

RESOLUCION 004 DE 2003

(febrero 12)

Diario Oficial No. 45.102, de 19 de febrero de 2003

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se establece 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.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y de la Decisión 536 de 2002 de la Comisión de la Comunidad Andina, 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 4° 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 3°, 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 CREG reguló las disposiciones aplicables a las Interconexiones Internacionales, mediante la Resolución CREG-057 de 1998. En especial el párrafo 2º del artículo 5º de la mencionada resolución, previó: "En los contratos que se suscriban entre transportadores propietarios de Interconexiones Internacionales, e importadores y/o exportadores de energía, se deberá incluir una cláusula que prevea que dichos contratos se darán por terminados, en caso de que regulatoriamente se produzca una integración de mercados de energía eléctrica entre los países involucrados";

Que los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela decidieron en el Acuerdo suscrito en Cartagena de Indias, el 21 de septiembre de 2001, delegar en los organismos reguladores de los países participantes las labores técnicas para la armonización y desarrollo de los marcos regulatorios para las Interconexiones Internacionales y los intercambios subregionales de electricidad;

Que dicho acuerdo fue ratificado en el acuerdo complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, de abril 19 de 2002, en la ciudad de Quito por los Ministros de Energía de Colombia, Ecuador y Perú;

Que en cumplimiento de esta política, los delegados de los organismos reguladores prepararon el documento titulado "Propuesta de Armonización de Marcos Normativos", de noviembre de 2001. Dicho informe es la propuesta conjunta de armonización normativa y regulatoria elaborada por el equipo de trabajo, conformado por representantes de la

Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG), el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador (Conelec), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía del Perú (Osinerg), y la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico de Venezuela (Fundelec);

Que mediante Circular 032 de 2002, el Comité de Expertos de la CREG informó, que dentro de los Acuerdos Interministeriales para la armonización de marcos normativos de los países de la Comunidad Andina, relacionados con las Interconexiones Internacionales, los representantes de los entes reguladores han propuesto un sistema de intercambios internacionales de electricidad, que hacen parte de los principios pactados en estos Acuerdos, para ser adoptado como Decisión de la Comunidad Andina. Así mismo recordó la regulación vigente al respecto, en relación con la firma de contratos, y en especial el párrafo 2º del Artículo 5º de la Resolución CREG-057 de 1998;

Que la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, adoptó el 19 de diciembre de 2002 la Decisión CAN-536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad";

Que la Decisión CAN-536, establece:

"Artículo 12. El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los países de la subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre países, de conformidad con las respectivas regulaciones".

"Artículo 13. Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales".

"Artículo 14. Los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad. Para este fin, de conformidad con las respectivas regulaciones, los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros liquidarán de manera coordinada los intercambios internacionales de energía, a través de la suscripción de acuerdos de administración de los mercados, liquidación de las transacciones e intercambio de información".

"Artículo 15. Los operadores de los sistemas eléctricos de los Países Miembros celebrarán acuerdos para la coordinación de la operación de los enlaces internacionales".

"Artículo 16. Los administradores de los mercados de los Países Miembros constituirán garantías que cubran el monto esperado de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. La metodología para el cálculo de dichas garantías será desarrollada en conjunto por los reguladores. Sólo podrán efectuarse transacciones internacionales de electricidad de corto plazo si existen tales garantías".

"Artículo 18. La definición de los precios de la electricidad en cada lado de la frontera deberá considerar todos los cargos propios del sector eléctrico existentes en cada sistema y expresarse en dólares de los Estados Unidos de América".

"Artículo 19. Los Países Miembros impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad";

Que las Autoridades y delegados de los Organismos Reguladores, a partir del documento de la "Propuesta de Armonización de Marcos Normativos" de noviembre de 2001, y la Decisión CAN-536, han sostenido reuniones para concretar los cambios normativos y regulatorios internos en los respectivos países, con el objeto de cumplir los principios y recomendaciones de la Propuesta de Armonización y de la Decisión, e iniciar la integración regulatoria de mercados de energía eléctrica entre los países involucrados;

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 Circular CREG-003 de 2003, la CREG consideró conveniente divulgar entre los agentes y el público en general, el proyecto de resolución correspondiente a "La reglamentación aplicable a las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo"; sobre el cual se recibieron comentarios de las siguientes empresas y entidades: Emgesa, ACCE, ISA, Eepmm, EPSA, Termotasajero, Empresa de Energía de Cundinamarca, Corelca, CHEC, CAC, Comercializar, Emcali, Isagén, SSPD, Acolgén, CNO, Conelec y MME; los cuales fueron analizados y evaluados como se observa en el documento soporte de esta resolución;

Que el CNO mediante comunicación con fecha de 30 de enero de 2003, radicada el número CREG-000926, emitió concepto sobre los cuales la CREG analizó específicamente los relacionados con aspectos operativos contenidos en la presente resolución, de acuerdo con el artículo 23 de la Ley 143 de 1994;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión número 208 de febrero 12 de 2003,

RESUELVE:

CAPITULO I

Objetivo, reglas y definiciones generales

Artículo 1°. Objetivo. La presente resolución tiene por objetivo establecer el Marco Regulatorio aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIES–, en cuanto a sus aspectos operativos y comerciales, que tiene en cuenta la armonización regulatoria para el desarrollo del despacho económico coordinado, para la operación de un mercado regulatoriamente integrado con países miembros de la Comunidad Andina, y con los demás países que desarrollen Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo con Colombia.

Igualmente, desarrolla temas regulatorios asociados con la planeación, remuneración, y demás condiciones de desarrollo y operación de los Enlaces internacionales que hacen parte de las interconexiones subregionales de sistemas eléctricos.

Artículo 2°. Reglas fundamentales. Las reglas fundamentales para el intercambio intracomunitario de electricidad y la interconexión subregional de los sistemas eléctricos entre los Países Miembros de la Comunidad Andina, y las que apliquen entre Colombia y otros países, para desarrollar Transacciones internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE–, son las siguientes:

1. Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan, a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

2. Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
7. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo.
9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.

11. Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.

12. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Artículo 3°. Definiciones generales. Para efectos de la interpretación de la presente Resolución, y de las demás resoluciones que sobre la materia se desarrollen, se adoptan las siguientes definiciones generales:

Activos de Uso del STN: Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, que son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y se remuneran mediante Cargos por Uso del STN. Los enlaces internacionales en este nivel de tensión, o en el Nivel de Tensión 4, podrán ser considerados como activos de uso del STN.

Activos de Uso del STR: Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas, no son Activos de Conexión, y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR.

Activos de Conexión al STN o al STR: Son aquellos Activos que se requieren para que un generador, un operador de red, o un usuario final, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, o a un Sistema de Transmisión Regional, y se remuneran mediante cargos de conexión. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el OR que se conecte, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Acuerdos Operativos: Compromisos bilaterales, adoptados entre el Centro Nacional de Despacho, CND, o quien haga sus veces, y cada uno de los operadores de los sistemas eléctricos de los países miembros de la Comunidad Andina, o de los países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, mediante los cuales se establecen los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación de los Enlaces Internacionales y los intercambios intracomunitarios de electricidad, de conformidad con la regulación vigente.

Acuerdos Comerciales: Compromisos bilaterales, adoptados por el ASIC, o quien haga sus veces, y cada uno de los administradores de los sistemas eléctricos de los países miembros de la Comunidad Andina, o de los países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, mediante los cuales se establecen los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la liquidación, facturación y administración de cuentas de los intercambios intracomunitarios de electricidad, de conformidad con la regulación vigente.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC: Entidad encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con la Regulación vigente.

Capacidad de un Enlace Internacional: Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos de interconexión. Este límite es calculado en forma coordinada por los operadores de los sistemas de los países miembros de la Comunidad Andina, o de los países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, y harán parte del anexo de parámetros técnicos definido en la Resolución CREG-025 de 1995.

Capacidad Máxima de Exportación: Capacidad máxima correspondiente a la sumatoria de las capacidades de exportación de los enlaces internacionales del SIN operando simultáneamente, utilizados para las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

Capacidad Máxima de Importación: Capacidad máxima correspondiente a la sumatoria de las capacidades de importación de los enlaces internacionales del SIN operando simultáneamente, utilizados para las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

Centro Nacional de Despacho: Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la regulación vigente y a los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación, CNO.

Consejo Nacional de Operación: Entidad que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, así como actuar como órgano ejecutor del Reglamento de Operación, de acuerdo con la regulación vigente.

Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado: Sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE–, que son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda No Doméstica: Sumatoria de los valores de las demandas internacionales, que no son consideradas en el Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir al nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Total Doméstica: Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Total: Sumatoria de la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

Despacho Económico: Proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas, el programa horario de generación de los recursos del SIN despachados centralmente. Este despacho se efectúa con el criterio de minimizar el costo de atender la demanda.

Despacho Económico Coordinado: Es el Despacho Económico que considera transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo con otros sistemas despachados económicamente.

Despacho Ideal: Procedimiento para la programación de los recursos de generación en estricto orden de mérito, considerando las características técnicas de las plantas y unidades, la oferta de los enlaces internacionales, y la demanda total, sin considerar la red de transporte.

Despacho Programado: Programación de los recursos de generación para un período de veinticuatro (24) horas mediante procesos de optimización diaria, tomando como referencia

el Despacho Programado Preliminar, considerando las características técnicas de las plantas y unidades de generación y los requerimientos de AGC, según la regulación vigente.

Enlace Internacional: Conjunto de líneas y equipos asociados, que conectan los sistemas eléctricos de dos (2) países, y que tienen como función exclusiva el transporte de energía para importación o exportación, a Nivel de Tensión 4 o superior.

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente.

Mercado Regulatoriamente Integrado de Electricidad: Conjunto de mercados de electricidad, administrados y coordinados bajo reglas fundamentales comunes y criterios regulatorios de eficiencia económica.

Nodos Fronteras de los Enlaces Internacionales: Puntos de conexión al SIN de los Enlaces Internacionales, utilizados como referencia para efectos de comparación de precios para transacciones internacionales de electricidad.

Período de Transición: Período de un año a partir de la entrada en operación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE. Los reguladores de cada país podrán ajustar los procedimientos y regulación aplicable a las TIE, de acuerdo con la experiencia valorada durante este período.

Precio de Bolsa: 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.

Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación, PONE: Precio estimado al cual se ofrece energía a través de un Enlace Internacional, determinado por el Centro Nacional de Despacho, CND, el cual incluye los costos reconocidos regulatoriamente asociados con la entrega de dicha energía en el Nodo Frontera.

Precio Máximo de Importación: Precio máximo calculado por el Centro Nacional de Despacho, CND, al que estaría dispuesto a comprar el sistema colombiano, la energía de otro sistema eléctrico, y al cual se decide una importación de energía.

Precio de Importación para Liquidación: Precio que paga el mercado importador equivalente al precio marginal del mercado, resultante de su despacho ideal, que incluye el Precio de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación de los otros países, incrementado por los cargos regulatoriamente reconocidos asociados con la generación.

Precio Marginal del Nodo Frontera de Redespacho: Precio del último recurso de generación que no presenta limitaciones técnicas, requerido para cubrir la Demanda en el Nodo Frontera de los Enlaces Internacionales para exportación, considerado en el Redespacho.

Principio de Libre Acceso a la Red Nacional de Interconexión: Principio legal, por el cual los propietarios de la Red Nacional de Interconexión, deben permitir la libre conexión y el uso de las mismas, por parte de cualquier agente habilitado legalmente para ello, en condiciones de igualdad y neutralidad, y cumpliendo las exigencias técnicas y económicas respectivas.

Red Nacional de Interconexión: Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del Sistema Interconectado Nacional.

