



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 160 DE 2009

(03 DIC 2009)

Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

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 720 de 22009 de la Comisión de la Comunidad Andina.

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.

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.

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."

La ley 143 de 1994, en su Artículo 34, asignó al Centro Nacional de Despacho-
CND, las siguientes funciones:

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

"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"

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.

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 por la cual se establece el "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad".

Con fundamento en los principios establecidos en la Decisión CAN 536 los Organismos Reguladores de Colombia y Ecuador adelantaron reuniones para armonizar los marcos regulatorios y llevar a cabo los intercambios de electricidad entre los dos países.

En ejercicio de sus funciones y conforme a lo dispuesto en la Decisión CAN 536 la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 004 de 2003 *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 Resolución CREG 004 de 2003 ha sido modificada, aclarada y adicionada por resoluciones posteriores, y se han adoptado disposiciones adicionales que se aplican a los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador.

Desde el año 2003 se han realizado Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo entre Colombia y Ecuador.

En la undécima reunión del Comité Andino de los Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, CANREL, se propuso la revisión integral de la Decisión 536 y para el efecto se determinó la suspensión de la aplicación de dicha norma por un período de dos años y la adopción de un régimen transitorio para continuar realizando sin interrupción las transacciones de energía entre Colombia y Ecuador.

La Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, adoptó el 4 de noviembre de 2009 la Decisión CAN 720 *Sobre la vigencia de la Decisión 536 "Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad."*

JMD

2/25

JM

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

La Decisión CAN 720 establece:

Artículo 1.- *Con excepción del artículo 20, se suspende la aplicación de la Decisión CAN 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, denominada 'Marco General Para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad' hasta por un período de dos años.*

Artículo 2.- *Efectuar la revisión de la Decisión 536, con la finalidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros, que será aprobada antes de la culminación del plazo establecido en el artículo precedente.*

Artículo 3.- *Durante el período a que se refiere el artículo 1 y a partir de la vigencia de la presente Decisión, Ecuador y Colombia aplicarán el Régimen Transitorio que se señala en el Anexo que forma parte de la presente Decisión.*

Las transacciones comerciales entre Colombia y Ecuador que se realicen a partir de la entrada en vigencia de la presente Decisión se liquidarán con aplicación de las reglas establecidas en el Anexo.

Artículo 4.- *La presente Decisión entrará en vigencia a los 30 días contados a partir de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena."*

Conforme a lo indicado en el Artículo 4 de la Decisión ésta entra en vigencia el día 4 de diciembre de 2009.

El Anexo de la Decisión 720 contiene el Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador.

Este Régimen Transitorio recoge las disposiciones de la Decisión CAN 536, haciendo algunas modificaciones a las normas relativas a la discriminación de precios para la demanda nacional y la externa, la asignación de las rentas de congestión y los intercambios de energía en condiciones de racionamiento.

Con respecto a estos temas el Régimen Transitorio establece:

Artículo 1.- *La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se hará conforme a las siguientes reglas:*

1. *No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y la demanda externa.*

...

10. *Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador."*

MD

3/25 JM

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

“Artículo 13.- *Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales. En condiciones de racionamiento interno los países no estarán obligados a exportar energía a otro sistema. Las condiciones de racionamiento deberán ser objetivamente establecidas en las respectivas regulaciones.”*

Es necesario adoptar la regulación pertinente para la implementación de los intercambios de energía eléctrica conforme a las disposiciones del *Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador* adoptado mediante la Decisión CAN 720, para lo cual se considera que las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 004 de 2003 y demás normas que la modificaron o adicionaron pueden ser aplicadas previas las modificaciones relativas a los elementos particulares antes mencionados.

La Ley 1151 de 2007, en su Artículo 59, determinó la continuación del Fondo de Energía Social y la destinación del 80% de los recursos de las rentas de congestión a su financiamiento.

Mediante la Resolución CREG 051 de 2009 se modificó el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa de Energía.

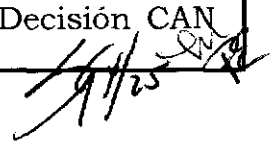
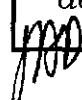
Mediante Resolución CREG 149 de 2009 la Comisión aclaró las normas aplicables a la liquidación de los recursos de generación asociados a las exportaciones de electricidad por condiciones de seguridad del país importador.

