

RESOLUCION 014 DE 2004

(febrero 12)

Diario Oficial No. 45.477, de 1 de marzo de 2004

Comisión de Regulación de Energía y Gas

*Por la cual se establecen normas complementarias a la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, que harán parte del Reglamento de Operación*

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial de las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que es deber del Estado, en relación con el servicio de electricidad, abastecer la demanda de energía nacional bajo criterios económicos y viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4º de la Ley 143 de 1994;

Que para el cumplimiento del objetivo definido en el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas en relación con el servicio de electricidad, tiene dentro de sus funciones generales, la de asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, y promover y preservar la competencia;

Que la Ley 142 de 1994, en su artículo 23, inciso 3º, fijó la siguiente política en cuanto al intercambio internacional de electricidad: "La obtención en el exterior de agua, gas combustible, energía o acceso a redes, para beneficio de usuarios en Colombia, no estará sujeta a restricciones ni a contribución alguna arancelaria o de otra naturaleza, ni a permisos administrativos distintos de los que se apliquen a actividades internas de la misma clase, pero sí a las normas cambiarias y fiscales comunes";

Que la Ley 143 de 1994, en su artículo 34, asignó al Centro Nacional de Despacho- CND, las siguientes funciones:

"b) Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;

"c) Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional;

"d) Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional";

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que mediante Resolución CREG 004 de 2003, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, la cual será parte del Reglamento de Operación, y se adoptan otras disposiciones complementarias;

Que mediante Resolución CREG 006 de 2003, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció las normas sobre registro de fronteras comerciales y contratos, suministro y reporte de información, y liquidación de transacciones comerciales, en el Mercado de Energía Mayorista;

Que el CNO mediante comunicación con fecha de 31 de marzo de 2003, radicada el número E-2003-003215, emitió concepto sobre los aspectos operativos contenidos en la presente resolución, de acuerdo con el artículo 23 de la Ley 143 de 1994;

Que la CREG ha discutido con el grupo de trabajo de Organismos de Reguladores de la Comunidad Andina, GTOR, los principios contenidos en la propuesta;

Que la CREG ha considerado conveniente, después del año de transición, y al evaluar el comportamiento de las TIES en este, adoptar las medidas complementarias contenidas en esta resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión número 231 del 12 de febrero de 2004, aprobó el contenido de la presente resolución,

RESUELVE:

## CAPITULO I

Planeación, coordinación, supervisión y control operativo de los enlaces internacionales

Artículo 1°. Modifíquese la variable Costo\_Medio\_Restricciones\_e de la fórmula para determinar la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación - Curva de Escalones PONEQx,i, y el parágrafo 2° contenidos en el artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003; y adiciónese a la fórmula, las variables Costo\_Pérdidas\_STN\_e,Qx,i y Costo\_Pérdidas\_STR\_e,Qx,i. El artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

"Artículo 5°. Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación - Curva de Escalones PONEQx,i-. Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el Centro Nacional de Despacho, CND, estimará horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación, Curva de escalones PONEQx,i, la cual reflejará un precio por cada valor QX, igual a la declaración de disponibilidad realizada por los agentes generadores a la Bolsa de Energía en orden de mérito, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional. Cada escalón PONEQx,i de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación, como se definen en la presente Resolución.

Cada escalón PONEQxi de la Curva, se construye de la siguiente manera:

" PONEQXi = Precio\_Bolsa\_e,QX, + Costo\_Medio\_Restricciones\_e + Costo\_Restricciones\_del\_Enlace\_e,QX,i + Cargos\_Uso\_STN\_e + Cargos\_Uso\_STR\_e,i +

$\text{Cargos\_Conexión\_Col\_QX,i} + \text{Cargos\_CND\_ASIC\_e} + \text{Costo\_Pérdidas\_STN\_e,Qx,i} + \text{Costo\_Pérdidas\_STR\_e,Qx,i}$ .

donde:

Precio\_Bolsa\_e,QX: Para la determinación del Precio\_Bolsa\_e,QX, el Centro Nacional de Despacho, CND, encontrará un Despacho Ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho, para la demanda total doméstica y para cada valor QX hasta la capacidad máxima de exportación, según lo establecido en la resolución CREG 024 de 1995, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así:

i) Demanda Total Doméstica más cada valor QX;

ii) Características técnicas de los recursos de generación;

iii) Disponibilidad y precio de oferta declarada por los generadores, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente.

El Precio\_Bolsa\_e,QX corresponderá al precio marginal del anterior programa de despacho ideal, para cada QX incremental, expresado en \$/kWh.

Costo\_Medio\_Restricciones\_e: Costo estimado en \$/kWh de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, sin considerar las exportaciones a través de los enlaces internacionales, para cada período horario. Dichos costos incluirán además los previstos en la Resolución CREG 147 de 2001, "Por la cual se aprueba la remuneración de los activos que conforman la variante de línea entre la Subestación Guatapé y la Línea San Carlos - Ancón Sur del Sistema de Transmisión Nacional", los cuales serán suministrados por el LAC.

Dichos costos se determinarán, de conformidad con el procedimiento que se describe en el Anexo 3° de la presente resolución.

Cargos\_Uso\_STN\_e: Costo estimado en \$/kWh de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, informados por el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso del STN.

Cargos\_CND\_ASIC\_e,QX: Costo estimado en \$/kWh de los servicios por CND y ASIC asociados con una demanda QX, informados por el ASIC al CND.

Cargos\_Uso\_STR\_e,i: Costo en \$/kWh estimado de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional, informados por el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso de STR, para el Enlace Internacional i.

Costo\_Restricciones\_del\_Enlace\_e,QXi: Costo estimado en \$/kWh de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del Enlace Internacional i, para la oferta de exportación QX, calculado conforme al procedimiento desarrollado en el Anexo 4°, considerando en forma independiente cada uno de los Enlaces Internacionales.

Cargos\_Conexión\_Col i,QX: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente al cargo de conexión establecido por la CREG, para el Enlace Internacional i, en el caso en que este no sea remunerado por cargos por uso. Este cargo se aplicará solo si es del caso.

Costo\_Pérdidas\_STN\_e,Qx,i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente al promedio de las pérdidas de energía horarias del STN calculadas por el ASIC, asignadas al enlace i, en proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica.

Costo\_Pérdidas\_STR\_e,Qx,i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente a las pérdidas de energía horarias del STR, resultantes de la aplicación del factor de pérdidas del Nivel de Tensión del Operador de Red al cual se conecte el enlace internacional para referir la exportación al nivel de tensión de 230 kV, según la regulación vigente, asignadas al enlace i, en proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica.

Parágrafo 1°. Para asegurar que se mantenga el orden de mérito, el CND verificará que la curva de Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación sea monotónicamente creciente, y de no cumplirse esta condición, se tomará como Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación, el valor correspondiente al escalón inmediatamente anterior.

La curva de Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación deberá estar expresada en Dólares de los Estados Unidos de Norte América, por MWh, para tal fin el Centro Nacional de Despacho, CND, empleará la Tasa Representativa de Mercado, TCRM, del día inmediatamente anterior al cual se realiza el Despacho Programado, o la última TCRM vigente, publicada por la Superintendencia Bancaria.

Parágrafo 2°. Hasta junio 30 de 2003, el número máximo de incrementos de cantidades QX a considerar en la curva de Precio de Oferta del Nodo Frontera para Exportación, será igual a tres (3), donde el último incremento corresponderá al valor remanente para llegar a la capacidad máxima de exportación del sistema. A partir de julio 1° de 2003 y hasta finalizar el período de transición el número máximo de incrementos de cantidades QX será sin limitaciones. Sin perjuicio de lo anterior la CREG revisará durante el período de transición el número máximo de incrementos a considerar.

Para determinar la variable Precio\_Bolsa\_e,QX, el CND podrá usar el Predespacho ideal, según el anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000, y a partir de la publicación de la presente Resolución, el proceso para la determinación del Precio\_Bolsa\_e,QX, podrá considerar las características técnicas de los recursos de generación.

Artículo 2°. Modifíquese el artículo 7° "Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE" de la Resolución CREG 004 de 2003, su Parágrafo 4° y adiciónese a este artículo, el parágrafo 5°.

