arranque-parada, una hidroeléctrica de bajo costo y otra de costo alto.
- La hidroeléctrica de costo alto, solamente genera en el período de punta.

Resource	MC	Start-up	Off peak	Peak	AC	Generator			Generator Payment			Generator Profit		
						Cost	Peter	Nils Henrik	CREG	Peter	Nils Henrik	CREG		
Thermal	\$50	\$10.000	100	100	\$100	\$20.000	\$26.000	\$30.000	\$36.000	\$6.000	\$10.000	\$16.000		
Hydro 1	\$60	\$0	100	100	\$60	\$12.000	\$26.000	\$30.000	\$26.000	\$14.000	\$18.000	\$14.000		
Hydro 2	\$200	\$0	0	100	\$200	\$20.000	\$20.000	\$20.000	\$20.000	\$0	\$0	\$0		
		Demand		200	300				\$72.000	\$80.000	\$82.000			
Spot price		Peter		\$60	\$200									
		Nils Henrik		\$100	\$200									
		CREG		\$60	\$200									
		Actual		\$150	\$200									
Uplift		Peter		\$0	\$0									
		CREG		\$25	\$17									

Ilustración 10: Ejemplo Peter Cramton

Concluye:

- La primera propuesta distorsiona el costo marginal con los costos de arranque-parada.
- La segunda propuesta no afecta el costo marginal, pero no hay incentivos para declarar costos de arranque-parada eficientes.

Tomando como referencia el ejemplo anterior, se construyeron dos ejemplos con las siguientes características para reflejar de una manera más aproximada el caso colombiano.

Ejemplo 2

Se considera lo siguiente:

- Período de pico y fuera de pico
- Tres plantas: una térmica con costos variables bajos y costo de arranque-parada alto, la otra térmica con costos variables altos y costos de arranque-parada bajo y una planta hidráulica barata.

Resource	MC	Start-up	Off peak	Peak	AC	Generator			Generator Payment			Generator Profit		
						Cost	Peter	Nils Henrik	CREG	Peter	Nils Henrik	CREG		
Thermal 1	\$50	\$40.000	0	100	\$450	\$45.000	\$45.000	\$45.000	\$55.000	\$0	\$0	\$10.000		
Thermal 2	\$150	\$5.000	100	100	\$175	\$35.000	\$35.000	\$62.500	\$35.000	\$0	\$27.500	\$0		
Hydro	\$10	\$0	100	100	\$10	\$2.000	\$30.000	\$62.500	\$30.000	\$28.000	\$60.500	\$28.000		
		Demand		200	300				\$110.000	\$170.000	\$120.000			
Spot price		Peter		\$150	\$150									
		Nils Henrik		\$175	\$450									
		CREG		\$150	\$150									
		Actual		\$200	\$450									
Uplift		Peter		\$30	\$30									
		CREG		\$13	\$75									

Ilustración 11: Transición – V1

⁸ La comunicación del Profesor Peter Cramton puede ser consultada en el anexo 2.

Ejemplo 3

Se considera lo siguiente:

- Tres plantas: una térmica con costos variables altos y costos de arranque-parada medios, una planta hidráulica con costos medios y la otra hidráulica con costos bajos pero inferiores a la anterior.

Resource	MC	Start-up	Off peak	Peak	AC	Generator			Generator Payment			Generator Profit		
						Cost	Peter	Nils Henrik	CREG	Peter	Nils Henrik	CREG		
Thermal	\$100	\$10.000	0	100	\$200	\$20.000	\$20.000	\$20.000	\$20.000	\$0	\$0	\$0		
Hydro 1	\$60	\$0	100	100	\$60	\$12.000	\$16.000	\$26.000	\$16.000	\$4.000	\$14.000	\$4.000		
Hydro 2	\$50	\$0	100	100	\$50	\$10.000	\$16.000	\$26.000	\$16.000	\$6.000	\$16.000	\$6.000		
		Demand	200	300	84	\$42.000	\$52.000	\$72.000	\$52.000					
Spot price		Peter	\$60	\$100										
		Nils Henrik	\$60	\$200										
		CREG	\$60	\$100										
		Actual	\$60	\$200										
Uplift		Peter	\$20	\$20										
		CREG	\$0	\$33										

Ilustración 12: Transición – V2

Como se puede ver de los dos ejemplos anteriores, que tratan de reflejar el caso colombiano, en lo que respecta a pagos a generadores se tienen las siguientes situaciones:

- en el caso donde marginan plantas térmicas para períodos de pico y fuera de pico (transición – V1) las alternativas de Peter y CREG son similares.
- en la situación en donde margina en el período fuera de pico la planta hidráulica y en el período de pico la térmica (transición – V2) las alternativas de Peter y CREG son iguales.
- la alternativa de Nils, costo incremental, en ambos casos es más costosa.

