

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION EXTRAORDINARIA No. 186

Fecha: 30 de enero de 2003
Lugar: Bogotá
Hora: 9:00 a.m.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR
CODENSA
CORELCA
EMGESA
EPSA
EEPPM
EEC
ISA
ISAGEN
TERMOVALLE
ISA – C.N.D.

Norma Zúñiga
John Alberto Rey
Leslie Mier
Fabio Quitián
Germán Garcés
Rafael Pérez
Hernán Troncoso
Ana Mercedes Villegas
Mónica Paola Florez
Roberto Nader
Pablo Corredor

INVITADOS:

CORELCA
EEPPM
ISA
ISA
ISAGEN
CHB
EEC
EEC

Aníbal Castro
Carlos Alberto Solano
Norberto Duque
Dafna García
Juan Guillermo Alvarez
José Arturo López
Andrés Jiménez
Ricardo Rodríguez

SECRETARIO TÉCNICO:
Alberto Olarte

ASESOR JURÍDICO CNO:
Ernesto Borda

Consejo Nacional de Operación CNO

La reunión fue citada por escrito el día 28 de enero de 2003.

PRESIDENTE:

Dr. Fabio Quitián, en reemplazo del Dr. Fernando Gutiérrez, Presidente del C.N.O.

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del Quórum
2. Concepto sobre: resolución TIEs y resolución sobre rampas de generación térmica

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

El Secretario, después de verificar el Quórum anuncia que se puede dar inicio a la reunión. Algunos de los miembros se hacen presentes por videoconferencia desde las ciudades de Cali, Barranquilla y Medellín.

2. CONCEPTO RESOLUCIONES TIES Y RAMPAS DE GENERACIÓN TERMICA

El secretario del Consejo presentó un recuento de la respuesta que dio la CREG a la solicitud del Consejo del soporte jurídico para dar un concepto integral de la resolución sobre las Transacciones Internacionales de Energía. La Creg manifestó que el Consejo solo puede dar concepto sobre la parte operativa basado en su interpretación de las funciones de este organismo que señala la Ley. Después de una amplia discusión donde se analizaron las competencias y la obligación que la Ley le señala al Consejo, este decide dar un concepto integral, tanto de lo operativo como de lo comercial, basado en la definición del reglamento de operación, aunque la CREG solo solicite concepto de la parte operativa. El Consejo considera que sus funciones dadas por Ley, son autónomas y no están sujetas a la calificación que de ellas haga la CREG y solicitó que el Comité Legal redacte una respuesta para la CREG con los elementos jurídicos que se han esbozado y que soportan la posición del CNO.

Con estos lineamientos, se procedió con el análisis de los comentarios del Consejo, siguiendo un borrador de concepto en el cual se incluyeron los aportes de los miembros. El concepto se dividirá en aspectos generales y específicos de parte operativa, comercial y de transporte. La comunicación definitiva se anexa a

Consejo Nacional de Operación CNO

esta acta. Con respecto a la resolución sobre rampas de generación térmica, el Consejo Nacional de Operación recomienda proponerle a la CREG no emitir una resolución específica sobre el tema del modelaje de rampas, UR Y DR, sino más bien definirlos mediante un acuerdo del mismo Consejo cuyo borrador se anexará a la comunicación respectiva y a esta acta.

Siendo las 13 horas se dio por terminada la reunión



FABIO QUITIAN
PRESIDENTE



ALBERTO OLARTE
SECRETARIO

Consejo Nacional de Operación CNO

ANEXO 1

Bogotá, 30 de Enero de 2003

Doctor

JAIME ALBERTO BLANDON DIAZ.

Director Ejecutivo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

Asunto: Rendición de Concepto al proyecto de resolución que trata de las Transacciones internacionales de Energía.

Apreciado Doctor:

Por medio de la presente me permito manifestarle el concepto dado por el Consejo Nacional de Operación sobre el tema de la referencia.