El artículo 7° quedará así:

"Artículo 7°. Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE. Para la realización del Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, se deberán ejecutar los siguientes pasos:

"Paso 1. El Centro Nacional de Despacho, CND, diariamente deberá poner a disposición de los operadores de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, y antes de las 13:00 horas, la curva horaria de Precios de Ofertas en el Nodo Frontera para Exportación, y el Precio Máximo de Importación, con el fin de que estos sean considerados dentro del proceso de Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, a través de los enlaces internacionales entre dichos sistemas.

"Paso 2. Entre las 13:00 y las 13:05, el CND considerará la información suministrada por los otros operadores, y mediante un procedimiento automático, determinará la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo, TIE, comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de estos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano.

"La expresión a utilizar es la siguiente:

$$"( P_{iki} - (PONEQXE_i + CargosG) ) * 100 / (PONEQXE_i + CargosG) > Umbral$$

"donde:

" $P_{iki}$ : Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.

" $PONEQXE_i$ : Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.

" $CargosG$ : Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.

"Umbral: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE.

"Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%. Dicho valor podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el ASIC informará el día veinte (20) calendario de cada mes a la CREG los valores estimados de cada una de las variables involucradas, así como los correspondientes valores reales para el mes anterior.

"Una TIE de importación se activa si se cumple la desigualdad anterior y si el ASIC ha informado al CND, que se han constituido las garantías exigidas en la presente Resolución.

"En el caso de una solicitud de una TIE de exportación desde Colombia por parte de un operador de otro país, esta se activa si el ASIC ha informado al CND, que se dispone de las garantías exigidas en la presente resolución.

"Paso 3. Si se activa una TIE, el Centro Nacional de Despacho, CND, entre las 13:05 y las 13:35 horas, realizará un despacho programado, conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución 062 de 2000, o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen; tomando como un recurso de generación, los PONEQXEi más los CargosG y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los CargosG corresponden en la actualidad a los costos derivados de los siguientes conceptos: i) servicios CND, SIC y AGC y ii) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI.

Los cargos CND-SIC se calcularán a prorrata de la capacidad máxima del enlace internacional, y el AGC, se estimará a prorrata de las holguras asignadas a la generación (Anexo 5). A las 13:35, informará a los otros operadores la cantidad dispuesta a importar.

"Paso 4. Entre las 13:35 y las 14:05 horas, utilizando las declaraciones de precios y cantidades programados para importar por Colombia, y los nuevos precios y cantidades programados para importar desde Colombia reportados por los otros operadores al Centro Nacional de Despacho, CND. Se llevará a cabo un nuevo Despacho Programado.

"Paso 5. Entre las 14:05 y las 14:15 horas, el CND deberá informar a los demás operadores y recibir de estos, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deberán ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este período, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el paso 2.

"Si como resultado del Paso 5 se presentan variaciones en las declaraciones de importación reportadas en el Paso 3, por parte de los otros operadores, el CND procederá a realizar el Despacho Programado con dichos ajustes. Este Despacho deberá ser informado a los operadores de los otros sistemas, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas.

"Parágrafo 1°. Los procedimientos y medios de intercambio de información serán establecidos dentro del Acuerdo Operativo suscrito por el Centro Nacional de Despacho, CND, y cada uno de los operadores de los otros países.

"Parágrafo 2°. En los casos para los cuales la información definida en el presente Artículo no sea suministrada en los términos aquí establecidos, el Centro Nacional de Despacho, CND, no procederá a la programación de Exportaciones o Importaciones de Electricidad de Corto Plazo, dentro del proceso de despacho programado o redespacho.

"Parágrafo 3°. En caso de presentarse un empate entre los precios considerados en los despachos programados en el proceso de Despacho Económico Coordinado, el Centro Nacional de Despacho, CND, aplicará un criterio aleatorio igual al aplicado para el Despacho Programado, como regla de desempate.

Parágrafo 4°. El CND podrá modificar los horarios establecidos para llevar a cabo los procesos de Despacho Económico Coordinado establecidos en este artículo, siempre y cuando no se supere la hora fijada para su finalización (14:45 horas).

Parágrafo 5°. Ante una contingencia o cambio en las condiciones en alguno de los sistemas de los países interconectados, que implique una variación en la capacidad del Enlace Internacional, los operadores de los sistemas eléctricos deberán ajustar de forma coordinada la capacidad de importación y exportación del enlace que se reflejará en las curvas de oferta del Precio de oferta en el nodo frontera para exportación PONE, para los despachos programados del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los Sistemas. Dicha capacidad deberá ser la máxima posible técnicamente y solo podrá ajustarse por cambios en condiciones operativas, con el objetivo de mantener la calidad y seguridad en los sistemas interconectados.

Artículo 3°. Modifíquense los numerales i) y v); y adiciónese el numeral vi) del artículo 8° de la Resolución CREG 004 de 2003 "Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, para exportación". El artículo 8° quedará de la siguiente manera:

"Artículo 8°. Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, para exportación. Adicionales a las causales establecidas en el Código de Operación, serán causales de redespacho para las exportaciones internacionales de Corto Plazo, las siguientes:

"i) Cambios Topológicos. Cambios topológicos en los sistemas interconectados de los países integrados regulatoriamente que afecten por razones de calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio, la capacidad de exportación.

"ii) Indisponibilidad de Recursos de Generación. Cuando el sistema Colombiano presente indisponibilidad de recursos de generación tal que su balance entre demanda y generación, le impida cumplir con el programa de exportación definido.

"iii) Variación en el Precio Nodal de Oferta para Exportación. Cuando por indisponibilidad de recursos de generación, por intervención de Embalses, o cambios topológicos que se presenten en el SIN Colombiano, varíe el Precio Marginal en el Nodo Frontera de Redespacho del mercado Colombiano, situación que será informada al país importador, con el fin de que su operador decida el redespacho respectivo.

"iv) Indisponibilidad Parcial o Total del Enlace Internacional. Cuando se informe al CND de la Indisponibilidad parcial o total del Enlace Internacional.

"v) Incumplimiento Comercial Reportado por el ASIC. El CND procederá a realizar el Redespacho, limitando la exportación, durante los períodos restantes del día de despacho, cuando el ASIC informe los siguientes eventos:

i) Por el incumplimiento total en el depósito del pago anticipado requerido por parte del mercado importador para atender las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo;

ii) Por mora en el pago de las facturas por parte del administrador del mercado importador;

"vi) Variación en el Precio Máximo de Importación del país importador. Cuando se presenten eventos en los Sistemas de los otros países integrados regulatoriamente que varíen el Precio Máximo de Importación de los mismos, el operador del sistema importador podrá solicitar el redespacho respectivo al Centro Nacional de Despacho, CND, informando las nuevas cantidades a importar."

Artículo 4°. Modifíquese el numeral i) y adicionense los numerales iv), v) y vi), al Artículo 9° "Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, para importación". El artículo 9° quedará así:

"Artículo 9°. Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, para importación. Adicionales a las causales establecidas en el Código de Operación, serán causales de redespacho para las importaciones internacionales de Corto Plazo, las siguientes:

"i) Cambios Topológicos. Cambios topológicos en los sistemas interconectados de los países integrados regulatoriamente que afecten por razones de calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio, la capacidad de importación;

"ii) Variación en el Precio Nodal de Oferta para Exportación del país exportador. Cuando por cambios topológicos o indisponibilidad de recursos de generación en el país exportador, se informe al Centro Nacional de Despacho, CND, de un incremento en el precio de Oferta Nodal para Exportación del mercado exportador, el Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con el artículo 10 de la presente resolución, procederá a solicitar el redespacho respectivo;

"iii) Indisponibilidad Parcial o total del enlace internacional. Cuando se informe al CND de la Indisponibilidad parcial o total del Enlace Internacional.

"iv) Variación en el Precio Máximo de Importación. Cuando se presenten eventos en el Sistema Interconectado Colombiano que varíen el Precio Máximo de Importación, calculado estimando el nuevo precio de bolsa resultante de un predespacho ideal, el Centro Nacional de Despacho podrá solicitar el redespacho respectivo al operador del país exportador, informando las nuevas cantidades a importar.

"v) Indisponibilidad de Recursos de Generación. Cuando el sistema del país exportador presente indisponibilidad de recursos de generación, que le impida cumplir con el programa de exportación definido, el operador del sistema exportador podrá solicitar el redespacho respectivo al Centro Nacional de Despacho, CND.

"vi) Incumplimiento Comercial Reportado por el Operador del País Exportador. El CND procederá a realizar el Redespacho por incumplimiento comercial, limitando la importación, durante los períodos restantes del día de despacho, cuando el operador del mercado exportador lo solicite.