De conformidad con lo establecido en el párrafo del Artículo 9 del Decreto 2696 de 2004 y el numeral 3 del artículo 2 de la Resolución CREG-097 de 2004, la Comisión decidió por unanimidad que la presente Resolución no estará sometida a las disposiciones sobre publicidad de proyectos de regulación previstas en el Decreto, por razones de oportunidad, dado que debe ajustarse la regulación vigente para que se continúen realizando sin interrupción los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador una vez entre en vigencia la Decisión 720 de la Comunidad Andina mediante la cual se adopta el *Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador*.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 431 del 3 de diciembre de 2009, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Regulación aplicable a las transacciones internacionales de electricidad durante la vigencia del Régimen Transitorio: Las transacciones internacionales de electricidad que se realicen entre Colombia y Ecuador durante la vigencia del *Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador* adoptado mediante la Decisión CAN



Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

720 de 2009 se registrarán por las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 004 de 2003 y demás resoluciones que la modificaron, aclararon o adicionaron; por las demás resoluciones que sean aplicables y por las disposiciones que se adoptan en los artículos siguientes.

ARTÍCULO 2º. Modificación del numeral 1 del Artículo 2º de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese el numeral 1 del Artículo 2º, "Reglas fundamentales", de la Resolución CREG 004 de 2003 de la siguiente forma:

"1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y la demanda externa."

ARTÍCULO 3º. Modificación del Artículo 3º de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese las definiciones "Despacho Ideal" y "Precio de importación para la liquidación" del Artículo 3º, "Definiciones generales", de la Resolución CREG 004 de 2003, y adiciónense las definiciones "Precio de Bolsa TIE" y "Precio Nodal de Oferta para Exportación en el Redespacho:"

"Precio de Bolsa TIE: 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 Internacional de Despacho Económico Coordinado en el Despacho Ideal."

"Despacho Ideal: Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de generación que resulte en mínimo costo para atender de demanda total del día, sin considerar la red de transporte."

"Precio de Importación para Liquidación: Precio que paga el mercado importador equivalente al precio de bolsa del mercado menos el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), 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 y por el respectivo Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad."

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

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

ARTÍCULO 4°. Modificación del Artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación - Curva de Escalones $PONE_{Qx,i}$, del Artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003 el cual quedará de la siguiente manera:

“ARTÍCULO 5°. Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación - Curva de Escalones $PONE_{Qx,i}$: 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 $PONE_{Qx,i}$, la cual reflejará un precio por cada valor QX, igual al precio de bolsa que se obtiene al ejecutar el proceso de optimización para cubrir la energía adicional, 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 $PONE_{Qx,i}$ 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 $PONE_{Qx,i}$ de la Curva, se construye de la siguiente manera:

$PONE_{Qx,i}$ = Precio_Bolsa_TIE, $_{Qx}$, + Costo_Medio_Restricciones_e + Costo_Restricciones_del_Enlace_e, $_{Qx,i}$ + Cargos_Uso_STN_e + Cargos_Uso_STR_e, i + Cargos_Conexión_Col_ $_{Qx,i}$ + Cargos_CND_ASIC_e + Costo_Pérdidas_STN_e, $_{Qx,i}$ + Costo_Pérdidas_STR_e, $_{Qx,i}$.

donde:

Precio_Bolsa_TIE, $_{Qx}$: para la determinación del Precio_Bolsa_TIE, $_{Qx}$, el CENTRO NACIONAL DE DESPACHO-CND-, encontrará un despacho ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, para cada valor QX adicional a la demanda total doméstica, 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) Cada valor QX adicional a la demanda total doméstica.
- ii) Características técnicas de los recursos de generación.
- iii) Disponibilidad, precio de oferta y precios de arranque-parada declarados por los generadores térmicos, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente.

El Precio_Bolsa_TIE, $_{Qx}$ corresponderá al precio de bolsa del anterior programa de despacho ideal, para cada QX incremental, expresado en \$/kWh.

MD

9/15/09

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

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

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

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

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

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

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

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

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

Costo Pérdidas STR e,qx,i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente a las pérdidas de energía horarias del STR, resultantes de la aplicación del factor de pérdidas del Nivel de Tensión del Operador de Red al cual se conecte el enlace internacional para referir la exportación al nivel de tensión de 230 kV, según la regulación vigente, asignadas al enlace i, en

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica.