Previo a la rendición de dicho concepto y respecto de la comunicación MMECREG-0202 del 27 de enero de 2003, el CNO considera lo siguiente:

El CNO en uso de las atribuciones que claramente le otorgan las Leyes 142 y 143 de 1994, y que le imponen un deber legal autónomo e independiente, el cual no se encuentra subordinado a la reciente interpretación que de dicho deber hace la CREG, presenta un análisis de la totalidad del proyecto de resolución.

Cabe destacar que el Consejo deja constancia del incumplimiento por parte de la CREG en el envío del proyecto de resolución completo, sin el cual le era imposible rendir un concepto integral por lo que debió recurrir a otros mecanismos para obtenerlo.

Por último el Consejo Nacional de Operación aclara que no comparte lo expresado por la CREG en la comunicación MMECREG-0202 y dará respuesta a lo expresado en ella mediante comunicación adicional.

A continuación el Consejo Nacional de Operación se permite rendir el concepto.

ASPECTOS GENERALES

El tema de la asignación de rentas de congestión el Consejo no da opinión en razón a que no se llegó a un acuerdo sobre este punto frente a los planteamientos que se vienen haciendo por parte de los diferentes agentes de la industria.

Consejo Nacional de Operación CNO

Consideramos conveniente que el proyecto de resolución de la CREG tome como referencia la regulación expedida por el CONELEC (Regulación Nro. 010-02) con el fin de armonizar los procedimientos, términos utilizados, nomenclatura y demás aspectos operativos y comerciales. Sería ideal obtener una regulación única para los aspectos comunes, separando únicamente aquellos aspectos específicos de cada país. Esta parte de la regulación común debería ser avalada por el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, el cual debe ser creado antes del inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo-TIEs-.

Respecto al Comité Andino, este debe tener entre sus funciones la aprobación de los acuerdos operativos y comerciales previo el visto bueno de los reguladores de cada país .

Así mismo es necesario que se indique claramente que la entrada en operación de las TIEs está dependiendo de la celebración de los acuerdos comerciales y operativos y hasta tanto se cumplan tales actuaciones se continuarán aplicando las normas anteriores a dicho esquema

Se recomienda utilizar en aquellos aspectos que hagan referencia a los países miembros de la Comunidad Andina los siguientes términos, para hacerlo consistente en toda la resolución:”....**Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente resolución**”.

Se considera que la regulación de la remuneración de las interconexiones debe ser única y totalmente clara, sin desconocer que pueden existir algunas excepciones dadas a los enlaces que estaban en operación al momento de la expedición del acuerdo CAN, pero para los demás casos debe darse una señal clara y transparente respecto a su esquema de remuneración.

La reglamentación 7 del acuerdo CAN en su artículo 2 manifiesta que los contratos no pueden ser objeto de discriminación y se deben respetar, por tanto el Consejo considera que se debe permitir un plazo no mayor de 30 días, para la adecuación y la armonización de los contratos existentes con las reglas TIEs.

Las disposiciones planteadas no contemplan las situaciones en las que se tenga energía que transite por un país con origen y destino de esa energía en otros países.

La resolución no establece en que estado quedarían las líneas de interconexión cuando no se tienen transferencias programadas, si cerradas, abiertas en un extremo o completamente abiertas, y si ocurren flujos como se manejarían estos

Consejo Nacional de Operación CNO

desde el punto de vista comercial. Hay ocasiones en que se han dejado enlaces con cero intercambios y regulando frecuencia.

La resolución no menciona el tratamiento que se dará cuando el país importador opere de manera aislada del sistema interconectado de su país, es decir, cuando se está atendiendo demanda internacional de manera radial, desde un sistema interconectado de otro país.

Una vez aprobadas las resoluciones y los acuerdos comerciales y operativos, se realizará un taller con los agentes que permita clarificar y analizar situaciones operativas antes de entrar en la operación real con las TIEs.