Artículo 5°. Modifíquese el artículo 10 "Condiciones de Redespachos por Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador, para Importación de Colombia". El artículo 10 quedará así:

"Artículo 10. Condiciones de Redespachos por Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador o por Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia. Para determinar los valores a los cuales se genera un redespacho de una TIE de importación por Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador o por Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia, se deberá considerar la siguiente expresión:

$$(PIki - (PONEQXEi + CargosG)) * 100 / (PONEQXEi + CargosG) > Umbral$$

Donde las variables se conservan según la definición y criterio contenido en el Artículo 7°, con excepción del PONEQXEi, que es el nuevo valor reportado por el operador del país exportador y que se utilizará en caso de una Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador; y PIki, que es calculado estimando el nuevo precio de bolsa resultante de un predespacho ideal y que se utilizará en caso de una Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia.

Los períodos y términos aplicables al redespacho de una transacción de electricidad de Corto Plazo para exportaciones e importaciones serán los previstos en la regulación vigente para los redespachos.

Artículo 6°. Determinación del Precio Nodal de Oferta para Exportación en el Redespacho. Con el fin de aplicar alguna de las causales de redespacho para exportación, establecidas en el artículo 8° de la Resolución CREG 004 de 2003, el CND calculará el Precio Nodal de Oferta para Exportación en el Redespacho, aplicando el siguiente procedimiento:

1. Estimaré horariamente un Precio de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación en el Redespacho, para la cantidad de exportación programada QX, PONERQx,i, aplicando la siguiente expresión:

$$PONERQx,i = Precio\_Bolsa\_R\_e,QX, + Costo\_Medio\_Restricciones\_e + Costo\_Restricciones\_del\_Enlace\_R\_e,QX,i + Cargos\_Uso\_STN\_e + Cargos\_Uso\_STR\_e,i + Cargos\_Conexión\_Col\_QX,i + Cargos\_CND\_ASIC\_e, + Costo\_Pérdidas\_STN\_e,Qx,i. + Costo\_Pérdidas\_STR\_e,Qx,i$$

donde:

Precio\_Bolsa\_R\_e,QX: Precio de bolsa estimado de Redespacho, que corresponde al precio marginal que se obtiene de un Predespacho ideal, para el valor QX programado, como se establece a continuación.

Para la determinación del Precio\_Bolsa\_R\_e,QX, el Centro Nacional de Despacho, CND, encontrará un Predespacho Ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del Redespacho, para la demanda total doméstica y para el valor QX programado para ese período en el Redespacho, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así:

i) Demanda Total Doméstica más el valor QX programado;

ii) Disponibilidad y precio de oferta declarada por los generadores, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente.

Costo\_Restricciones\_del\_Enlace\_R\_e,QX,i: Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, asociado con la exportación a través del Enlace Internacional i, para el valor programado QX en el redespacho, calculado conforme al procedimiento desarrollado en el Anexo 4°, considerando en forma independiente cada uno de los Enlaces Internacionales. El CND utilizará en el numeral 2 del Anexo 4 para efectos de obtener este costo, un Predespacho Ideal.

En caso de generadores hidráulicos cuyo precio de oferta haya sido intervenido, la variable Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, PRRj, para estos generadores, corresponderá al precio de intervención determinado según lo dispuesto en la Resolución CREG 018 de 1998, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se mantendrá el valor estimado de las restantes variables integrantes del PONEQx,i, definidas en el artículo 5° de la resolución CREG 004 de 2003, utilizadas para el proceso de Despacho Coordinado, realizado el día anterior al día de operación.

Artículo 7°. Modifíquese el artículo 11. "Programación de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo para Suplir Generación de Seguridad con Importaciones". El artículo 11 quedará así:

Artículo 11. Programación de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo para Suplir Generación de Seguridad con Importaciones. Se permitirán las importaciones de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica a través de una TIE, siguiendo los procedimientos establecidos en los artículos 5° y 6° de la Resolución CREG 004 de 2003, y siempre que los precios ofertados por el país exportador no superen el costo de racionamiento para el primer escalón del Sistema Eléctrico Colombiano, conforme con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 119 de 1998 o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen, en cualquiera de las siguientes condiciones:

i) Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional;

ii) Cuando no se haya programado una TIE previamente por el Enlace Internacional.

En todos los casos, la programación de una TIE de importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir las ofertas horarias de precios y cantidades del otro país en el Despacho Programado, de la siguiente manera: el precio horario corresponderá al precio de oferta declarado en el nodo frontera por el país exportador y la cantidad ofertada será el menor valor que resulte de comparar la capacidad de importación del enlace internacional y la cantidad de electricidad que esté dispuesto a exportar el sistema eléctrico del otro país, según las curvas PONE entregadas por cada país, en el procedimiento de despacho económico coordinado.

Artículo 8°. Tratamiento de Ofertas de Precios para Exportación del otro país, superiores al Costo de Racionamiento. Cuando la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación del Otro País, Curva de Escalones PONEQxE más los cargos G, tenga segmentos que superen el costo del primer escalón de racionamiento, el CND considerará para estos segmentos, una disponibilidad del enlace internacional igual a cero.

## CAPITULO II

Aspectos comerciales aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE

Artículo 9°. Modifíquese el artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003. "Garantías", así:

"Artículo 23. Garantías. Con el fin de cubrir el monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, todos los agentes que realicen compras horarias de energía en la Bolsa deberán pagar anticipadamente, el valor estimado de las importaciones semanales que se realicen desde los mercados de los países de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución.

Para el efecto, semanalmente, el ASIC deberá:

- i) Estimar las cantidades de electricidad a importar de los otros sistemas, según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales. Esta estimación tendrá una actualización semanal, y contará con un balance neto cada mes. Este ajuste mensual final, al monto de las garantías semanales estimadas, se hará a partir de los resultados de la segunda liquidación, para efectos de facturación;
- ii) Estimar el Monto total semanal de garantías a asignar a los agentes del mercado colombiano, para respaldar las importaciones de electricidad, a través de los enlaces internacionales, teniendo en cuenta el valor del literal anterior y el Precio promedio ponderado horario de Bolsa, según el párrafo uno del presente artículo;
- iii) Determinar la participación de cada uno de los agentes en las compras horarias de energía en la Bolsa; según lo definido en el párrafo 6° del presente artículo. Con estos valores, el ASIC asignará a los agentes el valor de las garantías estimadas, a prorrata de su participación;
- iv) Realizar los ajustes al monto semanal de garantías que debe realizar cada agente de acuerdo con los resultados reales de la semana de operación, obtenidos de las lecturas de los medidores y los precios reales disponibles según la regulación vigente;
- v) El valor en dólares del pago anticipado será calculado por el ASIC con la tasa de cambio para compra de divisas que sea acordada, por este y el intermediario del mercado cambiario, para el día en el que se intercambie la información con el Administrador del mercado exportador.

Parágrafo 1°. Para el cálculo del Monto Semanal de Garantías (MSG), para respaldar importaciones a realizar a través de un enlace  $i$ , el ASIC aplicará la siguiente fórmula:

donde,

$MSG_{s+2,i}$ : Monto Semanal de Garantías para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace  $i$ , para la semana  $S+2$ .

$i$ : Enlace a través del cual se harán las importaciones de electricidad a garantizar.

$PM_{s-1,h}$ : Precio promedio ponderado horario de Bolsa, de la semana  $S-1$

$S$ : Semana en que se realiza la estimación de las garantías

$MXT_{i,h,s+2}$ : Máxima transferencia horaria por el enlace  $i$  estimadas para la semana  $S+2$ , según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales.

$h$ : Hora.

El monto total a garantizar corresponde a la sumatoria de los MSG de todos los enlaces internacionales.

Parágrafo 2°. El ASIC para llevar a cabo la actualización semanal hará ajustes al cálculo del Monto Semanal de Garantías, MSG; para cada enlace  $i$ , procederá así:

Primer ajuste semanal. El primer ajuste semanal se debe realizar el día viernes de la semana  $S+2$  considerando las transacciones TIE reales efectuadas durante los primeros seis (6) días de operación de la semana  $S+2$  utilizando la siguiente expresión.

donde,

Primer ajuste a la semana S+2 de operación, para el enlace i.

Sum(RTh,i): Suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, resultado de las lecturas de los medidores reportados conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-006 de 2003, para los primeros seis (6) días de operación de la semana S+2, y para el séptimo día se utilizarán los valores estimados para la MXT.