Ejemplo 4

Se simularon las tres alternativas para un caso del sistema colombiano, estando en los inicios de la estación de verano (datos del 30 de diciembre de 2008), con los siguientes supuestos:

- Precios ofertados de plantas hidráulicas: igual a los presentados por los agentes.
- Precios ofertados y precios de arranque-parada de plantas térmica: se construye utilizando la metodología de la Resolución CREG-034 de 2001.
- Se toman en cuenta los despachos por restricciones de operación de las plantas.

Se simuló un despacho ideal para las 24 horas buscando minimizar los costos, variables y arranque-parada, para atender la demanda.

Los resultados que se obtuvieron para ese caso se resumen en la ilustraciones 13 que contiene los diferentes precios de bolsa que se obtienen y la ilustración 14 que contiene los pagos que recibirían los generadores.

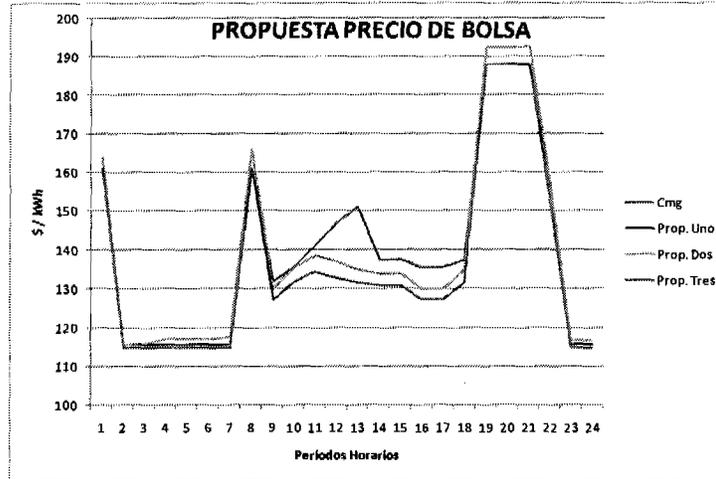


Ilustración 13: Precios de Bolsa para las diferentes propuestas

Propuesta	Pago Generadores M\$/día	Variación
Uno	\$ 20,800	3%
Dos	\$ 20,600	2%
Tres	\$ 20,200	0%

Ilustración 14: Pago a generadores para las diferentes propuestas

Haciendo la salvedad de que este es un caso para ilustrar y no para generalizar, se destaca:

Con la propuesta uno, un generador no alcanza a cubrir los costos de generación.

La diferencia de costos entre las propuestas es menor del 3%.

4. Recomendación

Se recomienda implementar la alternativa "Standard Market Desing" dado que se dan los incentivos apropiados y se conserva el concepto marginalista que se viene aplicando en el mercado corto plazo, Bolsa de Energía.

ANEXO 2
COMUNICACIÓN PROFESOR PETER CRAMTON
(Radicado CREG E-2009-003234).



"Peter Cramton"
<pcramton@gmail.com>
01/04/2009 04:39 p.m.

To <javier.diaz@creg.gov.co>
cc
bcc
Subject RE: Spot market project

Dear Javier,

Dealing with non-convexities (e.g., startup costs) is one of the challenges in market design. With a convex problem, we can rely on competitive equilibrium prices to achieve full efficiency. Competitive equilibrium prices are the marginal prices that economists love. Non-convexities make the decisions lumpy and this means that there may be no supporting prices that lead to full efficiency. Any solution based on prices alone is a compromise. Someone can inevitably complain that the prices are wrong in some sense.

I believe that the CREG proposal needs to be modified as follows. Let me call the modification Peter's proposal:

The Spot Price is the marginal cost of the system.
Hydroelectric generators receive the marginal cost of the system.
Each thermal plant receives the marginal cost of the system or its as-bid cost over the entire day, whichever is higher.
Demand pays marginal cost plus uplift. Uplift is any payment to a thermal unit above system marginal cost.

This approach is what is done in PJM, NYISO, ISO-NE, and CAISO, and is the "standard market design" in the US. The approach has many incentive benefits. First, in many cases the uplift is zero. It only comes into play if the start-up cost dominates the unit's profits over the day. The incentives for bidding true start-up costs are greater than in the CREG proposal, since often the start-up cost does not impact the payment, only whether the unit is dispatched.