Rentas de Congestión: Rentas económicas que se originan como efecto de la congestión de un Enlace Internacional, son efecto de las diferencias de precios que se tienen en los Nodos Frontera congestionados, son de carácter temporal y dependen de las expansiones en transmisión. Estas rentas no serán asignadas a los propietarios de los enlaces internacionales y no constituyen fuente de remuneración para la generación.

Restricciones: Limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas y Operativas.

Servicio de Conexión al STN: Es el servicio de acceso al STN que presta el propietario de un Activo de Conexión, que se rige por el Contrato de Conexión que acuerdan y firman las partes.

Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN: Es el servicio de transmisión de energía que se presta a través de los Activos de Uso del STN.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los Usuarios.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados, con sus correspondientes módulos de conexión, que operen a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas con sus equipos asociados, que operen a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE–: Transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, a través de Enlaces Internacionales.

CAPITULO II

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

Artículo 4º. Planeación, coordinación, supervisión y control operativo de los enlaces internacionales. La planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los Enlaces Internacionales será responsabilidad del Centro Nacional de Despacho, CND, que tendrá como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente, los acuerdos del Consejo Nacional de Operación, CNO, y los criterios establecidos en los Acuerdos Operativos bilaterales.

Parágrafo 1°. El Centro Nacional de Despacho, CND, suscribirá un Acuerdo Operativo con los operadores de los sistemas 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, que será aplicado previo visto bueno de la CREG, y deberán desarrollar como mínimo los puntos contenidos en el Anexo 1 de esta resolución.

Parágrafo 2°. Antes del inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el Centro Nacional de Despacho, CND, deberá presentar para visto bueno de la CREG, un protocolo general de pruebas aplicable a los Enlaces Internacionales.

Parágrafo 3°. Para aquellos Enlaces Internacionales que entren en operación comercial antes del inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el Centro Nacional de Despacho, CND, en coordinación con el operador de los otros sistemas, definirá y aplicará el conjunto mínimo de pruebas a ser realizadas para tal fin antes de esta fecha, las cuales deberán ser informadas a la CREG.

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:

$$\text{PONEQXi} = \text{Precio_Bolsa_e,QX} + \text{Costo_Medio_Restricciones_e} + \text{Costo_Restricciones_del_Enlace_e,QX,i} + \text{Cargos_Uso_STN_e} + \text{Cargos_Uso_STR_e,i} + \text{Cargos_Conexión_Col_QX,i} + \text{Cargos_CND_ASIC_e},$$

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.

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.

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

Cargos_Uso_STN_e: Costo del kWh estimado 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 en kWh informado por el ASIC al CND, de los servicios por CND y ASIC asociados con una demanda QX.

Cargos_Uso_STR_e,i: Costo del 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 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: Cargo de conexión establecido por la CREG, para el Enlace Internacional i, en el caso en que éste no sea remunerado por cargos por uso. Este cargo se aplicará solo si es del caso.

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 y hasta junio 30 de 2003, el CND podrá usar el Predespacho ideal, según el anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000, y a partir de esta fecha, el proceso para la determinación del Precio_Bolsa_e,QX, deberá considerar las características técnicas de los recursos de generación.

Artículo 6°. Determinación del Precio Máximo de Importación. Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el Centro Nacional de

Despacho, CND, estimará diariamente el Precio Máximo de Importación, encontrando el precio marginal horario de un Despacho Ideal para cubrir la Demanda Total Doméstica, sin incluir exportaciones a través de los enlaces internacionales; restando el cargo por conexión del enlace internacional respectivo, si es del caso.

$$P_{li} = \text{Precio_Bolsa_e} - \text{Cargo_de_Conexión_Col i}$$

Parágrafo. El Precio Máximo para Importación deberá estar expresado en Dólares de los Estados Unidos de Norte América, por MWh, para lo cual el Centro Nacional de Despacho, CND, empleará la TCRM del día inmediatamente anterior al cual se realiza el despacho programado, o la última TCRM vigente, publicada por la Superintendencia Bancaria.

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 éstos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano.

La expresión a utilizar es la siguiente:

$$(P_{li} - (PONEQXE_i + \text{CargosG})) * 100 / (PONEQXE + \text{CargosG}) > \text{Umbral}$$

donde:

P_{lki} : 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.

$Cargos_G$: 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 durante el período de transición. Para tal fin el ASIC informará en la primera semana 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, ésta 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 06 2 de 2000, o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen; tomando como un recurso de generación, los $PONEQXE_i$ más los $Cargos_G$ y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los $Cargos_G$ corresponden en la actualidad a CND, SIC, AGC y 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 en esta Resolución para llevar a cabo el Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, siempre y cuando no se alteren las horas fijadas para el inicio y finalización del proceso de programación señalados en este artículo.

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 del SIN colombiano 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. Cuando el ASIC informe de esta causal, se procederá a realizar el Redespacho, llevando la exportación a cero MWh (0 MWh), durante los periodos restantes del día de despacho.

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 del SIN Colombiano 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.

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

$$(PI_{ki} - (PONEQXE_i + CargosG)) * 100 / (PONEQXE + CargosG) > Umbral$$

Donde las variables se conservan según definición y criterio del artículo 7º, excepto el PONEQXE, que es el nuevo valor reportado por el operador del país exportador, y el nuevo PI_{ki} , que es calculado estimando el nuevo precio de bolsa resultante de un predespacho ideal.

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

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 en cualquiera de las siguientes condiciones:

i) Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional,

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

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el Despacho Programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del país exportador y la capacidad remanente del enlace.

Artículo 12. Suministro de Información Operativa Asociada con las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. El Centro Nacional de Despacho, CND, y los operadores de los sistemas 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, definirán en cada Acuerdo Operativo los programas computacionales, los mecanismos y los términos para el intercambio de información operativa.