Ph,s+2: Precio horario de Bolsa para los primeros cinco (5) días de la semana S+2, para los días seis (6) y siete (7) de esta semana, el P corresponderá al máximo precio horario liquidado para este tipo de día calendario, durante los primeros cinco (5) días de operación de dicha semana.

Segundo ajuste semanal. El segundo ajuste semanal se deberá realizar el día viernes de la semana (S+3), considerando el procedimiento establecido para el primer ajuste semanal descrito anteriormente y utilizando la suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i y los precios horarios de Bolsa de las transacciones TIE reales para la semana S+2 resultantes de la segunda liquidación para dicha semana.

Parágrafo 3°. La sumatoria de los ajustes semanales al MSG para cada uno de los enlaces, serán considerados como faltantes o excedentes netos para la determinación del MSG de la nueva semana de operación.

Parágrafo 4°. Para cada agente, el ASIC conciliará las diferencias asignadas a cada uno, presentadas entre las transacciones TIE reales, ya sean en mérito o fuera de mérito, y los pagos por garantías efectuados por el agente durante el mes.

Una vez realizado el ajuste final mensual este deberá ser informado a cada uno de los agentes, antes de la fecha de vencimiento, con independencia de la fecha de pago de las diferencias que existan a favor o en contra de los mismos, o del cruce de cuentas autorizado por los agentes.

El ASIC podrá reaplicar pagos para cubrir obligaciones resultantes de la aplicación de la Resolución CREG-007 de 2003 u otras obligaciones a cargo del mismo en el MEM, con previa autorización del agente, para lo cual podrá utilizar los recursos disponibles correspondientes a los excedentes de las garantías asignadas por concepto de TIE.

Parágrafo 5°. Para efectos del pago anticipado de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, las semanas iniciarán el día sábado y terminarán el día viernes.

Parágrafo 6°. El ASIC determinará el porcentaje de participación de cada uno de los agentes en las compras horarias de energía en Bolsa, que servirá para asignar la participación en el monto de garantías de las TIE, así:

$\%Agente_j, S+2$ : Porcentaje de participación en garantías de las TIE para la semana  $s+2$  del agente  $j$ .

$VOBs+2$ : Valor en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa para cada agente, estimado utilizando la información de fronteras y contratos registradas por el agente para la semana  $s+2$  y el precio de bolsa liquidado para la semana  $s-1$ , sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.

$SVOBs+2$ : Sumatoria de los valores en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa de todos los agentes, estimados utilizando la información de fronteras y contratos registradas por todos los agentes para la semana  $s+2$  y el precio de bolsa liquidado para la semana  $s-1$ , sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.

Parágrafo 7°. El ASIC informará a los agentes el viernes de cada semana, a más tardar a las 15:00 horas, el monto del pago anticipado que deben efectuar para garantizar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo TIE, de la semana  $S+2$ .

Parágrafo 8°. El ASIC, en los Acuerdos Comerciales que suscriba con los otros administradores de los mercados de electricidad de los otros países, tendrá en cuenta el procedimiento previsto en este artículo para el cálculo de los pagos anticipados semanales que depositarán los agentes en una cuenta independiente mediante cheque o mediante transferencia electrónica.

Artículo 10. Adiciónese el párrafo 1º al artículo 24 de la Resolución CREG-004 de 2003, "Manejo de los Recursos del Pago Anticipado". El artículo 24 quedará así:

"Artículo 24. Manejo de los Recursos del Pago Anticipado. En el caso de importaciones del mercado Colombiano, el ASIC girará a la cuenta que señale el Administrador del mercado exportador, el valor semanal correspondiente al pago anticipado estimado de dichas importaciones, de acuerdo con el procedimiento de cálculo de garantías previsto en artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003 y el cual deberá incluirse en el contenido en los Acuerdos Comerciales.

En el caso de las exportaciones efectuadas por el mercado colombiano hacia otros mercados, el ASIC abrirá una cuenta en dólares en la que el Administrador del mercado importador depositará el valor semanal correspondiente al pago anticipado de las importaciones previstas, de acuerdo con el procedimiento de cálculo de garantías previsto en artículo 23º de la Resolución CREG 004 de 2003 y el cual deberá incluirse en el contenido en los Acuerdos Comerciales.

Parágrafo 1º. Los rendimientos financieros derivados de:

i) Los pagos anticipados efectuados al mercado colombiano por concepto de exportaciones TIE realizadas hacia los sistemas de los otros países regulatoriamente integrados, desde el día hábil siguiente al día doce (12) calendario de cada mes, hasta el día del vencimiento de las transacciones en el Mercado Mayorista de conformidad con la regulación vigente en Colombia, serán asignados a la demanda para el cubrimiento de los costos y disminución costo de restricciones como se indica en este párrafo, y

ii) Los pagos anticipados efectuados por el Mercado colombiano, por concepto de las importaciones TIE realizadas desde los sistemas de los otros países regulatoriamente integrados, desde el día del depósito de los recursos hasta el día doce (12) calendario del mes correspondiente, serán asignados a los agentes que hubieren realizado los anticipos, para el cubrimiento de los costos de que trata este párrafo y sus excedentes se distribuirán en la forma que más adelante se indica;

Se aplicarán por el ASIC de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Se descontarán todos los costos asociados con las operaciones de cobertura que se requieran para las transacciones TIE de exportación e importación respectivamente, el gravamen a los movimientos financieros, impuestos, las diferencias resultantes de los ajustes

a las facturaciones TIE de exportación e importación, así como otros costos que se puedan causar como consecuencia de la monetización o compra de divisas a través de intermediarios del mercado cambiario;

b) Los excedentes de los rendimientos financieros generados por los depósitos de pagos anticipados efectuados por los agentes para cubrir importaciones TIE, serán distribuidos trimestralmente a prorrata de su participación en el monto total de garantías que se hubieran puesto por los agentes, durante los meses respectivos, con independencia de la fecha del depósito de las mismas;

c) Los excedentes de los rendimientos financieros obtenidos por los pagos anticipados realizados por el administrador del mercado importador, serán asignados trimestralmente a la demanda doméstica para disminuir el costo de restricciones a su cargo.

Artículo 11. Modifíquese el artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003, "Liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo". El artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003, quedará así:

"Artículo 28. Liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Las liquidaciones de las transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, se realizarán por los administradores de los mercados utilizando los precios reales de exportación e importación y demás variables necesarias, que se obtengan como resultado de la segunda liquidación, de conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista.

"Parágrafo 1°. Para efectos de la liquidación de las TIE, el ASIC no considerará transacciones por fracciones de hora, es decir, la liquidación se hará con el resultado neto de exportaciones e importaciones de electricidad realizadas a través de cada uno de los enlaces internacionales en periodos horarios con las lecturas de los medidores ubicados en los nodos de frontera de exportación.

"Parágrafo 2°. En el caso de una importación del mercado colombiano, el ASIC recibirá del administrador del mercado exportador, los valores reales de su Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación (PONEQXE,i), resultado de la segunda liquidación, el cual será utilizado para obtener el precio de bolsa colombiano, aplicando las disposiciones contenidas en el artículo 43 de la Resolución CREG 004 de 2003. Una vez obtenido este precio, el

ASIC aplicará el mayor valor entre el Precio de Importación para Liquidación de TIE, definido en el artículo 3° de la misma resolución, descontando los cargos G liquidados, y el precio real de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del otro país, informado por el administrador del mercado exportador.

En el caso de una exportación del mercado colombiano, el ASIC enviará al administrador del mercado importador, el valor del PONEQX,i, que deberá considerar tanto la forma de asignación prevista en la regulación vigente, como los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003. El valor del PONEQX,i, será informado al administrador del país importador para que este obtenga su Precio de Importación para Liquidación.

Parágrafo 3°. En el caso de una importación del mercado colombiano que se haya producido para suplir Generación de Seguridad fuera de mérito esta será remunerada al país exportador, utilizando el precio de oferta en el nodo frontera para exportación, informado por el administrador del país exportador, resultante de su segunda liquidación.

En el caso de una exportación de electricidad del mercado colombiano que se haya producido para suplir Generación de Seguridad en el país importador, el ASIC liquidará y facturará dicha exportación, al precio horario que será el máximo valor entre el precio de exportación que deberá considerar los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el Artículo 5° de la Resolución CREG-004 de 2003, y el precio marginal del mercado de corto plazo del mercado importador más la totalidad de los costos reconocidos regulatoriamente a los generadores en dicho mercado, todos resultantes de la segunda liquidación.

