

RESOLUCIÓN 24 DE 1995

(julio 13)

Diario Oficial No. 41.937 de 24 de julio de 1995

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

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 se hace necesario regular los aspectos comerciales básicos del mercado mayorista de energía eléctrica;

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos regulados en la presente resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del día 10 de julio de 1995, consideró y aprobó las decisiones que se contienen en esta providencia;

RESUELVE

ARTICULO 1o. DEFINICIONES. Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por 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).

Agente económico. Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la ley 142 de 1994.

Agente comercializador. Es la empresa registrada ante el Administrador SIC que realiza la comercialización de energía.

Agente generador. Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.

Bolsa de energía. Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Código de redes. Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional.

Comercialización de energía eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

Consumo Propio. Es el consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación.

Demanda total. <Definición adicionada por el artículo 1o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.> Corresponde a la demanda comercial doméstica o nacional, más la demanda comercial internacional

<Notas de vigencia>

- Definición adicionada por el artículo 1o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

Despacho ideal. <Definición modificada por el artículo 3 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> 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.

<Notas de Vigencia>

- Definición modificada por el artículo 3 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

<Concordancias>

Resolución CREG 51 de 2009; Art. 24

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

Despacho ideal. Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras.

Despacho programado. Es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), denominado Redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

Despacho real. Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.

Disponibilidad Comercial. Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presenten cambios en las unidades de generación en la operación real del sistema

Distribución de electricidad. Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

Inflexibilidad de Unidades. <Definición modificada por el artículo 1o. de la Resolución 122 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:> Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la

unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema.

<Notas de vigencia>

- Definición modificada por el artículo 1o. de la Resolución 122 de 1998 - CREG.

- Definición modificada por el artículo 16 de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución 112 de 1998:

Inflexibilidad de Unidades

Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho, el generador informa que por sus características técnicas la unidad es inflexible.

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

Inflexibilidad de Unidades: Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

Información. Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

Mercado libre. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado regulado. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.

Orden de méritos. Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores.

Programa de generación. Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento

de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.

Reserva de Regulación Primaria. Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva Rodante. Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.

Respaldo. Es la capacidad de generación de energía no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda de energía en casos extremos de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación de energía. Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la Reserva Primaria y de AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de transmisión nacional. Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, y transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de transmisión regional. Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de distribución local. Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

Transmisión. Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Transportador. Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, en un sistema de transmisión regional o en un sistema de distribución local.

<Doctrina Concordante>

Concepto SUPERSERVICIOS 421 de 2008

ARTICULO 2o. OBJETIVO. Esta resolución tiene el propósito de:

- a) Establecer un conjunto de reglas que regulen el funcionamiento del mercado mayorista en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado: contratos de energía a largo plazo, contratos de energía en la bolsa, prestación de servicios asociados de generación y tratamiento de las restricciones en las redes de transmisión y distribución.
- b) Proveer a los agentes participantes del mercado mayorista de un conjunto de reglas que faciliten la formación de actos y contratos que tengan por objeto la enajenación y adquisición de energía eléctrica en la bolsa de energía, y su cumplimiento con la ayuda del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- c) Fijar las reglas que permitan determinar, liquidar, y pagar las obligaciones pecuniarias que resulten entre los agentes participantes del mercado mayorista, por los actos o contratos sobre energía que se efectúen en la bolsa de energía.
- d) Facilitar la competencia entre todos los agentes participantes del mercado mayorista

ARTICULO 3o. CONTENIDO. Esta resolución contiene las reglas y procedimientos para el manejo de información, liquidación de cuentas en la bolsa de energía, pago de servicios asociados de generación, pago por restricciones de transmisión y distribución, cobro y recaudo de facturas por transacciones realizadas en el mercado mayorista que forman parte del Sistema de Intercambios Comerciales. Igualmente, define las obligaciones y derechos de los agentes que participan en dicho mercado.

PARAGRAFO. Los procedimientos minuciosos utilizados por el Administrador del SIC, y los programas de computador correspondientes estarán a disposición de los agentes del mercado mayorista en las oficinas del Administrador del SIC, debidamente certificados por la auditoría a esta entidad.

ARTICULO 4o. ELEMENTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Para efectos del funcionamiento del mercado mayorista, el Sistema Interconectado Nacional se considera dividido en Centros de Generación, Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local. Igualmente, existe un sistema para coordinación y control de la operación del sistema conformado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros Regionales de Despacho (CRDs).

ARTICULO 5o. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA. Son agentes del mercado mayorista: los generadores, los comercializadores y los transportadores. Los transportadores son agentes del mercado mayorista que no realizan compraventa de energía, sino que participan en los procesos de reconciliación por las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional, del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local, y para la evaluación de pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional. El representante de los transportadores en el mercado mayorista es Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", con los deberes y derechos que acuerden las partes, mediante convenio especial que se debe efectuar para esta delegación. Las interconexiones internacionales son representadas por uno o más agentes en el mercado mayorista debidamente registrados ante el Administrador del SIC.

<Doctrina Concordante>

Concepto CREG 3748 de 2005

ARTICULO 6o. CUMPLIMIENTO DE CONDICIONES MINIMAS. Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

- a) Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen.
- b) Registrarse como agente del mercado mayorista ante el Administrador del SIC.
- c) Suministrar la información de generación y demanda con la periodicidad que se indique en la presente resolución y en la forma que lo define el Código de Redes.
- d) Presentar las garantías financieras definidas en la presente resolución o realizar los pagos anticipados, en caso de ser necesario.
- e) Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho central según las reglas de despacho definidas en el Código de Redes.
- f) Suministrar la información establecida en esta resolución en los tiempos y en la forma requeridos para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC),
- g) Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.
- h) Someterse a la liquidación que haga el Administrador del SIC de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse, en cada momento apropiado, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.
- i) Incluir dentro de su presupuesto las apropiaciones mínimas que se requieren para efectuar oportunamente los pagos de sus obligaciones con la Bolsa de Energía.
- j) Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el Administrador del SIC, según lo previsto en esta resolución, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.
- k) Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC, serán a título oneroso.

<Doctrina Concordante>

Concepto CREG 3748 de 2005

ARTICULO 7o. OPERACIONES EN EL MERCADO MAYORISTA. En el mercado mayorista se realizan las siguientes operaciones:

- a) Contratos de Energía a largo plazo: son aquellos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo.
- b) Contratos de Energía en la Bolsa: Son aquellos que se celebran a través del Administrador del SIC, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan por la presente resolución y por el acuerdo de las partes en las reglas del SIC.
- c) Prestación de servicios asociados de generación de energía a la empresa de transmisión nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de electricidad.

ARTICULO 8o. SERVICIOS EN EL MERCADO MAYORISTA. El Administrador del SIC solo prestará sus servicios a los agentes participantes del mercado mayorista para formar y cumplir los actos y contratos que tengan por objeto la adquisición o enajenación de energía eléctrica y los servicios asociados de generación, cuando estas se comprometan por escrito, a que:

- a) Sus relaciones con el Administrador del SIC se regirán por lo aquí dispuesto;
- b) Las relaciones entre los participantes del mercado mayorista, para la formación y cumplimiento de todos los actos y contratos que celebren para la adquisición y enajenación a título oneroso, de energía eléctrica y los servicios asociados de generación de energía, que impliquen transacciones en la bolsa de energía, se regirán por lo aquí dispuesto.

PARAGRAFO. Las empresas que deseen participar del mercado mayorista, se dirigirán al Administrador del SIC, informándole por escrito que conocen y aceptan los términos de la presente resolución.

ARTICULO 9o. FRONTERAS COMERCIALES. Son fronteras comerciales en el mercado mayorista el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución local. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

ARTICULO 10. SISTEMAS DE MEDICION Y COMUNICACIONES. Cada agente debe contar con los siguientes sistemas de medición y comunicación para envío de información al Administrador del SIC para el proceso de evaluación de las transacciones en el mercado:

- a) Un sistema de medición comercial, destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la liquidación de las transacciones comerciales en el mercado mayorista.
- b) Un sistema de comunicaciones que soporta al sistema de medición comercial, conteniendo enlaces de voz, datos y facsímil.

PARAGRAFO. Estos sistemas deben cumplir con las condiciones técnicas especificadas y con los métodos alternativos de respaldo definidos en el Código de Redes.

ARTICULO 11. REGISTRO DE LOS AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA. Para el registro de un agente en el mercado mayorista se requiere por parte del agente:

- a) Llenar el formulario de registro
- b) Informar por escrito al Administrador del SIC que conoce y acepta los términos de la presente resolución.
- c) Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales
- d) Firmar el contrato de mandato con el Administrador del SIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en la Bolsa de Energía y para los servicios complementarios de energía.
- e) <Literal modificado por el artículo 6 de la Resolución 19 de 2006. El nuevo texto es el siguiente:>
Cubrir el pago de las obligaciones que resulten por las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, con el otorgamiento de garantías que cumplan los criterios establecidos en el Anexo C de esta resolución, o con el prepago o pago anticipado, o la cesión de créditos, de que trata la regulación de la CREG, todo con sujeción al Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista.

<Notas de Vigencia>

- Literal e) modificado por el artículo 6 de la Resolución 19 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.269 de 15 de mayo de 2006.

- Literal e) modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 66 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.175 del 26 de septiembre de 2000. El artículo 1 de la Resolución 66 de 2000, incluye los siguientes párrafos:

"PARAGRAFO 1o. Las garantías deberán estar vigentes por un período mínimo de treinta (30) días hábiles contados a partir de la fecha de vencimiento de la factura del mes que se está garantizando.

"PARAGRAFO 2o. El representante legal deberá demostrar que está debidamente autorizado para firmar los pagarés y las cartas de instrucciones de que trata este artículo, de acuerdo con lo definido en el certificado de existencia y representación legal que, para el efecto, deberá anexar.

"PARAGRAFO 3o. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales revisará permanentemente el valor de las garantías, de modo que cumplan con lo establecido en la presente resolución. En caso de ser necesario exigir a algún agente la actualización de las mismas, deberá comunicárselo al agente respectivo, con una antelación no inferior a diez (10) días respecto de la fecha en que deba entregar la garantía, de acuerdo con lo establecido en este artículo. El incumplimiento de lo aquí dispuesto será causal para la iniciación de un programa de limitación del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG-116 de 1998.

"PARAGRAFO 4o. Los pagarés de que trata este artículo deberán restituirse cada vez que se requiera el uso de uno o varios de ellos, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en la cual el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales así lo comunique al agente respectivo. El incumplimiento de lo aquí dispuesto será causal para la iniciación de un programa de limitación del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG-116 de 1998."

- Literal e) modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 116 de 1998, publicada en el Diario Oficial No. 43.448 de diciembre 11 de 1998

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 66 de 2000:

e) Entregar y/o actualizar periódicamente las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, al menos con quince (15) días calendario de antelación a la fecha en que se efectuarán dichas transacciones. El monto de estas garantías será establecido por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de forma tal que respalde todas las obligaciones que se puedan generar a cargo del agente respectivo en el Sistema de Intercambios Comerciales por un período mínimo de un mes; en consecuencia, tales garantías deberán respaldar el pago de las obligaciones que se puedan generar por transacciones de energía en bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios del Centro Nacional de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y/o al Liquidador y Administrador de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional.

Adicionalmente, deberá hacer entrega de cuatro pagarés en blanco, debidamente firmados por el representante legal, debidamente autorizado para el efecto, con sus respectivas cartas de instrucciones. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales podrá diligenciar los pagarés en cualquier tiempo, mientras el agente se encuentre inscrito en el mercado mayorista, cuando no se realice el pago del valor total de dos facturas, consecutivas o no, por cualquiera de los conceptos facturados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales o por el Liquidador y Administrador de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional."

Texto modificado por la Resolución 116 de 1998:

e. Entregar las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, al menos con quince días de antelación a la fecha en que iniciará su participación en las transacciones del mercado mayorista, y mantenerlas vigentes durante todo el tiempo en que el agente participe en el mercado mayorista de energía; el monto de estas garantías se establecerá por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de forma tal que respalden todas las obligaciones que se puedan generar a cargo del agente respectivo en el Sistema de Intercambios Comerciales por un período mínimo equivalente a los tres (3) meses siguientes al mes de operación; en consecuencia, tales garantías deberán respaldar el pago de las obligaciones que se puedan generar por transacciones de energía en bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y/o al Administrador de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional.

Adicionalmente, deberá hacer entrega de cuatro pagarés en blanco, debidamente firmados por el representante legal debidamente autorizado para el efecto, con sus respectivas cartas de instrucciones. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales podrá diligenciar los pagarés en cualquier tiempo, mientras el agente se encuentre inscrito en el mercado mayorista, cuando no se realice el pago del valor total de dos facturas, consecutivas o no, por cualquiera de los conceptos facturados

por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales o por el Administrador de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional.

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

e) Entregar las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, antes de iniciar su participación en las transacciones del mercado mayorista.

f) Informar la ubicación de sus fronteras comerciales y las características técnicas de sus equipos de medición y comunicaciones. Durante el período de transición definido para tener los equipos de telemedición, debe suministrar la periodicidad de toma de medidas en cada frontera y la periodicidad de envío de la información.

g) Presentar los certificados de calibración de los equipos de medición comercial, expedidos por una entidad autorizada, de acuerdo con lo definido en el Código de Redes.

h) Cumplir con las condiciones establecidas por la CREG para realizar las actividades de comercialización o generación, según sea el caso.

PARAGRAFO 1o. Para efectos del cumplimiento de la resolución CREG-016 de 1995, los participantes iniciales del mercado mayorista deberán entregar las garantías requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, a mas tardar el 31 de agosto de 1995.

PARAGRAFO 2o. Todos los agentes deben actualizar su registro cada vez que tengan modificaciones a la información reportada en el registro.

ARTICULO 12. RETIRO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA DE AGENTES QUE NO TENGAN OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME ASIGNADAS. <Artículo modificado por el Anexo 1, numeral 1.6.2 de la Resolución 71 de 2006. El nuevo texto es el siguiente:> Son causales para el retiro del mercado mayorista de los agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignada, las siguientes:

1. Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.

2. Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o de la presente resolución.

3. Por haber entrado en proceso de liquidación.

4. Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.

5. Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

PARÁGRAFO 1o. Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las Leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

PARÁGRAFO 2o. Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

PARÁGRAFO 3o. Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con este, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por sí mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

PARÁGRAFO 4o. El retiro de un agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él.

<Notas de Vigencia>

- *Parágrafo 4o. derogado por el artículo 12 de la Resolución 84 de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.786 de 19 de octubre de 2007. En criterio del editor la derogatoria se refiere al parágrafo 4o. del texto original.*

- *Artículo modificado por el Anexo 1, numeral 1.6.2 de la Resolución 71 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.421 de 14 de octubre de 2006.*

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

ARTÍCULO 12. RETIRO DE AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA. *Son causales para el retiro como agente del mercado mayorista las siguientes:*

a) Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.

b) Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.

c) Cuando se declare en estado de quiebra.

d) Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.

e) Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

PARAGRAFO 1o. Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

PARAGRAFO 2o. Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

PARAGRAFO 3o. Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por si mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

PARAGRAFO 4o. El Administrador del SIC hará una liquidación de todas las cuentas pendientes, contra la cual procederá recurso de reposición, y de apelación ante la CREG. Lo mismo ocurrirá cuando, por razones previstas en la ley o en la presente resolución, el Administrador del SIC decida que no continuará prestando sus servicios a una empresa.

PARAGRAFO 5o. El retiro de una agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él.

ARTICULO 13. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR. La información requerida de los agentes y la distribución de información a aquellos se especifica en el Anexo A de la presente resolución.

ARTICULO 14. REGISTRO DE CONTRATOS DE ENERGÍA. Todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC. Las partes contratantes deberán estar registrados ante el Administrador del SIC y otorgar las garantías definidas en esta resolución. El procedimiento para registrar contratos se establece en el Anexo D de la presente resolución.

PARAGRAFO. Copia de estos contratos se remitirán, simultáneamente al registro, a la Comisión para efectos de su ejercicio regulatorio.