ESPECIFICOS

En los considerandos:

El considerando quinto de la propuesta de resolución hace referencia al artículo 5 parágrafo 2 de la resolución 57 de 1998:

“Parágrafo 2o. En los contratos que se suscriban entre transportadores propietarios de Interconexiones Internacionales, e importadores y/o exportadores de energía, se deberá incluir una cláusula que prevea que dichos contratos se darán por terminados, en caso de que regulatoriamente se produzca una integración de mercados de energía eléctrica entre los países involucrados.”

El Consejo considera que el esquema Ties corresponde a uno de coordinación de mercados y no de integración .

En los considerandos se cita la Res. CREG 057 de 1998 pero no se menciona la Resolución CREG 112 de 1998 que regula los aspectos relacionados con las transacciones internacionales de electricidad.

Si bien en las discusiones que se han tenido sobre el tema se reconoce que las transacciones internacionales de corto plazo conocidas como TIE's son solo una parte de un tema mas amplio **“Transacciones Internacionales de Energía”** en los cuales se incluyen temas como contratos de largo plazo, contratos de coberturas entre otras, dentro de los considerandos se debería hacer incluir una alusión a los demás temas que se deberán regular posteriormente, pero que de una manera general enmarcan todo el tema de las transacciones de energía a nivel internacional.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Se recomienda establecer que las horas dadas en este documento corresponden a la hora colombiana.

Existe un cambio en el funcionamiento del mercado al establecer que en el despacho ideal exista la misma regla de desempate que en el despacho real. En nuestra opinión no debería darse este cambio.

Debe aclararse la competencia del CAPT en el tema de la planeación de los enlaces internacionales

El Consejo Nacional de Operación como ejecutor del reglamento de operación debe aparecer explícitamente en el análisis y concepto de los acuerdos operativos y comerciales que se implementen.

PARTE RESOLUTIVA

Artículo 3°. Definiciones Generales.

En este aspecto nos permitimos poner a su consideración las siguientes inquietudes y sugerencias para inclusión o modificación:

- En la definición de enlace internacional no se debería limitar al nivel de tensión IV. Se sugiere se deje la posibilidad de incluir niveles menores.
- Es necesario establecer el estado de las líneas cuando no hay TIEs -Posición abierta o Cerrada - y definir claramente que ocurre cuando el enlace no opere, ya sea por que está fuera de merito o por que aún estando en merito no puede operar por alguna restricción, en cuyo caso no es claro si el enlace internacional recibe el pago por reconciliaciones negativas.
- El papel y responsabilidad del CNO debe dejarse claro en este tema toda vez que se esta actuando sobre la confiabilidad y seguridad del sistema nacional. Debe incluirse en todos los artículos que impliquen las modificaciones al reglamento de operación , el requerimiento de concepto del C.N.O. El proyecto cita en las definiciones al Consejo Nacional de Operación, pero omite su participación en aspectos que son de su competencia .
- Con respecto a la definición de acuerdos comerciales, se debería tener mayor claridad en el alcance de las funciones que se están delegando, en temas tales como obligaciones, condiciones, formas de pago. El CND y especialmente el ASIC están adquiriendo nuevas responsabilidades que en tanto no se defina su responsabilidad, esta quedaría en cabeza de ISA.

Consejo Nacional de Operación CNO

- Capacidad de un enlace internacional: sobre este tema sería muy conveniente que se presenten de manera periódica y pública estos límites y que se definan las condiciones bajo las cuales se modifican, puesto que la capacidad no es una sola para exportación e importación y tampoco es fija en el tiempo.
- Incluir la definición de Despacho Programado tal como está establecida en la Resolución CREG 026 de 2000.
- Incluir la definición de Costo Marginal Nodal del Redespacho como el precio del último recurso de generación requerido en el Redespacho para cubrir la Demanda en el nodo de exportación y que no presente limitaciones técnicas.
- Modificar la definición de *Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación* de la siguiente forma:

Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación. Precio estimado al cual se ofrece energía a través de un Enlace Internacional, calculado por el CENTRO NACIONAL DE DESPACHO -CND-, el cual incluye los costos asociados con la entrega de dicha energía en el Nodo Frontera, previstos en la regulación vigente.