Parágrafo 4°. Para efectos del cálculo del Costo Equivalente Real de Energía y del Valor a Recaudar del Cargo por Capacidad, no se incluirán las importaciones de electricidad realizadas a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Parágrafo 5°. Para efectos de la liquidación de los cargos asociados con la generación (CargosG), que se distribuyen con base en la capacidad efectiva registrada ante el ASIC, se considerará que los enlaces internacionales tendrán una capacidad efectiva equivalente al promedio de la importación del respectivo mes, que se hubiera realizado utilizando el Despacho Económico Coordinado.

Parágrafo 6°. En caso de no programarse una TIE a través de un enlace internacional, la máxima desviación admisible en el flujo horario por el enlace estará limitado al 1% de la capacidad máxima de transferencia del mismo, determinada por los operadores de los

mercados regulatoriamente integrados. Esta desviación será remunerada al precio de oferta en el nodo frontera para exportación del país que exporte.

Parágrafo 7°. En caso de importaciones de electricidad por parte del sistema eléctrico colombiano, el ASIC al finalizar cada mes de operación efectuará un ajuste final de transacciones TIE, denominados Saldos Netos TIE, a partir de la diferencia entre la liquidación final con la cual se realiza la factura, ajustada con los precios informados por el Administrador del Mercado Exportador para facturación y los valores obtenidos de la segunda liquidación.

Los Saldos Netos TIES, valores netos deficitarios o superavitarios resultantes del ajuste final de transacciones TIE definidos en este parágrafo, se asignarán de la siguiente manera:

i) Para cada período horario, por la cantidad de las importaciones que se destinen a cubrir generación cuyo precio resultante de la segunda liquidación esté fuera de mérito en la liquidación de facturación, se asignarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 45 de la Resolución CREG-004 de 2003;

ii) Para cada período horario cuyo precio de la energía de importación que se obtiene de la segunda liquidación resulte en mérito en la liquidación de facturación, serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores a prorrata de su participación en las compras horarias de energía en Bolsa.

Artículo 12. Modifíquese el artículo 29 de la Resolución CREG 004 de 2003. "Facturación y Administración de Cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo", así:

"Artículo 29. Facturación y Administración de Cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. La facturación y administración de cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo serán realizadas por el ASIC aplicando la regulación vigente para las transacciones en el mercado de energía mayorista, de la siguiente manera:

En el caso de una exportación del mercado colombiano, el precio horario que se utilizará para facturar al mercado importador será el máximo valor entre el precio de exportación que deberá considerar los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG-

004 de 2003, y el precio marginal del mercado de corto plazo del mercado importador más la totalidad de costos reconocidos regulatoriamente a los generadores en dicho mercado.

La facturación mensual a los agentes colombianos deberá incluir tanto los ajustes que se deriven por concepto de una exportación TIE, como los Saldos Netos TIE, producto de una importación. Los valores superavitarios o deficitarios de los ajustes, por concepto de una exportación TIE serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores, de conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista. En el caso de los Saldos Netos TIE, su asignación se hará conforme lo previsto en el párrafo 7° del artículo 28 de la Resolución CREG-004 de 2003.

Solo se permitirán ajustes a la factura dentro del plazo previsto por las normas cambiarias y aduaneras.

El ASIC definirá los procedimientos y procesos detallados a aplicar para efectos del perfeccionamiento, facturación y administración de cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Para la Administración de Cuentas el ASIC diseñará un mecanismo a partir de las liquidaciones para las transacciones en el mercado mayorista que le permita manejar balances independientes y separar de los pagos totales que resulten a cargo de los agentes participantes en la Bolsa de Energía, las obligaciones derivadas de las Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo.

El ASIC será responsable de cumplir con todas las obligaciones Aduaneras y Cambiarias derivadas de la ejecución de las Transacciones Internacionales de electricidad de Corto Plazo, teniendo en cuenta el Estatuto Aduanero y el Régimen de Cambios Internacionales vigentes y las normas que los modifiquen, adicionen o complementen.

Artículo 13. Modifíquese el numeral ii) del párrafo 3° del artículo 32 de la Resolución CREG 004 de 2003. "Suspensión Total o Parcial de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE". El artículo 32 quedará de la siguiente manera:

Artículo 32. Suspensión Total o Parcial de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE. El CND suspenderá la ejecución de las TIE de acuerdo con la información que le suministre el ASIC en relación con los siguientes eventos:

a) Incumplimiento por parte de los agentes del mercado colombiano:

Por incumplimiento parcial en el depósito del pago anticipado por parte de los agentes del mercado mayorista colombiano para atender las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, que no permita cumplir con el valor del pago anticipado estimado para la semana de operación;

b) Incumplimiento por parte del Mercado Importador:

i) Por el incumplimiento total en el depósito del pago anticipado requerido para atender las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo. El ASIC informará al CND, antes de las 13:00 horas de cada viernes, para que proceda a la interrupción del suministro;

ii) Por mora en el pago de las facturas por parte del administrador del mercado importador, hasta tanto se cumplan estas obligaciones. Para esos fines, se entenderá que el administrador del mercado importador incurre en mora a partir del día siguiente de la fecha de vencimiento de la factura.

"Parágrafo 1°. Las exportaciones no se suspenderán por incumplimiento parcial en el depósito del pago anticipado. No obstante, la cantidad de electricidad transferida por los enlaces internacionales se hará en proporción al valor depositado por el administrador del mercado importador.

"Parágrafo 2°. En caso de presentarse cualquiera de los anteriores eventos, el ASIC informará a la CREG de la ocurrencia del suceso y notificará por escrito al regulador y al Administrador del mercado del país involucrado, sobre las razones que dieron lugar a la suspensión o al menor suministro de electricidad, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes al momento en que tenga conocimiento de dichos eventos.

"Parágrafo 3°. En caso de incumplimiento en el depósito de los pagos anticipados para garantizar las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, el agente moroso:

i) Reintegrará, el valor del pago anticipado que dejó de depositar, sin perjuicio de aplicar la regulación vigente sobre limitación de suministro. En todo caso, los valores semanales deberán incluir todos los valores faltantes de los pagos anticipados no realizados;

ii) Cancelará al ASIC, sin perjuicio de aplicar la regulación vigente sobre limitación de suministro, un valor equivalente en pesos, determinado de la siguiente manera:

Donde,

$V_{Incj}$ : Valor a pagar por el agente incumplido  $j$

$PS_{Liqh}$ : Precio horario de bolsa que se obtiene sin considerar la importación TIE.

$Pb_{Li\_e,h}$ : Precio horario de bolsa que se obtiene considerando la importación TIE sin limitaciones por falta de garantías.

$VOBs_{+2,h}$ : Valor en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa de cada agente estimado, utilizando la información de fronteras y contratos registrados por el mismo para la semana  $s+2$  y el precio de bolsa liquidado para la semana  $s-1$ .

$SVOBs_{+2,h}$ : Sumatoria de los valores en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa de todos los agentes estimados, utilizando la información de fronteras y contratos registrados por todos los agentes para la semana  $s+2$  y el precio de bolsa liquidado para la semana  $s-1$ .

$MXT_{i,h,s+2}$ : Máxima transferencia horaria por el enlace  $i$  estimadas para la semana  $S+2$ , según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales.

$X$ : Horas transcurridas hasta que el agente cumpla efectivamente con los pagos anticipados estimados por el ASIC, dentro de la semana de operación.

El valor a garantizar pagar por el agente incumplido corresponde a la sumatoria de los  $V_{Incj}$  de todos los enlaces internacionales, y su cálculo se aplicará en casos de importación en mérito y para suplir generación de seguridad.

Si no hay suspensión de importaciones TIE, el agente pagará el 2550% del Valor a pagar VIncj.

En caso de suspensión de importaciones TIE, el agente pagará el 100% del valor a pagar VIncj.

Este Estos valores se destinarán para obtener un menor valor de restricciones a trasladar a los usuarios y será incluido en la siguiente factura emitida por el ASIC.

Artículo 14. Modifíquese el artículo 40 de la Resolución CREG-004 de 2003. El artículo 40 quedará así:

"Artículo 40. Remuneración. Los enlaces internacionales clasificados como activos de uso se remunerarán de conformidad con la reglamentación vigente de Cargos por Uso del STN.

Para la remuneración de los enlaces internacionales clasificadas como activos de conexión, la CREG establecerá la metodología de remuneración y aprobará los cargos de conexión correspondientes a la utilización del tramo de la línea en territorio colombiano".