ARTICULO 15. CONTENIDO DE LOS CONTRATOS. La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía podrán pactarse libremente entre las partes. Sin embargo, para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de las partes contratantes; reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio, en forma consistente con los procedimientos de liquidación establecidos en esta resolución.

ARTICULO 16. CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES EN LOS CONTRATOS. Para efectos de la liquidación de transacciones realizadas por los agentes en la bolsa de energía los contratos de energía serán asignados por el Administrador del SIC de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta resolución. El Administrador del SIC no responde por el cumplimiento de las obligaciones que las partes de los contratos de energía asumen recíprocamente. Las obligaciones del Administrador del SIC no se enmarcan como comercializador, ni dentro del proceso de compraventa de energía, sino que son de apoyo para este proceso, para lo cual actúa en la ejecución de los contratos por el mandato dado por las empresas participantes en el mercado mayorista, por cuenta y riesgo de éstos.

ARTICULO 17. CESION DE CONTRATOS. La cesión de los contratos de energía a largo plazo a otro comercializador o generador se debe reportar con una anticipación mínima de dos (2) días calendario a la fecha de aplicación de la cesión.

ARTICULO 18. TERMINACION DE CONTRATOS. En caso de terminación de un contrato, es obligación de las partes involucradas informar con una anticipación mínima de siete (7) días calendario a la fecha de finalización del contrato, para que el Administrador del SIC deje de considerarlo en la comercialización en el mercado mayorista a partir de la fecha de terminación. El Administrador del SIC informará a los agentes del mercado mayorista involucrados el registro de la terminación del contrato. En el caso que uno de los agentes involucrados en la terminación de contratos, no esté cumpliendo con las obligaciones como agente del mercado mayorista se informará a la CREG para que defina las acciones correspondientes.

ARTICULO 19. PARTICIPANTES EN LA BOLSA DE ENERGÍA. Las empresas que desarrollan actividades de comercialización y generación tienen la obligación de participar en la Bolsa de Energía, según las disposiciones de la CREG.

ARTICULO 20. OBJETIVOS DE LA BOLSA DE ENERGIA. La bolsa de energía tiene los siguientes objetivos principales:

- a) establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que dé incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma mas eficiente posible.
- b) proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.
- c) facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.

ARTICULO 21. FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA. Las transacciones comerciales en la bolsa de energía se evaluarán y administrarán de acuerdo a los procesos y procedimientos establecidos en el Anexo A de la presente resolución.

ARTICULO 22. GARANTÍAS PARA LOS PARTICIPANTES EN LA BOLSA DE ENERGÍA. El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones y procedimientos establecidos en el Anexo C de la presente resolución.

ARTICULO 23. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN EN LA BOLSA DE ENERGÍA. La liquidación, facturación y cobranza de las transacciones comerciales en la bolsa de energía se efectuará de acuerdo a las reglas y procedimientos establecidos en el Anexo B de la presente resolución.

<Concordancias>

Resolución CREG 51 de 2009; Art. 24

ARTICULO 24. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE ENERGÍA. Los servicios complementarios de energía comprenden la capacidad de generación de respaldo, el cargo de potencia en la bolsa y los servicios asociados de generación. Los dos primeros se liquidarán y facturarán en forma transitoria de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG-053 de 1994 y las normas complementarias sobre oferta de capacidad de generación de respaldo establecidas en el Anexo E de la presente resolución. Los servicios asociados de generación se liquidarán y facturarán de acuerdo con los procedimientos y metodologías que se establecerán en resolución aparte de la CREG.

ARTICULO 25. FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO. Se consideran eventos de fuerza mayor aquellos causados por fenómenos naturales o eventos que atenten contra la infraestructura de comunicaciones dispuesta para el reporte de las mediciones y que afecten el suministro de información para la liquidación de las transacciones en la Bolsa de Energía. Ante la ocurrencia de estos eventos que causen incapacidad para la realización de las actividades del Administrador del SIC, se modifican los plazos para reporte de información del Administrador del SIC a los agentes del mercado mayorista.

ARTICULO 26. REVISION DE LOS ASPECTOS COMERCIALES. Las revisiones y cambios a las reglas y procedimientos establecidos en la presente resolución para reglamentar los aspectos comerciales del mercado mayorista deberán ser aprobados por la Comisión. Los procedimientos minuciosos que mantiene el Administrador del SIC a disposición de los agentes del mercado mayorista podrán ser modificados, previa aprobación de la Comisión, y serán certificados por la auditoría al Administrador del SIC.

PARAGRAFO. El Consejo Nacional de Operación, el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC, los agentes del mercado mayorista y el Administrador del SIC podrán presentar a la Comisión solicitudes de revisión. La Comisión realizará el estudio de las solicitudes y expedirá las modificaciones a que hubiere lugar.

ARTICULO 27. COMITE ASESOR DE COMERCIALIZACION. <Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 123 de 2003. El nuevo texto es el siguiente:> Créase el Comité Asesor de Comercialización para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

El Comité estará compuesto por los siguientes grupos de agentes:

- i) Cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización;
- ii) Cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización;
- iii) Cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan exclusivamente la actividad de comercialización.

Adicionalmente participará (1) representante del Administrador del SIC o quien haga sus veces, con voz pero sin voto.

La elección de los miembros del CAC se realizará cada año, para un período de doce (12) meses. Los representantes de cada grupo de agentes definido anteriormente, se seleccionarán de la siguiente forma:

a) Un (1) delegado de la empresa con mayor demanda anual abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior). Dicho representante tendrá derecho propio para participar en el Comité. No podrán participar en este grupo aquellos delegados de empresas que tengan representantes en el Consejo Nacional de Operación;

b) Tres (3) representantes que serán elegidos por los miembros que conforman cada grupo de agentes. Para ello se ordenarán las empresas de mayor a menor demanda, después de extraer la demanda del agente elegido según el literal a), y se agruparán en tres subgrupos, en iguales proporciones a la demanda, cada uno de los cuales elegirá por mayoría de votos a un representante al Comité. No podrán participar en este grupo aquellos delegados de empresas que tengan representantes en el Consejo Nacional de Operación;

c) El miembro con derecho propio del que trata el literal a) no se tendrá en cuenta para la conformación de los subgrupos, ni en la elección de los representantes. Para la conformación de los subgrupos, los comercializadores que no atiendan demanda final serán considerados en el rango menor de demanda.

PARÁGRAFO 1o. Para establecer la composición del Comité Asesor de Comercialización deberán considerarse los siguientes criterios:

a) Una empresa integrada verticalmente en dos actividades o más, no podrá tener más de un (1) representante en el Comité;

b) Las empresas generadoras deben estar registradas como tales en el Mercado Mayorista;

c) Las empresas distribuidoras deben tener cargos de distribución aprobados por la CREG y vigentes al 31 de diciembre del año anterior al de conformación o revisión de la composición del CAC;

d) Las empresas comercializadoras deben estar registradas como tales en el Mercado Mayorista;

e) Las empresas integradas verticalmente en más de dos actividades, deben manifestar a qué grupo, de los que trata este artículo, desean pertenecer. Esta opción de elección de grupo se podrá ejercer por una sola vez durante la vigencia anual de la operación del CAC que se esté conformando y no será susceptible de modificación alguna durante el período.

f) Si alguno de los agentes participantes del mercado mayorista de energía tuviera conocimiento de alguna violación a lo que aquí se dispone, podrá solicitar a la CREG la suspensión de la participación del agente o agentes involucrados en el Comité. La CREG solicitará la información que considere pertinente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994;

g) Las empresas vinculadas económicamente en los términos de la Ley 142 de 1994, no podrán tener más de un representante en el Comité.

La composición del Comité Asesor de Comercialización será revisada cuando la posición relativa de las empresas experimente cambios objetivos. Se entienden como cambios objetivos:

a) Se dé por iniciado o finalizado el desarrollo de una actividad de una empresa en el mercado;

b) Se fusionen o escindan empresas.

PARÁGRAFO 2o. En caso que un agente deje de ser parte del Comité, el subgrupo del cual provenía elegirá a su nuevo representante ante el CAC.

PARÁGRAFO 3o. El Comité elegirá entre sus miembros, un Presidente, por un período de un (1) año, prorrogable. También podrá designar un Secretario Técnico, quien será un profesional independiente sin vinculación con alguno de los agentes del mercado. El Secretario Técnico será elegido por período de un año prorrogable.

PARÁGRAFO 4o. El Comité asesorará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en los siguientes aspectos:

- a) Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo los índices de desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Parágrafo 3o del artículo 31 de la Resolución CREG 024 de 1995;
- b) Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados;
- c) Apoyar a las Auditorías que se designen, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 1995, en los procesos a ejecutar;
- d) Analizar y recomendar cambios a las reglas comerciales de la Bolsa y de la actividad de comercialización en el Mercado Mayorista, así como cualquier otro aspecto del SIC y del mercado que involucre aspectos que afecten a la actividad de comercialización de energía;
- e) Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC;
- f) Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar un seguimiento general de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC;
- g) Sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, hacer seguimiento a las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC;
- h) Remitir a la CREG trimestralmente, en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 063 de 2000, un informe detallado sobre la Generación de Seguridad a la cual le haya sido aplicada la disposición establecida en el artículo 6o, Parágrafo 1o, de dicha resolución;
- i) Identificar y notificar a los miembros participantes en el Comité, teniendo en cuenta el mecanismo de elección de que trata este reglamento.

PARÁGRAFO 5o. El Comité se reunirá por lo menos una vez al mes, y extraordinariamente, cuando así lo solicite por lo menos la tercera parte de sus miembros. No serán válidas las reuniones no presenciales y los miembros, en el evento de no poder asistir a una reunión del Comité no podrán delegar su representación.

PARÁGRAFO 6o. Las actas, los reportes, recomendaciones y/o propuestas que desarrolle el Comité en cumplimiento de sus funciones, serán presentadas por su presidente directamente y por escrito a la CREG. Los salvamentos de voto deberán estar sustentados por escrito y anexados a la respectiva acta. El orden del día, deberá conocerse por anticipado y en caso de requerirse, los temas deberán contar con un documento soporte.

PARÁGRAFO 7o. El Comité someterá a aprobación de la CREG el reglamento interno de funcionamiento.

<Notas de vigencia>

- Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 123 de 2003, publicada en el Diario Oficial No. 45.415, de 29 de diciembre de 2003

- Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 30 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.349, del 7 de marzo de 2001.

- Artículo modificada por el artículo 1 de la Resolución 3 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.349, del 7 de marzo de 2001

- Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG-068 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.809 del 9 de diciembre de 1999.

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución 30 de 2001:

ARTÍCULO 27. Créase el Comité Asesor de Comercialización para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.

El Comité estará compuesto por los siguientes agentes:

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto.

El Comité asesorará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en los siguientes aspectos:

a) Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el parágrafo 3o. del artículo 31 de la presente Resolución;

b) Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados;

c) Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC;

d) Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC;

e) Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC;

f) Sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.

PARÁGRAFO 1o. El Comité se reunirá por lo menos una vez al mes, y extraordinariamente, cuando así lo solicite por lo menos la tercera parte de sus miembros.

PARÁGRAFO 2o. Para establecer la composición del Comité Asesor de Comercialización deberán considerarse los siguientes criterios:

a) Una empresa que tenga un representante en el Consejo Nacional de Operación no podrá tener, simultáneamente, un representante en el Comité;

b) Una empresa integrada verticalmente no podrá tener más de un (1) representante en el Comité.

Si alguno de los agentes participantes del mercado mayorista de energía tuviera conocimiento de alguna violación a lo que aquí se dispone, podrá solicitar a la CREG la suspensión de la participación del agente o agentes involucrados en el Comité. La CREG solicitará la información que considere pertinente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

La composición del Comité Asesor de Comercialización será revisada cuando la posición relativa de las empresas experimente cambios objetivos.

PARÁGRAFO 3o. Los reportes, recomendaciones y/o propuestas que desarrolle el Comité en cumplimiento de sus funciones, serán presentados por su presidente directamente a la CREG.

PARÁGRAFO 4o. El Comité someterá a aprobación de la CREG el reglamento interno de funcionamiento.

Texto modificado por la Resolución 3 de 2001:

ARTÍCULO 27. Créase el Comité Asesor de Comercialización para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.

El Comité estará compuesto por los siguientes agentes:

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).

Un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto.

El Comité asesorará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en los siguientes aspectos:

- a) Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el parágrafo 3o. del artículo 31 de la presente Resolución;*
- b) Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados;*
- c) Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC;*
- d) Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC;*
- e) Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC;*
- f) Sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.*

PARÁGRAFO 1o. *El Comité se reunirá por lo menos una vez al mes, y extraordinariamente, cuando así lo solicite por lo menos la tercera parte de sus miembros.*

PARÁGRAFO 2o. *Para establecer la composición del Comité Asesor de Comercialización deberán considerarse los siguientes criterios:*

- a) Una empresa que tenga un representante en el Consejo Nacional de Operación no podrá tener, simultáneamente, un representante en el Comité;*
- b) Una empresa integrada verticalmente no podrá tener más de un (1) representante en el Comité.*

Si alguno de los agentes participantes del mercado mayorista de energía tuviera conocimiento de alguna violación a lo que aquí se dispone, podrá solicitar a la CREG la suspensión de la participación del agente o agentes involucrados en el Comité. La

CREG solicitará la información que considere pertinente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

La composición del Comité Asesor de Comercialización será revisada cuando la posición relativa de las empresas experimente cambios objetivos.

PARÁGRAFO 3o. *Los reportes, recomendaciones y/o propuestas que desarrolle el Comité en cumplimiento de sus funciones, serán presentados por su presidente directamente a la CREG.*

PARÁGRAFO 4o. *El Comité someterá a aprobación de la CREG el reglamento interno de funcionamiento.*

Texto modificado por la Resolución CREG-068 de 1999:

ARTÍCULO 27. *Créase el Comité Asesor de Comercialización para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.*

El Comité estará compuesto por los siguientes agentes:

- Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).*
- Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida como comercializador (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).*
- Tres (3) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de comercialización. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda abastecida (Medida en GWh a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior).*
- Un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto, quien presidirá el Comité.*

El Comité asesorará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en los siguientes aspectos:

- a) Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el parágrafo 3 del artículo 31 de la presente resolución;*
- b) Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados;*
- c) Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC;*

d) Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC;

e) Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC;

f) Sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.

PARAGRAFO 1o. *El Comité se reunirá por lo menos una vez al mes, y extraordinariamente, cuando así lo solicite por lo menos la tercera parte de sus miembros.*

PARAGRAFO 2o. *Para establecer la composición del Comité Asesor de Comercialización deberán considerarse los siguientes criterios:*

a) Una empresa que tenga un representante en el Consejo Nacional de Operación no podrá tener, simultáneamente, un representante en el Comité;

b) Una empresa integrada verticalmente no podrá tener más de un (1) representante en el Comité.

Si alguno de los agentes participantes del mercado mayorista de energía tuviera conocimiento de alguna violación a lo que aquí se dispone, podrá solicitar a la CREG la suspensión de la participación del agente o agentes involucrados en el Comité. La CREG solicitará la información que considere pertinente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

La composición del Comité Asesor de Comercialización será revisada cuando la posición relativa de las empresas experimente cambios objetivos.

PARAGRAFO 3o. *Los reportes, recomendaciones y/o propuestas que desarrolle el Comité en cumplimiento de sus funciones, serán presentadas por su presidente directamente a la CREG. En aquellos casos, en los cuales, las recomendaciones del Comité impliquen una modificación del Reglamento de Operación, antes de adoptar decisión la Comisión solicitará el concepto previo del Consejo Nacional de Operación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 23, literal l), de la Ley 143 de 1994.*

PARAGRAFO 4o. *El Comité someterá a aprobación de la CREG el reglamento interno de funcionamiento.*

Texto original de la Resolución CREG-024 de 1995:

ARTICULO 27. SUBCOMITE DE REVISION Y VIGILANCIA. *Créase dentro del Consejo Nacional de Operación el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. El Subcomité estará compuesto por tres (3) representantes de los generadores; tres (3) de los comercializadores no vinculados a generadores; un (1) representante de Interconexión Eléctrica S. A. "E.S.P.", y un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto. El Subcomité tendrá*

funciones de asesoría al Consejo Nacional de Operación y a la Comisión en los siguientes aspectos principales:

- a) Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema.*
- b) Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados.*
- c) Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC.*
- d) Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC.*
- e) Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC.*
- f) Investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.*

PARAGRAFO. El Subcomité se reunirá por lo menos una vez al mes. El Consejo Nacional de Operación reglamentará otros aspectos relativos a su funcionamiento.