PARÁGRAFO 1: *Para asegurar que se mantenga el orden del despacho, el CND verificará que la curva de Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación sea monótonicamente 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 Financiera

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 periodo de transición el número máximo de incrementos de cantidades QX será sin limitaciones. Sin perjuicio de lo anterior la CREG revisará durante el periodo de transición el número máximo de incrementos a considerar.*

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

ARTÍCULO 5°. Modificación del Artículo 8° de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese el numeral iii) del Artículo 8°, “Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE-, para exportación”, de la Resolución CREG 004 de 2003. El Artículo 8° de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

“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.

9/25

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

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 Nodal de Oferta para Exportación en el Redespacho del mercado Colombiano, esta situación será informada al país importador, con el fin de que su operador decida el redespacho respectivo.

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

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

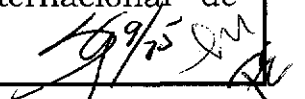
i) Por el incumplimiento total en el depósito del pago anticipado requerido por parte del mercado importador para atender las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo.

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

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

ARTÍCULO 6º. Liquidación de las Transacciones de los Generadores considerados para las TIE: La liquidación de las transacciones de los generadores que son considerados para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado se llevará a cabo de la siguiente forma:

1. Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades) para atender demanda internacional de despacho económico coordinado.
2. La cantidad exportada en las transacciones internacionales de energía de corto plazo-TIE- para atender la demanda internacional de



Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

despacho económico coordinado, será liquidada al Precio de Bolsa TIE en la hora respectiva.

Parágrafo: La liquidación de la generación asociada a las exportaciones de electricidad para suplir generación de seguridad en el país importador se realizará conforme a lo establecido en el Artículo 28° de la Resolución CREG 004 de 2003 y en la Resolución CREG 149 de 2009, y las que las modifiquen, aclaren o adicionen.

ARTÍCULO 7° Modificación del Artículo 31° de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese el Artículo 31° de la Resolución CREG 004 de 2003 el cual quedará así:

“Artículo 31°. Asignación de las Rentas de Congestión. De conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 720 las rentas de congestión serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador.

Cuando el mercado colombiano realice exportaciones los recursos de las rentas que correspondan al sistema importador se tendrán como un saldo a favor del sistema importador.

De las rentas que correspondan al mercado colombiano, se asignarán según lo establecido en las disposiciones legales vigentes.

El saldo de los recursos que correspondan el mercado colombiano se verá reflejado en un menor costo de restricciones. Para lo anterior, el ASIC trasladará estas rentas a los comercializadores conforme con la regulación vigente, como un menor valor de restricciones.

Los comercializadores transferirán a sus usuarios finales el monto correspondiente a las rentas de congestión calculadas por el ASIC, como un menor valor de restricciones, de la siguiente manera

- 1. En el caso de los usuarios regulados: el comercializador deberá disminuir el valor de la variable CRS del componente "R_{mi}", Costos por Restricciones y Servicios Asociados con Generación, de que trata el artículo 13 de la Resolución CREG 119 de 2007, o de aquellas que la adicionen, modifiquen o complementen de acuerdo con el cálculo de las rentas de congestión.*
- 2. Para los usuarios no regulados: el comercializador deberá trasladar el beneficio de las rentas de congestión como un menor valor por concepto de restricciones, de acuerdo con el contrato suscrito libremente entre las partes.”*

AM

9/10/25
EM

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

ARTÍCULO 8°. Modificación del Artículo 43° de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese el Artículo 43°, "Determinación del Precio de Bolsa", de la Resolución CREG 004 de 2003 el cual quedará de la siguiente manera:

"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 de los Precios de Bolsa

En este proceso se determinan los precios para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía. Los precios horarios de Bolsa son iguales al precio de oferta en Bolsa de la Planta con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más el Valor Adicional (ΔI) previsto en el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el artículo 8 de la Resolución CREG 051 de 2009 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir en el despacho ideal : i) la demanda total doméstica, ii) la demanda internacional de despacho económico coordinado y iii) la demanda no doméstica.