Artículo 13. Criterios de Calidad y Seguridad para la Operación de los Enlaces Internacionales. Los niveles mínimos de calidad y seguridad del SIN definidos en la regulación vigente no se deben deteriorar por efectos de las TIE.

Los Acuerdos Operativos suscritos por el CND y los demás operadores, contendrán los criterios de calidad y seguridad, así como las medidas de protección y medidas suplementarias que utilizarán para la operación de cada enlace internacional. Si existen diferencias en la determinación de los criterios de calidad y seguridad a seguir en la operación de un enlace internacional, prevalecerá la norma más exigente de las definidas regulatoriamente entre los países firmantes del Acuerdo Operativo.

Los Acuerdos Operativos deberán especificar los programas computacionales y los mecanismos para el intercambio de información necesaria entre operadores que se utilizarán en la realización de los análisis eléctricos de los enlaces internacionales.

Artículo 14. Características Técnicas Asociadas con los Enlaces Internacionales. En ningún caso se permitirá que la declaración de limitaciones por características técnicas de los recursos de generación asociados a los Enlaces Internacionales afecten el Despacho de las TIE.

Artículo 15. Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en los Enlaces Internacionales. Las transacciones por los Enlaces Internacionales no estarán sujetas a requisitos de entrega obligatoria de reactivos ni a reglas de remuneración por el servicio de control de voltaje. Sin embargo deberán mantenerse los niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos por la regulación vigente, cumpliendo los criterios de calidad y seguridad del SIN.

El CND establecerá en los Acuerdos Operativos los procedimientos aplicables al suministro de reactivos por los Enlaces Internacionales.

Artículo 16. Servicios de Regulación de Frecuencia, Control Automático de Generación, Reservas Operativas y Control de los Intercambios. La responsabilidad por la regulación de frecuencia, el control automático de generación, reservas operativas y el control de los intercambios, será definida por el CND conjuntamente con los otros operadores de los sistemas, en los Acuerdos Operativos que se suscriban.

El CND propondrá a la CREG en el período de transición, los criterios necesarios para homologar la banda de frecuencia en que se deben operar los sistemas interconectados. Los recursos tecnológicos necesarios para el control de la frecuencia en cada sistema serán establecidos en los Acuerdos Operativos suscritos por el CND y los otros operadores.

Artículo 17. Tratamiento de las Desviaciones del Despacho Programado de los Enlaces Internacionales. El CND propondrá a la CREG en el período de transición, los criterios para establecer la desviación admisible al Despacho Económico Coordinado de los Enlaces Internacionales, dentro de la cual no se realizará ningún cobro por dicho concepto. Dicho criterio deberá ser incluido en los Acuerdos Operativos suscritos por el CND y los otros operadores. En materia de autorizaciones se aplicará la regulación vigente.

Durante el período de transición, la CREG revisará, con base en las recomendaciones de los Operadores de los Sistemas, los criterios para asignar los requerimientos por servicios de regulación de frecuencia, control automático de generación, reservas operativas, control de los intercambios, y las desviaciones del despacho económico programado, aplicables a las TIE.

Artículo 18. Apertura de los Enlaces Internacionales. En caso de que no se programen transacciones internacionales de electricidad de corto plazo –TIE- el CND deberá tomar las medidas correspondientes para la operación del Enlace Internacional. Para lo cual deberá considerar desviaciones máximas para la regulación de frecuencia de dos (2) veces la banda de AGC aprobada en la regulación vigente.

CAPITULO III

Aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales

de electricidad de corto plazo, TIE

Artículo 19. Responsabilidades del ASIC. Serán responsabilidades del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, con sujeción a la reglamentación vigente, la administración, liquidación, facturación y recaudo de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

Parágrafo 1°. El ASIC, suscribirá un Acuerdo Comercial con los Administradores de los sistemas 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, que será aplicado previo visto bueno de la CREG, y deberán desarrollar como mínimo los puntos contenidos en el Anexo 2 de esta Resolución.

Artículo 20. Frontera Comercial Asociada con un Enlace Internacional. Para efectos de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el transportador, representante del Enlace Internacional, registrado ante el mercado de energía mayorista colombiano, será el responsable por la instalación y mantenimiento de la frontera comercial, dando cumplimiento a la reglamentación vigente.

Artículo 21. Registro de la Frontera Comercial Asociada con un Enlace Internacional. Para efectos de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, el ASIC procederá al registro de la frontera comercial según la información remitida por el representante del Enlace Internacional de conformidad con la reglamentación vigente. En caso de que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, los agentes que hubieran registrado fronteras comerciales de exportación o importación de electricidad, deberán solicitar al ASIC la cancelación del registro de la respectiva frontera, a más tardar dentro de los cinco (5) días calendario siguientes, contados a partir de la vigencia de la presente resolución.

Artículo 22. Asignación de Pérdidas Asociadas con los Enlaces Internacionales. Para efectos de la asignación de las pérdidas asociadas con los Enlaces Internacionales, el ASIC realizará la liquidación y facturación de las exportaciones utilizando la información reportada por el Transportador responsable de la frontera comercial, refiriendo las medidas a 220 kV, en el nodo frontera de exportación en Colombia.

Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el Enlace Internacional las asumirá la demanda del país importador.

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–, que corresponden a operaciones comerciales liquidadas y facturadas por el ASIC, y el LAC, todos los agentes que tengan obligaciones con la Bolsa de Energía 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 estimará:

- i) El valor y las cantidades de electricidad a importar de los otros sistemas, y
- ii) La participación de cada uno de los agentes en las obligaciones comerciales con la Bolsa de Energía. Con estos valores, el ASIC asignará a los agentes el valor de las importaciones semanales, estimadas en el numeral anterior, a prorrata de esta participación.

Parágrafo 1°. El valor del pago anticipado será estimado por el ASIC con la tasa de cambio para compra de divisas que sea acordada, por este y el intermediario del mercado cambiario, el día en el que se intercambie la información con el Administrador del mercado exportador.

