



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN CREG-004 DE 2003

DOCUMENTO CREG-028
27 DE MARZO DE 2008

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

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is cursive and appears to be 'M. M. M.' or similar.

MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN CREG 004 DE 2003

1. ANTECEDENTES

La Comisión mediante la Resolución CREG 004 de 2003, estableció la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-; la cual fue modificada por la Resolución CREG 014 de 2004, estableciendo normas complementarias sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE.

Posteriormente, se publicó la Resolución CREG 060 de 2004, que modificó la Resolución CREG 004 de 2003, en relación con la Asignación de las Rentas de Congestión;

Adicionalmente, mediante la Resolución CREG 080 de 2007, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció normas sobre operación de los embalses del Sistema Interconectado Nacional, con relación a que el recurso hidráulico cuyo volumen está por debajo del Volumen ENFICC, su precio de oferta está por fuera de mérito y no se encuentra disponible para reemplazar generación destinada a cubrir demanda doméstica, tampoco debe estar disponible para reemplazar generación en el país destino de la exportación;

De otro lado, en diciembre de 2007 entró en operación el proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Frontera con Ecuador 230 kV y está próximo a entrar el refuerzo de la interconexión del lado Ecuatoriano, con la cual se amplía la capacidad de la interconexión existente entre Colombia y Ecuador de 250 MW hasta 500 MW.

En este sentido, el CND presentó una propuesta para modificar la metodología para el cálculo de la variable Costo de Restricciones del Enlace.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión publicó en su página Web, el 6 de febrero de 2008, la Resolución CREG 006 de 2008 mediante la cual se hizo público el proyecto de resolución con el cual se proponía modificar la Resolución CREG 004 de 2003, con el propósito de recibir observaciones o sugerencias sobre la propuesta

2. COMENTARIOS

Dentro del plazo previsto se recibieron comentarios de los siguientes agentes: XM, radicado CREG E-2008-001003, ISAGEN radicado CREG E-2008-001121 y GECELCA radicado CREG E-2008-001131. En el anexo se presenta un resumen de los comentarios recibidos junto con el análisis de la Comisión.

A continuación se presentan los cambios que se propone incluir en el proyecto de resolución que acompaña este documento, los cuales surgen de los comentarios de los agentes y análisis adicionales de la Comisión.

- Se deja explícito que el Costo Promedio del Enlace – CRAE – correspondiente al último incremento QX, siempre debe ser igual al CRAE del incremento Qmax.
- La vigencia de la Resolución aplica a partir de la entrada en operación de la línea Jamondino – Pomasquí 230 kV cuyo tramo Colombiano hace parte del proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – Frontera con Ecuador 230 kV.

3. PROPUESTA

Se recomienda aprobar el proyecto de resolución adjunto



ANEXO

Respuestas a los Comentarios a la Resolución 006 de 2008

XM – E-2008-001003

1. *“En los casos en los cuales un escalón QX contiene ambas cantidades Q_{max} y Q_{medio} , la formulación indicada no da los resultados esperados. Debe especificarse que el Costo Promedio del Enlace – CRAE – correspondiente al último segmento, siempre debe ser igual al CRAE del segmento máximo”.*

R: Se incluye este comentario en el proyecto de Resolución.

2. *“Consideramos que la vigencia de la Resolución debe ser desde la entrada en vigencia del proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – Pomasqui 230 kV, ya que, tal como se expresó en las consideraciones, se amplía la capacidad de exportación a 500 MW, con lo cual se incrementa el número de escalones del PONE”.*

R: Se incluye este comentario en el proyecto de Resolución.

ISAGEN – E-2008-001121

3. *“...ISAGEN entiende la finalidad de la propuesta, por lo cual nuestros comentarios están dirigidos a sugerir otras alternativas que respondan a ese mismo contexto.*

... En esencia, la propuesta establece que se deben calcular los costos de restricciones asociados a la transferencia de energía por el enlace internacional para dos escenarios de operación: 1) La capacidad máxima del enlace y 2) La capacidad media del enlace. Los costos de restricciones para diferentes escenarios de operación (en función del número de QX que se establezcan en el despacho) se encontrarían por interpolación lineal entre 0, el Q_{medio} y el Q_{max} .

La simplificación propuesta por al CREG en su resolución establecería que el crecimiento de los costos de restricciones es básicamente proporcional al nivel de transferencia.

En vista de que este parámetro se utiliza para poder tomar una decisión de exportación (valor PONE), ISAGEN considera que la propuesta podría dar lugar a una subvaloración en la transacción.

