

RESOLUCION N° CRIE -NP- 04- 2004

LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

CONSIDERANDO

Que a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, de conformidad con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, le corresponde regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios.

CONSIDERANDO

Que el Artículo 23 literal c) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece que una de las atribuciones de la CRIE es la de aprobar la reglamentación del despacho físico y económico, a propuesta del EOR. Por su parte el literal e) del mencionado Artículo, dispone como otra de las atribuciones de la CRIE el regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.

CONSIDERANDO

Que por Resolución N° CRIE-01-2002, la Comisión aprobó el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional, que en adelante se denomina RTMER.

CONSIDERANDO

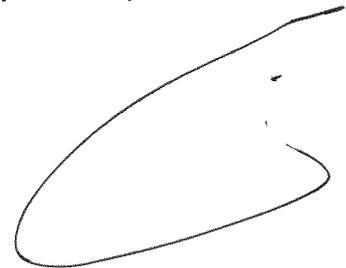
Que por Acuerdo tomado por la Junta Directiva del EOR en la sesión XXVII y mediante correspondencia EOR-PDJ-04-10-2004-148, el Presidente de ese organismo presentó a la CRIE la solicitud de modificación al RTMER que tiene por objeto la incorporación de procedimientos de detalle y metodologías que no están previstas en el RTMER vigente y que resultan necesarias para mejorar el desempeño del Mercado Eléctrico Regional, que en adelante se le denomina en forma abreviada como MER.

CONSIDERANDO

Que las modificaciones solicitadas se refieren a Emergencias Regionales y Rechazo de Redespachos. Las propuestas de modificación incluyen: a) una metodología que permita liquidar los desvíos de energía en condición normal y durante un programa de energía de emergencia; b) un procedimiento de coordinación en tiempo real, oportuno, de transacciones de energía de emergencia entre los países miembros del MER; c) una metodología que permita la valoración de sobrecostos de transmisión –en los cargos variables de transmisión-producto de la programación de energía de emergencia a través de los países de paso y d) modificaciones al Glosario para armonizar la incorporación al RTMER de las metodologías señaladas.

CONSIDERANDO

Que incorporar las modificaciones propuestas por el EOR permite corregir los vacíos regulatorios identificados en los temas de Emergencias Regionales y Redespachos ya que se introducen los procedimientos necesarios para el manejo, liquidación y facturación de las transacciones de energía de emergencia y contribuyen a una aplicación más efectiva del RTMER.



CONSIDERANDO

Que la CRIE ha analizado la petición antes relacionada concluyendo que resulta procedente aceptar la solicitud del EOR y en consecuencia modificar el RTMER en el sentido propuesto

POR TANTO

Con base en lo considerado, y en uso de las facultades que le confiere el artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica,

RESUELVE

PRIMERO: Modificar el Glosario del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional, incluyendo las siguientes definiciones:

Desvíos Técnicos

Los desvíos técnicos son aquellos desvíos de energía que se producen debido a requerimientos de regulación, alivio de carga y fallas en cada sistema. Estos desvíos deben ser mantenidos en los menores valores posibles y compatibles con las normas operativas del presente reglamento.

Desvíos en el programa de energía de emergencia

Son aquellos desvíos que se producen durante la realización de una transacción de energía de emergencia calculados con la medición oficial en los interconectores.

Energía de Emergencia

Son transacciones de energía, no consideradas en el Predespacho Regional suministradas al precio de la oferta informada por el Agente para la programación de este Predespacho.

Estas transacciones de energía se superponen al predespacho programado.

La causa por la que se solicita Energía de Emergencia, es debido a Restricciones Técnicas Previsibles del país solicitante, tales como: falta de generación, de transmisión, contingencias y condiciones imprevistas que ocurran en tiempo real.

Energía de Emergencia Retenida.