ARTICULO 28. PROCEDIMIENTOS PARA SOLUCIÓN DE CONFLICTOS. <Artículo derogado por el artículo 12 de la Resolución 84 de 2007>

<Notas de Vigencia>

- Artículo derogado por el artículo 12 de la Resolución 84 de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.786 de 19 de octubre de 2007.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

ARTÍCULO 28. Contra las liquidaciones que haga el Administrador del SIC procederá el recurso de reposición, que se tramitará de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo II del título VI de la ley 142 de 1994. Contra la decisión del Administrador del SIC procederá el recurso de apelación, ante la CREG.

PARAGRAFO 1o. De toda la información requerida para hacer las liquidaciones, se mantendrá copia durante, por lo menos, dos años, para que el auditor, pueda acceder a ello y hacer las verificaciones del caso.

PARAGRAFO 2o. Las controversias a las que den lugar las liquidaciones, y que no puedan resolverse con ocasión de los recursos, se resolverán por medio de tres (3) árbitros. El Superintendente de Servicios Públicos, el agente que presente la solicitud y el Administrador del SIC, designarán cada uno un árbitro, quienes decidirán en derecho. Los costos de los árbitros serán sufragados por los agentes del mercado mayorista afectados en el proceso.

PARAGRAFO 3o. Una diferencia entre los agentes no suspende sus obligaciones con el proceso de pagos en la Bolsa de Energía. Con la facturación del mes en que la CREG emita su concepto, se realiza una facturación de los valores de las diferencias, con el reconocimiento del valor del dinero en el tiempo a la tasa definida para este efecto en la presente resolución, a partir de la fecha del vencimiento original correspondiente al mes o a cada uno de los meses afectados.

ARTICULO 29. RESPONSABILIDADES Y DEBERES DEL ADMINISTRADOR DEL SIC.
Las siguientes son las responsabilidades del Administrador del SIC:

- a) Realizar la operación diaria del SIC.
- b) Realizar los respaldos de información definidos por las resoluciones de la CREG.
- c) Mantener en forma segura los equipos, software e información del SIC.
- d) Realizar la estimación de datos en el evento en que la información no se encuentre disponible en el momento requerido.
- e) Asegurarse que los programas de computador se encuentren bien instalados y conforme a las especificaciones por medio de pruebas cuando se realicen cambios.
- f) Modificar los programas de computador para implantar los cambios aprobados por la CREG a las reglas de funcionamiento del mercado mayorista en lo referente a los aspectos comerciales.
- g) Conservar los registros de las pruebas realizadas.
- h) Realizar recomendaciones para cambios en el sistema de información, facturación y bancos.
- i) Establecer, operar y mantener el sistema de información para facturación y bancos, cumpliendo con los plazos previstos para transferencias de dineros.
- j) Vigilar que los actos y contratos de las empresas en las transacciones de la bolsa de energía se ciñan a lo dispuesto en la presente resolución; y avisar a los interesados y a las autoridades; según el caso, si, a su juicio, hay incumplimiento de él.
- k) Informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a la CREG, acerca de las violaciones o conductas contrarias a la presente resolución, y del cumplimiento de los actos y contratos para los cuales se haya pedido su colaboración.
- l) Tener a disposición de los agentes registrados ante el Administrador del SIC la versión actualizada de las especificaciones funcionales de los programas de computador utilizados en el SIC, y la descripción de los procedimientos detallados utilizados para la administración del SIC. La versión actualizada debe ser consistente con los cambios aprobados por la CREG y certificados por la auditoría al Administrador del SIC.
- m) Suministrar la información solicitada por la Comisión o por la Superintendencia.

PARAGRAFO 1o. El Administrador del SIC no responde por cualquier pérdida de beneficio a los participantes en la Bolsa de Energía, si se puede demostrar que ha actuado de buena fe y con la mejor información disponible.

PARAGRAFO 2o. Al cumplir las funciones a las que esta resolución se refiere, el Administrador del SIC actuará como administrador de recursos ajenos, y en interés de terceros, sin que los ingresos que recibe puedan aumentar su propio patrimonio, salvo por la parte que, de acuerdo con las tarifas que señale la CREG, equivalgan a la remuneración por sus servicios.

ARTICULO 30. REMUNERACION AL ADMINISTRADOR DEL SIC. Los costos de funcionamiento del Administrador del SIC serán cubiertos por los agentes participantes en el mercado mayorista, de acuerdo a las reglas y procedimientos que establecerá la CREG en resolución aparte.

<Concordancias>

Resolución CREG 60 de 2009

Resolución CREG 48 de 2008

Resolución CREG 81 de 2007

Resolución CREG 110 de 2006

Resolución CREG 124 de 2005

Resolución CREG 100 de 2005

Resolución CREG 92 de 2004

ARTICULO 31. AUDITORIAS. Las auditorías al Administrador del SIC deben tener el siguiente alcance:

- a) Auditar todos los cálculos y asignaciones realizadas por el Administrador del SIC.
- b) Auditar el sistema de facturación y bancos.
- c) Probar y verificar la precisión de los cambios en el software del SIC.
- d) Revisar los procesos acordados y el cumplimiento de las resoluciones de la CREG que afectan el mercado mayorista en el SIC.
- e) Dar asistencia en los programas de trabajo al Administrador del SIC.
- f) Auditar aquellos aspectos específicos del SIC solicitados por la CREG.

PARAGRAFO 1o. Los informes de auditoría deben incluir por lo menos un resumen de todas las auditorías y pruebas realizadas y las recomendaciones. Una copia de los informes debe ser entregada a la CREG.

PARAGRAFO 2o. Anualmente se debe realizar mínimo una auditoría al Administrador del SIC. Las auditorías adicionales que se requieran deben ser pagadas por quien las solicite.

PARAGRAFO 3o. El Consejo Nacional de Operación, es la entidad encargada de seleccionar la persona natural o jurídica que debe realizar las auditorías al Administrador del SIC. El costo de las auditorías debe ser cubierto por los agentes participantes del mercado mayorista.

PARAGRAFO 4o. Todos los agentes que participen en el mercado mayorista, el Administrador del SIC y el Centro Nacional de Despacho deben suministrar la información y permitir el acceso a información, procesos, personal y sistemas de computación que sean necesarios para que el Auditor pueda cumplir con sus funciones.

ARTICULO 32. IMPUESTOS. En desarrollo de las actividades relacionadas con la presente resolución se aplicarán las normas tributarias vigentes.

***ARTICULO 33. <VIGENCIA>**. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.*

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día 13 de Julio de 1995

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A.

REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA.

1. BOLSA DE ENERGÍA

1.1. PROCEDIMIENTOS

Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la Bolsa de Energía se realizan a nivel horario y son los siguientes:

Balance

En este proceso se realiza el cálculo del despacho ideal y de los consumos de energía para la asignación de los contratos de energía, con el fin de calcular los excesos o déficits para cada uno de los agentes participantes en los contratos, o para los que compran o venden energía directamente a través de la bolsa. La enajenación de energía, en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de energía a largo plazo, determina el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyos precios se fijan según las reglas de la bolsa.

Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo

<Aparte modificado por el artículo 2o. de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

En este proceso se analizan las condiciones establecidas en los contratos registrados ante el Administrador del SIC para cada agente comercializador, con el fin de determinar la cantidad de energía total asignable al agente para efectos del proceso de balance, y liquidar las diferencias respecto al despacho ideal a los precios de Bolsa correspondientes.

<Notas de vigencia>

- *Aparte modificado por el artículo 2o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.*

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo

En este proceso se analizan las condiciones establecidas en los contratos registrados ante el Administrador del SIC para cada agente comercializador, para determinar la cantidad de energía total asignable al agente para efectos del proceso de balance, y se liquidan las diferencias respecto al despacho ideal al precio de bolsa.

Determinación de la disponibilidad comercial

En este proceso para cada unidad o planta de generación se determina su disponibilidad comercial con base en las disponibilidades reales y las características técnicas de los equipos.

Cálculo del precio en la Bolsa de Energía <Aparte modificado por el artículo 4 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> 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 será igual al precio de oferta en Bolsa de la Planta con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más el Valor Adicional (VA) previsto en el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el artículo 8o de la presente resolución, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal. 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, 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.

<Notas de Vigencia>

- *Aparte modificado por el artículo 4 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.*

- *Aparte modificado por el artículo 9 de la Resolución 96 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 47.142 de 14 de octubre de 2008.*

- *Aparte modificado por el artículo 43 de la Resolución 4 de 2003, publicada en el Diario Oficial No. 45.102, de 19 de febrero de 2003*

- *Aparte modificado por el artículo 2o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.*

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 96 de 2008:

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, 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.

Texto modificado por la Resolución 4 de 2003:

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.

Texto modificado por la Resolución CREG- 112 de 1998:

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, diferenciando las transacciones que se realicen con destino a cubrir la demanda comercial nacional, de las transacciones que se realicen con destino a cubrir la demanda comercial internacional. Cuando hay demanda internacional, el precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras requeridas para cubrir la demanda total en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad, y el precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras requeridas para cubrir la demanda comercial doméstica en el despacho ideal. Cuando no existe demanda internacional, el precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras requeridas para cubrir la demanda comercial doméstica en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

Texto original Resolución 24 de 1995:

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. El precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en bolsa mas alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

Cálculo de las desviaciones.

En este proceso se determina la diferencia para cada planta de generación que no participa en la regulación, entre el despacho programado y la generación real. Si esta diferencia excede una tolerancia definida se aplica un criterio de penalización establecido más adelante en este Anexo.

- Cálculo de las restricciones de transmisión.

En este proceso se concilian las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal que corresponden a las restricciones en el sistema interconectado y se calcula el costo respectivo y su asignación a los agentes en el mercado mayorista.

1.1.1. Proceso de Balance

1.1.1.1. Determinación del despacho ideal

<Numeral modificado por el artículo 5 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precio en la Bolsa de Energía de los generadores hidráulicos y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. A estos últimos se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo 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, 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 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 será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del Programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Ideal del día t-1; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará 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.

<Fórmula modificada por el artículo 1 de la Resolución 76 de 2009. El nuevo texto es el siguiente:>

El Despacho Ideal será tal que:



Sujeto a estas restricciones:



Características Técnicas

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Generación

P_{of} Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

P_{ar} Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal.

D Demanda.

<Notas de Vigencia>

- Fórmula modificada por el artículo 1 de la Resolución 76 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.386 de 20 de junio de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 51 de 2009:

El Despacho Ideal será tal que:



Sujeto a:



Donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Disponibilidad declarada

P_{of} Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

P_{ar} Oferta de Precio de arranque-parada

D Demanda.

<Notas de Vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 5 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

- Numeral modificado por el artículo 10 de la Resolución 96 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 47.142 de 14 de octubre de 2008.

- Numeral modificado por el artículo 44 de la Resolución 4 de 2003, publicada en el Diario Oficial No. 45.102, de 19 de febrero de 2003

- Numeral modificado por el artículo 3o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Concordancias>

Resolución CREG 51 de 2009; Art. 24

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 96 de 2008:

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, el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad 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.

Texto modificado por la Resolución 4 de 2003:

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".

Texto modificado por la Resolución CREG- 112 de 1998:

1.1.1.1 El despacho ideal considera el precio de oferta en Bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos y las ofertas de las interconexiones internacionales y la disponibilidad comercial, para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. 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 los sistemas de transmisión y distribución local, para atender la demanda total del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de generación 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.

Cuando se tengan dos o más precios de oferta con valor igual al precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas, la cantidad de energía despachada para atender demanda comercial doméstica se asignará en proporción a la disponibilidad comercial de los oferentes con igual precio de oferta. Cuando se tengan dos o más precios de oferta con valor igual al precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales, la cantidad de energía despachada para atender demanda comercial internacional se asignará en proporción a la disponibilidad comercial adicional, después de atender la demanda comercial doméstica, de los oferentes con igual precio de oferta, respetando las características técnicas de las unidades de generación.

Texto original Resolución 24 de 1995:

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 la disponibilidad comercial, para atender la demanda real para cada una de las horas del día en proceso. 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 los sistemas de transmisión y distribución local, para atender la demanda real del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de generación resultante se denomina despacho ideal, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda real, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional y la de los Sistemas de Distribución Local, existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

1.1.1.2. Cálculo horario de las pérdidas, de la demanda y de la generación real (ver descripción detallada en el Anexo A-1)

<Numeral modificado por el artículo 4o. de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional a nivel horario se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las fronteras de los usuarios no regulados, en las fronteras de comercializadores que atienden consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador, y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el Sistema de Transmisión Nacional. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. El Sistema de Transmisión Nacional es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

La demanda total del sistema horariamente, corresponde a la suma de la demanda comercial doméstica y la demanda comercial internacional.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 4o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

1.1.1.2. Cálculo horario de las pérdidas, de la demanda y de la generación real (ver descripción detallada en el Anexo A-1)

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional a nivel horario se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las fronteras de grandes consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador, y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el Sistema de Transmisión Nacional. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. El Sistema de Transmisión Nacional es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

La demanda real del sistema horariamente se calcula como la diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.1.2.1. Generación real del sistema

La generación real del sistema horariamente se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos frontera.

La generación de cada agente generador se determina con base en las lecturas de su grupo de contadores. Cuando los contadores no se encuentren en el lado de alta tensión, se debe afectar la medida con el factor de pérdidas de la transformación. En cualquier caso se debe considerar la generación neta, es decir, se debe excluir el consumo propio cuando se toman de su propia generación.

1.1.1.2.2. Pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional

Las pérdidas horarias reales en el Sistema de Transmisión Nacional se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.1.2.3. Mediciones agregadas de comercializadores

<Numeral modificado por el artículo 5o. de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

El consumo horario de un comercializador se determina con base en la sumatoria de sus importaciones menos la sumatoria de sus exportaciones en cada una de sus fronteras comerciales a nivel horario. Cuando se tiene un generador embebido en el área delimitada por las fronteras comerciales de un comercializador, esta generación medida se considera como una importación del comercializador. Cuando la generación embebida es mayor que la demanda del área delimitada (el área es exportadora), las pérdidas desde el nivel de tensión donde se encuentra la medida del generador hasta el STN donde se encuentra el comercializador ocasionadas por esa exportación, calculadas con los factores de pérdidas que se mencionan adelante, se reflejan como un consumo del generador y se le restan al consumo del comercializador.

Cuando la medición de una demanda de un comercializador se encuentra en un nivel de tensión inferior a 220 kV, las medidas así tomadas se deben multiplicar por uno más el factor de pérdidas correspondiente, para considerar las pérdidas entre el nivel de tensión de la medida y el nivel de tensión del STN.

Los factores de pérdidas que se aplican para cada nivel de tensión son los establecidos en la Resolución CREG-099 de 1997 o las disposiciones que la modifiquen o sustituyan.

El consumo del comercializador horariamente debe ser incrementado por las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional establecidas por la CREG y su asignación se realiza de acuerdo con la metodología establecida por esa entidad. Mientras que no se establezcan las pérdidas de referencia y la metodología de asignación, se considerarán las pérdidas de referencia iguales a las pérdidas reales y se asignarán en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado parcialmente por la Resolución 39 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.677, del 25 de agosto de 1999, según lo dispuesto por el artículo 6o.

- Numeral modificado por el artículo 5o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

1.1.1.2.3. Mediciones agregadas de comercializadores

El consumo horario de un comercializador se determina con base en la sumatoria de sus importaciones menos la sumatoria de sus exportaciones en cada una de sus fronteras comerciales a nivel horario. Cuando se tiene un generador embebido en el área delimitada por las fronteras comerciales de un comercializador, esta generación medida se considera como una importación del comercializador. Cuando la generación embebida es mayor que la demanda del área delimitada (el área es exportadora), las pérdidas desde el nivel de tensión donde se encuentra la medida del generador hasta el STN donde se encuentra el comercializador ocasionadas por esa exportación se reflejan como un consumo del generador y se le restan al consumo del comercializador.