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 Nudo Frontera para exportación, al cual se le deben adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nudo frontera hasta el STN, si son del caso, el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y los cargos propios de los generadores en el mercado Colombiano, asignándole además una disponibilidad comercial equivalente a la importación real."

ARTÍCULO 9°. Modificación del Anexo 4 de la Resolución CREG 004 de 2003: Modifíquese el Anexo 4 de la Resolución CREG 004 de 2003 el cual queda así:

"ANEXO No. 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 horaria de exportación 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.

El Costo de Restricciones del Enlace se calculará para los valores Qmedio y Qmax con base en lo descrito en el literal A de este Anexo y se utilizará una metodología de linealización para obtener el Costo de Restricciones del Enlace asociados con los otros incrementos QX. Para los QX entre el inicial y el que contiene el Qmedio se utilizará lo descrito en el literal B y para los

MD

20/12/09

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

y el que contiene el Q_{medio} se utilizará lo descrito en el literal B y para los QX restantes lo establecido en el literal C de este Anexo.

El Costo de Restricciones del Enlace asociado con el último incremento QX debe ser igual al Costo de Restricciones del Enlace calculado para el incremento que contiene el Q_{max} .

A. El Costo de Restricciones del Enlace se determinará para cada período horario y para la cantidad Q_{max} , igual a la capacidad máxima de exportación del enlace internacional i , y para una cantidad Q_{medio} , igual a la mitad de la capacidad máxima de exportación del enlace i en el período k , de conformidad con el siguiente procedimiento:

1. Se realiza un Despacho Programado considerando la Demanda Total Doméstica.
2. Para las cantidades Q_{max} y Q_{medio} , se calcula un Despacho Ideal.
3. Para las cantidades Q_{max} y Q_{medio} , se calcula un despacho programado.
4. Para cada recurso j , período k y para las cantidades Q_{max} y Q_{medio} , a exportar por cada enlace i , se determina:

$$i. \text{ Si } (Q_{prog_{j,i,QX}} - Q_{ideal_{j,i,QX}}) > 0$$

Entonces, $Preferencia_{j,i,QX} = \text{Máx}(PRR_j, \text{Precio_Bolsa_TIE_QX})$

$$ii. \text{ Si } (Q_{prog_{j,i,QX}} - Q_{ideal_{j,i,QX}}) < 0$$

$$\text{Entonces, } Preferencia_{j,i,QX} = \frac{(\text{Precio_Bolsa_TIE_QX} + (Pof_j + (\text{Par}_j / \sum_i Q_{prog_j})))}{2}$$

Donde:

QX: Corresponde a las cantidades Q_{max} y Q_{medio} .

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

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
12/25

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

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 incrementado por los precios de arranque-parada variabilizados con la generación programada para el recurso j en el despacho diario.

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

Precio Bolsa TIE QX: Precio marginal del Despacho Ideal para una cantidad de exportación QX en el despacho económico coordinado.

Qprog j i QX: Generación del recurso j del Despacho Programado para una exportación QX por el enlace i en el período k.

Qideal j i QX: Generación del recurso j del Despacho Ideal para una exportación QX por el enlace i en el período k.

Parj: Precios de arranque-parada del recurso j

t: 1, ..., 24

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:

$$\text{Costo_Restricciones_del_Enlace_e_QX_i_k} = \frac{\text{CostoRestric}_{i_QX_k} - \text{CostoRestricDomésticas}_k}{QX}$$

$$\text{CostoRestric}_{i_QX_k} = \sum_{j=1}^n (Q_{\text{prog}_{j,i,QX}} - Q_{\text{ideal}_{j,i,QX}}) \times \text{Preferencia}_{j,i,QX}$$

Donde:

n: Número de recursos de generación necesarios para atender la Demanda Total Doméstica más la Exportación QX por el enlace i.

QX: Corresponde con las cantidades Qmax y Qmedio.

k: Período del Despacho Programado.

CostoRestricDomésticas_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).

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

CostoRestic_i QX_k: Costo de las Restricciones considerando una TIE de exportación QX por el enlace i.

Qprog_j i QX: Generación del recurso j en el periodo k del Despacho Programado para una TIE de exportación QX.

Qideal_j i QX: Generación del recurso j en el periodo 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.