### CAPITULO III

#### Disposiciones Finales

Artículo 15. Modifíquense los literales (f) y (g) del artículo 45 de la Resolución CREG-004 de 2003. El artículo 45 quedará así:

Artículo 45. Modifíquense los literales b), c), d), e), f), g), h), i), j) y k) del artículo 2º de la Resolución CREG-063. Los literales b), c), d), e), f), g), h), i), j) y k) del artículo 2º de la Resolución CREG-063 de 2000, referentes a la asignación de las Generaciones de Seguridad y de los Costos de Reconciliación Positiva, quedarán así:

"b) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, se asignarán entre

todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación";

"c) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con indisponibilidades en el Despacho Programado, de Activos de Conexión al STN que están incumpliendo con las metas de calidad establecidas en la regulación vigente, se asignarán de la siguiente forma:

"Para determinar la vinculación económica o la relación de beneficiario real, los Generadores informarán antes del primero de octubre de cada año a la CREG el estado de su vinculación económica con otros Generadores. De no hacerlo, la CREG establecerá la vinculación económica con la información disponible.

"Cuando el activo de conexión esté cumpliendo con las metas de calidad establecidas en la regulación vigente, los Costos Horarios de Reconciliación Positiva se asignarán entre todos los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación;

"d) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC), se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.

"e) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN, se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación;

"f) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, originada en Restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una Importación de energía, se asignarán a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial,

"g) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones originadas en las exportaciones de energía, se asignarán de la siguiente manera:

i) Restricciones ocasionadas por efecto de la exportación TIE, a través de un enlace internacional específico, su costo será asignado únicamente a este enlace;

ii) Restricciones que no sean asignables a un enlace en particular, su costo será asignado a los enlaces internacionales a prorrata de en función de la exportación la participación de la generación de seguridad asociada con cada enlace en la sumatoria de la generación de seguridad asociada con cada uno de los enlaces,.

"h) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva por Restricciones, asociados con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP), serán asignados a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación;

"i) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva, originadas en modificaciones al programa de generación solicitadas por el CND durante la operación, por razones diferentes de salidas forzadas de activos de los STR y/o SDL, serán asignados a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación. Para determinar la generación redespachada en la operación, no se verificará el criterio de confiabilidad probabilística (VERPC).

"Si el Redespacho tiene su origen en salidas forzadas de activos de los STR y/o SDL, los Costos Horarios de Reconciliación Positiva correspondientes se asignarán al agente causante de la generación respectiva.

"Cuando exista más de un OR asociado con el requerimiento de esta generación forzada, el Costo Horario de Reconciliación Positiva se asignará en proporción a los ingresos por Cargos por Uso de Nivel IV de tensión, aprobados para los respectivos OR, aplicados a la demanda total de cada uno de ellos.

"Si como consecuencia de la solicitud por parte de un Transportador de Gas, se modifica el programa de generación de una unidad térmica a Gas, se originan sobrecostos para el Sistema Interconectado Nacional, estos sobrecostos serán asumidos por el Transportador que lo solicitó;

"j) Los Costos de Reconciliación Positiva asociados con desviaciones positivas del programa de generación según la reglamentación vigente, serán asignados a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación;

"k) Los Costos de Reconciliación Positiva no asociados con las causas establecidas en los literales anteriores, serán asignados a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación. En todo caso el ASIC informará a los agentes del Mercado Mayorista el origen de dicha reconciliación"

"Una vez la Comisión establezca el mecanismo aplicable a las transacciones internacionales de electricidad mediante contratos de largo plazo, se definirán los mecanismos de asignación de los costos horarios de reconciliación positiva de la generación de seguridad entre las TIE y los comercializadores que se encuentren exportando".

Artículo 16. Modifíquese el artículo 3° de la Resolución CREG 063 de 2000, relacionado con la asignación de los costos de reconciliación negativa. El artículo 3° de la Resolución CREG 063 de 2000, quedará así:

"Artículo 3°. Asignación de los Costos de Reconciliación Negativa. Para cada agente y para cada enlace internacional, se totalizan los Costos Horarios de Reconciliación Positiva y la asignación de los Costos de Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC). Los Costos Horarios de Reconciliación Negativa se asignan entre dichos agentes y los enlaces internacionales, en proporción al total de Costos que se les haya asignado por concepto de Reconciliación Positiva y de AGC".

Artículo 17. Modifíquese el literal g) del numeral 2 del Anexo número 2 de la Resolución CREG 062 de 2000, referente a la identificación de las generaciones de seguridad, el cual quedará así:

## "2. Identificación de Generaciones de Seguridad

El CND deberá identificar y considerar las siguientes Generación de Seguridad:

a) La Generación de Seguridad requerida por Restricciones en la infraestructura de los STR y/o SDL, con tensión de operación inferior al Nivel IV, o requerimientos de soporte de reactivos en estos Sistemas. Éstas deben ser propuestas al CND por el OR del respectivo STR y/o SDL, debiendo ser avaladas por dicha entidad quien podrá ajustarlas con el debido soporte.

b) La generación forzada requerida por Restricciones Eléctricas en la infraestructura de los STR y/o SDL con tensión de operación correspondiente a Nivel IV, o por requerimientos de soporte de reactivos en dichos Sistemas. Para identificar estas generaciones se calculan los flujos de carga en estado estable del Sistema, simulando toda la infraestructura disponible con tensión de operación igual al Nivel IV;

c) La generación forzada requerida por Restricciones Eléctricas en el STN o en los Activos de Conexión al STN; o por consideraciones de soporte de reactivos en el STN;

d) Las Generaciones de Seguridad requeridas para cumplir los criterios de confiabilidad definidos en el Numeral anterior;

e) La generación forzada por consideraciones de estabilidad del STN;

f) La Generación de Seguridad asociada con Restricciones relacionadas con importaciones de electricidad;

g) La Generación de Seguridad asociada con Restricciones originadas tanto por exportaciones TIE como con exportaciones realizadas hacia mercados no integrados regulatoriamente;

h) La generación forzada requerida por situación de CAOP (Condiciones Anormales de Orden Público).

La necesidad de forzar generación por requerimiento de reactivos en desarrollo de lo establecido en los Literales a), b) y c) arriba mencionados, debe determinarse luego de agotar las fuentes de suministro de reactivos disponibles, incluyendo las que provienen de generación despachada por seguridad de suministro".

Artículo 18. Identificación de generaciones de seguridad debidas a las exportaciones TIE.

El CND identificará las generaciones de seguridad debidas a las exportaciones TIE, de acuerdo con lo consignado en el procedimiento desarrollado en el Anexo 6 de la presente Resolución.

Artículo 19. Modifíquese el artículo 49 de la Resolución CREG 004 de 2003, "Programación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercados Regulatoriamente", así:

"Artículo 49. Programación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercados Regulatoriamente. Para aquellos países con los cuales no se tengan las condiciones de integración regulatoria mínimas, para garantizar la operación de un Mercado de Corto Plazo coordinado, el CND una vez finalizado el proceso de despacho económico coordinado a que hace referencia el artículo 7º de esta Resolución, procederá a la programación en el despacho programado de las solicitudes de suministro de los operadores del país importador, la cual deberá finalizar a más tardar a las 14:55 horas.

"Parágrafo 1º. En caso de no aplicarse pruebas de disponibilidad, el Centro Nacional de Despacho, CND, deberá informar a más tardar a las 14:55 horas el Despacho Programado, a los operadores de los otros sistemas y a los agentes participantes del mercado".

Artículo 20. Modifíquese el artículo 50 de la Resolución CREG 004 de 2003 "Pruebas de Disponibilidad", así:

"Artículo 50. Pruebas de Disponibilidad. Una vez finalizado el proceso de programación de transacciones de electricidad con los países con los cuales no se tenga una integración de mercado regulatoriamente, el CND programará las pruebas de disponibilidad de que trata la Resolución CREG-17 de 2002, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan, proceso que deberá finalizar a más tardar a las 15:05 horas".