Parágrafo 2°. 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 3°. Cada semana se ajustarán los valores del pago anticipado a cada agente, considerando los valores netos deficitarios o superavitarios resultantes de la operación real.

Parágrafo 4°. El ASIC, en los Acuerdos Comerciales que suscriba con los otros administradores de los mercados de electricidad de los otros países, desarrollará en forma pormenorizada, el procedimiento para el cálculo del valor del pago anticipado semanal, que en cheque ya efectivamente cobrado, o mediante transferencia electrónica, depositarán los agentes en una cuenta independiente. En este procedimiento se incluirá un margen para cubrir el costo financiero de un mecanismo de cobertura de riesgo cambiario.

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 contenido en los Acuerdos Comerciales.

En el caso de las exportaciones efectuadas por el mercado colombiano hacia otros, el Administrador 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 contenido en los Acuerdos Comerciales.

Artículo 25. Procedimiento para Depositar el Pago Anticipado. Cada viernes el ASIC deberá:

- i) Intercambiar con los otros administradores de los mercados de electricidad de los otros países, información relacionada con las cantidades de electricidad que serán importadas;
- ii) Comunicar a cada agente el valor del pago anticipado que deben consignar para atender el pago de las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo –TIE- de la semana de operación asociada con dicho pago, de acuerdo con la información referida en el numeral anterior.

Los agentes deberán realizar el pago anticipado a más tardar el martes de cada semana, y enviar copia del comprobante de consignación al ASIC, vía fax, por correo certificado o electrónico. En caso de que el agente no confirme al ASIC que realizó el depósito, se entenderá que éste no se ha llevado a cabo.

Recibido el valor del pago anticipado para importaciones, el día jueves de cada semana, el ASIC deberá transferir la totalidad de dichos recursos a la cuenta que señale el Administrador del mercado exportador.

Artículo 26. Otras Obligaciones del ASIC. Semanalmente, el ASIC deberá:

- i) Verificar que tanto los depósitos correspondientes a las garantías constituidas por los agentes Colombianos, como las realizadas por los administradores de los mercados de los

otros países, se hayan efectuado en las cuentas previstas para tal fin, de conformidad con los Acuerdos Comerciales;

ii) Informar al CND, los viernes antes de las 13:00 horas, de la existencia del pago anticipado semanal efectuado por el administrador del mercado importador, para viabilizar la exportación de la semana siguiente.

Artículo 27. Condiciones para la Exportación de Electricidad a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. La realización de una exportación de electricidad a través de las TIE estará sujeta al pago anticipado que deberá realizar el administrador del mercado importador, a su verificación por parte del ASIC y a que el CND esté informado de la existencia del mismo.

Artículo 28. Liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. Las liquidaciones se realizarán de conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista. Para este efecto, el ASIC liquidará las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, TIE, utilizando los precios marginales de exportación e importación que se obtienen como resultado de la segunda liquidación realizada por los administradores de los mercados.

Parágrafo 1°. Para efectos del cálculo del Costo Equivalente Real de Energía y del Valor a Recaudar del Cargo por Capacidad durante el período de transición, no se incluirán las importaciones de electricidad realizadas a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Parágrafo 2°. Para efectos de la liquidación de los cargos asociados a 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.

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.

La facturación mensual deberá incluir los saldos netos de las TIE, que serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores a prorrata de su participación en las compras de energía en bolsa.

El ASIC definirá los procedimientos y procesos 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.

Los procedimientos y mecanismos a desarrollar por el ASIC, definidos en esta resolución, deberán ser enviados a la CREG para su visto bueno antes de la entrada en operación de las TIE.

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 30. Moneda para la Liquidación y Facturación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. Para efectos de la liquidación y facturación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, la moneda a utilizar será el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. Para efectos de las liquidaciones se utilizará el valor de la TCRM vigente para el día de operación, publicada por la Superintendencia Bancaria.

Artículo 31. Asignación de la Renta de Congestión. Las rentas de congestión serán asignadas a la demanda doméstica. Dicho beneficio se verá reflejado en un menor costo de restricciones que deben trasladar los comercializadores a los usuarios finales.

Para lo anterior, el ASIC trasladará estas rentas como un menor valor de restricciones. El ASIC podrá destinar parte de estos recursos para cubrir hasta un 10% de los pagos anticipados semanales, en caso de que existan incumplimientos de dichos pagos por parte de los agentes, con el fin de no interrumpir las TIE. En ningún caso estos recursos servirán para

disminuir el monto del pago anticipado a cargo de cada uno de los agentes, ni a limitar su responsabilidad frente a esta obligación.

CAPITULO IV

De la suspensión de las transacciones internacionales

de electricidad de corto plazo

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 un valor equivalente al diferencial entre el precio marginal que se obtiene como resultado de la segunda liquidación y el precio marginal que se hubiera obtenido en caso de que se hubiera realizado una importación igual a la estimada por el ASIC para determinar las garantías, por la demanda del agente incumplido. Lo anterior sin perjuicio de aplicar la regulación vigente sobre limitación de suministro. Este valor se destinará para obtener un menor valor de restricciones a trasladar a los usuarios y será incluido en la siguiente factura emitida por el ASIC.

Artículo 33. Responsabilidad de los Agentes por no depositar el Pago Anticipado para Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. El incumplimiento en el depósito del monto del pago anticipado asignado por el ASIC, para respaldar una transacción internacional de electricidad de Corto Plazo, dará lugar a la aplicación de la regulación vigente respecto del proceso de limitación de suministro a comercializadores, generadores y distribuidores morosos.

CAPITULO V

Solución de conflictos

Artículo 34. Solución de Conflictos. En los Acuerdos Comerciales y Operativos que suscriban el ASIC y el CND con los otros administradores y operadores de los mercados de los sistemas 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, se deberán incluir cláusulas compromisorias para la solución de conflictos en caso que existan diferencias entre las partes.