B. El Costo de Restricciones del Enlace i se determinará para cada período k y para las cantidades que se encuentran entre el QX del primer incremento hasta el QX que contiene la cantidad Qmedio, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$CRAE_{e_{QX_s i} k} = \frac{\sum_{r=1}^s QX_r}{Q_{medio}} \times CRAE_{e_{Q_{medio} i} k}$$

Donde:

CRAE_e QX_s i k: Costo de Restricciones del Enlace i, para el periodo k y para la cantidad QX_s

CRAE_e Q_{medio} i k: Costo de Restricciones del Enlace i, para el periodo k y para la cantidad Q_{medio}

r: Número del incremento QX (número entero desde 1 hasta el número del incremento QX que contiene la cantidad Q_{medio})

s: Número del incremento QX para el que se calcula el CRAE

C. El Costo de Restricciones del Enlace se determinará para cada período horario y para las cantidades QX que se encuentran a partir del incremento QX posterior al que contiene el Q_{medio} y hasta la cantidad Q_{max}, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$CRAE_{e_{QX_s i} k} = CRAE_{e_{Q_{medio} i} k} + \frac{QX_s - Q_{medio}}{Q_{medio}} \times (CRAE_{e_{Q_{max} i} k} - CRAE_{e_{Q_{medio} i} k})$$

Donde:

CRAE_e QX_s i k: Costo de Restricciones del Enlace i, para el periodo k y para la cantidad QX_s

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 14/25

[Handwritten signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

CRAE_eQ_{medio,i}k: Costo de Restricciones del Enlace *i*, para el periodo *k* y para la cantidad Q_{medio}.

CRAE_eQ_{max,i}k: Costo de Restricciones del Enlace *i*, para el periodo *k* y para la cantidad Q_{max}

r: Número del incremento QX (número entero desde 1 hasta el número del incremento QX que contiene el Q_{max})

s: Número del incremento QX para el que se calcula el CRAE"

ARTÍCULO 10º. Modificación del Artículo 6 de la Resolución CREG 014 de 2004: Modifíquese el Artículo 6 la Resolución CREG 014 de 2004 el cual queda así:

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

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

$$\begin{aligned} \text{PONERQ}_{x,i} = & \text{Precio_Bolsa_R_TIE,QX} + \text{Costo_Medio_Restricciones_e} + \\ & \text{Costo_Restricciones_del_Enlace_R_e,QX,i} + \text{Cargos_Uso_STN_e} + \\ & \text{Cargos_Uso_STR_e,i} + \text{Cargos_Conexión_Col_QX,i} + \text{Cargos_CND_ASIC_e} + \\ & \text{Costo_Pérdidas_STN_e,Qx,i} + \text{Costo_Pérdidas_STR_e,Qx,i} \end{aligned}$$

donde:

Precio Bolsa R TIE,QX: Precio de Bolsa estimado de Redespacho, que corresponde al precio que se obtiene de un Predespacho ideal, para el valor QX programado, como se establece a continuación.

Para la determinación del Precio Bolsa R TIE,QX, el CENTRO NACIONAL DE DESPACHO -CND-, encontrará un Predespacho Ideal para las horas faltantes para cumplir las veinticuatro (24) horas del Redespacho, para la demanda total doméstica y para el valor QX programado para ese período en el Redespacho, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así:

i) Demanda Total Doméstica más el valor QX programado adicional.

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

Costo Restricciones del Enlace R e,QX,i: Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, asociado con la exportación a través del Enlace Internacional *i*, para el valor programado QX en el redespacho.

JRD

SP/SA
25

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

calculado conforme al procedimiento desarrollado en el Anexo 4°, considerando en forma independiente cada uno de los Enlaces Internacionales. El CND utilizará en el numeral 2 del Anexo 4 para efectos de obtener este costo, un Predespacho Ideal.

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

ARTÍCULO 11°. Modificación del Anexo A-4, “Función Precio en la Bolsa de Energía”, de la Resolución CREG-024 de 1995. El Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

“ANEXO A-4

FUNCION PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGIA

FUNCION Precio en la Bolsa de Energía – SICPREC

Con esta función se calcularán los Precios en la Bolsa de Energía a partir del Despacho Ideal, estableciendo un precio único para cada mercado según la demanda que se atienda: Demanda Total Doméstica, Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado, y Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica, en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles.