Cuando la medición de una demanda de un comercializador se encuentra en un nivel de tensión inferior a 220 kV., las medidas así tomadas se deben multiplicar por uno más el factor de pérdidas correspondiente, para considerar las pérdidas entre el nivel de tensión de la medida y el nivel de tensión del STN.

El factor de pérdidas que se aplica para cada nivel de tensión son los definidos en la resolución de la CREG 002 del 2 de noviembre de 1994 en el artículo 4o. numeral 2 o las resoluciones que la modifiquen, correspondiente a la zona de ubicación del comercializador. En caso que los diferentes agentes involucrados en una medición a un nivel de tensión menor a 220 kV, acuerden un valor diferente se aplica el factor acordado.

El consumo del comercializador horariamente debe ser incrementado por las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional establecidas por la CREG y su asignación se realiza de acuerdo a la metodología establecida por la CREG. Mientras que no se establezcan las pérdidas de referencia y la metodología de asignación, se considerarán las pérdidas de referencia iguales a las pérdidas reales y se asignarán en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

1.1.1.2.4. Mediciones agregadas del consumo de generadores

Para todos los generadores se suman las cantidades de energía tomadas del Sistema de Transmisión Nacional y en el caso de los generadores embebidos se agregan además las pérdidas por la energía exportada del generador en la red que lleva esta energía al Sistema de Transmisión Nacional. Es decir, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador donde se encuentra ubicado el generador, el generador asume las pérdidas ocasionadas en la red de distribución o de transmisión regional de este comercializador por la cantidad de energía no requerida por éste. Por lo tanto, el generador embebido asume las pérdidas necesarias para colocar la energía que exporta en las fronteras comerciales del Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.2. Proceso de Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo (ver descripción detallada en el Anexo A-3)

<Numeral modificado por el artículo 6o. de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

Para cada agente comercializador se asignan horariamente sus contratos registrados ante el Administrador del SIC, en el siguiente orden de prioridades:

a- Contratos Mercado Doméstico

Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado).

Después se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado condicional), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario por MWh

Finalmente se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito a partir del contrato de menor valor.

Un contrato se considera asignado en el mercado doméstico, cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador en el mercado doméstico, al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos, existen contratos con igual precio, requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.

Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden presentar las siguientes circunstancias:

* Que los contratos no alcancen para atender el consumo real doméstico más pérdidas de referencia de un comercializador en el mercado doméstico. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia, con los contratos asignados, se liquidan al precio de la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas en la hora respectiva.

* Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real nacional más las pérdidas de referencia en el mercado doméstico. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas en la hora respectiva.

El cálculo para cada generador se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores y a otros generadores en el mercado doméstico.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados con destino al mercado doméstico, excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades del generador para atender demanda comercial doméstica en la hora respectiva, dicho generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas en la hora correspondiente.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional, que cubra demanda comercial doméstica, a la cantidad asignada en sus contratos en el mercado doméstico, una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas en la hora respectiva.

Con el Sistema de Transmisión Nacional se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia que establezca la CREG y las pérdidas reales totales. Los transportadores reciben o pagan a la Bolsa la diferencia entre las pérdidas asociadas a la demanda doméstica, al precio en la Bolsa para las transacciones domésticas en la hora respectiva.

También en este proceso, se calculan los pagos para los generadores no despachados centralmente que son agentes del mercado mayorista registrados como generadores, ocasionados por las transferencias de energía de estos agentes, referidos a 220 kV en las fronteras del Sistema de Transmisión Nacional, los cuales se liquidan al precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas en la hora correspondiente.

Una vez terminado el proceso de asignación de contratos del mercado doméstico y cubierta la demanda comercial doméstica, se procede a la asignación de contratos con destino al mercado internacional, con la generación no requerida por la demanda comercial doméstica en el despacho ideal.

b- Contratos Mercado Internacional

Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado).

Después se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado condicional), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario por MWh.

Finalmente se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito a partir del contrato de menor valor.

Un contrato se considera asignado en el mercado internacional, cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador en el mercado internacional, al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos, existen contratos con igual precio, requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.

Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden presentar las siguientes circunstancias:

* Que los contratos no alcancen para atender el consumo real internacional más las pérdidas de referencia de un comercializador en el mercado internacional. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia, con los contratos asignados, se liquidan al precio de la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

* Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real internacional más las pérdidas de referencia en el mercado internacional. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

El cálculo para cada generador se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores y a otros generadores en el mercado internacional.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados con destino al mercado internacional (exportaciones), excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades del generador para atender la demanda comercial internacional en la hora respectiva, dicho generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) en la hora correspondiente.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional a la cantidad asignada en sus contratos en el mercado internacional, una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

Con el Sistema de Transmisión Nacional se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia que establezca la CREG y las pérdidas reales totales. Los transportadores reciben o pagan a la Bolsa de Energía la diferencia entre las pérdidas asociadas a la demanda internacional, al precio en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 60. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

1.1.2. Proceso de Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo (ver descripción detallada en el Anexo A-3)

Para cada agente comercializador se asignan horariamente sus contratos registrados ante el Administrador del SIC, en el siguiente orden de prioridades:

Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario por MWh.

Después se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito a partir del contrato de menor valor.

Un contrato se considera asignado cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos existen contratos con igual precio requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.

Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden dar las siguientes circunstancias:

** Que los contratos no alcancen para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia con los contratos asignados se liquidan al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.*

** Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real más las pérdidas de referencia. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.*

El cálculo para los generadores se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades de generación pertenecientes al generador en la hora respectiva, el generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional a la cantidad asignada en sus contratos una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

Con el Sistema de Transmisión Nacional se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia y las pérdidas reales. Los transportadores reciben o pagan a la bolsa la diferencia entre estas pérdidas al precio en la bolsa en la hora respectiva.

También en este proceso, se calculan los pagos para los generadores no despachados centralmente que son agentes del mercado mayorista (generadores), ocasionados por las transferencias de energía de estos agentes, referidos a 220 kV en las fronteras del Sistema de Transmisión Nacional, los cuales se liquidan al precio en la Bolsa de Energía.

1.1.3. Proceso de Determinación de la Disponibilidad Comercial (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-2)

El proceso para la determinación de la disponibilidad a ser utilizada en el SIC, parte de la disponibilidad horaria declarada utilizada en el proceso de redespacho realizado en el CND y definido en el Código de Redes. Esta disponibilidad se actualiza cuando se presentan cambios en las unidades de generación durante la operación real del sistema, con el valor de la disponibilidad media de la hora en que se efectúa el cambio. Para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, rata de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

1.1.3.1 Disponibilidad para unidades sin falla

A partir del estado operativo de la unidad de generación se evalúa su potencial de generación real de acuerdo a la capacidad reportada para la hora, considerando los parámetros técnicos de cada unidad. Esta disponibilidad es la que se considera en el despacho ideal.

1.1.3.2. Disponibilidad para unidades con falla

Se consideran unidades con falla aquellas que tienen un potencial de generación nulo o no confiable. Pero se consideran para el cálculo de disponibilidad aquellas unidades que hayan reportado que están disponibles. El modelaje de su disponibilidad es función de sus parámetros técnicos luego de reportada la superación de la falla, la cual puede ser parcial o total. La disponibilidad determinada por el anterior criterio es la que se considera en el despacho ideal.

1.1.4. Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-4)

<Numeral modificado por el artículo 6 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> Las transacciones en la Bolsa de Energía tendrán un precio único para el mercado nacional (Demanda Total) y un precio único para el mercado internacional (Demanda No Doméstica), en cada período horario.

El cálculo del precio único se hará para el mercado nacional y el mercado internacional, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.1.4.3 del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995.

<Notas de Vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 6 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

- Numeral 1.1.4 modificado por el artículo 7o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 112 de 1998:

1.1.4. Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-4)

Las transacciones en la Bolsa de Energía tendrán un precio único para el mercado nacional (demanda comercial doméstica) y un precio único para el mercado internacional (exportaciones), en cada período horario. Cuando hay demanda internacional, el precio en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para cubrir la demanda total en la hora de liquidación, y el precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas programadas en el despacho ideal para cubrir la demanda comercial doméstica en la hora de liquidación. Cuando no hay demanda internacional, el precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para cubrir la demanda comercial doméstica en la hora de liquidación.

Texto original Resolución 24 de 1995:

1.1.4. Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-4)

El precio en la Bolsa de Energía representa un precio único para el sistema interconectado en cada período horario y, en condiciones normales de operación, corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación. Es decir, los precios de oferta de plantas inflexibles no pueden determinar el precio de bolsa.

En condiciones de racionamiento o de intervención de los precios de oferta, el precio en bolsa se determina por procedimientos especiales que se describen mas adelante en este Anexo.

1.1.4.1. Identificación de unidades inflexibles

En la declaración de disponibilidad de los generadores del día anterior al despacho, cada generador notifica la inflexibilidad en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante la ejecución de la operación se puede modificar la inflexibilidad, las cuales pueden ocurrir por:

* Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).

* Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada en el despacho ideal para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

* Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

1.1.4.2. Identificación de racionamiento

El racionamiento de energía se establece por la decisión de efectuar un racionamiento programado de energía de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Estatuto de Racionamiento, o por instrucciones del Centro Nacional de Despacho (CND) de llevar a cabo un racionamiento de emergencia.

Para determinar un racionamiento de potencia se procede en la siguiente forma:

* Se calcula la demanda máxima para los períodos de liquidación afectados, como la suma de la demanda máxima medida, incrementada con las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y con toda la carga no atendida.

* Se determina la disponibilidad de generación para los mismos períodos de liquidación.

* Si la demanda máxima calculada excede la disponibilidad a utilizar para la determinación del despacho ideal se está en una situación de racionamiento de potencia.

1.1.4.3. Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación

<Numeral modificado por el artículo 7 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> Para determinar los Precios horarios en la Bolsa de Energía, cuando hay Demanda No Doméstica y cuando no hay Demanda No Doméstica, se procederá de acuerdo con lo definido en el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995.

<Notas de Vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 7 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

- Numeral modificado por el artículo 8o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 112 de 1998:

1.1.4.3. Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación

Para determinar los Precios horarios en la Bolsa de Energía, se procede en la siguiente forma:

** Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación de Precios en la Bolsa de Energía.*

** Cuando hay demanda internacional, el Precio en la Bolsa de Energía para las transacciones internacionales (exportaciones) se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado, que han sido programadas para*

generar en el Despacho Ideal, con el fin de cubrir la demanda total y que no presentan inflexibilidad, y el Precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas corresponde al precio de oferta más alto de las plantas programadas en el Despacho Ideal para cubrir la demanda comercial doméstica.

** Cuando no hay demanda internacional, el Precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado, que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal, con el fin de cubrir la demanda comercial doméstica y que no presentan inflexibilidad.*

Texto original Resolución 24 de 1995:

1.1.4.3. Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación

Para determinar el Precio horario en la Bolsa de Energía, se procede en la siguiente forma:

** Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.*

** El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.*

1.1.4.4. Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de racionamiento

<Numeral derogado por el artículo 15 de la Resolución 119 de 1998.>

<Notas de vigencia>

- Numeral derogado por el artículo 15 de la Resolución 119 de 1998 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

- Numeral derogado por el artículo 15 de la Resolución 217 de 1997 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

<Nota del editor>

En criterio del editor el tema de este numeral a sido tratado por el el artículo 11 de la Resolución 119 de 1998.

El texto referido es el siguiente:

ARTICULO 11. PRECIO DE BOLSA EN SITUACIONES DE RACIONAMIENTO. *En caso de Racionamiento Programado o de Emergencia los agentes continuarán ofertando en la Bolsa de acuerdo con las reglas vigentes.*

El precio de Bolsa de Energía horario en la hora j del día i, será igual al precio ofertado por la planta o unidad marginal en el nivel de generación conforme al despacho ideal para atender la demanda comercial para esa hora. La liquidación de las transacciones se efectuará con las reglas vigentes.

<Legislación anterior>

1.1.4.4. Si existe un racionamiento de energía o potencia a nivel nacional el precio en la Bolsa de Energía se determina de la siguiente manera:

** Racionamiento de potencia a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora corresponde al costo de racionamiento asociado al primer segmento de la función de costo de racionamiento.*

** Racionamiento de energía a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.*

1.1.4.5. Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de intervención de precios de oferta

En las condiciones de intervención de precios de oferta establecidas en el Código de Operación del Código de Redes, el precio horario en la bolsa de energía se determina de acuerdo al procedimiento para condiciones normales de operación, pero teniendo en cuenta los precios intervenidos de oferta para las plantas de generación hidroeléctrica con embalse definidos en el Código de Operación.

1.1.5 Proceso de Cálculo de Desviaciones y Penalización (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

<Numeral modificado por el artículo 9o. de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

El proceso de cálculo de penalizaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema, de la siguiente manera:

Para aquellos generadores diferentes a los que participan en regulación, que se desvíen del despacho programado horario (resultado del Redespacho) en una franja de tolerancia definida como el cinco por ciento (5 %) de la generación en cada planta o unidad, se afectan sus transacciones comerciales así:

* Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la Bolsa de Energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

* Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la Bolsa de Energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

* Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la Bolsa de Energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por penalizaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda total.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 9o. de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

1.1.5 Proceso de Cálculo de Desviaciones y Penalización (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

El proceso de cálculo de penalizaciones se realiza diariamente para cada uno de los periodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema, de la siguiente manera:

Para aquellos generadores diferentes a los que participan en regulación, que se desvíen del despacho programado horario (resultado del Redespacho) en una franja de tolerancia definida como el (5 %) de la generación en cada planta o unidad, se afectan sus transacciones comerciales de la siguiente manera:

** Si la planta de generación o la unidad, según la oferta, generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la bolsa de energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa para esa hora.*

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores efectúen el cobro asociado a las restricciones por transmisión, de modo que el dinero que se determine horariamente en la bolsa de energía por penalizaciones corresponderá a los transportadores. Mientras se establece este procedimiento, el dinero que horariamente se determine en la bolsa de energía por penalizaciones corresponde a los comercializadores.

1.1.6. Proceso de Cálculo de las Restricciones de Transmisión (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

Para evaluar el costo de las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional, en los sistemas de Transmisión regional y en los de distribución local, se consideran los precios de oferta de los generadores térmicos e hidráulicos y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal, y se procede de la siguiente manera:

* Se calcula la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal para cada unidad de generación o planta, de acuerdo con la oferta presentada.

* Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual.

* Si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.

<Párrafo modificado por el artículo 3 de la Resolución 99 de 1996. El nuevo texto es el siguiente:>
A partir del 1o. de diciembre de 1996, y hasta tanto la Comisión de Regulación de Energía y Gas determine el procedimiento detallado para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión, el costo asociado con las restricciones se asignará en la siguiente forma:

a. El costo de las restricciones globales, valoradas a nivel horario, se asignará en un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho y el restante 50% se distribuirá entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista en proporción a su demanda horaria.

b. El costo de las restricciones regionales se asignará de acuerdo con los siguientes criterios:

El costo de la generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de Generación y Transmisión de electricidad; cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión Regional o Distribución Local operados por las mismas empresas, o con refuerzos en la conexión de tales redes al Sistema de Transmisión Nacional; se asignará al negocio de Transmisión de esas empresas.

El costo de la generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan la actividad de Generación de electricidad; cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local en donde se encuentran conectadas tales plantas, o con refuerzos en la conexión de esas redes al Sistema de Transmisión Nacional, se asignará al negocio de Transmisión de las empresas operadoras de los respectivos Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

<Notas de vigencia>

- *Párrafo modificado por el artículo 3 de la Resolución 99 de 1996, publicada en el Diario Oficial No. 42.929 bis de Noviembre 29 de 1996*

- *Para la interpretación de este artículo debe tenerse en cuenta lo dispuesto en el artículo 1 de la Resolución 40 de 1996*

- *Párrafo último modificado por el artículo 1 de la Resolución 11 de 1996, publicada en el Diario Oficial No. 42707 de febrero 1o de 1996*

- *Para la interpretación de este artículo debe tenerse en cuenta lo dispuesto en el artículo 1 de la Resolución 049 de 1995.*

- *Párrafo último modificado por el artículo 1o. de la Resolución CREG- 35 de 1995.*

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución 11 de 1996

A más tardar el primero (1o) de mayo de 1996, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo de las restricciones por transmisión de electricidad.