CAPITULO VI

Planeación de la expansión, construcción y remuneración de enlaces internacionales

Artículo 35. Características de los enlaces internacionales. Los enlaces internacionales, con los países con los cuales existe integración regulatoria de mercados en los términos de la presente regulación, podrán ser clasificados como activos de uso o de conexión. Los enlaces internacionales se clasificarán como activos de uso cuando hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN y les aplicará la regulación vigente.

Parágrafo 1°. Para lo anterior, se establece un plazo máximo de 15 días calendario a partir de la vigencia de la presente resolución, para que los representantes de los activos de conexión de los enlaces internacionales existentes, confirmen por escrito a la CREG, su aceptación para que los activos de conexión pasen a ser remunerados como activos de uso, aplicando la metodología de remuneración vigente para el STN; e informen quien será el representante de los mismos ante el LAC. Vencido este plazo si no se confirma su aceptación, estos activos seguirán siendo considerados activos de conexión, y serán remunerados con un cargo de conexión a ser establecido por la CREG, previa solicitud del representante de dichos activos.

En los casos de activos de enlaces internacionales de Nivel de Tensión 4 que se remuneran mediante cargos por uso se les aplicará la metodología vigente para activos de uso del STN, utilizando la valoración y composición de las unidades constructivas definidas para el nivel de tensión 4.

Parágrafo 2°. Para los Enlaces Internacionales existentes o para nuevos Enlaces Internacionales, se podrá solicitar a la CREG la aplicación de este artículo, cuando se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución.

Artículo 36. Libre Acceso a Enlaces Internacionales. El principio de libre acceso, aplicable a las red Nacional de Interconexión, es extensivo para los Enlaces Internacionales, en lo relacionado con los activos que se encuentren en territorio nacional.

El libre acceso a Enlaces Internacionales por parte de terceros, debe garantizarse cuando técnica y económicamente sea factible.

Artículo 37. Planeación de la expansión. La Planeación de la expansión de los enlaces internacionales estará a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética, quien desarrollará esta labor conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de esta Resolución, teniendo en cuenta los siguientes principios generales:

i) Los Países Miembros garantizarán un acceso libre, oportuno y transparente a la información que los organismos y los agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos cerca de los recursos, oferta y demanda;

ii) En los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, cada País Miembro tomará en cuenta la información de los demás Países, buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional;

iii) Los Países Miembros coordinarán los procesos dirigidos a la construcción de enlaces. En caso de que dichos enlaces sean considerados como activos de uso común, la coordinación será efectuada por los organismos encargados de la licitación para su realización.

Artículo 38. Coordinación de la construcción. cuando se determine una expansión en los enlaces internacionales como parte del plan de expansión, la UPME coordinará de manera conjunta con los organismos de planeación de los otros países de la comunidad andina o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de esta resolución, los procesos de adjudicación y construcción de la línea y sus equipos asociados, de manera que se construya y opere a mínimo costo.

Cuando la expansión de un enlace internacional no haga parte del Plan de Expansión, la UPME estudiará la solicitud para autorizar su conexión, aplicando el procedimiento vigente para activos de conexión.

Artículo 39. Agentes autorizados para la construcción. Las empresas que construyan y operen Enlaces Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV, deberán tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector eléctrico.

Así mismo, las empresas que construyan y operen Enlaces Internacionales a Niveles de Tensión 4, deberán tener dentro de su objeto social la actividad de Transmisión Nacional o Regional.

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 aprobará los cargos de conexión correspondientes a la utilización del tramo de la línea en territorio colombiano. Durante el período de transición, la CREG desarrollará la metodología de remuneración de estos activos.

CAPITULO VII

Disposiciones finales

Artículo 41. Cargos por Uso del STN. Para efectos de la aplicación del artículo 4° de la Resolución CREG 103 de 2000, la variable $DTC_{m,t}$ debe ser adicionada con el valor de la Demanda Internacional resultado de las TIE, sin incluir pérdidas, para el mes en que existan transacciones internacionales de electricidad de corto plazo –TIE-.

Artículo 42. Declaración de Precios de Oferta y Disponibilidad. Modifiquense los apartes del numeral 3.1 de Información Básica –Declaración de Precios de Oferta y Disponibilidad- de la Resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación), el cual quedara así:

Los apartados "Oferta de Precios" y "Declaración de Disponibilidad" del Numeral 3 del Código de Operación (Resolución CREG-025 de 1995), quedarán así:

"Oferta de Precios:

"Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Canoas, Laguneta, Salto y Colegio; Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena.

"Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND asumirá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades según el caso.

"Para el envío de información de ofertas al CND, se usará la transmisión electrónica de datos que haya establecido el CND, como medio principal. El CND y el ASIC aplicarán la confidencialidad para el manejo de la información de ofertas suministradas por este medio por las empresas generadoras. No obstante, esta información se pondrá a disposición del público a más tardar a las 9:00 horas del día de despacho.

"Como medio alternativo, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de ofertas por fax.

"Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido ofertas de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas que se presentaron para cada unidad y planta de generación, el día anterior, o la última oferta válida, aplicando los criterios establecidos en el presente Numeral."

"Declaración de Disponibilidad:

"Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben declarar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, la mejor estimación de la Disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora.

"Para el envío de la declaración de disponibilidad de generación al CND, se usará la transmisión electrónica de datos que haya establecido el CND, como medio principal. Esta información será de conocimiento público a más tardar a las 9:00 horas del mismo día.

"Como medio alternativo, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de disponibilidad por fax.

"Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido la declaración de disponibilidad de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las declaraciones que se presentaron para cada unidad de generación o planta el día anterior a la misma hora, o la última declaración válida".

Artículo 43. Determinación del Precio de Bolsa. El siguiente aparte del Numeral 1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:

"Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía

"En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía; este precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad. Dentro de este proceso las importaciones provenientes de las TIE, serán consideradas como un recurso con precio de oferta igual al Precio de Oferta del país exportador, en su Nodo Frontera para exportación, al cual se le deben adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso, y los cargos propios de los generadores en el mercado Colombiano, asignándole además una disponibilidad comercial equivalente a la importación real".