LA FUNCIÓN SICPREC REALIZA LOS SIGUIENTES PROCESOS:

*Identificación de plantas inflexibles: En la declaración del día anterior al despacho, cada generador notificará las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante el proceso de ejecución de la programación, pueden aparecer inflexibilidades adicionales, las cuales pueden ocurrir porque una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) al sistema y por lo tanto no entrará en el cálculo de los Precios en la Bolsa de Energía, excepto cuando la unidad esté programada en su disponibilidad declarada o comercial, según el caso, y la misma pueda tener una variación negativa.
Determinación del Precio en la Bolsa de Energía: Para determinar los Precios en la Bolsa de Energía se procederá en la siguiente forma:*

1. Cuando hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o Demanda no Doméstica

Cuando hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o Demanda No Domestica en cualquiera de los períodos horarios, se aplicarán las siguientes reglas:

16/25

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

a. Se tomará la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda No Doméstica
 b. Con los resultados del literal a., para cada hora se ordenarán las plantas despachadas de acuerdo con las ofertas de precios a la Bolsa de Energía de menor a mayor.

c. El Máximo Precio Ofertado horario, MPO, para el mercado internacional (Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica) y el mercado nacional (Demanda Total Doméstica) se determinará de la siguiente forma:

- Para el mercado que atiende Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica el MPO_K corresponderá al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica, que no sea inflexible, resultante del ordenamiento planteado en el literal b.
- Para el mercado que atiende Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado MPO_I corresponderá al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado, que no sea inflexible, resultante del ordenamiento planteado en el literal b.
- Para el mercado que atiende Demanda Total Doméstica el MPO_N se determina con el ordenamiento de las plantas del literal b. y se tomará el precio ofertado por la última planta requerida para atender la Demanda Total Doméstica, que no sea inflexible.

d. Se determinarán los valores adicionales (ΔI) para los mercados nacionales e internacionales de la siguiente forma:

- **Para atención de la Demanda Total Doméstica**, $\Delta I_N=0$ si para todas las plantas térmicas j , incluidas en el Despacho Ideal que no tengan inflexibilidades por lo menos en un período horario, se cumple la condición

$$I_{Nj} \geq P_{Nj} \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

$$I_{Nj} = \sum_{i=1}^{24} G_{Nj,i} \times MPO_{N,i}$$

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

$$P_{N,j} = \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i} \times Pof_j + \sum_{z=1}^l Par_{N,j,z}$$

$I_{N,j}$ Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total Doméstica.

$P_{N,j}$ Estimación del valor de operación de la planta j por atender la Demanda Total Doméstica.

$G_{N,j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

$MPO_{N,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$Par_{N,j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j que no genera en el ideal para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda No Doméstica en ninguna de las horas del día. l Número de arranques de la planta j .

Si no se cumple la condición de la Ec. (1), se calculará el Valor Adicional para la Demanda Total Doméstica (ΔI_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (1) aplicando la siguiente ecuación:

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^k (P_{N,j} - I_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}}$$

Donde:

k Número de plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (1)

$D_{N,i}$ Demanda Total Doméstica en la hora i .

- **Para atención de la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica**, $\Delta I=0$ si para todas las plantas térmicas j , incluidas en el Despacho Ideal que no tengan inflexibilidades por lo menos en un periodo horario, se cumple la condición:

$$I_{N-I-K_j} \geq P_{N-I-K_j} \quad \text{Ec. (2)}$$

Handwritten signature and date: 15/25

Handwritten mark

Handwritten mark

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

Donde:

$$I_{N-I-K,j} = \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i} \cdot MPO_{N,i} - \sum_{i=1}^{24} G_{I,j,i} \cdot MPO_{I,i} - \sum_{i=1}^{24} G_{K,j,i} \cdot MPO_{K,i}$$

$$P_{N-I-K,j} = \sum_{i=1}^{24} (G_{N,j,i} - G_{I,j,i} - G_{K,j,i}) \cdot Pof_j - \sum_{z=1}^l Par_{K,j,z}$$

$I_{N+I+K,j}$ Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica.

$P_{N+I+K,j}$ Estimación del valor de operación de la planta j por atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica.

$MPO_{N,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i.

$MPO_{I,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i.

$MPO_{K,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i.