Artículo 21. Modifíquese el artículo 51 de la Resolución CREG 004 de 2003 "Liquidación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercado Regulatoriamente", así:

Artículo 51º. Liquidación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercado Regulatoriamente. Para aquellos países con los cuales no se tengan las condiciones de integración regulatoria mínimas, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento:

i) Una vez el ASIC finalice el proceso de despacho ideal conforme a lo previsto en la presente Resolución, procederá a programar la demanda no doméstica y a calcular el precio

de bolsa para demanda no doméstica, el cual corresponde al Precio de oferta más alto en la hora respectiva, en la Bolsa de Energía, correspondiente a los recursos de generación que no presenten inflexibilidad, requeridos para cubrir la demanda total en el Despacho Ideal, considerando la demanda no doméstica;

ii) Con el precio de bolsa para demanda no doméstica el ASIC aplicará las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 112 de 1998, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan para liquidar exclusivamente aquellas transacciones con países con los que no se tenga un mercado integrado regulatoriamente, en los términos de la presente resolución;

iii) Los costos horarios de reconciliación positiva de una generación de seguridad fuera de mérito, asociada con restricciones originadas en exportaciones de energía de los países con los cuales no se tiene una integración de mercados regulatoriamente, serán asignados a los Comercializadores que se encuentren exportando. Si hay más de un agente exportador que haga uso de la Interconexión Internacional, se asignarán a prorrata de la demanda comercial internacional horaria programada por cada uno de ellos;

iv) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, originada en Restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una Importación de energía de los países con los cuales no se tiene una integración de mercados regulatoriamente, se asignarán al generador que está importando. Si hay más de un agente importador que haga uso de la Interconexión Internacional, se asignarán a prorrata de la importación programada por cada uno de ellos.

Artículo 22. Modifíquese el artículo 3º de la Resolución CREG-147 de 2001, el cual quedará así:

"Artículo 3º. El Ingreso Anual requerido por el proyecto señalado en el Artículo 1o. de la presente Resolución, será asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-, a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la cantidad de electricidad exportada por cada uno de estos.

Los valores asignados al Comercializador, por concepto de remuneración del proyecto mencionado en el artículo 1º de la presente resolución, serán considerados por este como parte de la variable CRS: ¿Costo Restricciones y Servicios Complementarios asignados al comercializador, sin incluir penalizaciones¿, en los Costos Adicionales del Mercado Mayorista Oa, que hacen parte de la fórmula para el cálculo del Costo Unitario de Prestación

del Servicio, de que trata el numeral 2 del Anexo Número Uno, de la Resolución CREG-031 de 1997".

Artículo 23. Auditorías para TIE. Se deberán realizar auditorías al Administrador del SIC y al Centro Nacional de Despacho, CND, o quien haga sus veces para evaluar la aplicación de la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Corto Plazo, TIE. Dichas auditorías serán realizadas por lo menos una vez al año, por una firma de auditoría reconocida, seleccionada por el ASIC y el CND en forma competitiva, la cual deberá tener como mínimo el siguiente alcance:

- Aplicación correcta de la regulación vigente
- Auditar los procesos de administración, liquidación y facturación de TIE para el caso del ASIC.
- Auditar los procesos de Despacho Económico Coordinado, operación de los enlaces y determinación de parámetros técnicos para el caso del CND.
- Auditar el manejo de los recursos de los agentes.
- Auditar el cálculo de las garantías
- Auditar el cumplimiento de los acuerdos comerciales y operativos
- Auditar la veracidad o exactitud de la información o registros, comerciales y operativos.
- Probar y verificar la precisión de los cambios en el software del SIC y el CND.
- Auditar aquellos aspectos específicos del SIC y el CND solicitados por la CREG.

Parágrafo 1°. El costo de las auditorías de que trata el presente Artículo serán parte de los ingresos regulados por concepto de los servicios prestados por el CND y el ASIC. Cualquier auditoría adicional, que se requiera, deberá ser pagada por quien la solicite.

Parágrafo 2°. La firma de auditoría dispondrá de treinta (30) días calendario para validar el informe preliminar con el Administrador del SIC y el CND y de diez (10) días calendario, adicionales, para emitir el informe final.

Los informes de auditoría deberán incluir el detalle de las pruebas realizadas y las recomendaciones del auditor. Copia de este informe deberá ser enviada a la CREG y publicada para conocimiento de los agentes, terceros interesados, operadores y administradores de los sistemas integrados regulatoriamente.

Parágrafo 3°. Todos los agentes que participen en el mercado mayorista, así como el Administrador del SIC y el Centro Nacional de Despacho deberán suministrar la información o permitir el acceso a ella, incluyendo, procesos, personal y sistemas de computación que sean necesarios para que el Auditor pueda cumplir con sus funciones.

Artículo 24. Vigencia. La presente resolución rige a partir del primer día calendario de marzo de 2004.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 12 de febrero de 2004.

El Ministro de Minas y Energía, Presidente,

Luis Ernesto Mejía Castro.

La Directora Ejecutiva,

Sandra Stella Fonseca Arenas.

### ANEXO NUMERO 3

Costo\_Medio\_Restricciones\_e: Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, sin considerar las exportaciones a través de los enlaces internacionales, para cada período horario.

El Centro Nacional de Despacho, CND, determinará dichos costos de conformidad con el siguiente procedimiento:

1. Calculará un Despacho Ideal para la Demanda Total Doméstica estimada, y a partir de este Despacho se calculará el Precio\_Bolsa\_e.
2. Calculará un Despacho Programado considerando la Demanda Total Doméstica.

Para cada recurso  $j$  y para cada período  $k$ , se determina:

Si  $(Q_{prog\ j} - Q_{ideal\ j}) > 0$  entonces  $Preferencia\_j = \text{Máx} (PRR\ j, \text{Precio\_Bolsa\_e})$

Si  $(Q_{prog\ j} - Q_{ideal\ j}) < 0$  entonces  $Preferencia\_j = (\text{Precio\_Bolsa\_e} + Pof\ j)/2$

Donde:

PRR $_j$ : Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada generador hidráulico se tomará el periodo correspondiente a la última semana de liquidación para cada recurso, en la que se hayan aplicado dichos valores. Para cada generador térmico se tomarán las variables CSC, CTC, COM y OCV de la última semana de liquidación. Para la variable CAP, aplicada a la máxima disponibilidad declarada para el despacho programado, cuyo valor se distribuirá entre la generación de seguridad resultante del despacho programado. El PRR $_j$  a aplicar deberá ser el menor valor entre el calculado con este procedimiento y el Precio de Oferta para el recurso  $j$ .

Preferencia<sub>j</sub> : Precio de referencia para el recurso j en el período k

Precio\_Bolsa\_e: Precio marginal del Despacho Ideal, calculado en el paso 1.

El Costo\_Medio\_Restricciones\_e para el período k corresponderá a:

Donde:

k: Período del Despacho Programado.

CostoRestric

Domésticas\_k: Costo de las Restricciones para el período k, para la demanda total doméstica, que incluye el valor mensual en pesos de remuneración de los activos que conforman la variante de línea entre la Subestación Guatapé y la Línea San Carlos-Ancón Sur del Sistema de Transmisión Nacional.

Qprogi: Generación del recurso j en el período k del Despacho Programado.

$Q_{idealj}$ : Generación del recurso  $j$  en el período  $k$  del Despacho Ideal.

$P_{preferenciaj}$ : Precio de referencia del recurso  $j$  en el período  $k$ , calculado en el paso 2.

$DemandaTotal$

$Doméstica\_k$ : Demanda total doméstica pronosticada en el período  $k$ .

El Ministro de Minas y Energía, Presidente,

Luis Ernesto Mejía Castro.

La Directora Ejecutiva,

Sandra Stella Fonseca Arenas.

#### ANEXO NUMERO 4

$Costo\_Restricciones\_del\_Enlace\_e, QXi$ : Costo de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del Enlace Internacional  $i$ , para la oferta horaria de exportación  $QX$ .

Dichos costos se determinarán para cada período, de conformidad con el siguiente procedimiento:

1. Se realiza un Despacho Programado considerando la Demanda Total Doméstica.

2. Para cada cantidad QX, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional i, se calcula un Despacho Ideal.

3. Para cada cantidad QX, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional i, se calcula un despacho programado, tomando como referencia el Despacho Programado Preliminar para la demanda total doméstica.