- Revisar la definición de Demanda Internacional, de manera que sea igual a la demanda declarada por los operadores a través de los enlaces internacionales aclarando que no corresponde a las Transacciones de Electricidad de Corto Plazo, resultantes del Despacho Económico Coordinado. Esta revisión es importante para poder aplicar el Artículo 45° que establece el procedimiento de liquidación de transacciones para los países con los cuales no se tengan las condiciones de integración suficientes, y en especial para la aplicación de la Resolución 112 de 1998.
- Definir el término Demanda Total como la correspondiente a la sumatoria de la demanda doméstica, la cual también se debe definir, y la demanda de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto plazo resultantes del Despacho Económico Coordinado.
- Cambiar en la definición de Cargos-Usos el "Costo horario estimado..." por "Costo por kWh estimado..."
- No estamos de acuerdo con la definición de mercado integrado porque para llegar a este se requiere una única demanda como la sumatoria de los mercados individuales, toda la oferta a disposición para cubrir la demanda integrada y un solo operador y administrador.

Artículo 4. Planeación, coordinación, supervisión y control operativo

Consejo Nacional de Operación CNO

- Todos los acuerdos que modifiquen el reglamento de operación deben ser llevados al Consejo Nacional de Operación para su concepto .

Artículos 5,6 y 7

- Para que el CND pueda implementar en un corto plazo el Despacho Coordinado, y en especial la determinación de la Curva horaria de Precios de Oferta en cada Nodo de Exportación, es necesario:
 - Limitar el número de bloques QX durante el primer semestre de 2003 a dos (2) bloques mas un delta, donde el delta corresponde al valor faltante para llegar a la capacidad máxima de exportación del enlace internacional. A partir del segundo semestre del 2003 y hasta terminar el período de transición se considerarían tres (3) bloques más un delta.
 - Calcular el Precio_Bolsa_e, Q_X utilizando el Predespacho Ideal durante el primer semestre de 2003 para garantizar que durante este período entre en operación la aplicación de la Reglamentación de rampas. Al finalizar este período se podría evaluar la conveniencia de utilizar el Despacho Ideal en lugar del Predespacho Ideal.
- El mecanismo de cálculo del costo de las restricciones no involucra todos los conceptos con los cuales se valoran realmente las restricciones en la liquidación realizada por el ASIC por lo que este costo no necesariamente reflejaría el costo medio de las restricciones que se pagarían en el SIN.
- Se sugiere buscar un método alternativo para efectuar el cálculo del Costo Medio de Restricciones y del Costo de Restricciones asociadas a las exportaciones, puesto que actualmente es imposible calcular estos costos efectuando el cálculo de las Reconciliaciones Positivas usando la metodología establecida en la regulación vigente. Se recomienda hacerlo con el precio de oferta.
- Aclarar con respecto al cálculo de las restricciones asociadas a las exportaciones, que para cada cantidad QX se calcula un Despacho Programado tomando como referencia para todos los casos el Despacho Programado Preliminar sin considerar exportaciones.
- Definir quién determina los cargos por CND y ASIC para cada período y para cada incremento de exportación, así como la metodología para su cálculo. Proponemos que éstos sean calculados por el ASIC.