Mientras se expide tal resolución, el costo asociado a las restricciones por transmisión se continuará asignando de acuerdo con lo dispuesto por los literales a. y b. del artículo 1o de la resolución 035 de 1995

Texto modificado por la Resolución 35 de 1995:

A más tardar el primero de febrero de 1996, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión. Antes de la vigencia de dicha resolución, el costo asociado con las restricciones se asignará en la siguiente forma:

a. El costo total de las restricciones valoradas a nivel horario, se asignará en un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho y el restante 50% se distribuirá entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista, de acuerdo con el procedimiento definido en el aparte "b" siguiente.

b. El 50% asignable a los comercializadores se distribuirá de acuerdo con el siguiente criterio:

Las restricciones atribuibles a sistemas regionales, de acuerdo con el artículo 2o. de esta resolución, se distribuirán entre los comercializadores que atienden el mercado de la región en donde se localiza la restricción, en proporción a su demanda horaria.

Las restricciones atribuibles a restricciones globales necesarias para garantizar la estabilidad del SIN, y de acuerdo con el artículo 3o. de esta resolución, se distribuirán entre los comercializadores que participan en el mercado mayorista, en proporción a su demanda horaria.

Texto original Resolución 24 de 1995:

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión. Antes de la vigencia de dicha resolución, el costo asociado con las restricciones de transmisión se asignará a los agentes comercializadores en proporción a su demanda horaria.

2. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR EN EL MERCADO MAYORISTA

Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente:

- En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.
- Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.
- Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas hidráulicas y de las unidades térmicas correspondiente al día anterior, antes de las 8

horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

- Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

Todos los agentes del mercado mayorista tienen acceso a la consulta de las especificaciones funcionales del software del SIC.

El Administrador del SIC propondrá los sistemas de seguridad, y las formalidades que considere necesarias, para identificación de las personas autorizadas, claridad en el alcance de las instrucciones que se den al Administrador del SIC, y oportunidad de las comunicaciones.

El Administrador del SIC realiza el proceso de liquidación a más tardar un día hábil después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales.

El Administrador del SIC suministrará la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones

El Administrador del SIC debe enviar a cada agente su información asociada, con la resolución señalada a continuación:

- * Soporte de Factura y Orden de Pago - Diario con resolución horaria

- * Soporte de Factura y Orden de Pago - Mensual con resolución diaria

- * Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Diario con resolución horaria

- * Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Mensual con resolución diaria

- * Reporte general de las transacciones por cada Agente - Diario con totales diarios

- * Reporte general de las transacciones por cada Agente - Mensual con totales mensuales

- * Reporte de lecturas crudas de contadores - Diario con resolución horaria

- * Reporte de energía de contadores - Diario con resolución horaria

- * Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Diario con resolución horaria

- * Reporte de disponibilidad comercial por Agente - Diario con resolución horaria

- * Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Mensual con resolución diaria

- * Demanda real de energía y potencia por Agente - Diario con resolución horaria

- * Demanda real de energía por Agente - Mensual con resolución diaria

- * Demanda, Generación y Pérdidas acumuladas por Agente - En un rango de tiempo menor a tres meses

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A-1.

FUNCION DE DEMANDA AGREGADA Y PERDIDAS.

FUNCION: Demandas Agregadas y Pérdidas - SICDEMA

Esta función calcula la demanda real de cada comercializador involucrado en el proceso comercial (DmAc), calcula la demanda de cada área operativa (DmAe) necesaria para la 'Programación SIC (despacho ideal), evalúa las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y distribuye estas pérdidas entre los comercializadores (PdrAc).

La demanda de los comercializadores y de cada área operativa se evalúa con base en las lecturas de sus contadores asociados. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador (IdSbmEx) y a un agente importador (IdSbmIm). El STN es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

Cada contador representa una medida de energía (MWh con dos cifras decimales) en el punto de medición. También, cada contador tiene asociado un factor (FacPdCtr), con base en el cual se podrá reflejar esta medida al nodo del STN mas cercano. Si el contador está localizado sobre el STN, este factor será igual a 1.0.

Con la evaluación de estos contadores se pueden obtener los valores independientes de demanda de energía de cada comercializador, los consumos de los agentes productores (generadores que toman energía de fuentes diferentes a la propia), generaciones de los generadores y demandas de las áreas operativas. En estos valores de demandas y generaciones están incluidas las pérdidas en las redes con niveles de tensión inferiores a 220 kV.

Las pérdidas en el STN se calculan con base en todos los contadores ubicados en fronteras comerciales, en los cuales el STN está involucrado como agente exportador o agente importador.

Para propósitos del SIC, la energía correspondiente a importaciones provenientes de agentes exportadores externos (Internacionales), a través de enlaces de interconexión, se consideran como generación medida en el punto de interconexión.

Asi mismo, la energía correspondiente a exportaciones con destino a agentes importadores externos a través de enlaces de interconexión, se considera como demanda del agente nacional que lo representa en ese punto de interconexión.

Cada comercializador asume en proporción a su demanda, una parte de las pérdidas de energía en el STN.

Una vez evaluada la distribución de pérdidas, se calcula la Demanda comercial de cada comercializador como la suma de la demanda propia (medida en sus fronteras) y su participación en las pérdidas del STN.

[illegible]

A, B, C, G1 y G2: Generadores y comercializadores

F1: Energía exportada por A hacia la STN

F2: Energía importada por A desde la STN

F3: Energía importada por A desde B

F7: Energía exportada por A hacia B

G1: Energía exportada por el Generador-1

F11: Energía importada por el Generador-1 (Demanda de G1)

G2: Energía exportada por el Generador-2

F12: Energía importada por el Generador-2 (Demanda de G2)

Entonces:

DMA = G1 + (F2+F3+F4) - (F1+F7+F9): Demanda no ajustada de A

DMB = (F6+F7+F8) - (F3+F5+F10): Demanda no ajustada de B

DMC = G2 + (F9+F10) - (F4+F8): Demanda no ajustada de C

DMG1 = f11: Demanda no ajustada de G1

DMG2 = f12: Demanda no ajustada de G2

La demanda calculada de esta manera incluye el total de pérdidas en la red de transporte a nivel de tensión menor de 220 Kv. El comercializador debe asumir las pérdidas en niveles de tensión menores al STN asociadas a su demanda. Si para atender la demanda de un comercializador se pasa por las fronteras comerciales de otro comercializador, las pérdidas ocasionadas por este intercambio en las redes de transporte en que se encuentra el comercializador exportador deben ser asumidas por el comercializador importador en cada frontera.

Con base en lo anterior, la demanda de los comercializadores debe ser ajustada de la siguiente manera:

Cada uno de los flujos medidos en fronteras diferentes al STN entre comercializadores y consumos de generadores embebidos, debe ser referido a las fronteras del STN, aplicando factores mayores que 1.0. La diferencia entre el valor referido y el valor medido refleja las pérdidas en redes diferentes al STN asociadas a esta energía.

Cada una de estas medidas identifica o relaciona a dos comercializadores, un importador y otro exportador. Las pérdidas que esta energía ocasiona en las redes donde se encuentra el comercializador exportador se suman a la demanda del comercializador importador y se resta de la demanda del exportador en cada frontera. De esta manera se mantiene el balance de pérdidas en estas redes y por lo tanto de la demanda. En el caso del ejemplo anterior el tratamiento es el siguiente:

Medidas Referidas Pérdidas Asociadas

$$F3R = @3 * F3 \quad F3P = F3R - F3$$

$$F4R = @4 * F4 \quad F4P = F4R - F3$$

$$F7R = @7 * F7 \quad F7P = F7R - F7$$

$$F8R = @8 * F8 \quad F8P = F8R - F8$$

$$F9R = @9 * F9 \quad F9P = F9R - F9$$

$$F10R = @10 * F10 \quad F10P = F10R - F10$$

$$f11R = @11 * F11 \quad f11P = f11R - f11$$

$$f12R = @12 * F12 \quad f12P = f12R - f12$$

Donde @ i: Factor mayor que 1 para referir la medida al nodo del STN mas cercano

Demandas Ajustadas

$$DMAa = DMA + (F3P + F4P) - (F7P + F9P + f11P)$$

$$DMBa = DMB + (F7P + F8P) - (F3P + F10P)$$

$$DMCa = DMC + (F9P + F10P) - (F4P + F8P + f12P)$$

$$DMG1a = DMG1 + f11P$$

$$\text{DMG2a} = \text{DMG2} + f_{12}P$$

Generación Embebida

Cuando la frontera que relaciona a un generador con un comercializador está ubicada sobre una red diferente al STN, se dice que esa unidad de generación está embebida en el comercializador.

La generación embebida (G_1 en A y G_2 en C) tienen el siguiente tratamiento:

El comercializador anfitrión asumirá las pérdidas asociadas a la parte de la generación embebida en su sistema y que él requiera para atender su demanda, es decir, esta parte de la generación le será reconocida al generador en su punto de medida (lado de alta del transformador del generador).

De otro lado, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador anfitrión, el generador asumirá las pérdidas ocasionadas en la red donde se encuentra el comercializador anfitrión, asociadas a la energía no requerida por éste. Esto es equivalente a decir que el generador asume las pérdidas necesarias para colocar el excedente de su generación en las fronteras del STN.

Por lo tanto, en el ejemplo anterior esto se aplica de la siguiente manera:

SI ($G_1 > \text{DMAa}$) Entonces:

$G_{1P} = @1 * (G_1 - \text{DMAa})$: Pérdidas en las redes de A asociadas al excedente de generación

$\text{DMAa} = \text{DMAa} - G_{1P}$: Redefinición de la demanda ajustada

$\text{DMG1a} = \text{DMG1a} + G_{1P}$: Demanda del Generador ajustada

FIN - SI

Donde @1: Factor menor que 1.0 para calcular las pérdidas en la red interna de A, debido al excedente de generación no requerido por este sistema.

Al generador 2 se le aplica un procedimiento similar.

Cuando hay mas de un generador embebido y hay exportaciones, a cada generador se le asigna un valor proporcional a su generación medida.

Estos valores de demandas y generaciones ajustadas serán los utilizados posteriormente como demandas y generaciones reales en los modulos de balances de contratos, evaluación de compras y ventas a la Bolsa y en los procesos de reconciliación y penalización.

PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Para evaluar las pérdidas reales en el STN es necesario contar con medidas en todos los puntos donde se relaciona esta red con niveles de tensión mas bajos a través de transformadores, es decir, todos los puntos de medida en los que el STN esta involucrado como área exportadora o área importadora.

El total de pérdidas en el STN está definido como la sumatoria de las inyecciones de energía al STN (flujos de baja a alta tensión), menos la sumatoria de los flujos que salieron del STN (flujos de alta a baja tensión).

FORMULACIÓN GENERAL

Energía medida por cada contador:

$$EgCtri_h = FacCtri * FacPdCtri * (LeCtri_h - LeCtri_{(h-1)})$$

$ImAgjh = \hat{a}EgCtri_h$ Para todos los Contadores en los que el Ag-j es importador

$ExAgjh = \hat{a}EgCtri_h$ Para todos los Contadores en los que el Ag-j es exportador

Demanda y Generación de cada Agente :

Si el Agente es un comercializador Entonces:

$$DmAgih = ImAgih - ExAgih$$

Si el Agente es Autoprodutor (Consumidor y exportador a la vez) y su $DmAg < 0$) Entonces:

$$GenAgih = DmAgih$$

$$DmAgih = 0$$

Si el Agente es un Generador Entonces:

$$DmAgih = ImAgih$$

$$GenAgih = ExAgih$$

Análisis de la Generación embebida

Para todos los generadores embebidos en el mismo Agente comercializador se realiza el siguiente análisis:

$$DifDemjh = (\sum_k Genkh) - DmAgjh \text{ Donde los } Gen-k \text{ están embebidos en el Ag-j}$$

Si $(DifDemjh > 0)$ Entonces:

$$PrdGenih = FacPdGeni * DifDemjt * GenAgih / \sum_k Genkh$$

$$DmGenih = DmGenih + PdrGenih$$

$$DmAgih = DmAgih - PdrGenih$$

Pérdidas reales del STN

$$ImSTNh = \sum_h EgCtri_h \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

$$ExSTNh = \sum_h EgCtri_h \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es exportador}$$

$$PrdSTNh = ImSTNh - ExSTNh \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

TRATAMIENTO DE LAS PERDIDAS DEL STN EN EL SIC.

Las pérdidas de referencia para el STN, se asignan en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A-2.

FUNCION DE DISPONIBILIDAD.

El objetivo es calcular la disponibilidad comercial, la cual es utilizada para ejecutar el despacho ideal.

A partir de la disponibilidad real y de la disponibilidad declarada se calcula la disponibilidad comercial.

La disponibilidad real corresponde a la disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores (AAAA.MM.DD.HHMM) así como de la disponibilidad reportada al CND al ocurrir el cambio de estado de una unidad

Se Identifican varios procesos dependiendo del estado de la máquina. Uno para unidades en falla, otro para unidades sin falla y un tercero para indisponibilidades parciales.

CONSIDERACIONES

El SIC dispone de la siguiente información:

Disponibilidades reales horarias $AA_{i,p}$, evaluadas por el CND a partir de los eventos y cambios de estados de generación reportados por los sistemas y que no consideran variables tales como tasas de toma de carga, tiempos requeridos para que la máquina pase de frío a caliente, etc. y tienen en cuenta si la indisponibilidad fue ocasionada por fallas externas a la máquina. (CND ordeno el disparo o el disparo se ocasionó por fallas en el sistema de transmisión, o su salida fue ocasionada por un evento de generación en otra unidad del sistema).

Banderas asociadas a nivel horario del estado de la unidad, tales como: Estado = (i: Indisponible, D: Disponible) y Tipo de Falla (TF = "Interna" o TF = "Externa")

Variables intermedias para el cálculo de disponibilidad, utilizadas el día o días anteriores $SUA_{i,p}$.

Generaciones reales a nivel horario. $AA_{i,p}$

Disponibilidad Declarada a nivel horario. $SAA_{i,p}$

Disponibilidad Comercial a nivel horario. $SRAA_{i,p}$

* Velocidad de toma de carga. LR_j

* Carga Sincronizante. SR_j

* Capacidad Efectiva neta de la máquina. GUMCi

* Tfrio_caliente: Tiempo minimo requerido para sincronizar una unidad al sistema luego de superada una falla.

PROCEDIMIENTO

Descripción.

Se parte de la disponibilidad real para todas las unidades y todos los periodos horarios.

Se chequea la disponibilidad y el estado de la unidad en el período horario analizado.

Si la unidad esta disponible se valida si en los períodos previos la unidad tiene activada la bandera de falla. Los períodos previos analizados son tales que estan comprendidos entre el período analizado y un tiempo requerido para que la unidad pase de frío a caliente mas una hora adicional.

Si se encuentra la bandera de falla activada en los periodos previos, recalcula la disponibilidad desde el periodo siguiente al de falla (k+1) hasta el periodo actual así:

si (p - k) <= Tfrio_caliente

La disponibilidad Comercial será

$$SUAA_{i,p} = 0$$

$$SAA_{i,p} = 0$$

$$SRAA_{i,p} = 0$$

si (p - k) > Tfrio_caliente

La disponibilidad comercial será

$$SUAA_{ip} = (SR_j + LR_j)$$

$$SRAA_{i,p} = (SR_j + LR_j)/2$$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad declarada, la disponibilidad comercial se iguala a la Diponibilidad declarada y se chequea contra la capacidad efectiva neta máxima de la maquina.