4. Para cada recurso j, período k y para cada cantidad QX a exportar por cada enlace i, se determina:

Si  $(Q_{prog\_j\_i\_QX} - Q_{ideal\_j\_i\_QX}) > 0$

Entonces,  $Preferencia\_j\_i\_QX = \text{Máx}(\text{PRR } j, \text{Precio\_Bolsa\_QX})$

Si  $(Q_{prog\_j\_i\_QX} - Q_{ideal\_j\_i\_QX}) < 0$

Entonces,  $Preferencia\_j\_i\_QX = (\text{Precio\_Bolsa\_QX} + P_{ofj})/2$

Donde:

PRRj: Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada generador hidráulico se tomará el periodo correspondiente a la última semana de liquidación para cada recurso, en la que se hayan aplicado dichos valores. Para cada generador térmico se tomarán las variables CSC, CTC, COM y OCV de la última semana de liquidación. Para la variable CAP, aplicada a la máxima disponibilidad declarada para el despacho programado, cuyo valor se distribuirá entre la generación de seguridad resultante del despacho programado. El PRRj a aplicar deberá ser el menor valor entre el calculado con este procedimiento y el Precio de Oferta para el recurso j.

Preferencia\_j\_i\_QX : Precio de referencia para el recurso j para una cantidad de exportación QX por el enlace i.

Precio\_Bolsa\_QX: Precio marginal del Despacho Ideal para una cantidad de exportación QX.

$Q_{prog\_j\_i\_QX}$ : Generación del recurso j del Despacho Programado para una exportación QX por el enlace i en el período k.

$Q_{ideal\_j\_i\_QX}$ : Generación del recurso j del Despacho Ideal para una exportación QX por el enlace i en el período k.

5. Para cada Despacho Programado calculado en el Paso 3, considerando los Precios de Referencia calculados en el Paso 4, y para cada enlace i, se calcula:

Donde:

k: Período del Despacho Programado.

CostoResticDomésticas\_k: Costo de las Restricciones para el período k, para la demanda total doméstica, calculado con el procedimiento descrito para Costo\_Medio\_Restricciones\_k (Anexo 3).

CostoRestic\_i\_QX\_k: Costo de las Restricciones considerando una TIE de exportación QX por el enlace i.

$Q_{progj}$ : Generación del recurso j en el período k del Despacho Programado.

$Q_{idealj}$ : Generación del recurso j en el período k del Despacho Ideal.

$Q_{prog\_i\_QX}$ : Generación del recurso  $j$  en el período  $k$  del Despacho Programado para una TIE de exportación  $QX$ .

$Q_{idealj\_i\_QX}$ : Generación del recurso  $j$  en el período  $k$  del Despacho Ideal para una TIE de exportación  $QX$ .

$P_{referencia\_j\_i\_QX}$ : Precio de referencia para el recurso  $j$  para una cantidad de exportación  $QX$  por el enlace  $i$

El Ministro de Minas y Energía, Presidente,

Luis Ernesto Mejía Castro.

La Directora Ejecutiva,

Sandra Stella Fonseca Arenas.

ANEXO NUMERO 5

Cálculo correspondiente a la responsabilidad por AGC:

Donde:

$j$ : Generador despachado en el Despacho Programado

$n$ : Número total de generadores despachados para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

m: Número total de generadores despachados en el Despacho Programado

k: Período horario del Despacho Programado

AGC: Costo unitario del servicio de AGC

HO: Holgura asignada al generador j

Qj: Generación programada para el recurso j en el Despacho Programado

Pofj: Precio de Oferta del recurso j en la hora k

El Ministro de Minas y Energía, delegado del Ministro, Presidente,

Luis Ernesto Mejía Castro.

La Directora Ejecutiva,

Sandra Stella Fonseca Arenas.

ANEXO NUMERO 6

IDENTIFICACION DE LAS GENERACIONES DE SEGURIDAD

DEBIDAS A LA EXPORTACION DE ENERGIA POR LOS ENLACES

INTERNACIONALES

A. Para la identificación de las generaciones de seguridad debidas a las exportaciones TIE por todos los enlaces internacionales, el CND seguirá el siguiente procedimiento:

1. Realizará un Predespacho Ideal considerando el pronóstico de la Demanda Total Doméstica, e incluyendo las disponibilidades y precios resultantes en el Redespacho.
2. Calculará un Despacho Programado considerando el pronóstico de la Demanda Total Doméstica, e incorporando las modificaciones realizadas en el Redespacho.
3. Determinará la diferencia entre los dos anteriores programas de despacho, para cada período horario k y recurso j así:

$$\text{Diferencia\_Doméstica}_{j,k} = Q_{\text{progj},k} - Q_{\text{preidealj},k}$$

Donde:

$Q_{\text{progj},k}$ : Programa de generación del recurso j, para el período k, en el despacho programado, calculado en el punto 2

$Q_{\text{preidealj},k}$ : Programa de generación del recurso j, para el período k, en el Predespacho Ideal, calculado en el punto 1.

4. Calculará un Predespacho Ideal para la Demanda Total, programada en el redespacho, considerando las disponibilidades y precios resultantes del Redespacho.
5. Determinará, con base en el Redespacho programado, para la demanda Total, realizado en el día de operación, para cada recurso j y periodo horario k, la siguiente diferencia:

$$\text{Diferencia\_DdaTotal}_{j,k} = Q_{\text{redespachoj},k} - Q_{\text{preideal\_expj},k}$$

Donde:

Qredespachoj,k: Programa de generación del recurso j, para el período k, en el Redespacho programado en el día de operación.

Qpreideal\_expj,k: Programa de generación del recurso j, para el período k, en el Predespacho Ideal teniendo en cuenta la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado, calculado en el punto 4.

Las generaciones de seguridad asignables a las exportaciones TIE, para cada recurso j y para cada período k, corresponderán a los valores positivos, de la diferencia entre las generaciones de seguridad determinadas mediante los procedimientos establecidos en los numerales 3 y 5, así:

$$[A] \text{ Gen\_seguridad\_exp\_totalj,k} = \text{Diferencia\_DdaTotal j,k} - \text{Diferencia\_Doméstica j,k}$$

Donde:

Gen\_seguridad\_exp\_totalj,k: Generación de seguridad del recurso j, asignable a la exportación TIE en el período k.

B. Para la identificación de las generaciones de seguridad debidas a la exportación TIE por cada enlace internacionales, el CND seguirá el siguiente procedimiento para cada enlace internacional:

6. Calculará un Predespacho Ideal para la Demanda Total Doméstica estimada, más la exportación TIE programada en el redespacho por el enlace i, considerando las disponibilidades y precios resultantes del Redespacho y una exportación de cero (0) MWh por los demás enlaces internacionales.

7. Calculará un Despacho Programado para la Demanda Total Doméstica estimada más la exportación programada en el redespacho por el enlace i, considerando las disponibilidades y precios resultantes del Redespacho y una exportación de cero (0) MWh por los demás enlaces internacionales.

8. Determinará la diferencia entre los dos anteriores programas de despacho, para cada enlace i, período horario k y recurso j, así:

$$\text{Diferencia\_DdaTotal } j,k,i = Q_{\text{redespachoj},k,i} - Q_{\text{preideal\_expj},k,i}$$

Donde:

$Q_{\text{redespachoj},k,i}$ : Programa de generación del recurso j, para el enlace i y período k, en el Despacho Programado calculado en el punto 7 en el día de operación.

$Q_{\text{preideal\_expj},k,i}$ : Programa de generación del recurso j, para el enlace i y período k, en el Predespacho Ideal teniendo en cuenta la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado, calculado en el punto 6.

Las generaciones de seguridad asignables a las exportaciones TIE por cada enlace internacional i, para cada recurso j y para cada período k, corresponderán a los valores positivos, de la diferencia entre las generaciones de seguridad determinadas mediante los procedimientos establecidos en los numerales 5 y 8, así:

$$[B) \text{ Gen\_seguridad\_exp\_totalj},k,i = \text{Diferencia\_DdaTotal } j,k,i - \text{Diferencia\_Doméstica } j,k,$$

Donde:

$\text{Gen\_seguridad\_exp\_totalj},k,i$ : Generación de seguridad del recurso j, asignable a la exportación TIE en el período k, por el enlace i.

C. Las generaciones de seguridad determinadas mediante el procedimiento establecido en el numeral 5 [A], que no sean asignables a un enlace particular conforme a lo dispuesto en el numeral 8 [B], se asignarán a los enlaces de acuerdo con la siguiente proporción:

Donde:

$Gen\_seguridad\_exp\_total_{j,k,i}$ : Generación de seguridad del recurso  $j$ , asignable a la exportación TIE en el período  $k$ , por el enlace  $i$ .

$n$ : total de enlaces internacionales

El Ministro de Minas y Energía, Presidente,

Luis Ernesto Mejía Castro.

La Directora Ejecutiva,

Sandra Stella Fonseca Arenas.