Consideramos que la generación de seguridad o forzada no tiene necesariamente una relación lineal y continua con las transferencias, teniendo en cuenta que su respuesta es de tipo discreto.

Por consiguiente para evitar la subvaloración, ISAGEN propone el siguiente esquema alternativo, el cual se visualiza en la Figura 2.

El objetivo es incrementar el número de puntos sobre los cuales se calcula en forma más precisa el costo de restricciones y utilizar una función discreta discontinua para determinar los puntos de operación intermedios.

En consecuencia, en lugar de utilizar sólo dos puntos para determinar los costos de restricciones, se propone agregar otros dos puntos intermedios al Q_{medio} y al Q_{max} , con el fin de poder refinar la estimación del costo de restricciones asociado la exportación por el enlace.

El costo de restricciones para los otros QX que se encuentren dentro de estos cuatro puntos calculados, se determina asignándole el costo que se obtiene para el siguiente QX calculado.

Consideramos que se debe asignar el valor de las restricciones del siguiente QX calculado ($Q_{1er\ cuarto}$, Q_{medio} , $Q_{3er\ cuarto}$ o Q_{max}), porque la generación forzada asociada a cada uno de esos puntos de operación pudo activarse en condiciones de despacho inferiores.

Como puede observarse, el objetivo es tener una definición más conservadora de este costo y poder ofrecerle al país vecino un precio más confiable y con menor riesgo a un incremento en la liquidación real de la transferencia”.

R: Agradecemos la propuesta presentada por ISAGEN, sin embargo como se indicó en el documento soporte el cálculo del CRAE es el que más complejidad presenta por la necesidad de hacer un despacho ideal y un despacho programado para cada hora y para cada incremento QX, lo que implica una optimización del costo de operación en un horizonte de 24 horas, teniendo en cuenta las restricciones de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema interconectado nacional. De acuerdo con el CND, el proceso de optimización y validación eléctrica toma aproximadamente 1 hora para cada despacho.

Adicionalmente, en el proceso diario para encontrar el PONE y validar todo el proceso de las TIE se tiene un lapso de cinco horas entre las 8:00 a.m. hora en la cual se reciben las ofertas de los generadores de Colombia y las 13:00 p.m. hora en la que se lleva a cabo la recepción de ofertas de Colombia y Ecuador para las TIE.

El modificar la propuesta de cálculo del CRAE presentada en el proyecto de Resolución y utilizar la propuesta de ISAGEN de definir cuatro incrementos QX para el enlace 230 kV y considerando los dos incrementos QX para el enlace 138 kV, llevaría a que el proceso de cálculo del PONE tome más tiempo y en el mejor de casos la oferta para el proceso de las TIE sería publicada a las 14:00 horas, una hora más tarde de los tiempos establecidos actualmente, lo que podría impactar el proceso de nominación de gas que se lleva a cabo una vez se publica el programa de despacho económico.

De otro lado, de acuerdo con ejercicios realizados por el CND las curvas horarias del PONE son muy similares con las dos metodologías. Adicionalmente, con la nueva metodología se disminuye el problema de PONES altos debidos a segmentos

pequeños, siendo este valor de PONE más ajustado al precio con el que se realiza la liquidación de la transacción internacional.

GECELCA – E-2008-001131

4. *“La resolución podría facilitar el proceso de despacho para el CND, que se vio impactado tanto con el incremento en la capacidad de exportación, como con la entrada de la resolución CREG 080 de 2007, que indisponde recursos para cubrir las exportaciones. Sin embargo, consideramos importante hacer un seguimiento a la aplicación de la resolución CREG 080 de 2007, para evitar el traslado de las generaciones de seguridad de unos recursos a otros, transfiriendo de igual manera el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de energía firme”.*

- R:** Este tema no hace parte del Proyecto de Resolución en Consulta, sin embargo, se revisará posteriormente con el fin de hacer seguimiento a la aplicación de la Resolución CREG 080 de 2007.

5. *“La resolución propone una linealización de los costos del enlace para determinar la curva de oferta de exportación, lo cual podría resultar favorable para el importador (Ecuador) al estar sujeto a precios medios y no al marginal, resultando en menor alivio a las restricciones por concepto de rentas de congestión”.*

- R:** La curva de escalones $PONE_{QX,i}$ tiene como objetivo definir el sentido del flujo de energía ya que los valores exactos del CRAE para la liquidación de las transacciones internacionales se obtienen como resultado de la operación real. Por lo anterior, con la propuesta de linealización del CRAE no se está favoreciendo al país importador por pagar unos precios medios y no el marginal.