Si $SRAA_{i,p} > SAA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$$

Si $SRAA_{i,p} > GUMCi$

$$SRAA_{i,p} = GUMCi$$

$$SUAA_{i,p} = GUMCi$$

* Si la unidad está indisponible (Bandera de falla activada y Tipo de Falla = "Interna" Disponibilidad real 0)

$$SRAAi,p = 0$$

* Si la unidad está indisponible (Bandera de falla activada y Tipo de Falla = "Externa")

$$SRAAi,p = SRAAi,p-1 \text{ (Disponibilidad comercial previa a la falla)}$$

Si la unidad no esta en falla según la disponibilidad real

$$SUA Ai,p = AAi,p$$

$$SRAAi,p = AAi,p$$

$$\text{Si } SAAi,p < SRAAi,p$$

$$SRAAi,p = SAAi,p$$

En todos los casos cuando se observa un cambio de disponibilidad al pasar la unidad de un valor de disponibilidad diferente de cero a otro también diferente de cero.

Si la disponibilidad se reduce ($AAi,p < SRAAi,p-1$)

$$SRAAi,p = AAi,p$$

Si la disponibilidad declarada es mayor que la disponibilidad real

$$\text{Si } SAAi,p > AAi,p$$

$$SRAAi,p = AAi,p$$

Si la disponibilidad declarada es menor que la disponibilidad real

$$\text{Si } SAAi,p < AAi,p$$

$$SRAAi,p = SAAi,p$$

Cuando se incrementa la disponibilidad (Para $AAi,p > SRAAi,p-1 > 0$)

Para incrementos de disponibilidad se recalcula la disponibilidad del periodo a partir de la disponibilidad de la variable intermedia en el periodo (i-1) y considerando la rata de toma de carga, y se valida con la disponibilidad Declarada.

$$SUA Ai,p = SUA Ai,p-1 + LRi$$

$$SRAAi,p = (SUA Ai,p-1 + SUA Ai,p)/2$$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad Declarada AAi,p

$$SRAAi,p = SAAi,p$$

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A-3.

FUNCION LIQUIDACION DE TRANSACCIONES.

FUNCION: Liquidación de transacciones - SICLIQU

Esta función tiene por objeto lo siguiente:

Asignar los contratos de energía a largo plazo entre los generadores y comercializadores registrados ante el Administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones de la demanda comercial (Demanda real afectada con pérdidas internas y pérdidas del STN).

Determinar los pagos en la Bolsa correspondientes a las compraventas de energía de los comercializadores cuando se presentan diferencias entre sus contratos de energía a largo plazo y la demanda real.

Calcular los pagos o recibos de dinero para los miembros que representan las interconexiones internacionales, debidos a las transferencias de energía que se presentan a través de los enlaces internacionales de interconexión.

Determinar los pagos a efectuar a los generadores registrados ante el Administrador del SIC que no están despachados centralmente, por concepto de energía generada y no contratada.

Determinar los pagos y cobros a los generadores por concepto de desviaciones del programa y por las compras o ventas a la bolsa de energía.

DEFINICIONES

<Aparte modificado por el artículo 11 de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

* "Pague lo contratado: Tipo de contrato en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales.

* Pague lo contratado - condicional: Tipo de contrato, que en caso de ser despachado, tiene el tratamiento que se le da a un contrato tipo 'Pague lo contratado'. Este contrato solo se despacha si, con base en el precio (orden de méritos), se requiere total o parcialmente para atender la demanda del comercializador, si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales.

* Pague lo demandado: Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa correspondiente, según se trate de transacciones domésticas o internacionales.

* Demanda comercial doméstica o nacional: Corresponde al valor de la demanda doméstica total del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de Transmisión Regional o de Distribución Local y las pérdidas del STN.

* Demanda comercial internacional: Corresponde al valor de la demanda internacional total del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes Transmisión Regional o de Distribución Local y las pérdidas del STN.

Para la demanda comercial doméstica de cada comercializador, independiente de los tipos de contrato de energía a largo plazo que haya suscrito y en cada período tarifario se realiza el siguiente proceso:

* Se toma como base su demanda comercial doméstica calculada.

* Se ordenan todos sus contratos con destino a cubrir su demanda comercial doméstica en la siguiente forma: primero se ubican todos los contratos del tipo "Pague lo contratado", después se ordenan por mérito de precio todos los contratos del tipo "Pague lo contratado condicional", a continuación se ubican también en orden ascendente de precios los contratos del tipo "Pague lo demandado".

* Se determinan los contratos necesarios para satisfacer la demanda comercial doméstica del comercializador, en el orden descrito anteriormente.

* Si la suma de todos los contratos del comercializador es menor o igual a su demanda comercial doméstica, entonces todos los contratos se consideran asignados.

* Si los contratos no cubren su demanda comercial doméstica, el comercializador paga la diferencia al precio de la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

* Si hay contratos del tipo "Pague lo contratado condicional" que, de acuerdo con el ordenamiento inicial, no fueron requeridos para atender la demanda comercial doméstica del comercializador, éstos no se consideran despachados.

* Los contratos tipo "Pague lo contratado" siempre se consideran asignados y si la suma de éstos supera la demanda comercial doméstica del comercializador, este último recibe un pago por la diferencia liquidada al precio de la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

* Si hay uno o más contratos tipo "Pague lo demandado" del mismo precio que conlleven a superar la demanda comercial doméstica del comercializador, entonces se determina la porción de cada contrato asignada en forma proporcional a las magnitudes de los contratos.

Para la demanda comercial internacional de cada comercializador, independiente de los tipos de contrato de energía a largo plazo que haya suscrito y en cada período tarifario se realiza el siguiente proceso:

* Se toma como base su demanda comercial internacional calculada.

* Se ordenan todos sus contratos con destino a cubrir su demanda comercial internacional en la siguiente forma: primero se ubican todos los contratos del tipo "Pague lo contratado", después se ordenan por mérito de precio todos los contratos del tipo "Pague lo contratado condicional", a

continuación se ubican también en orden ascendente de precios los contratos del tipo "Pague lo demandado".

- * Se determinan los contratos necesarios para satisfacer la demanda comercial internacional del comercializador, en el orden descrito anteriormente.

- * Si la suma de todos los contratos del comercializador es menor o igual a su demanda comercial internacional, entonces todos los contratos se consideran asignados.

- * Si los contratos no cubren su demanda comercial internacional, el comercializador paga la diferencia al precio de la Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

- * Si hay contratos del tipo "Pague lo contratado condicional" que, de acuerdo con el ordenamiento inicial, no fueron requeridos para atender la demanda comercial internacional del comercializador, éstos no se consideran despachados.

Los contratos tipo "Pague lo contratado" siempre se consideran asignados y si la suma de éstos supera la demanda comercial internacional del comercializador, este último recibe un pago por la diferencia liquidada al precio de la Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) en la hora respectiva.

- * Si hay uno o más contratos tipo "Pague lo demandado" del mismo precio que conlleven a superar la demanda comercial internacional del comercializador, entonces se determina la porción de cada contrato asignada en forma proporcional a las magnitudes de los contratos.

Para los generadores que aparezcan en el despacho ideal cubriendo demanda nacional y para cada período de liquidación, los contratos asignables a la demanda comercial doméstica y las compras o ventas a la Bolsa que se efectúen por este concepto se determinan en la siguiente forma:

- * Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades) para atender demanda nacional.

- * Se compara el despacho ideal de cada generador con el total de sus contratos despachados (asignados) para atender demanda nacional.

- * Si el volumen total de los contratos es mayor que la generación total ideal para el generador en el mercado doméstico, éste es responsable de pagar esta diferencia al precio de la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

- * Si el volumen total de los contratos es menor que la generación ideal para el generador en el mercado doméstico, éste recibirá un pago correspondiente a la diferencia, liquidada al precio de la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

Para los generadores que aparezcan en el despacho ideal cubriendo demanda internacional y para cada período de liquidación, los contratos asignables a la demanda comercial internacional y las compras o ventas a la Bolsa que se efectúen por este concepto se determinan en la siguiente forma:

- * Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades) para atender demanda internacional.

- * Se compara el despacho ideal de cada generador con el total de sus contratos despachados (asignados) para atender demanda internacional.

* Si el volumen total de los contratos es mayor que la generación total ideal para el generador en el mercado internacional, éste es responsable de pagar esta diferencia al precio de la Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

* Si el volumen total de los contratos es menor que la generación ideal para el generador en el mercado internacional, éste recibirá un pago correspondiente a la diferencia, liquidada al precio de la Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

Los generadores no despachados centralmente y registrados ante el SIC no se consideran para propósitos de fijar Precios en la Bolsa de Energía; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al precio en la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

Los consumos de los generadores y en general la energía que aparece como demanda de los mismos, se liquida al precio en la Bolsa de Energía correspondiente según el tipo de transacción (doméstica o internacional).

<Notas de vigencia>

- Aparte modificado por el artículo 11 de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

DEFINICIONES

Pague lo contratado: Tipo de contrato en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa.

** Pague lo contratado - condicional: Tipo de contrato, que en caso de ser despachado, tiene el tratamiento que se le da a un contrato tipo 'Pague lo contratado'. Este contrato solo se despacha si, con base en el precio (orden de méritos), se requiere total o parcialmente para atender la demanda del comercializador.*

Pague lo demandado: Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa.

Demanda comercial: Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN.

Para cada comercializador, independiente de los tipos de contrato de energía a largo plazo que haya suscrito y en cada período tarifario se realiza el siguiente proceso:

Se toma como base su demanda comercial calculada.

Se ordenan todos sus contratos en la siguiente forma: primero se ordenan por orden de precio todos los contratos del tipo "Pague lo Contratado" y "Contratado Condicional", a continuación se ubican también en orden ascendente de precios los contratos del tipo "Pague lo demandado".

Se determinan los contratos necesarios para satisfacer la demanda real del comercializador (demanda comercial), en el orden descrito anteriormente.

Si la suma de todos los contratos del comercializador es menor o igual a la demanda comercial, entonces todos los contratos se consideran asignados.

Si los contratos no cubren su demanda real el comercializador paga la diferencia al precio de la Bolsa en la bolsa de energía.

** Si hay contratos del tipo "Pague lo contratado condicional" que, de acuerdo con el ordenamiento inicial, no fueron requeridos para atender la demanda, estos no se consideran despachados.*

Los contratos tipo "Pague lo contratado" siempre se consideran asignados y si la suma de éstos supera la demanda comercial, el comercializador recibe un pago por la diferencia liquidada al precio de la Bolsa.

Si hay uno o mas contratos tipo "Pague lo demandado" del mismo precio que conlleven a superar la demanda comercial, entonces se determina la porción de cada contrato asignada en forma proporcional a las magnitudes de los contratos.

Para todos los Agentes generadores involucrados se recalcula el volumen real de contratos despachados, restando el excedente de contratos tipo "Pague lo demandado" no entregados.

Para los generadores y para cada período de liquidación, los contratos asignados y las compras o ventas a la Bolsa se determinan en la siguiente forma:

Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades).

Se compara el despacho ideal de cada generador con el total de sus contratos despachados (asignados)

Si el volumen total de los contratos es mayor que la generación total ideal para el generador, éste es responsable de pagar esta diferencia al precio de la Bolsa.

Si el volumen total de los contratos es menor que la generación ideal para el generador, éste recibirá un pago correspondiente a la diferencia, liquidada al precio de la Bolsa.

Los generadores no despachados centralmente y registrados ante el SIC no se consideran para propósitos de fijar el Precio en la bolsa de energía; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al Precio de la energía en la Bolsa.

Los consumos de los generadores y en general la energía que aparece como demanda de los mismos se liquida al precio de la energía en la Bolsa.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A-4.

FUNCIÓN PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGÍA.

<Anexo modificado por el artículo 8 de la Resolución 51 de 2009. Ver término para entrada en vigencia. El nuevo texto es el siguiente:> 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 y Demanda Total más Demanda No Doméstica, en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles.

LA FUNCION 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 No Doméstica

Cuando hay Demanda No Doméstica en cualquiera de los períodos horarios, se aplicarán las siguientes reglas:

a) Se tomará la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total 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 No Doméstica) y el mercado nacional (Demanda Total) se determinará de la siguiente forma:

-- Para el mercado que atiende Demanda Total más Demanda No Doméstica el MPOI corresponderá al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la Demanda Total más la Demanda No Doméstica, que no sea inflexible, resultante del ordenamiento planteado en el literal b).

-- Para el mercado que atiende Demanda Total el MPON 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, que no sea inflexible.

d. Se determinará un valor adicional (I) nacional e internacional de la siguiente forma: <Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 76 de 2009. El nuevo texto es el siguiente:>

-- Para atención de la Demanda Total, $I_N=0$ 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

Donde:

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

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

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

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

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

$ParN_{j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j que no genera en el ideal para 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 (I_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (1) aplicando la siguiente ecuación:

Donde:

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

$DN_{,i}$ Demanda Total en la hora i .

Para atención de la Demanda No Doméstica, $\Pi=0$ 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:

Donde:

$IN+I,j$ Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total más la Demanda no Doméstica.

$PN+I,j$ Estimación del valor de operación de la planta j por atender Demanda Total más Demanda no Doméstica.

GN,j,i Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total.

$MPON,i$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total en la hora i .

$MPOI,i$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total más Demanda No Doméstica en la hora i .

GI,j,i Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda no Doméstica.

$Pofj$ Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$ParI,j,z$ Precios de oferta del arranque-parada z de la planta j que generan en el ideal en algún período para la Demanda no Doméstica.

I 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 no Doméstica DII con aquellas plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (2) aplicando la siguiente ecuación:

Donde:

m Número de plantas térmicas que no cumple la condición de la Ec (2).

DI,i Demanda no Doméstica en la hora i .

<Notas de Vigencia>

- Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 76 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.386 de 20 de junio de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 51 de 2009:

Se determinará un valor adicional (I) nacional e internacional de la siguiente forma:

-- **Para atención de la Demanda Total,** $IN=0$ si para todas las plantas térmicas j se cumple la condición.

Donde:

I_{Nj} Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total.

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

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

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

P_{ofj} Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$Par_{Nj,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j que no genera en el ideal para 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 (I_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (1) aplicando la siguiente ecuación:

Donde:

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

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

- **Para atención de la Demanda No Doméstica,** $I_i=0$ si para todas las plantas térmicas j se cumple la condición:

Donde:

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

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

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

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

$MPO_{I,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total más Demanda No Doméstica en la hora i .

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

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

$Par_{I,j,z}$ 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 no Doméstica con aquellas plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (2) aplicando la siguiente ecuación:

Donde:

m Número de plantas térmicas que no cumple la condición de la Ec (2).

D_{I,i} 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, se aplicará la siguiente ecuación, para cada hora i:

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

Donde:

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

PB_{I,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 en la hora *i*.

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

I_N Valor adicional para la Demanda Total.

I_I Valor adicional para la Demanda no Doméstica.

2. Cuando no hay Demanda No Doméstica

Cuando no hay Demanda no Doméstica en todos los períodos horarios, se aplicarán las siguientes reglas:

- a. Se tomará la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total.
- 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, que no sea inflexible.
- d. Se determinará un valor adicional (*I*) de la siguiente forma:<Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 76 de 2009. El nuevo texto es el siguiente:>

-- *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

Donde:

IN_j Estimación de ingresos de la planta térmica j por atender la Demanda Total.

PN_j Estimación del valor de operación de la planta j por atender la Demanda Total.

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

$MPON_i$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total en la hora i .

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

$ParN_{j,z}$ 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 (I_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3) con la siguiente ecuación:

Donde:

K Número de plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3)

DN_i Demanda Total en la hora i .

<Notas de Vigencia>

- Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 76 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.386 de 20 de junio de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 51 de 2009:

d. Se determinará un valor adicional (I) de la siguiente forma:

- $I_N=0$ si para todas las plantas térmicas j se cumple la condición

Donde:

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

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

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

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

P_{off} 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 (I_N) con las plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3) con la siguiente ecuación:

Donde:

k Número de plantas térmicas que no cumplen la condición de la Ec. (3)

DN,i Demanda Total en la hora i .

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

Donde:

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

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

I_N Valor adicional para la Demanda Total.

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.

<Notas de Vigencia>

- Anexo modificado por el artículo 8 de la Resolución 51 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47.362 de 27 de mayo de 2009. Su aplicación iniciará para el despacho del 1o de agosto de 2009.