Artículo 44. Determinación del Despacho Ideal. El Numeral 1.1.1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:

"1.1.1.1 Determinación del Despacho Ideal.

"El Despacho Ideal considera el precio de oferta en Bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos, y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador, a los cuales se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso, y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial de esta será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado.

"El Despacho Ideal se determina por medio del programa de Despacho Económico, el cual se ejecuta todos los días a posteriori al de la operación real del sistema, sin tener en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, para atender la demanda total del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante se denomina Despacho Ideal, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema".

Artículo 45. Modifíquese 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:

Propietario del Activo
OR's y Generador(es)

El Activo de Conexión

Sirve

de Conexión directamente	Sirve a OR's conectados directamente	conectados
OR's	Se asigna a los OR's a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.
Generador(es) vincula-	No Aplica	Si la Generación de Seguri- dad es suplida por el Generador(es) o por Generador(es) con ción económica con el Generador(es) propietario, se asigna al Generador(es) a prorrata de su Disponibili- dad Comercial.
		Si la Generación de Seguri- dad no es suplida por el Generador(es) o por Generador(es) con vincula- ción económica con el Generador(es) propietario, se asigna al OR's a prorrata de su demanda.
OR's compartida con Generador(es)	No Aplica	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.
Tercero	Se asigna a los OR's a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su

Disponibilidad Comercial,
respectivamente.

"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 y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación. .

"g) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones originadas en exportaciones de energía, serán asignados a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.

"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 a salidas forzadas de activos de los STR's y/o SDL's, 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's y/o SDL's, 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's, 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 sobre costos para el Sistema Interconectado Nacional, estos sobre costos 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 46. Tolerancia. Las aplicaciones usadas para el cálculo del Despacho ideal y el Despacho programado deben usar algoritmos de optimización con una tolerancia de $1E-4$ para el valor de la función objetivo, es decir, cuando de una iteración a la siguiente, el valor de la función objetivo no tenga una mejoría superior a $1E-4$, se habrá alcanzado convergencia.

Artículo 47. Divulgación. La CREG informará de la presente Resolución a la Comunidad Andina y a los organismos normativos y reguladores de los países de Venezuela, Ecuador, Perú y Bolivia.

Artículo 48. Plazo para Suscribir Acuerdos Comerciales y Operativos. Para efecto de dar inicio a los intercambios intracomunitarios de electricidad mediante Transacciones Internacionales de Corto Plazo, los Acuerdos Comerciales y Operativos, a los que hacen referencia los artículos 4º y 19 de la presente Resolución, deberán estar suscritos a más tardar el 20 de febrero del presente año.

Artículo 49. Programación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercados Regulatoriamente. Durante el período de transición, únicamente, y 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.

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.

Artículo 51. Liquidación de Transacciones de Electricidad con Países con los cuales no se tenga una Integración de Mercado Regulatoriamente. Durante el período de transición, únicamente, y 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 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, 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 52. Vigencia. La presente resolución rige a partir a su publicación en el Diario Oficial y deroga las normas que le sean contrarias. Las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, entrarán en operación el primer día calendario del mes de marzo de 2003.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 12 de febrero de 2003.

El Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano.

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.

ANEXO NUMERO 1

Contenido Mínimo de los Acuerdos Operativos

Los Acuerdos Operativos serán los instrumentos a través de los cuales los Operadores de los sistemas de electricidad de la Región Andina, o de aquellos países que tengan un Mercado Integrado de Electricidad con Colombia, en los términos descritos en esta Resolución, establecerán las obligaciones y responsabilidades en la operación técnica de sus sistemas en relación con los enlaces internacionales entre los países.

A continuación se plantea el contenido mínimo de los Acuerdos Operativos, cuyos criterios deberán ser aprobados por los entes Reguladores en cada país.

1. Introducción.

– Descripción de las partes suscriptoras del Acuerdo.

– Base legal para la suscripción del Acuerdo.

2. Objetivo General del Acuerdo.

3. Definiciones.

Se desarrollará un glosario de términos que serán comunes para las partes.

4. Criterios de las partes en la Planificación de la Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema Eléctrico dentro de cada país.

- Criterios de planificación operativa de cada país.
- Determinación de la capacidad de cada sistema para importar y exportar electricidad.
- Detalles de las prácticas operacionales de cada sistema que impactarán en los sistemas vecinos, incluyendo administración de la congestión, desconexión de carga por emergencia, desconexión de carga por baja frecuencia, etc.

5. Mantenimiento y Operación.

- Responsables de la operación y mantenimiento de sus respectivas instalaciones, incluyendo el derecho de vía, reparaciones, reemplazos y otras modificaciones.
- Solicitud de cambios en las instalaciones del otro país, bajo acuerdo entre las partes.
- Procedimiento para la coordinación del programa de mantenimientos.
- Coordinación de protecciones.

6. Reglas Operativas.

– Diagrama de la interconexión donde se indique el punto de interconexión y la descripción incluyendo la propiedad y la identificación de equipos y maniobras mediante nomenclatura específica.

– Determinación de la estructura jerárquica entre organismos operadores para la operación en tiempo real.

– Determinación del límite de la capacidad de la interconexión, incluyendo el procedimiento para determinar la capacidad disponible, en tiempo real.

– Indicar los procedimientos para la apertura de la interconexión y las condiciones que la justifiquen.

– Indicar los requisitos de operación del sistema en condiciones: normal, alerta, emergencia y recuperación (condiciones que requieren salidas o desconexiones o reducción de la capacidad disponible de transmisión).

– Indicar la coordinación para identificar las causas que llevaron a una desconexión.

– Establecer los procedimientos para el restablecimiento del sistema de potencia.

– Indicar la reserva operativa.