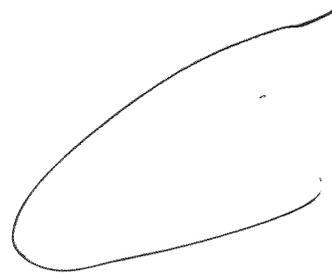
Es la energía asociada al programa de energía de emergencia que se consume en un país de paso durante la ejecución de dicho programa

SEGUNDO: Modificar el numeral 7.8 Desvíos de las Transacciones en Tiempo Real del RTMER, el que queda así:

7.8 Desvíos de las Transacciones en Tiempo Real

Los desvíos en tiempo real serán aquellos debidos a:

- Desvíos técnicos
 - desvíos de control



- desvíos en fallas leves
- desvíos en fallas severas

- Desvíos en el programa de energía de emergencia

7.8.1 Desvíos Técnicos

Si los valores de los Desvíos Técnicos exceden la magnitud que corresponda a un sistema con un grado de calidad consistente con las normas, los sistemas afectados podrán solicitar al EOR que en el futuro se considere los requerimientos del sistema trasgresor como requerimientos de emergencia, donde se deberán reconocer todos los sobre costos producidos

7.8.1.1 Desvíos de control

Las desviaciones de control deberán estar en un valor de +/- 4 MWh dentro de cada intervalo de mercado y una desviación de potencia de +/- 5 MW. Estas desviaciones podrán ser compensadas dentro de la misma hora.

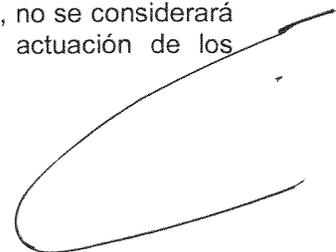
- a) Las desviaciones de control serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado.
- b) Las desviaciones de control serán valoradas de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.1

7.8.1.2 Desviaciones por fallas leves

- a) Son las ocasionadas por contingencias cuyo efecto sobre el intercambio permanece por mas de 15 minutos fuera del rango de variación permitido establecido en el apartado de los desvíos de control. Estas desviaciones no estarán sujetas a compensación en energía y deberán ser liquidadas por el EOR y los OS&M.
- b) Las desviaciones por fallas leves serán valoradas de la misma forma que las desviaciones de control de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.2.

7.8.1.3 Desviaciones por fallas severas

- a) Las desviaciones por fallas severas son causadas por contingencias que provocan la actuación del esquema de baja frecuencia en alguno de los sistemas o llevan a estos a operar en condición de emergencia provocando una desviación del intercambio programado. La conciliación de las desviaciones por fallas severas tomará en cuenta el sistema en el que ocurrió el evento que provocó la desviación en el intercambio programado en las líneas de interconexión y los efectos que produjo en el intercambio neto.
- b) El tratamiento de las desviaciones por fallas severas en primer lugar, identificará el sistema nacional en falla y se identificará aquellos que soportan esa desviación.
- c) Para la conciliación de las desviaciones por fallas severas, no se considerará el costo asociado a la desconexión de carga por la actuación de los esquemas de desconexión automática.



- d) La conciliación se hará de acuerdo a lo establecido en el apartado 8.4.3
- e) Cuando exista voltaje cero o fallas severas en el sistema de transmisión o apertura de la línea de interconexión en cualquiera de los sistemas del Mercado Eléctrico Regional, todas las transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se dé en dicho período de mercado, será liquidado en el MER y será valorizado al correspondiente precio nodal establecido en el predespacho del EOR.

7.8.2 Desvíos en el programa de energía de Emergencia

Las desviaciones en el programa de energía de emergencia serán aquellas resultantes de la diferencia entre la medición oficial neta del intercambio y el intercambio neto programado en el predespacho más el programa de energía de emergencia.

Las desviaciones en el programa de energía de emergencia serán consideradas como compra o venta, según corresponda y serán valorizadas según se establecido en el numeral 8.4.5

TERCERO: Modificar el numeral 7.9 Redespachos y desvíos de emergencia, de la siguiente manera:

7.9 Redespachos

Un OS&M, podrá solicitar al EOR la realización de un redespacho de las transacciones, que tome en cuenta las limitaciones identificadas, utilizando las ofertas del día anterior.