- Anexo A-4 modificado por el artículo 12 de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Concordancias>

Resolución CREG 51 de 2009; Art. 2

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 112 de 1998:

ANEXO A-4

FUNCIÓN PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGÍA.

FUNCION Precio en la Bolsa de Energía - SICPREC

Esta función calcula los Precios en la Bolsa de Energía a partir del despacho ideal, estableciendo un precio único para cada mercado (nacional o internacional) en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles, y corresponde a los costos más altos de las plantas flexibles programadas para generar en el despacho ideal (demanda comercial nacional o demanda comercial internacional) en el período de liquidación.

LA FUNCIÓN SICPREC REALIZA LOS SIGUIENTES PROCESOS:

Identificación de plantas inflexibles: En la declaración del día anterior al despacho, cada generador notifica las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante el proceso de ejecución de la programación SIC, pueden aparecer inflexibilidades adicionales, las cuales pueden ocurrir por las siguientes causas:

** 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 entra 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.*

** Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas, su generación programada para la hora presenta limitantes que originan cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.*

** Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador informa que por sus características técnicas la unidad es inflexible.*

Determinación del Precio en la Bolsa de Energía: Para determinar los Precios en la Bolsa de Energía se procede en la siguiente forma:

** Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación de los Precios en la Bolsa de Energía.*

** Cuando hay demanda internacional, el Precio en la Bolsa de Energía para transacciones internacionales (exportaciones) se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado, que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal, con el fin de cubrir la demanda total y que no presentan inflexibilidad, y el Precio en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas corresponde al precio de oferta más alto de las plantas programadas en el Despacho Ideal para cubrir la demanda comercial doméstica.*

** Cuando no hay demanda internacional, el Precio en la Bolsa de Energía para transacciones domésticas se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado, que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal, con el fin de cubrir la demanda comercial doméstica y que no presentan inflexibilidad.*

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

Texto original Resolución 24 de 1995:

ANEXO A-4

FUNCION PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGIA

FUNCION Precio en la bolsa de energía - SICPREC.

Esta función calcula el Precio en la bolsa de energía a partir del despacho ideal, el cual representa un precio único para el sistema en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles, y corresponde al costo más alto de la planta flexible programada para generar en el despacho ideal en el período de liquidación. El precio en la bolsa de energía se eleva al costo de racionamiento en presencia de déficits de potencia o energía de nivel nacional.

La función SICPREC realiza los siguientes procesos:

Identificación de plantas inflexibles: En la declaración del día anterior al despacho, cada generador notifica las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante el proceso de ejecución de la programación SIC, pueden aparecer inflexibilidades adicionales, las cuales pueden ocurrir por las siguientes causas:

** Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).*

** Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.*

** Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.*

Identificación de Racionamiento: La identificación del racionamiento es un elemento clave en la determinación del Precio en la bolsa de energía; así mismo, es importante identificar si el racionamiento es de energía o de potencia.

El principio para determinar el precio en la bolsa de energía en presencia de racionamiento de energía se procede así: Si la bandera de racionamiento ha sido fijada debido a una instrucción de racionamiento preventivo o de racionamiento de emergencia, el precio en la bolsa de energía se eleva al valor del costo de Racionamiento.

Para determinar un racionamiento de potencia a nivel nacional se procede en la siguiente forma:

se calcula la demanda pico para los periodos de liquidación afectados (aquellos en los que la bandera de demanda no atendida ha sido fijada) como la suma de la demanda pico medida, ajustada con las pérdidas del sistema de transmisión y toda la demanda no atendida.

se determina la disponibilidad de generación para los mismos períodos de liquidación.

si la demanda pico excede la generación disponible en la programación SIC, entonces el Precio en la bolsa de energía se hace igual al Costo de Racionamiento asociado al primer segmento de la función costo de racionamiento.

En caso de estar en una situación de racionamiento de energía a nivel nacional para la hora en proceso, el precio en la bolsa de energía es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.

Determinación del Precio en la bolsa de energía: Para determinar el Precio en la bolsa de energía se procede en la siguiente forma:

** Se verifica si existe racionamiento de energía o de potencia, en cuyo caso el precio en la bolsa de energía es el definido en caso de racionamiento.*

En caso contrario:

** Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.*

** El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.*

La oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994. 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.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO A-5.

FUNCION RECONCILIACION.

FUNCION: Reconciliación - SICRECO

Esta función tiene por objeto efectuar la compensación (positiva o negativa) que se debe aplicar a los Generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal, con base en el cual se atienden los contratos de energía a largo plazo y la generación real

De otro lado, también se cuantifica la desviación que presentan los Generadores de su generación real, con respecto a su generación programada (dada en el Redespacho) por cada recurso ofertado, la cual genera un cobro al generador, si este generador no ha participado como regulador ante el CND en la hora en proceso y se encuentra por fuera de un rango de tolerancia previamente determinado.

La diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado representa los sobre costos inevitables de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del Sistema Interconectado Nacional (restricciones eléctricas, reserva rodante, reserva para regulación de frecuencia y tensión, etc.).

Puesto que la asignación de contratos de energía a largo plazo y las transacciones de energía en la bolsa para satisfacer la demanda, se realizan con base en el despacho ideal, es necesario evaluar la compensación (positiva o negativa) que se debe hacer a los generadores, ya que ellos generan de acuerdo con el despacho programado por el CND, con las restricciones.

Esta compensación en cada caso, se paga al precio de reconciliación, que está definido como el precio de oferta horario de cada recurso.

Adicionalmente y como un subproducto de esta operación, también se determinan los sobrecostos operativos por las restricciones, calculados como la sumatoria algebraica de los pagos y cobros de reconciliación.

CALCULO DE LA RECONCILIACIÓN

Si para un generador su producción real excede a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se incrementará y la de restricciones del sistema se decrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Real - G.Ideal)$$

Si para un generador su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se decrementará y la de restricciones del sistema se incrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Ideal - G.Real)$$

CALCULO DE LA DESVIACIÓN

<Aparte modificado por el artículo 13 de la Resolución CREG- 112 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

* "Si la generación real está por fuera de la banda del 5 % aplicada al despacho programado de cada unidad o planta ofertada, el generador deberá retribuir a la cuenta por penalizaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

* a) Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:

$$DSV = (PBN - PR) * (G.Real - G.Prog)$$

b) Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:

$$DSV = (PBI - PR) * (G.Real - G.Prog)$$

c) Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal:

$$DSV = (PBI - PR) * (G.Real - G.Prog)$$

* Si la generación real está dentro de la banda de tolerancia, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

PR: Precio de Reconciliación (Precio de Oferta) (\$/MWh)

PBN: Precio de Bolsa para transacciones domésticas o nacionales (\$/MWh)

PBI: Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)

G.Real: Generación Real (MWh)

G.Prog: Generación Programada (MWh)

G.Ideal: Generación Ideal (MWh)

DSV: Desviación (\$)

<Notas de vigencia>

- Aparte modificado por el artículo 13 de la Resolución CREG- 112 de 1998.

<Legislación anterior>

<Texto original Resolución 24 de 1995:>

CALCULO DE LA DESVIACIÓN

Si la generación real esta por fuera de la banda del 5 % aplicada al despacho programado de cada unidad o planta ofertada, el generador deberá retribuir a la cuenta por penalizaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de la bolsa.

$$DSV = (PP - PR) * (G.Real - Gprog)$$

Si la generación real esta dentro de la banda de tolerancia, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Asi mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

PR: Precio de Reconciliación (\$/MWh) PP: Precio del Pool (\$/Mwh) G.Real: Generación Real (Mwh) G.Prog: Generación Programada (Mwh) G.Ideal: Generación Ideal (MWh) REC: Reconciliación (\$) DSV: Desviación (\$)

RECONCILIACIÓN Y PENALIZACIONES

La sumatoria de los pagos de reconciliación - SUM (REC) y de la sumatoria de las penalizaciones SUM (DSV), se repartirán de acuerdo a lo definido en el Anexo A numeral 1.1.5. y 1.1.6. de ésta resolución.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO B.

PROCEDIMIENTOS DE LIQUIDACION DE CUENTAS.

1. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ENERGÍA

Este proceso es ejecutado por los agentes participantes en cada contrato. El Administrador del SIC reporta a los contratantes, para cada contrato, la relación del contrato asignado horariamente, el cual sirve como soporte para el proceso de facturación entre los contratantes.

La información de las cantidades asignadas en los contratos se reporta a la CREG cuando esta la solicite.

Los contratos de energía son contratos entre generadores y comercializadores, y por lo tanto la facturación, forma de pago y cobro deben ser convenidos entre las partes y no son responsabilidad del Administrador del SIC.

2. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN EN LA BOLSA DE ENERGÍA

El proceso de facturación correspondiente a las transacciones en la Bolsa de Energía se realiza mensualmente dentro de los primeros diez (10) días hábiles del mes siguiente. A este efecto el Administrador del SIC actúa como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del mercado mayorista, según los procedimientos definidos en la presente resolución.

En caso que el Administrador del SIC no expida las facturas y liquidaciones correspondientes dentro del plazo estipulado, se reportará a la CREG este incumplimiento para que determine las acciones correspondientes.

Dado que las transacciones en la Bolsa de Energía no están determinadas entre los diferentes agentes, para las deudas que cada agente tenga con el resto de los participantes en las transacciones de cada mes se aplica el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el mercado es deudor para con cada agente que resulte vendedor, en forma proporcional a su participación en las compras. Este sistema centralizado asegura que los pagos se efectúen e imputen guardando el criterio de proporcionalidad, conforme a que los deudores paguen sus deudas.

Por lo tanto, el Administrador del SIC administra el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de abono de deudas asociado a las transacciones en la Bolsa de Energía.

El caso de rechazo o glosa de la factura o liquidación, la empresa deberá notificarlo por escrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de recibo de la factura.

La factura o liquidación se podrá rechazar únicamente en los casos de tachaduras, enmendaduras, facturas presentadas en fotocopias o inexistencia de documentos soporte.

En caso de que el rechazo de la factura sea procedente, inmediatamente se refacturará con las correcciones solicitadas.

La factura o liquidación se podrá glosar cuando se presenten errores aritméticos, fecha de vencimiento incorrecta y conceptos incorrectos. Se debe señalar claramente el valor y la razón por la cual se va a glosar.

La factura o liquidación en la parte no glosada seguirá su trámite normal de pago, manteniendo vigente su fecha de vencimiento.

<Concordancias>

Resolución CREG 51 de 2009; Art. 24

2.1. INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR

2.1.1 Recopilación de la Información

Es responsabilidad de cada uno de los agentes del mercado mayorista suministrar al Administrador del SIC toda la información necesaria para realizar el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que este determine.

También, los agentes del mercado mayorista se obligan a notificar en el menor tiempo, cualquier error por ellos detectado en el software del SIC.

El Administrador del SIC es responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del Mercado Mayorista.

2.1.2. Información de Comercializadores

Los comercializadores que tengan contratos de energía a largo plazo o sean agentes del Mercado Mayorista, informan diariamente con resolución horaria la curva de carga del día anterior.

2.1.3. Información de Generadores

La información a utilizar en el caso de los generadores está conformada por la información horaria consolidada por el Administrador del SIC, con base en la información diaria con resolución horaria de la generación del día anterior para cada una de las plantas o unidades de generación, de acuerdo con el Código de Redes. Si se presentan desacuerdos sobre las mediciones de las partes, una vez resueltos estos, se actualizan los cálculos y se realizan las facturaciones necesarias. Esta rectificación se efectúa en el siguiente proceso de facturación.

2.1.4. Información Faltante

Si dentro de los plazos establecidos, para realizar la facturación, no se tiene la información completa para este proceso, el Administrador del SIC procede a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación se comunica en los documentos que soportan las transacciones comerciales del respectivo mes.

Cualquier rectificación de los datos estimados por el Administrador del SIC, se realiza en el proceso de facturación del mes en que se presente la rectificación, identificando la causa o causas de ésta.

2.2. LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES

2.2.1. Resultado de las Transacciones

El Administrador del SIC envía mensualmente las transacciones que resultan en la Bolsa de Energía correspondientes a cada uno de los agentes participantes del mercado. Para los agentes que tengan contratos de energía a largo plazo vigentes en la facturación mensual se les reporta la asignación del contrato en forma horaria.

2.2.2. Documento de las Transacciones Económicas

Las facturas emitidas por el Administrador del SIC y las órdenes de pago van acompañadas con la relación de las transacciones diarias realizadas por el agente.

Esta información se presenta en forma discriminada para las compras y para las ventas para cada agente comercial.

2.3. FACTURACIÓN

2.3.1. Facturación de las Operaciones de Compra/Venta en el Mercado

Las facturas expedidas por el Administrador del SIC para los agentes del mercado deben cumplir con todos los requisitos definidos en el Código de Comercio para las facturas comerciales.

Cuando se realicen procesos de facturación correspondientes a períodos anteriores al último mes, la facturación de esos servicios incluye el interés correspondiente a los cambios en los valores facturados, aplicable a partir de la fecha del vencimiento original del mes que se este actualizando.

La tasa de interés será igual a la tasa de Depósitos a Término Fijo (DTF) certificada por el Banco de la República correspondiente al último día hábil del mes respectivo. La aplicación de la tasa de interés se debe efectuar de la siguiente manera:

- Para el período entre la fecha del vencimiento original del mes que se está actualizando y el mes de emisión de la factura de actualización se utilizan las tasas DTF mensuales del último día hábil de los meses existentes durante el período.

- Para el período entre el mes de emisión de la factura y el vencimiento se utiliza la DTF del último día hábil del mes anterior al de expedición de la factura.

El dinero por los intereses se transfieren en forma proporcional a los agentes que deben recibir el dinero por esta situación en los plazos determinados para que el Administrador del SIC efectúa las transferencias de pago.

El Administrador del SIC remite a cada agente del mercado mayorista, por medio de FAX o Correo Electrónico, según se acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores). Esta fecha es válida como fecha de expedición de la factura. Simultáneamente, envía por correo certificado los documentos originales.

En el SIC se permite que se realice el cruce de cuentas dentro del mes de liquidación para las compras y ventas del mismo agente, es decir, el Administrador del SIC envía el reporte del total de ventas mensuales y de compras mensuales de cada agente, y presenta el neto como valor a facturar o liquidar. El agente generador y comercializador de una misma empresa se tratan en forma independiente.

2.3.2. Plazos Garantizados de Pago y Aplicación de Pagos

El vencimiento de las facturas emitidas por el Administrador del SIC para las transacciones en la bolsa de energía es el siguiente:

* Hasta la facturación de diciembre de 1995 es el primer día hábil del tercer mes siguiente al mes que corresponde la facturación.

* A partir de la facturación del mes de enero de 1996 es el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes que corresponde la facturación.

El no pago de la factura en la fecha señalada origina intereses de Mora. El interés de Mora aplicable a las facturaciones que realiza el Administrador del SIC es la máxima tasa moratoria permitida por la Ley, vigente durante el período que se está liquidando.

Cuando se reciba el pago de estos intereses de Mora, se procede a la entrega proporcional a los vendedores de las respectivas cuentas.

Los pagos que realicen los agentes, se aplican primeramente a la cancelación de intereses de mora y luego al valor del capital considerando la antigüedad de los vencimientos, de conformidad con el artículo 881 del Código de Comercio. Para una aplicación oportuna, dichos agentes deberán utilizar los procedimientos de pago que indique el Administrador del SIC y suministrar vía FAX, a más tardar el día hábil siguiente al pago, información completa del abono efectuado.

El Administrador del SIC reconocerá intereses de mora si, por causas imputables a su gestión, no distribuye los recaudos dentro del plazo previsto. No se considerará imputable al Administrador del SIC, cuando por falta de información no sea posible aplicar los pagos. La tasa de mora aplicable será la tasa de mora máxima permitida por la ley vigente en dicho período.

En el caso que se obtengan rendimientos financieros sobre los recaudos efectuados, el Administrador del SIC los distribuirá, en los primeros cinco días hábiles de cada mes, entre los agentes beneficiarios de esos pagos.

2.3.3. Cobranzas a los Deudores

El Administrador del SIC presta el servicio de cobranza en el mercado mayorista, que incluye todos los pagos que se efectúen, exceptuando los que correspondan a la ejecución de contratos de energía a largo plazo entre generadores y comercializadores.