$G_{N,j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

$G_{I,j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

$G_{K,j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica.

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j.

$Par_{K,j,z}$ Precios de oferta del arranque-parada z de la planta j que generan en el ideal en algún período para la Demanda no Doméstica. l Número de arranques de la planta j.

Si no se cumple la condición de la Ec(2), se calculará el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica ΔI_j con aquellas plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (2) y la Ec. (1) aplicando la siguiente ecuación:

$$\Delta I_j = \frac{\sum_{i=1}^{m2} (P_{N-I-K,j} - I_{N-I-K,j}) - \sum_{j=1}^{m1} (P_{N,j} - I_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{I,i}}$$

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 19/25

[Handwritten signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

Donde:

m2 Plantas térmicas que no cumple la condición de la Ec (2).

m1 Plantas térmicas que no cumple la condición de la Ec (1).

D_{I,i} la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en la hora i.

e. Se determinará el Precio de Bolsa para cada mercado, de la siguiente forma:

- **Para atender Demanda Total Doméstica**, se aplicará la siguiente ecuación, para cada hora i:

$$PB_{N,i} = MPO_{N,i} + \Delta I_N$$

- **Para atender Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado**, se aplicará la siguiente ecuación, para cada hora i:

$$PB_{I,i} = MPO_{I,i} + \Delta I_I$$

- **Para atender Demanda No Doméstica**, se aplicará la siguiente ecuación, para cada hora i:

$$PB_{K,i} = MPO_{K,i} - \Delta I_I$$

Donde:

PB_{N,i} Precio en la Bolsa de Energía para la Demanda Total Doméstica en la hora i.

PB_{I,i} Precio en la Bolsa de Energía para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i.

PB_{K,i} Precio en la Bolsa de Energía para la Demanda no Doméstica en la hora i.

MPO_{N,i} Máximo Precio Ofertado para la Demanda Total Doméstica en la hora i.

MPO_{I,i} Máximo Precio Ofertado para Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado

MPO_{K,i} Máximo Precio Ofertado para Demanda no Doméstica en la hora i.

ΔI_N Valor adicional para la Demanda Total.

ΔI_I Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y Demanda No Doméstica.

2. Cuando no hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado ni Demanda No Doméstica

YASO

20/25

20/25

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

Cuando no hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado ni Demanda No Doméstica en todos los periodos horarios, se aplicarán las siguientes reglas:

- a. Se tomará la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total Doméstica.
- b. Con los resultados del literal a., para cada hora se ordenarán las plantas despachadas de acuerdo con las ofertas de precios a la Bolsa de Energía de menor a mayor.
- c. El Máximo Precio Ofertado horario, (MPO_N), con el ordenamiento de las plantas del punto b. se tomará el precio ofertado por la última planta requerida para atender la Demanda Total Doméstica, que no sea inflexible.
- d. Se determinará un valor adicional (ΔI) de la siguiente forma:

ΔI_N=0 si para todas las plantas térmicas j se cumple la condición

$$I_{N,j} \geq P_{N,j} \quad EC (3)$$

Donde:

$$I_{N,j} = \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i} \times MPO_{N,i}$$

$$P_{N,j} = \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i} \times Pof_j + \sum_{z=1}^l Par_{N,j,z}$$

I_{N,j} Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total Doméstica.

P_{N,j} Estimación del valor de operación de la planta j por atender la Demanda Total Doméstica.

G_{N,j,i} Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

MPO_{N,i} Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i.

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j.

Par_{N,j,z} Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j

l Número de arranques de la planta j.

Si no se cumple la condición de la Ec. (3), se calcula el Valor Adicional para la Demanda Total Doméstica (ΔI_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3) con la siguiente ecuación:

MSD

21/25

[Signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^r (P_{Nj} - I_{Nj})}{\sum_{i=1}^{24} D_{Ni}}$$

Donde:

r Número de plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3)
D_{N,i} Demanda Total Doméstica en la hora *i*.

e. Se determina el Precio de Bolsa de la siguiente forma:

$$PB_{Ni} = MPO_{Ni} - \Delta I_N$$

Donde:

PB_{N,i} Precio en la Bolsa de Energía para la Demanda Total Doméstica en la hora *i*.

MPO_{N,i} Máximo Precio Ofertado para la Demanda Total Doméstica en la hora *i*.