Son causas justificadas para solicitar un redespacho, las siguientes:

- Déficit de generación y reserva rodante menor que el 5% de la demanda máxima prevista en el predespacho y que limiten su exportación.
- Restricciones de transmisión.

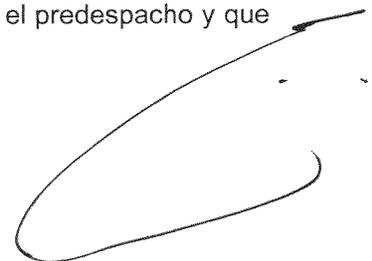
Un OS&M podrá solicitar redespacho a más tardar a las 8:00 horas para que tome vigencia a partir de las 11:00 horas o a más tardar a las 14:00 horas para que tome vigencia a partir de las 17:00 horas.

El EOR utilizará las ofertas disponibles en esta situación, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Las restricciones de transporte y seguridad.
- El EOR deberá despachar las máquinas ofrecidas y determinar el precio entre o los sistemas asistidos, de acuerdo con las ofertas utilizadas

7.9.1 Rechazo de un Redespacho

Un OM tiene la opción de rechazar un redespacho y solicitar uno nuevo actualizando la restricción que le impide cumplir con el redespacho indicado. Este nuevo redespacho se realizará considerando las ofertas disponibles en el predespacho y que no fueron programadas.



El OM deberá solicitar el rechazo al redespacho en base al siguiente procedimiento:

1. El OM que presente el rechazo deberá cumplir con:
 - Informar al EOR antes de las 10:00 o 15:00 según sea el periodo de Re-despacho: la causa del rechazo, la justificación, detalle de las instrucciones indicadas por el OM para resolver la causa del rechazo.
 - Publicar la modificación a las transacciones de su área de control que permite viabilizar el Re-despacho, al mismo tiempo que se envíe la solicitud de rechazo, si es por medio de ésta que se resolverá la causa del rechazo.
2. El EOR informará a todos los OM's sobre el rechazo presentado, quedando en espera de la nueva publicación del Re-despacho modificado.
3. A más tardar media hora después de haber informado el rechazo, el EOR deberá publicar el Re-despacho modificado.
4. Mientras el EOR no publique el Re-despacho final, se mantendrá el predespacho vigente.
5. Una vez finalizado el periodo de confirmación de las 10:00 o 15:00 horas según sea el periodo de Re-despacho, y éste sea aceptado, quedara como Re-despacho definitivo el último publicado por el EOR.

CUARTO: Modificar el numeral 8.4.3, según el siguiente detalle:

8.4.3 Valorización de las fallas severas

8.4.3.1 Un evento de pérdida de generación o demanda, será denominado Falla Severa cuando afecte el intercambio programado en por lo menos el máximo entre a) $\pm 10\%$ del intercambio horario de energía programado; b) $\pm 4\text{MWh}$ horaria.

8.4.3.1 Cuando suceda una Falla los intercambios serán tratados de la siguiente manera:

- i) Cuando la falla es en el sistema exportador y el intercambio neto es menor de lo programado: El país exportador paga una compensación al país vecino, por la diferencia entre el flujo real y la transacción programada, al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia.
- ii) Cuando la falla es en el sistema exportador y el intercambio neto es mayor de lo programado, las transacciones programadas no se alteran y la energía en exceso no será compensada.
- iii) Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es menor de lo programado: Las transacciones programadas no se alteran, el OS&M del sistema importador deberá pagar conforme las transacciones programadas.
- iv) Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es mayor de lo programado, el OS&M del sistema importador deberá compensar por la energía neta en exceso del intercambio programado; la valorización de la desviación será tratada de acuerdo al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia.

- v) Si la falla severa es en el sistema de un país que está sirviendo de "paso" entre países que tienen transacciones, éste tendrá ambas naturalezas, primero de importador en la conciliación con el país que resulte exportador en el flujo de intercambio establecido por EOR y, segundo de exportador en la conciliación con el país que resulte importador en el flujo de intercambio establecido por EOR. El tratamiento a aplicar en cada situación será el que corresponda según los procedimientos detallados arriba.