– Indicar el control de las variaciones (corrección del error de control de área, control de frecuencia de la importación, acciones o esquemas correctivos y protección del sistema)

– Indicar el control de voltaje y transferencia de reactivos en la interconexión.

– Indicar el proceso de la planificación del mantenimiento y salidas de servicio.

– Indicar el procedimiento para seccionamiento de carga en caso de emergencia.

- Establecer los requerimientos de sistemas de comunicación para operación en tiempo real y normas para intercambio de información.

7. Previsiones para Cambios del Sistema.

- Configuración del sistema tanto interno como para nuevas interconexiones.

- Procedimientos o reglas de operación.

- Protección y control.

8. Derecho de Acceso a los Enlaces Internacionales de Electricidad.

9. Sistemas de Medición.

10 Procedimiento para Resolución de Controversias.

11. Responsabilidades e Indemnizaciones.

12. Seguros.

- Determinar los mínimos requerimientos de seguros (laborales, responsabilidad general).

13. Fuerza Mayor.

- Establecer las definiciones, notificaciones y precauciones.

14. Causas para Terminación del Acuerdo.

15. Confidencialidad.

El Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano,

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.

ANEXO NUMERO 2

Propuesta de Contenido Mínimo de los Acuerdos Comerciales

Los Acuerdos Comerciales serán los instrumentos a través de los cuales los Administradores de los Mercados de electricidad de la Comunidad Andina, o de aquellos países que tengan un Mercado Integrado de Electricidad con Colombia, en los términos descritos en esta Resolución, establecerán las obligaciones y responsabilidades en la operación comercial de sus sistemas en relación con los enlaces internacionales entre los países.

A continuación se propone el contenido mínimo de los Acuerdos Comerciales, cuyos criterios deberán ser aprobados por los Entes Reguladores en cada país.

1. Introducción.

- Descripción de las partes suscriptoras del Acuerdo.

- Base legal para la suscripción del Acuerdo.

2. Objetivo General del Acuerdo.

3. Definiciones.

Se desarrollará un glosario de términos que serán comunes para las partes.

4. Sistema de Medición Comercial

- Responsabilidad por la lectura y reporte de la medida.

- Puntos de medición.

- Normas técnicas a ser aplicadas.

- Derecho a inspeccionar y probar los medidores (contrastación y calibración) y auditar los datos de medición dentro de los límites especificados.

- Reemplazo o calibración de medidores si las pruebas demuestran desvíos de las normas técnicas establecidas para la precisión de la medida.

- Responsabilidad por los errores de medición.

5. Criterios de las partes en la Administración, Liquidación y Gestión Financiera de las Transacciones en el Mercado Eléctrico dentro de cada país.

- Criterios de Administración de los Mercados de cada país.
- Determinación de los precios y cantidades para la liquidación de las transacciones para importar y exportar electricidad.
- Detalles de las prácticas comerciales y financieras de cada mercado que impactarán en los sistemas vecinos

6. Reglas Comerciales.

- Procedimientos de registro.
- Garantías de pago.
- Procedimientos de liquidación y facturación.
- Moneda de pago y tasa de cambio de liquidación a utilizar.
- Discriminación de los cargos aplicables.
- Requerimientos de sistemas de comunicación.
- Normas para intercambio de información.
- Procedimientos de cobro.

- Remesa de divisas (Transferencias de dinero).

- Plazos de pago.

- Procedimiento de suspensión de las TIE por falta de pago.

- Tasa de interés por mora aplicable a las TIE.

- Reliquidación y refacturación.

- Glosas y recursos de reposición a la facturación.

- Procedimientos de auditoría.

7. Previsiones para cambios en reglas comerciales.

Procedimientos para el cambio e implementación de nuevas reglas comerciales, de acuerdo con la regulación vigente.

8. Información y Registros.

- Obligaciones para mantener registros de información exactos dentro de un número determinado de años.

- Tiempos máximos para intercambiar información.

- Responsabilidad de la información suministrada de buena fe.

- Reporte de las lecturas del medidor registrador.
- Responsabilidad del reporte.
- Tiempos de reporte de las lecturas del medidor registrador.
- Almacenamiento de la información.

9. Procedimiento para Resolución de Controversias.

10. Responsabilidades e Indemnizaciones.

11. Seguros.

12. Causas para Terminación del Acuerdo.

13. Confidencialidad.

El Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano,

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.

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 $Preferencia_j = (\text{Precio_Bolsa_e} + P_{ofj})/2$

Donde:

PRR_j : Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada generador hidráulico se tomará el período 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_j: 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.

CostoRestricDomésticas_k: Costo de las Restricciones para el período k, para la demanda total doméstica.

Qprogj: 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.

$D_{TotalDoméstica_k}$: Demanda total doméstica pronosticada en el período k .

El Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano,

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.

ANEXO NUMERO 4

$Costo_Restricciones_del_Enlace_e, QX_i$: Costo de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del Enlace Internacional i , para la oferta 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 $Preferencia_j_i_QX = Máx(PRR_j, Precio_Bolsa_QX)$

Si $(Q_{prog_j_i_QX} - Q_{ideal_j_i_QX}) < 0$

entonces $Preferencia_j_i_QX = (Precio_Bolsa_QX + Pofj)/2$

Donde:

PRRj: Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada generador hidráulico se tomará el período 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.

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

Qideal_j: Generación del recurso j en el período k del Despacho Ideal.

Qprog_{i_QX}: Generación del recurso j en el período k del Despacho Programado para una TIE de exportación QX.

Qideal_{i_QX}: Generación del recurso j en el período k del Despacho Ideal para una TIE de exportación QX.

Preferencia_{j_i_QX}: Precio de referencia para el recurso j para una cantidad de exportación QX por el enlace i

El Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano,

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.

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 Viceministro de Minas y Energía delegado del Ministro,

Manuel Maiguashca Olano,

Presidente.

El Director Ejecutivo,

Jaime Alberto Blandón Díaz.