ΔI_N Valor adicional para la Demanda Total Doméstica.

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

ARTÍCULO 12°. Modificación del Artículo 9° de la Resolución CREG 051 de 2009: Modifíquese el Artículo 9°, “Ajustes a la liquidación en la Bolsa de Energía”, de la Resolución CREG 051 de 2009, el cual queda así:

“ARTÍCULO 9°. Ajustes a la liquidación en la Bolsa de Energía. En caso de que el ΔI sea mayor que cero ($\Delta I > 0$) se aplicarán las siguientes reglas:

1. Valores a cargo de los generadores que salieron despachados

El valor a cargo de cada generador *j* despachado en el Despacho Ideal, será el que resulta de aplicar la siguiente expresión:

- Cuando hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o Demanda No Doméstica

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 2/25

[Handwritten signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

$$R\Delta I_{I,j} = \Delta I_I \times \sum_{i=1}^{24} G_{I,j,i}$$

$$R\Delta I_{N,j} = \Delta I_N \times \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i}$$

$$R\Delta I_{K,j} = \Delta I_I \times \sum_{i=1}^{24} G_{K,j,i}$$

- Cuando no hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado ni Demanda No Doméstica

$$R\Delta I_{N,j} = \Delta I_N \times \sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i}$$

Donde:

$R\Delta I_{I,j}$: Recaudo por Valor Adicional por atención de Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado a cargo del generador j

$R\Delta I_{N,j}$: Recaudo por Valor Adicional por atención de Demanda Total Doméstica a cargo del generador j.

$R\Delta I_{K,j}$: Recaudo por Valor Adicional por atención de Demanda No Doméstica a cargo del generador j

ΔI_N : Valor adicional para la Demanda Total Doméstica.
 ΔI_I : Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

$G_{N,j,i}$: Generación de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

$G_{I,j,i}$: Generación de la planta j en la hora i para atender Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

$G_{K,j,i}$: Generación de la planta j en la hora i para atender la Demanda No Doméstica.

3. Valores a favor de los generadores despachados

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 23/25

[Handwritten signature]

Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

El valor a favor de cada generador despachado en el Despachado Ideal será calculado con las siguientes expresiones, según el caso:

- *Cuando hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o Demanda No Doméstica y no se cumple la condición de la Ec(1) y/o de la Ec (2), del Anexo A 4 de la Resolución CREG 024 de 1995, se aplicará la siguiente expresión:*

$$P\Delta I_j = (P_{N-I-K,j} - I_{N-I-K})$$

Si se cumplen las condiciones de las Ec (1) y (2),

$$P\Delta I_j = 0$$

- *Cuando no hay Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y Demanda No Doméstica y no se cumple la condición de la Ec(3), del Anexo A 4 de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por esta Resolución se aplicará la siguiente expresión:*

$$P\Delta I_j = (P_{N,j} - I_{N,j})$$

Si se cumple la condición de la Ec (3), $P\Delta I_j = 0$

Donde:

$P\Delta I_j$: Valores a favor del generador j.

$I_{N,j}$ Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total Doméstica.

$P_{N,j}$ Estimación del valor de operación de la planta j por atender la Demanda Total Doméstica.

$I_{N+I+K,j}$ Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total Doméstica mas la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda No Doméstica.

$P_{N+I+K,j}$ Estimación del valor de operación de la planta j por atender la Demanda Total Doméstica mas la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda No Doméstica.

Según se definen en el Anexo A 4 de la Resolución CREG 024 de 1995."

JAD

24/25
JAD


Por la cual se adoptan disposiciones aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

ARTÍCULO 13°. Exportaciones en condiciones de racionamiento interno: De conformidad con lo establecido en el Artículo 13 del Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador, adoptado mediante la Decisión CAN 720, no será obligatorio realizar exportaciones de electricidad cuando se presenten condiciones de racionamiento interno. En este caso las exportaciones se realizarán de conformidad con lo establecido en la normatividad vigente.

ARTÍCULO 14°. Vigencia. Esta resolución se publicará en el Diario Oficial y regirá a partir del día 4 de diciembre de 2009 y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. 03 DIC. 2009


SILVANA GLAIMO CHÁVEZ
Viceministra de Minas y Energía
Delegada del Ministro de Minas y
Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