8.4.3.2 Cuando exista voltaje cero o fallas severas en el sistema de transmisión o apertura de la línea de Interconexión en cualquiera de los sistemas del Mercado Eléctrico Regional se procederá de la siguiente manera:

- i) Si como consecuencia de la operación programada del MER y la conectividad de la RTR, existen bloques eléctricos en el SER, solamente se afectará el bloque en que ocurrió la falla o la apertura, mientras que en los otros bloques se conservan las transacciones programadas;
- ii) En el bloque eléctrico fallado todas las transacciones programadas se eliminan y todo intercambio que se da en dicho período de mercado, será liquidado en el MER y será valorizado al correspondiente precio nodal establecido en el predespacho del EOR. Para los siguientes períodos de mercado afectados, y hasta que se normalice la conectividad en el bloque eléctrico o se pueda realizar un redespacho, se eliminan las transacciones programadas que se puedan identificar que fueron afectadas por la falla.

QUINTO: Modificar el numeral 8.4 agregando los numerales 8.4.5; 8.4.6 y 8.4.7 conforme lo siguiente:

8.4.5 Valorización de los desvíos en el programa de energía de emergencia

La asignación y valorización del monto de desvío asociado a energía de emergencia programada será de la siguiente manera:

8.4.5.1 Sin fallas severas en el SER

Los primeros +/- 2 MWh serán valorizados al precio del predespacho del MER, similar a una desviación de control y el excedente será valorizado al precio de venta de la energía de emergencia publicada por el EOR basado en las ofertas presentadas por los Agentes en el predespacho y que no fueron programadas, pero que fueron solicitadas en tiempo real para suplir la emergencia

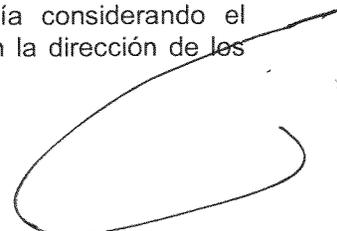
8.4.5.2 Con fallas severas en el SER.

En este caso se valorizará según se establece el numeral 8.4.3 según sea el caso.

8.4.6 Valorización de los Cargos Variables de Transmisión durante un programa de energía de emergencia

8.4.6.1 Energía de emergencia en la dirección del flujo preexistente en el país o en los países de porteo.

Inicialmente el OS del país en emergencia solicita la energía considerando el procedimiento definido en el numeral 9.6.3, si ésta es servida en la dirección de los



flujos pre-existentes por el país o en los países de porteo, el país que tiene la emergencia pagará el sobre-costos del CVT

El sobre-costos horario se calculará de la siguiente forma:

$$\text{Sobre-costos horario} = (I_p \cdot (CVT2 - CVT1) + E \cdot CVT2) / E$$

Donde: I_p = Intercambio Programado en MWh

$CVT2$ = CVT equivalente al nuevo intercambio ($I_p + E$) en \$/MWh

$CVT1$ = CVT equivalente al Intercambio programado en \$/MWh

E = Energía de Emergencia solicitada en MWh

8.4.6.2 Energía de emergencia en dirección contraria al flujo preexistente en el país o en los países de porteo.

Inicialmente el OS del país en emergencia solicita la energía considerando el procedimiento definido en el numeral 9.6.3, si ésta es servida en la dirección contraria al flujo pre-existente por el país o en los países de porteo, el país que tiene la emergencia no pagará ningún sobre-costos si el CVT resultante es inferior al inicial. En caso el CVT considerando la emergencia es mayor que el inicial se considerará la fórmula del caso 8.4.6.1.

El OS&M del país de paso pagará los cargos de transmisión asociados a la energía de emergencia retenida que exceda a los 2 MWh. Esta energía retenida se calcula como la diferencia entre la lectura de la medición oficial del nodo frontera de salida y la lectura de la medición oficial del nodo frontera de entrada del país de paso.