I have an example attached with two periods (off peak and peak) and three generators: a thermal with large start-up cost, a cheap hydro, and an expensive hydro. The expensive hydro is only needed in the peak period. I calculate the market outcome under the three approaches (Peter, Nils Henrik, and CREG).

I believe the incentives and economics are best with Peter. In the example, the thermal unit's start-up should not distort the spot price off peak. Doing so would cause other generators, such as a \$70 hydro to want to run in the off peak to capture the \$100 price. (This \$70 unit must not be available all day or it would have been dispatched instead of the thermal unit.) This is the key difference between Peter and Nils Henrik. Nils Henrik is distorting the marginal price with the start-up cost.

CREG is not distorting the marginal price, but is overpaying the thermal generators by paying

the start-up regardless of whether the payment is needed for the unit to cover its as-bid costs. This is definitely an overpayment and would lead to too much thermal. It also gives the thermal units a strong incentive to overstate start-up costs, since each dollar of start-up directly increases the generators payment.

If I had to rank the approaches, they would be Peter > Nils Henrik > CREG. Peter does result in the lowest total cost. In an energy-only market this could be viewed as a potential problem if generators are having a hard time covering fixed costs, but it is not a problem in your market with a firm energy charge, since the charge guarantees that efficient units are able to cover costs. The Nils Henrik approach is best if start-ups are frequent and run times are short, such as say for gas units. With longer run times and fewer start-ups, such as with coal, then I think the approach is not as good.

I hope this helps. Let me know if you have any questions.

I am still working on my write-up from January. Sorry it has taken so long. I have been overwhelmed.

Best,
Peter

Professor Peter Cramton
pcramton@gmail.com www.cramton.umd.edu voice/fax 240-396-1043

From: javier.diaz@creg.gov.co [mailto:javier.diaz@creg.gov.co]
Sent: Tuesday, March 31, 2009 12:37 PM
To: Peter Cramton
Cc: Comite_Expertos%CREG@creg.gov.co
Subject: Spot market project

Dear Peter,

Considering your recommendations (when you came here – January 2009) and some CREG analysis about the current Spot Market, base on the Stoff's book and on the PJM's and California's scheme, we developed a proposal to separate variable and startup costs.

CREG's proposal is:

The Spot Price is the marginal cost of the system.
There is an Uplift equal to start up costs divided by demand of the period of operation of each thermal plant.
Hydroelectric generators receive the marginal cost of the system.

Thermal plants receive the marginal cost of the system and the start up cost.
Demand pays marginal cost plus uplift

Prof Nils Henrik Von Der Fehr was here in Bogotá last week. He did a talk to generators. Since, the topic is under discussion, he considered the proposal and recommended:

The start up costs should be divided by the thermal generation and added to the bid of variable cost of the plant to obtain the marginal price.
The spot price of the system is equal to the marginal price of the marginal plant.
This value is paid to both hydro and thermal plants and charged to demand.

As far as we understand, his recommendation is based on the opportunity costs for all the agents of the market.

We understand that by applying marginal theory could not allow recovering the start up costs of all thermal plants. The uplift is required. Start up cost is a quasi-fix cost. The question is should the uplift be included in the spot price? Why?

We would appreciate if you could give us your opinion on this.

Regards



Javier creator-spot-market-example.xls

A handwritten signature or mark in the bottom right corner of the page.

BIBLIOGRAFIA

- [1] BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO. Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua. Editor Yves Albouy. 1983.
- [2] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resoluciones CREG-055 de 1994, CREG-024 de 1995, CREG-025 de 1995, CREG-198 de 1997, CREG-112 de 1998, CREG-083 de 1999, CREG-062 de 2000, CREG-064 de 2000, CREG-026 de 2001, CREG-034 de 2001, CREG-062 de 2001, CREG-048 de 2002, CREG-004 de 2003, CREG-014 de 2004, CREG-023 de 2005, CREG-071 de 2006, CREG-032 y CREG-096 de 2008 por las cuales se dictan normas sobre funcionamiento Mercado Mayorista de Energía.
- [3] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Documento CREG-027 "Optimización Diaria en el Mercado Spot". Mayo de 1999.
- [4] CRAMTON P., "Colombia Spot Market and Interconnections". Market Design Inc. Enero 2009.
- [5] CRAMTON P., "Spot Market Project". Abril 2009. Correo.
- [6] KIRSCHEN D., STRBAC G., "Fundamentals of Power System Economics". University of Manchester Institute of Science & Technology. 2004.
- [7] STOFT S. "Power System Economics – Designing Markets for Electricity. IEEE Press & Wiley-Interscience. 2002.