Consejo Nacional de Operación

CNO

- Definir la forma cómo se calculan los cargos adicionales de la generación para cada período, específicamente el correspondiente a la responsabilidad por Regulación Secundaria de Frecuencia (llamada AGC en la formulación).
- Incluir en la formulación, los Cargos por Uso de STR's
- o Con respecto al Redespacho de una Transacción Internacional de Electricidad, consideramos necesario revisar las causales con las establecidas en la reglamentación Ecuatoriana sobre el mismo tema. Así mismo, debe definirse cómo se determinaría el incremento en el costo de Oferta Nodal para Exportación en el Redespacho, ya que por razones de tiempo, no es posible realizar todo el proceso de cálculo. Proponemos que se determine por medio de la variación en el *Costo Marginal Nodal del Redespacho*, el cual correspondería al precio del último recurso de generación que no presente limitaciones técnicas, requerido para cubrir la Demanda en el nodo de exportación en el Redespacho.
- o En el artículo 6º, en la determinación del precio de importación, sugerimos incluir los cargos asociados a la generación, además de los de conexión.
- o En el Artículo 7º, debe corregirse que los nuevos precios resultantes se informan en el Paso 5 (no en el Paso 4) y posterior a la entrega de estos nuevos precios, los agentes confirman o rechazan las importaciones. Así mismo, en el paso 3 sugerimos incluir el valor del FAZNI asignable a la importación.
- o El mecanismo de calculo de este costo no involucra todos los conceptos con los cuales se valoran realmente las restricciones en la liquidación realizada por el ASIC por lo que este costo no necesariamente reflejaría el costo medio de las restricciones que se pagarían en el SIN.
- o Existen restricciones que hoy en día se asignan a algunas áreas o regiones del sistema y no a todos los nodos del mismo. La metodología propuesta no discrimina y podría llevar a que los costos que se están usando para las curvas de oferta estén sobre o subvalorados activando o desactivando las transacciones internacionales por este aproximación.

En el artículo 7 sugerimos adicionalmente:

- o Paso 1. Se debe dejar claro que se utilizará la referencia horaria colombiana para todos los países quienes entregarán la misma información de manera simultánea

Consejo Nacional de Operación CNO

- Paso 2, se hace referencia a los Cargos G como cargos adicionales asociados a la generación del país exportador. En el caso colombiano se debe dejar explícito cuales conceptos se incluyen en estos cargos.
- En los casos en los cuales no se programen exportaciones o importaciones, ya sea por bajo diferencial de precios o por no suministro de información por parte de los operadores, debe definirse el manejo comercial de las pérdidas en vacío del enlace
- De acuerdo con el procedimiento planteado no se contempla el evento de que un país A con varias fronteras internacionales pueda recibir ofertas de un país exportador B que lleva a reducir los precios de oferta de A en otro nodo frontera, activando una importación en el país C, toda vez que la comparación se hace sobre la curva de oferta del país A sin tener en cuenta los efectos de las demás ofertas internacionales.

Artículo 8°. Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, para exportación.

Numeral ii) Indisponibilidad de recursos de generación. Debe hacerse coherencia entre lo dispuesto en este numeral frente al artículo 13 de la Decisión CAN 536, que desliga las TIE de los excedentes de electricidad en el país exportador.

Artículo 9°. Es conveniente definir el procedimiento que se va a seguir para el caso de los redespachos dado que solo se tendría una hora para realizar todos los cálculos.

Artículo 10. No es claro este artículo, ya que plantea la existencia de capacidad remanente o no programación de una TIE.

- Con el fin de dar mayor claridad a la programación de una importación para cubrir generación de seguridad, proponemos la siguiente redacción para el último párrafo :

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

Artículo 13°. Inflexibilidades asociadas con los enlaces internacionales.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Se debe aclarar este artículo, por cuanto el término inflexibilidad tienen su origen en las características técnicas de las unidades o plantas de generación y/o en las restricciones ambientales, si embargo el texto habla de inflexibilidades de los enlaces.

Artículo 14. Se debe dar un tratamiento similar a los enlaces internacionales en cuanto a las exigencias de calidad, confiabilidad, pérdidas que los que se piden para las líneas del STN, porque se esta asimilando su remuneración a los demás activos del STN, en caso que se clasifique como tal. No está claro el sentido de establecer la no obligatoriedad de entrega de reactivos frente a la disposición de mantener los niveles de voltaje permitidos.

Artículo 16. Tratamiento de las Desviaciones del despacho programado de los enlaces internacionales. Consideramos que es necesario definir el respaldo jurídico que tiene el establecimiento de la penalización por desviaciones, quien lo hace y el procedimiento para definir que agente cubre esta penalización

Artículo 17.

- En los plazos de envío de los precios de oferta de los recursos como de la declaración de disponibilidad, consideramos que es un demasiado estrecho dado que la información base para la preparación de oferta como la información hidrológica y de estado de los embalses, se coloca a disposición de los agentes a las 6:00 a.m. y en algunos casos se retrasa hasta las 7:00 a.m. Se propone la colocación de la información operativa a mas tardar las 5 a.m.
- Adicionalmente, debido a la magnitud del impacto que tiene la elaboración de los análisis para determinar los precios de oferta, se requiere un tiempo prudencial para su realización. El plazo vigente de entrega de precios de oferta y declaración de disponibilidad es apenas adecuado, pero se propone las 8 y 30 a.m. como plazo máximo manteniendo siete horas como el período máximo para que el CND publique el despacho. Esto hay que armonizarlo con el RUT y los tiempos para las nominaciones de gas.

En síntesis deben revisarse toda la cronología de actividades con la inclusión de las TIE's, para garantizar efectividad en los procesos de oferta, despacho y nominaciones.

Consideramos necesario que se generalice el Artículo 17°. en lo referente a la oferta de precios en la cual se menciona explícitamente las cadenas hidráulicas: Canoas, Laguneta, Salto y Colegio; Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá, ya que las mismas pueden no ser

Consejo Nacional de Operación CNO

las mismas en el tiempo y por lo tanto es preferible utilizar un término genérico para referirse a todas las cadenas hidráulicas registradas en el mercado.

ASPECTOS COMERCIALES

Inicialmente en este aspecto consideramos que los pagos de potencia provenientes de las exportaciones deben ser explícitamente asignados a los generadores de país exportador que son quienes efectivamente dan el respaldo de confiabilidad que las transacciones internacionales brindan al país importador. En el proyecto de resolución se omite la asignación de dicho pago a los generadores y consideramos de suma importancia que dicha asignación se haga en forma explícita. De igual forma, es necesario establecer el mecanismo de distribución de dicho pago entre los generadores que venden en bolsa al momento de exportar.

- En cuanto a las liquidaciones realizadas por el ASIC, es necesario definir el destinatario de los saldos a favor o en contra que resulten de las diferencias entre las liquidaciones realizadas con base en la información de la segunda liquidación y la de la factura.
- Así mismo, en caso de requerirse reliquidaciones posteriores, es necesario definir un plazo máximo para realizar ajustes de los valores correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad, que tenga en cuenta los plazos de las reglamentaciones aduanera y cambiaria, y establecer la forma en que se distribuirán los saldos a favor o en contra que pudieran resultar en ajustes realizados en fechas posteriores al plazo máximo. En ningún caso, los saldos se podrán asumir por parte del Administrador del o deudas de los agentes del mercado mayorista involucrados en el ajuste de las liquidaciones del mes respectivo.
- En cuanto a la asignación de las restricciones, es necesario aclarar si en los demás literales en los cuales se hace referencia a la demanda de los comercializadores debe entenderse que las reconciliaciones positivas asociadas con generaciones de seguridad se distribuyen en proporción a la demanda total, incluyendo la exportación a través de los enlaces internacionales.
- Debe aclararse que la liquidación de cargos por servicios del CND y el ASIC a cargo de la importación a través de los enlaces internacionales, se hará utilizando como capacidad efectiva el promedio mensual de las importaciones reales que resultan del Despacho Económico Coordinado a través de cada enlace internacional.

Consejo Nacional de Operación CNO

- Se debe aclarar que el precio de la importación será el mayor valor entre el precio de oferta de exportación del país exportador más los cargos asociados a los generadores en Colombia, y el Precio de Bolsa en Colombia. Esto para los casos en que se utiliza la energía de la importación a través del enlace para cubrir generaciones de seguridad.
- En cuanto a la TRM para la liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, se debe utilizar la Tasa Representativa del Mercado vigente el día de operación.

Los siguientes son comentarios específicos sobre los artículos :

Artículo 24. Garantías

- Es necesario revisar las solicitudes de garantías para el mercado nacional y las disposiciones que se prevén para las TIE's para no tener doubles garantías.
- Hay que hacer precisión en que clase de obligaciones tienen los agentes con la Bolsa y durante que período.
- En el párrafo 4 se propone que el ASIC en el procedimiento de fijación del monto de las garantías "incluya un margen para prever incumplimientos por parte de un porcentaje de los agentes y para cubrir el costo financiero de un mecanismo de cobertura de riesgo cambiario". Este aspecto no es equilibrado frente a los agentes que si pagan, porque estos entrarían a financiar los de mayor riesgo de cartera.
- En el tema de garantías, consideramos conveniente estudiar la posibilidad de que los agentes que hoy utilizan mecanismos diferentes al depósito semanal, puedan continuar utilizando dichos mecanismos para garantizar los pagos por transacciones internacionales sin recurrir a los pagos anticipados semanales. Esto con la finalidad de no afectar la disponibilidad de caja de las compañías que ya habían optado por otro tipo de mecanismo aprobados por la regulación para garantizar sus operaciones en el mercado mayorista.

Artículo 29, Parágrafo 1. se establece que para efectos del cálculo del Costo Equivalente Real de Energía y del Valor a Recaudar del Cargo por Capacidad durante el período de transición, no se incluirán las importaciones de electricidad realizadas a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, así, y dado que el precio de importación incluyen el valor de pago por

Consejo Nacional de Operación CNO

potencia, es necesario asignar este valor a los generadores que se encuentran vendiendo en bolsa al momento de la exportación.

Artículo 33. No se establece el destino que le dará el ASIC a la penalización que pagan los agentes que incumplan con las garantías de las transacciones internacionales, y los rendimientos producto de los montos de dineros que se produzcan y que va a manejar el ASIC.

Finalmente, queremos hacer notar la no coherencia con los postulados CAN de no subsidios o prebendas frente a las señales de precios para comparación en los nodos frontera internacionales por lo cual se debe adecuar la regulación interna en aquellos aspectos que puedan significar algún subsidio en cualquiera de las etapas de la cadena.

No es claro porque se le asignan costos de reconciliación positiva de generaciones de seguridad causados por la exportación de energía a los agentes comercializadores del SIN si se supone que estos costos están incluidos en el calculo del PONEqx.

En la parte f) no es claro por que para Importar se le cobra parte de los costos de reconciliación positiva a los "Enlaces Internacionales

En el numeral g) al referirse a "los enlaces Internacionales" a los cuales se les van a asignar parte de los costos mencionados en el punto anterior, no se define cual es la persona jurídica a que se hace mención.

Aspectos relacionados con el Transporte

- En el Artículo 37 se establece que como resultado de la Planeación de la Expansión, además de la definición de nuevos proyectos de interconexión internacional a ser incluidos dentro del plan de expansión, podrán aparecer refuerzos a los sistemas nacionales que son requeridos para asegurar el cumplimiento de los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad en los países. En tal sentido, se recomienda aclarar que los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión Nacional seguirán el mismo tratamiento que establece la regulación vigente para las obras de expansión de dicho sistema.
- En el Parágrafo 1 del Artículo 38° se establece como condición para la clasificación de los enlaces internacionales existentes como activos de uso, que los dueños de dichos activos soliciten a la CREG el estudio y la aprobación correspondientes.

Consejo Nacional de Operación CNO

Al respecto, la CREG ha mencionado que uno de los principios que han fundamentado la promoción de los acuerdos de integración regional y la aprobación de un marco comunitario para el desarrollo de un mercado eléctrico regional, es el de viabilizar todas aquellas medidas que favorezcan los intercambios de energía y el fortalecimiento de los mercados.

En este sentido, vemos conveniente dar el tratamiento de activos de Uso a todas las Interconexiones Internacionales previo el análisis técnico de los organismos competentes como son la UPME y el CAPT y teniendo en cuenta los siguientes beneficios: mayor competitividad de los recursos de generación con miras a una integración de mercados, armoniza el tratamiento dado a los activos de interconexión en estos países, simplifica la definición del esquema de asignación de las rentas de congestión y brinda la señal correcta a todo el sistema quien es el que realiza las TIE y no a un agente en particular que sería el caso de considerarlo como activo de conexión.

Cordialmente


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico C.N.O.

fo

Consejo Nacional de Operación CNO

ANEXO 2

Bogotá, D.C., 30 de enero de 2003

Doctor
JAIME ALBERTO BLANDON DIAZ
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Ciudad.

Asunto: Concepto sobre el proyecto de resolución de rampas de generación
térmicas

Estimado Doctor:

El Consejo Nacional de Operación recomienda a la CREG no emitir una Resolución específica sobre el tema de modelamiento de rampas, UR y DR, sino más bien definirlos mediante un acuerdo del Consejo Nacional de Operación, cuyo borrador se anexa a esta acta. Además, esta solicitud esta respaldada en que es un tema eminentemente técnico, cuyas modificaciones son mucho más expeditas tramitarlas a través del C.N.O.

Cordialmente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

Anexo: Borrador Acuerdo

Consejo Nacional de Operación CNO

**BORRADOR DE ACUERDO No. xxx
XXXX XX de 2003**

Por el cual se aprueban la definición de los Parámetros Técnicos de las Plantas de Generación Térmicas del SIN.

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales y reglamentarias en especial las conferidas por el Artículo 4° numeral 2° del Acuerdo 157 del 30 de agosto de 2001, el artículo 36 de la Ley 143 de 1994 y el literal g) de la Resolución 80103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía y según lo aprobado en la reunión No. xxx del 23 de enero de 2003, y

CONSIDERANDO

1. Que el Comité de Operación en su reunión xxx del 21 de enero de 2003 recomendó al subcomité de plantas térmicas analizar modelos para las rampas consideradas actualmente para el Despacho Económico realizado por el CND.
2. Que el Comité de Operación ha solicitado al CNO expedir un Acuerdo para la aprobación de dicho modelos y su puesta en operación antes de la entrada de las TIE.

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar las siguientes definiciones de Límites Máximos de Variación de Energía UR_i y DR_i , donde

UR_i : Es el cambio máximo en MWh en el despacho de la unidad i cuando aumenta su generación del período K al período $K+1$ (el cambio puede ser menor o igual a este valor UR)

Consejo Nacional de Operación CNO

DRi: Es el cambio máximo en MWh en el despacho de la unidad i cuando disminuye generación del período K al período $K+1$ (el cambio puede ser menor o igual a este valor DR)

SEGUNDO: Cada agente definirá los modelos a utilizar en sus respectivas rampas de arranque y/o subida y rampas de bajada y/o apagado, de acuerdo al Anexo X donde se muestran las opciones posibles a ser utilizadas por el CND en su proceso de optimización del Despacho Económico.

TERCERO: Cada uno de los agentes suministrará los datos requeridos por el CND de sus unidades y/o plantas y definidos en el Anexo X, dicha información será enviada antes del 07 de febrero de 2003.

Para las plantas y unidades térmicas que están en operación comercial y que no hayan declarado dicha información dentro de las fechas estipuladas en el presente acuerdo, el CND la ajustará, previa aprobación del CNO, mientras se haga la solicitud de cambio siguiendo el procedimiento establecido en el Acuerdo 84 del CNO.

CUARTO: La primera declaración de los parámetros y la información requerida se exime de seguir el procedimiento establecido en el Acuerdo 84 del CNO, cualquier cambio posterior deberá ser declarados siguiendo dicho Acuerdo.