8.4.7 Valorización de la Energía de Emergencia programada

El valor de la energía de emergencia programada es igual al producto de la oferta proporcionada en el predespacho de cada una de las ofertas de inyección de los agentes habilitados convocadas para suplir la energía de emergencia multiplicada por la porción de energía de cada uno de ellos suministrada a la misma. La energía de emergencia se consignará en el DTER identificando deudores y acreedores.

SEXTO: Modificar el numeral 9.6 agregando el 9.6.3 Emergencias de la siguiente manera

9.6.3 Emergencias

Contingencias y condiciones imprevistas podrán llevar a un sistema a una condición de emergencia. En este caso cada OS&M dará prioridad al mantenimiento de la seguridad de su sistema y podrá solicitar energía de emergencia utilizando el procedimiento descrito en este Reglamento.

En caso que la emergencia lleve a la pérdida de desconexión de la RTR, los OS&M deberán tomar las medidas necesarias para a la menor brevedad reponer la conectividad de la Red de Transmisión.

Ante una condición de emergencia en un sistema, el OS&M deberá informar al EOR, y éste deberá informar a los otros OS&M:



- a) la condición existente;
- b) el motivo;
- c) la duración prevista
- d) bitácoras de indisponibilidades existentes.
- e) preparar un informe de la condición en emergencia que deberá ser enviado al EOR;

A continuación se describe el procedimiento para solicitar energía de emergencia a utilizar entre los OS&M:

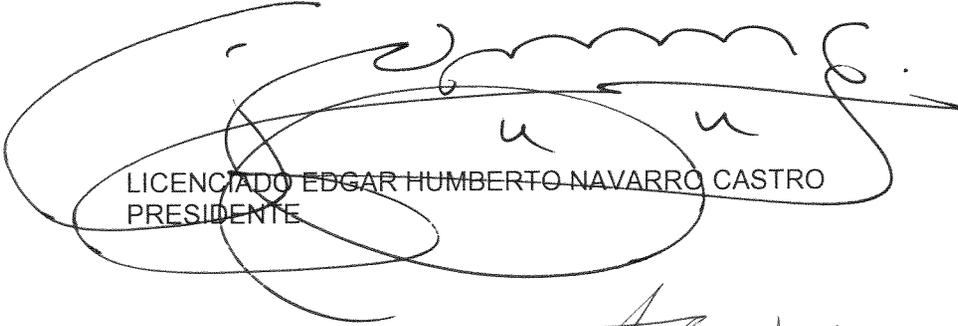
- a) El EOR tomará como ofertas de energía de emergencia las ofertas del mercado de oportunidad que no fueron programadas en el pre-despacho de las 17 horas, para lo cual, el OS&M tendrá hasta las 18 horas, para verificar si los parámetros de seguridad y calidad de su área de control están satisfechos e indicar la disponibilidad de dichas ofertas no despachadas.
- b) El EOR publicará el estado de los montos de las garantías de cada uno de los países así como una tabla con la disponibilidad de energía de emergencia con sus precios que fueron confirmadas de acuerdo al literal a), adicionalmente se le agregarán los precios indicativos de la transmisión en cada uno de los nodos de la RTR para antes de las 20:00 horas.
- c) La coordinación de la transacción de emergencia se realizará entre los OS involucrados limitadas a la energía declarada y los precios de la energía más los cargos indicativos de la transmisión por cada uno de los países en la tabla publicada por el EOR.

La energía de emergencia se consignará en el DTER identificando deudores y acreedores.

El precio de mercado determinado en el despacho del día anterior, se mantendrá en situaciones de emergencia”.

SÉPTIMO: Esta Resolución entrará en vigor a partir de su notificación al EOR.

Dada en la ciudad de Guatemala a los 15 días de noviembre de 2004



LICENCIADO EDGAR HUMBERTO NAVARRO CASTRO
PRESIDENTE



LICDA SILVIA MARICEL CRUZ NAVAS DE CHAVARRÍA
SECRETARIA