Para el efecto del pago de las obligaciones de los agentes del mercado mayorista, el Administrador del SIC ofrece a los agentes la transferencia a las cuentas bancarias habilitadas para este único efecto por el Administrador del SIC.

Si se realizan pagos parciales de las facturas, los valores faltantes causan intereses de Mora.

Se conviene que la constitución en mora en las transacciones de la bolsa de energía, no requiere pronunciamiento judicial, y que bastará para ello certificación expedida, de oficio o a petición de parte, por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en la que conste:

- a) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término estipulado;
- b) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término en el que éste habría sido económicamente útil y físicamente posible;

c) Que cualquiera otra obligación, cuyo cumplimiento era indispensable para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, y directamente relacionada con una para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, no tuvo cumplimiento en la forma convenida o acostumbrada por las partes; o en la forma que, a falta de convención o costumbre de las partes, la cumplen por costumbre otras empresas que usan los servicios del Administrador del SIC; o en la forma que, si no son aplicables los criterios anteriores, debería haberse cumplido para que el Administrador del SIC cumpliera mejor sus funciones.

El Administrador del SIC debita y cobra los intereses de Mora por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por este concepto se depositan en las cuentas bancarias reportadas por los acreedores en los plazos y condiciones que se señalan en la presente resolución.

2.3.4. Pagos a los Agentes del Mercado Mayorista

Los ingresos provenientes de los recaudos por concepto de transacciones en la bolsa de energía, se distribuirán, cuando el agente comunique vía FAX, o por cualquier otro medio de comunicación, del pago de las facturas; el Administrador del SIC se obligará dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de aviso de la respectiva consignación, siempre y cuando la transacción bancaria efectivamente se haya realizado, a transferir a los agentes vendedores en las proporciones respectivas los dineros recaudados. Durante este plazo estos dineros no generan ningún interés, ya que se consideran en el tiempo asignado para la operatividad del Administrador del SIC. La distribución entre los acreedores, de cada cobro efectuado por el Administrador del SIC, se realiza conforme a la proporcionalidad de las acreencias individuales con respecto de las totales correspondientes a cada mes.

Las acreditaciones realizadas se aplican respetando las proporcionalidades correspondientes a cada período, en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro. El remanente se imputa al capital. De existir saldos correspondientes a distintos períodos mensuales la aplicación se realiza en todos los casos a partir del más antiguo.

Para asignar un pago a un agente del mercado mayorista se requiere que éste se encuentre a paz y salvo con el Administrador del SIC. En caso de no estar a paz y salvo las acreditaciones que le correspondieren se consideran automáticamente como pago de sus obligaciones con la bolsa de energía.

El Administrador del SIC hace efectivas las garantías a partir del incumplimiento del agente deudor. Si la garantía no cubre la totalidad de la deuda del agente comprador, el Administrador del SIC reporta a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el incumplimiento. Si al primer día hábil del mes siguiente al vencimiento de la factura el agente no ha efectuado el pago completo de su obligación, el Administrador del SIC oficiará y solicitará inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la investigación e imposición de las sanciones a que hubiere lugar, sin perjuicio de las acciones legales que promueva el Administrador del SIC. En este caso, la empresa incumplida deberá además reembolsar los gastos en que se incurra para el cobro efectivo de las obligaciones pendientes.

Todos los agentes del Mercado Mayorista asumen el riesgo de las cuentas por transacciones en la bolsa de energía no cubiertas por garantías. En este caso la cartera se comparte entre los demás agentes comercializadores y generadores en forma proporcional a las transacciones en bolsa en los meses no cubiertos por las garantías, sin perjuicio de que el deudor incumplido asuma plenamente su responsabilidad.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO C.

GARANTIAS.

<Anexo modificado por el artículo 5 de la Resolución 19 de 2006. El nuevo texto es el siguiente:>

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones en el Mercado de Energía Mayorista y el Sistema Interconectado Nacional, que liquida y factura el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) a los agentes registrados en el Mercado, será objeto de garantías que se otorgarán a favor del ASIC, en su calidad de operador del Mercado y mandatario de los agentes, con sujeción al Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, que para el efecto elabora el ASIC.

Estas garantías deben asegurar el pago de: Todas las obligaciones de cada uno de los agentes que participe en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, los cargos del CND y del ASIC, los cargos por uso del SIN, los pagos por reconciliaciones, servicios complementarios, cargo por capacidad y cualquier otro concepto, que sean liquidados y recaudados por el Administrador del SIC o por el LAC. Por tal razón deben estar vigentes por lo menos hasta el momento en que se verifique la cancelación de las obligaciones adquiridas y cubrir cada uno de los meses pendientes de pago.

Criterios que deben cumplir las garantías

Los instrumentos que se podrán admitir como garantías deben cumplir los siguientes principios:

Que cubran por todo concepto el estimado de las liquidaciones realizadas por el ASIC y el LAC.

Que sean calculados en valores en moneda nacional.

Que otorguen al ASIC o a quien realice sus funciones, la preferencia para obtener de manera inmediata el pago de la obligación garantizada.

Ser otorgados de manera irrevocable a favor del ASIC, o quien realice sus funciones.

Ser líquidos y fácilmente realizables.

Estar incluidos en el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista

Otra posibilidad de garantizar las obligaciones de los agentes puede ser la de crear un fondo de sustentación con la participación de un número plural de agentes que estaría conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en uno u otro caso en función de su participación en el mercado.

La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a los agentes participantes del mercado mayorista en los contratos que deben cumplirse en las transacciones en la bolsa de energía, se someterán a las reglas propias de tales contratos, y no a las que se apliquen a los contratos cuyo cumplimiento garantizan.

<Notas de Vigencia>

- Anexo modificado por el artículo 5 de la Resolución 19 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.269 de 15 de mayo de 2006.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 24 de 1995:

ANEXO C.

GARANTIAS FINANCIERAS

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del Administrador del SIC.

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de generadores y comercializadores en el mercado mayorista, correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía, por un monto no inferior al valor esperado de las compras del generador o comercializador en esta bolsa. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC y que sean potenciales compradores en la bolsa de energía deberán cubrir sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente, por cualquiera de los siguientes medios:

a) Constitución de una fiducia de garantía a la cual se aporten activos realizables que permitan al Fiduciario, en un plazo razonablemente corto, liquidarlos en caso de incumplimiento y destinar su producto a la satisfacción de las obligaciones garantizadas.

b) Constitución de una fiducia de administración y pagos, que podría ser también de garantía bajo ciertas hipótesis, mediante la cual el generador o comercializador pignore todo o parte de los ingresos derivados de sus ventas a terceros, de manera que la totalidad o un porcentaje definido de ellos, pase forzosamente por las manos de la administración fiduciaria. Estos fondos serán de libre disposición del generador o comercializador, salvo en el porcentaje necesario que se establezca con base en cálculos actuariales en función de la experiencia, o las operaciones ya conocidas, destinado a constituir la provisión de fondos necesaria para que la entidad fiduciaria pueda pagar las facturas periódicas que se establezcan a cargo del agente como consecuencia de su intervención en transacciones a través de la bolsa de energía.

Los contratos deberán prever una congelación del 100% de los recursos en caso de que vencidas las facturas, ellas no puedan ser atendidas con los recursos constitutivos de la provisión o con otros aportados por el agente respectivo, caso en el cual no se podrá liberar monto alguno de dicho flujo hasta que hayan sido satisfechas en su totalidad las facturas insolutas con los recargos a que haya lugar.

c) Otorgar una garantía de primera demanda tal como un aval bancario, una carta de crédito stand by o una póliza de compañía de seguros que tenga la característica inicialmente presentada.

d) Realizar el pago anticipado a la bolsa de energía del monto esperado.

e) Crear un fondo de sustentación con la participación de un número plural de agentes que estaría conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en uno u otro caso en función de su participación en el mercado, en los términos que sean aceptables para el Administrador del SIC.

f) Constituir otro tipo de garantías financieras líquidas o de fácil realización, tales como el depósito en garantía de títulos valores u otros documentos de inversión previamente calificados por el Administrador del SIC y depositados para tal efecto en manos de éste o de una entidad financiera designada para tal efecto con funciones de custodia.

El valor estimado de las garantías y a quienes se aplica, se determina de la siguiente manera:

a. Para los comercializadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la proyección de demanda definida por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la demanda contratada.

b. Para los generadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la energía comprometida en contratos de energía a largo plazo y su energía firme determinada de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo C-1 de la presente resolución.

Para los participantes iniciales del mercado mayorista, el valor a garantizar se calculará para el periodo comprendido entre el 20 de julio y el 30 de noviembre de 1995.

El precio para el cálculo de las garantías es de US \$ 39.3/MWh; éste se liquida a la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano del último día del mes anterior al que se solicite la garantía.

Para los generadores y comercializadores que durante el último año hayan incumplido en por lo menos un pago en la fecha de vencimiento, se modifica su garantía mensual en el caso que durante un mes cualquiera las liquidaciones acumuladas diariamente durante el mes por transacciones en la bolsa de energía excedan el valor de la garantía presentada. Estos agentes deben presentar al día hábil siguiente de la comunicación enviada por el Administrador del SIC por FAX, un ajuste en el valor de su garantía mensual suficiente para cubrir sus obligaciones durante el mes, estimadas como el producto entre el precio promedio en la bolsa de energía de los días liquidados y la compra mensual en bolsa calculada con base en el promedio diario de las compras de energía durante esos días.

La garantía debe ser definida para valores mensuales, con renovación mensual, para cubrir la máxima obligación esperada durante el año, y su aplicación es sobre valores mensuales. La garantía debe presentarla el comercializador o generador con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación como agente del mercado mayorista y debe renovarla dentro del año siguiente a la última garantía presentada.

Cuando se modifiquen las cantidades que deben cubrir las garantías el comercializador y el generador tienen quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

Para que el contrato de energía a largo plazo se registre por el Administrador del SIC en los años posteriores requiere que anualmente con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período, se presente una garantía vigente por el próximo período anual con aplicación mensual.

La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a los agentes participantes del mercado mayorista en los contratos que deben cumplirse en las transacciones en la bolsa de energía, se someterán a las reglas propias de tales contratos, y no a las que se apliquen a los contratos cuyo cumplimiento garantizan.

En caso que se obtengan rendimientos financieros por los pagos anticipados, estos corresponden a los agentes que presenten este tipo de garantías, en proporción al tiempo y al monto del dinero correspondiente a estas garantías, y se abonarán mensualmente a la correspondiente garantía de cada agente.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO C-1.

METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ENERGIA FIRME DE PLANTAS GENERADORAS.

1. OBJETIVO

Establecer la metodología para determinar los factores máximos de las plantas generadoras, con base en los cuales las empresas podrán calcular la energía firme de sus plantas para efectos de las garantías financieras en la bolsa de energía.

El factor máximo de planta es la relación porcentual entre la energía firme máxima y la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta. Por lo tanto, es responsabilidad de las empresas calcular la energía firme de sus plantas que les servirá para evaluar sus compras máximas de energía en la bolsa y estimar el valor máximo de sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente. La energía firme se podrá calcular como el producto de la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta por un factor cuyo valor debe estar entre cero y el factor máximo de planta.

2. CRITERIOS Y SUPUESTOS

La metodología aplica el enfoque de generación en el sistema integrado, perfiles estacionarios para la disponibilidad de potencia y la demanda atendible y criterio de confiabilidad igual a 95 % de casos con racionamiento menor o igual al 1.5 % de la demanda.

* Criterio de confiabilidad

El mínimo número de casos que se presente en todo el horizonte de estudio, con racionamiento de energía menor al 1.5 % de la demanda de energía atendida en el respectivo período, debe ser igual al 95 % del total de casos.

* Perfil de demanda

Se utiliza un perfil de demanda atendible estacionario durante el horizonte de K (59) meses, y para cada mes se modela una curva de demanda escalonada de seis (6) bloques y un factor de carga del 65%.

* Disponibilidad de generación

Se considera como capacidad disponible para generación la capacidad efectiva de potencia de las plantas hidráulicas y térmicas, afectas por su respectivo índice de indisponibilidad histórica (IH), más la potencia determinística del sistema. La capacidad disponible permanece constante durante todo el horizonte de estudio.

* Generación térmica

Las plantas térmicas se despachan al máximo, estando limitadas solo por la curva de duración de carga.

* Horizonte de estudio

Un año calendario.

3. INFORMACION

Se utiliza información actualizada sobre:

* Niveles iniciales de embalses

* Series sintéticas de caudales

* Indices de indisponibilidad

* Capacidad efectiva y factores de conversión de plantas

* Demandas de acueducto de EEPPM y EEB

* Volumen útil de embalses

* Costos de Combustibles

* Generación determinística

4. RESULTADOS

En la Tabla siguiente se presentan los factores máximos de planta [%], para cada una de las plantas de generación del SIN, correspondientes al año 1995.

En CORELCA, la planta Riomaruni agrupa las unidades El río 1 a 8, Ríomar 1 y La Unión 1 a 4, la planta Cospiball agrupa las unidades Cospique 1 a 5 y Ballenas 1 y 2, y la planta Tercos agrupa las unidades Flores 1 y 2.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO D.

CONTRATOS DE ENERGIA.

1. PLAZOS PARA REGISTRO DE CONTRATOS DE ENERGÍA A LARGO PLAZO

Como condición general se tiene que todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC.

Para el período de transición los contratos de energía a largo plazo se deben registrar ante el Administrador del SIC en las fechas especiales definidas por la resolución CREG-009 de 1994 y las que la modifiquen.

Para que un contrato de energía a largo plazo sea registrado por el Administrador del SIC, requiere que los contratantes realicen un Contrato de Mandato con el Administrador del SIC para la facturación, pago y recaudo de los valores correspondientes a las transacciones de energía realizadas en la Bolsa de Energía, cobro de las sanciones que se apliquen por errores, omisión o no cambios de equipos de medición y la aceptación de los procedimientos definidos en la presente resolución. Además, deben presentar las garantías definidas por la CREG o realizar los pagos anticipados para el comercializador y para el generador a partir de la fecha de iniciación del Contrato.

El plazo para el suministro de la información de los contratos de energía a largo plazo durante el período de transición son las fechas especiales definidas por la CREG en la resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995 y las resoluciones que la modifiquen.

Los contratos de energía a largo plazo adicionales que se presenten en fechas posteriores a las definidas en la resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995, se deben registrar como mínimo con una anticipación de quince (15) días calendario al mes de su aplicación, ya sea en el caso de un nuevo contrato o de modificación de uno existente.

El Administrador del SIC tiene un plazo de siete (7) días hábiles después del recibo del contrato, para solicitar las aclaraciones sobre el criterio de asignación horaria del contrato. Si las partes no presentan las aclaraciones que resuelvan la interpretación dada por el Administrador del SIC al criterio de asignación horaria del contrato dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles de solicitada la aclaración, el Administrador del SIC no registra el contrato y comunica a los agentes.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO E.

NORMAS COMPLEMENTARIAS SOBRE OFERTA DE CAPACIDAD

DE RESPALDO.

De acuerdo al artículo 5o. de la Resolución CREG-053 de 1994, las empresas propietarias de las unidades elegibles para capacidad de respaldo tienen la libre opción de ofrecerlas para prestar ese servicio. Las siguientes normas complementarias precisan el procedimiento de ofertas de capacidad de respaldo en el caso que algunas de las empresas propietarias de las unidades elegibles decidan no prestar ese servicio:

Si alguna de las unidades elegibles para respaldo no es ofrecida, aquellas elegibles con capacidad remanente, podrán ofrecer esa capacidad siempre y cuando su capacidad para respaldo no supere su capacidad nominal.

En el caso de que dos o más unidades elegibles deseen optar por suplir la capacidad de respaldo de una unidad no ofrecida, se hará una asignación tomando en cuenta el costo variable de operación, es decir, se suple la capacidad de respaldo con las capacidades remanentes de las menos a las mas costosas hasta que se reemplace la capacidad dejada de ofrecer o hasta que se agote la capacidad remanente ofrecida.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo