



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-285-2012

Guatemala, 18 de diciembre de 2012

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto 25-98, de fecha 26 de marzo de 1998, publicado en el Diario de Centro América con fecha 17 de abril de 1998, el Congreso de la República de Guatemala aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el que se establecen las normas para la conformación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional, -MER-, competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

CONSIDERANDO:

Que por medio de resolución CRIE-09-2005, de fecha 15 de diciembre de 2005, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- emitió el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, y que por medio de la resolución CRIE-P-23-2012, de fecha 23 de noviembre de 2012, la CRIE señaló como fecha de entrada en vigencia de dicho Reglamento el 1 de enero de 2013, con excepción de las disposiciones específicas suspendidas mediante la resolución CRIE-P-17-2012, al mismo tiempo que aprobó un período de transición de tres meses contados a partir de la fecha antes señalada, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional -RTMER- con carácter oficial y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- junto con el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER -PDC- con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- emitió la resolución CRIE-P-09-2012, de fecha 3 de julio de 2012, por medio de la cual aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER -PDC-, señalando su entrada en vigencia el 1 de enero de 2013, y que dicho Procedimiento de Detalle Complementario al RMER -PDC- fue modificado mediante resolución CRIE-P-17-2012, de fecha 8 de octubre de 2012.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia, así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad estipula que es función del Administrador del Mercado Mayorista, entre otras, la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores, así como garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad preceptúa que son Normas de Coordinación las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, el referido Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, las cuales tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico; artículo que está en concordancia con el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Y que el artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

Que el diecisiete de diciembre de dos mil doce, el Administrador del Mercado Mayorista remitió a esta Comisión el oficio identificado como GG-1509-2012, por medio del cual remitió las transcripciones certificadas de las Actas números 1163, 1164 y 1168 de fechas once, doce y diecisiete de diciembre de dos mil doce, respectivamente, de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, en las cuales constan las resoluciones números 1163-01, 1163-02, 1164-01, 1164-02, 1164-03, 1164-04, 1164-05, 1164-06, 1164-07, 1168-01, 1168-02, 1168-03, 1168-04, 1168-05, 1168-06 y 1168-07 de dicha Junta, en las que resolvió emitir las modificaciones y ampliaciones indicativas a las Normas de Coordinación Comercial números 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14 y Normas de Coordinación Operativa números 1, 2, 3 y 4 para someterlas a la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aplicación indicativa en la operación del

Mercado Mayorista y del MER durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que el cumplimiento de los compromisos asumidos por la República de Guatemala y demás países signatarios del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, son la base para el adecuado desarrollo y exitoso funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional, y que dentro de dichos compromisos los gobiernos signatarios se comprometieron, según el artículo 32 de dicho Tratado a: "...d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER. Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.", y siendo que dentro del ordenamiento jurídico que rige para el subsector eléctrico de Guatemala corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, -CNEE- cumplir y velar por que se cumpla dicho marco regulatorio, por lo que en respeto del principio constitucional de indelegabilidad de la función pública y con el fin de ceñirse a cabalidad al mandato legal por la que fue creada esta Comisión, debe velar por que la adecuación gradual de la regulación nacional con la regulación regional sea armoniosa, legal y cumpla con los principios establecidos y reflejados en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confieren las normas citadas,

RESUELVE:

I) Aprobar, para los efectos indicativos, las modificaciones y ampliaciones indicativas propuestas por el AMM a las Normas de Coordinación Comercial y Normas de Coordinación Operativa, remitidas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante oficio GG-1509-2012, de fecha diecisiete de diciembre de dos mil doce y facultar al Administrador del Mercado Mayorista -AMM- para que dentro del período de transición fijado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- en resolución CRIE-P-23-2012, aplique el procedimiento aprobado en la presente resolución.

II) Aprobar el **PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA INTERFAZ DE ARMONIZACIÓN ENTRE LAS NORMAS DE COORDINACIÓN COMERCIAL Y NORMAS DE COORDINACIÓN OPERATIVAS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y LA REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL**, de la siguiente manera:

1. Durante el período de transición, al que se refiere la resolución CRIE-P-23-2012, el cual consiste en tres meses contados a partir del 1 de enero de 2013 y hasta la aplicación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Detalle Complementario, se procederá de la siguiente manera:
 - 1.1. El Administrador del Mercado Mayorista -AMM- podrá recabar de los Agentes y Grandes Usuarios la información necesaria para que pueda operar de forma indicativa el Mercado Eléctrico Regional, tal y como lo establece la resolución CRIE-P-23-2012.
 - 1.2. El Administrador del Mercado Mayorista -AMM- deberá entregar al Ente Operador Regional -EOR-, la información necesaria para que el EOR, de conformidad con la regulación regional, opere de forma indicativa el Mercado Eléctrico Regional, de conformidad con la resolución CRIE-P-23-2012.
 - 1.3. El Administrador del Mercado Mayorista -AMM- seguirá operando y liquidando el Mercado Mayorista de Electricidad de acuerdo a la normativa vigente y el Mercado Eléctrico Regional conforme al Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional -RTMER- y sus modificaciones y los acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30; adicionalmente deberá, en forma paralela e indicativa, simular la operación y la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad aplicando las propuestas indicativas de modificación y ampliación de las Normas de Coordinación señaladas en la presente resolución.
 - 1.4. Semanalmente, hasta finalizar el período de transición señalado, el Administrador del Mercado Mayorista -AMM- deberá remitir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en medio magnético digital los resultados de dichas simulaciones, los cuales como mínimo deberán incluir: Resultados de Predespachos, Posdespachos, Programación Semanal y Programación de Mantenimientos.
 - 1.5. Mensualmente, hasta finalizar el período de transición señalado, el AMM deberá presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, un informe, en medio magnético digital, que contenga como mínimo:
 - i. El resultado de las simulaciones efectuadas aplicando las propuestas indicativas de modificaciones y ampliaciones normativas.
 - ii. El efecto económico y operativo en el mercado, resultado de las simulaciones señaladas.
 - iii. Los ajustes o cambios que correspondan a las propuestas preliminares de modificación.
 - iv. Las modificaciones necesarias a las normas derivado de los resultados de las simulaciones y del análisis y comparación de los resultados obtenidos.

2. El Administrador del Mercado Mayorista –AMM- deberá presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con su debida justificación, las propuestas finales de modificación a las Normas de Coordinación Comercial y Operativas que haya identificado como necesarias, tomando en consideración los resultados de las simulaciones y evaluaciones efectuadas durante el período de transición.

III) La Comisión Nacional de Energía Eléctrica evaluará las propuestas de modificación presentadas por el Administrador del Mercado Mayorista así como los ajustes que surjan a las mismas, con base en los resultados obtenidos durante el período de transición y a los principios establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, los de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, para su respectiva aprobación o improbación.

IV) La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Publíquese.-



Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Arzuaga Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General



“RESOLUCION NÚMERO 1163-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- mediante resolución CRIE-09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 1.

COORDINACION DEL DESPACHO DE CARGA

Artículo 1. Se elimina el numeral 1.1.3.

Artículo 2. Se modifica la numeración del numeral 1.1.4 sustituyéndola por 1.1.3.

Artículo 3. Se adiciona el inciso (k) al numeral 1.2.1 con, con el siguiente contenido:

- (k) La consideración de contratos firmes y contratos no firmes físicos flexibles en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Artículo 4. Se modifica el inciso (c) del numeral 1.2.3.1, el cual queda así:

(c) Transportistas:

- Planes de Mantenimiento Mayor, así como todos los demás mantenimientos de las instalaciones y equipos de transmisión que, de acuerdo a los estudios eléctricos realizados por el AMM, afecten la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico o representen desconexión de generación que reduzca las reservas a niveles de riesgo. También deberán informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión.
- Deberá presentar sus planes de mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR), de enero a diciembre del año calendario siguiente. Esta deberá ser presentada, a más tardar el último día hábil del tercer mes del Año Estacional vigente.

Artículo 5. Se adiciona el inciso (d) al numeral 1.2.3.1, con el siguiente contenido:

(d) Participantes con contratos en el MER:

- Información de plazos, potencia, energía, unidad generadora ó consumo y tipos de contrato que queden dentro del período de programación.

Artículo 6. Se adiciona el inciso h) al numeral 1.2.3.3, con el siguiente contenido:

- h) Disponibilidad de la potencia de demanda interrumpible para ser presentada al MER como una oferta de oportunidad de inyección.

Artículo 7. Se adiciona el inciso (j) al numeral 1.3.1.3, con el siguiente contenido:

- (j) La generación y demanda nacional que será asignada a contratos en el MER la cual no será considerada en el despacho nacional.

Artículo 8. Se modifica el inciso (g) del numeral 1.3.3, el cual queda así:

- (g) Transportistas: principales cambios en la topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión. Los mantenimientos asociados a modificaciones al plan anual de mantenimientos del MER o solicitudes nuevas a mantenimientos relacionados con los elementos de la RTR, deberán ser solicitados como mínimo con 20 días de anticipación dentro de los plazos establecidos para la presentación de la información para la programación semanal.

Artículo 9. Se adicionan los incisos (k) y (l) al numeral 1.3.3, con el siguiente contenido:

- (k) Los Participantes con contratos en el MER deberán proporcionar información de plazos, potencia, energía, unidad generadora ó consumo y tipos de contrato que queden dentro del período de programación.
- (l) Para las ofertas de oportunidad de inyección al MER los Agentes deberán declarar un precio, que no podrá ser inferior al Costo Variable de Generación de la unidad correspondiente. De no contarse con la declaración semanal respectiva se tomará el máximo entre último precio declarado y el Costo Variable de Generación vigente para la semana correspondiente. Ante la falta de un precio declarado al MER el AMM utilizará el Costo Variable de Generación correspondiente.

Artículo 10. Se adiciona el inciso (f) al numeral 1.4.2, con el siguiente contenido:

- (f) La porción de la energía comprometida de una unidad generadora en un Contrato Firme y en un Contrato No Firme Físico Flexible perteneciente al MER no será tomada en cuenta en la elaboración del despacho nacional de acuerdo a lo establecido en RMER.

Artículo 11. Se modifica el numeral 1.4.3, el cual queda así:

Antes de las 08:00 horas de cada día, los Participantes del MM deberán declarar al AMM la información indicada a continuación, relativa al día siguiente:

- (a) Generadores: cualquier modificación en la información con la cual se haya elaborado la programación semanal o en las características operativas registradas;

- (b) Generadores hidráulicos: aportes de agua a sus embalses y pronósticos para el día siguiente;
- (c) Interconexiones internacionales: ofertas de inyección y retiro tanto en el Mercado de Oportunidad como en el Mercado de Contratos Regional del Mercado Eléctrico Regional (MER), según la metodología establecida en el Reglamento Transitorio del MER o el Reglamento del MER; también deberán declararse las ofertas de inyección y retiro correspondientes a otras interconexiones internacionales;
- (d) Distribuidores, Grandes Usuarios Participantes y Comercializadores de Demanda: programas horarios de reducción de demanda superiores a 5 MW;
- (e) Transportistas: eventuales restricciones que afecten la capacidad de transporte de energía o la seguridad operativa de la red o modificaciones a los planes de mantenimiento programados;
- (f) Diariamente los Agentes deberán informar a AMM, las transacciones regionales de contratos según horarios descritos en la Norma de Coordinación Comercial No. 10.

Artículo 12. Se modifica el numeral 1.4.5.1, el cual queda así:

- 1.4.5.1 El procedimiento para la elaboración del programa diario será el siguiente:
- (a) Predespacho Nacional: A más tardar a las 13:00 horas el AMM enviará al Ente Operador Regional (EOR), el Predespacho Nacional elaborado según premisas del RMER.
 - (b) Generación Nacional no despachada: antes de las 11:00 horas de cada día, el AMM informará en su sitio web sobre la generación que resultó no despachada en el Predespacho Nacional en cada hora, incluyendo la porción que queda disponible de las centrales hidroeléctricas en condiciones de vertimiento descontando la reserva de regulación primaria, cuando no sea despachada la totalidad de la potencia de la central. La generación no despachada en el Predespacho Nacional, deberá ser ofrecida al MER. Adicionalmente, el AMM informará sobre las unidades que han presentado ofertas y están disponibles para prestar el servicio de reserva rodante operativa y las unidades que prestarán el servicio de reserva rápida, las cuales no podrán ser ofrecidas al Mercado Eléctrico Regional. No podrán ofrecerse al Mercado Eléctrico Regional las unidades que se encuentran indisponibles por mantenimiento programado, indisponibilidad forzada y las unidades generadoras con restricciones de arranque y parada que estén disponibles pero fuera de operación.
 - (c) La creación de ofertas de oportunidad al MER, se llevará a cabo de acuerdo al procedimiento descrito en el anexo 1.4 de esta norma. Adicionalmente, el AMM pondrá en su sitio web información relacionada a FPNE de los nodos de la RTR donde se pueden declarar ofertas e información de costos de mercado.
 - (d) Confirmación de precio al MER: los Agentes que estén interesados en hacer una actualización al precio para ofertar al MER, lo podrán hacer en el período comprendido entre las 11:01 y 12:00 horas; para aquellos Agentes que no actualicen el precio, se tomarán los valores que se tengan disponibles de la Programación Semanal.
 - (e) Antes de las 13:00 horas el AMM pondrá a disposición del MER las ofertas presentadas por los Agentes.
 - (f) El AMM podrá rechazar un pre despacho proveniente del MER de acuerdo a lo estipulado en el Procedimiento en Detalle Complementario al RMER.
 - (g) El AMM elaborará el programa de despacho definitivo después de las 17:00 horas al obtener el pre despacho de Intercambios por parte del EOR.
 - (h) Diariamente, el AMM publicará el programa de despacho definitivo a más tardar a las 19:00 horas.

Artículo 13. Se adiciona el inciso 1.5.4 al numeral 1.5, con el siguiente contenido:

1.5.4 Operación en Tiempo Real en el ámbito del MER

Cuando en la Operación en Tiempo Real ocurran eventos que lleven a apartarse transitoriamente del despacho programado, de acuerdo con las obligaciones estipuladas en el RMER, el AMM tomará las medidas que sean necesarias para preservar la seguridad operativa, lo que incluye tomar acciones para restablecer el balance carga-generación en el SNI.

En caso que los eventos que provocan el apartamiento del predespacho regional estén asociados con agentes o instalaciones que estén comprometidos en transacciones regionales, el AMM notificará al EOR requiriendo las instrucciones de tiempo real que lleven a la recuperación del balance carga-generación regional. Si es previsible que los eventos que han provocado el apartamiento del despacho programado sean de una duración de más de tres horas, el AMM solicitará al EOR la emisión de un redespacho regional.

Entre los eventos que podrían presentarse y las acciones que el AMM debe tomar están:

- 1.5.4.1 Salida de servicio de una central generadora o disparo de elementos de transmisión que alteren el despacho de los generadores:
 - 1.5.4.1.1 Si la central que sale de servicio o resulta afectada no está despachada para satisfacer transacciones regionales, el AMM restablecerá el balance carga-generación del SNI arrancando generadores conforme el orden de mérito y utilizando los recursos locales disponibles. En caso que no hubiera generación disponible para sustituir la generación faltante en el SNI, se interrumpirán las transacciones de corto plazo para dar prioridad al abastecimiento de la demanda local. En este caso el AMM notificará de inmediato al EOR y procederá a modificar la consigna del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.
 - 1.5.4.1.2 En caso que la central que sale de servicio o resulte afectada esté despachada para satisfacer transacciones regionales, el AMM tomará las medidas operativas correspondientes para mantener la seguridad operativa del SNI y notificará de inmediato al EOR, para que este instruya la forma como se restablecerá el balance carga-generación regional, ya sea utilizando recursos de generación ubicados en otro país o utilizando recursos del SNI. En tanto se reciben las instrucciones del EOR, el AMM modificará la consigna de intercambio neto del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.
 - 1.5.4.1.3 Si la central que sale de servicio o resulta afectada por la indisponibilidad de elementos de transmisión está despachada parcialmente para satisfacer transacciones regionales, el AMM tratará la fracción despachada para transacciones locales como se indica en el numeral 1.5.4.1.1, mientras que la fracción despachada para satisfacer transacciones regionales será tratada como se indica en el numeral 1.5.4.1.2.
- 1.5.4.2 Disparo de elementos de la RTR que restrinjan la capacidad de exportación

1.5.4.2.1 Si se produjera una situación en la que no fuera posible transferir al SER la generación de las centrales despachadas para transacciones regionales, el AMM informará de inmediato al EOR para que instruya la forma como se restablecerá el balance carga-generación regional. El AMM por su parte, tomará las medidas operativas correspondientes para mantener la seguridad operativa del SNI y requerirá a dichas centrales que reduzcan su generación de manera proporcional a la reducción total de las exportaciones, en tanto se supera la situación que dio origen a la limitación. En tanto se reciben las instrucciones del EOR, el AMM modificará la consigna de intercambio neto del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.

1.5.4.3 Apartamiento de la demanda local prevista en el predespacho

1.5.4.3.1 En caso que la demanda local en tiempo real sea mayor o menor a la programada, el AMM requerirá el arranque o parada de unidades generadoras de acuerdo al orden de mérito, a fin de mantener el balance carga-generación local.

Artículo 14. Se adiciona el inciso 1.7.3 al numeral 1.7, con el siguiente contenido:

1.7.3 El AMM analizará los resultados del posdespacho, la conciliación de las desviaciones en tiempo real y la conciliación de las transacciones programadas en el MER remitidos por EOR para cada día de operación, y presentará las solicitudes de revisión respectivas al EOR, dentro de los plazos establecidos en el RMER.

Artículo 15. Se adiciona el Anexo 1.4, con el siguiente contenido:

ANEXO 1.4

1.4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE OPORTUNIDAD AL MER

Este Anexo establece la metodología con la que los Agentes del Mercado Mayorista conformarán y presentarán las ofertas de oportunidad de inyección provenientes de generación disponible no requerida en el predespacho nacional, la generación proveniente de países no miembros del MER que no fue despachada en el predespacho nacional o demanda nacional interrumpible por precio, así como las ofertas de oportunidad de retiro para reemplazo de generación. El Administrador del Mercado Mayorista conformará y presentará las ofertas de oportunidad de retiro para déficit nacional o demanda no atendida por precio, en los nodos de enlace entre áreas de control, garantizando la transparencia y tomando en cuenta las condiciones mínimas de reciprocidad y simetría.

1.4.1.1. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN AL MER.

Después de la elaboración del predespacho nacional, se procede a ofertar la generación no despachada disponible incluyendo la porción que queda disponible de las centrales hidroeléctricas en condiciones de vertimiento cuando no sea despachada la totalidad de la potencia de la central. Se excluirá la generación asignada a Reserva Rodante Regulante, las unidades generadoras que han presentado ofertas y están disponibles para la prestación del Servicio Complementario de Reserva Rodante Operativa y las unidades que prestarán el Servicio Complementario de Reserva Rápida. Adicionalmente se excluirá las unidades que se encuentran indisponibles por mantenimiento programado, indisponibilidad forzada y las unidades con restricciones de arranque y parada que se encuentren disponibles pero fuera de operación.

1.4.1.1.1. Determinación de la oferta de inyección en MW

- 1.4.1.1.1.1. Las ofertas de oportunidad de inyección a presentarse para cada hora al MER, provenientes de generación no despachada en el SNI o la generación proveniente de países no miembros del MER que no fue despachada en el predespacho nacional, será:
 - a) La potencia en MW declarada por los Agentes en la Programación Semanal.
 - b) Dicha oferta deberá ser declarada en un nodo perteneciente a la RTR vigente que forme parte del SNI, que tenga medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos para el SMEC de acuerdo a la NCC-14 o el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) del RMER.

- 1.4.1.1.1.2. Las ofertas de oportunidad de inyección a presentarse para cada hora al MER, provenientes de demanda nacional interrumpible por precio, será el valor en MW declarado por el Agente o Participante del Mercado Mayorista. Dicha oferta deberá ser declarada en un nodo perteneciente a la RTR vigente que forme parte del SNI, que tenga medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos para el SMEC de acuerdo a la NCC-14 o SIMECR del RMER.

1.4.1.1.2. Conformación del precio de la oferta de oportunidad de inyección a presentar al MER.

- 1.4.1.1.2.1. El precio de la oferta de oportunidad de inyección proveniente de generación no despachada en el SNI será declarado por el Agente en la Programación Semanal y para cada día estará conformado por tres precios, uno para cada banda horaria. El precio de la oferta no podrá ser inferior al Costo Variable de Generación del generador. Este precio podrá ser actualizado diariamente según lo descrito en el numeral 1.4.5.1 inciso (d) de esta norma.
- 1.4.1.1.2.2. El precio de la oferta de oportunidad de inyección (expresado en \$/MW-h) proveniente demanda nacional interrumpible por precio, será el valor ofertado para la Programación de Largo Plazo.

1.4.1.2. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO AL MER.

De conformidad con la Regulación Regional, se podrá realizar compras de oportunidad de energía en el MER para el reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional y para atender déficit de generación nacional.

1.4.1.2.1 Determinación de la oferta de oportunidad de retiro en MW.

1.4.1.2.1.1. Las ofertas de oportunidad de retiro que podrán presentarse por parte de los Agentes para cada hora al MER, para el reemplazo de generación despachada en el SNI, será:

- 1.4.1.2.1.1.1. El equivalente de la potencia en MW declarada por los Agentes en la Programación Semanal.
- 1.4.1.2.1.1.2. Dicha oferta será presentada en un nodo perteneciente a la RTR vigente que forme parte del SNI, que tenga medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos para el SMEC de acuerdo a la NCC-14 ó el SIMECR del RMER.
- 1.4.1.2.1.1.3. La sustitución se hará para el generador que presente la oferta de oportunidad de retiro.

No podrá presentarse ofertas de oportunidad de retiro para el reemplazo de la generación incluida en el predespacho nacional, proveniente de:

- a) Las centrales generadoras que forman parte del despacho base del SNI, dentro de las cuales se encuentran las plantas hidroeléctricas y geotérmicas.
- b) Las centrales generadoras que se encuentran disponibles para la prestación del Servicio Complementario de Reserva Rodante Operativa.
- c) Las centrales generadoras que a medida que reducen su despacho incrementan su costo variable de generación.

Para las unidades térmicas con restricciones de arranque y parada que se encuentren despachadas parcialmente en el pre despacho Nacional, su generación podrá ser sustituida como máximo hasta el valor del mínimo técnico necesario para poder permanecer despachada.

1.4.1.2.1.2. Determinación de la oferta de oportunidad de retiro para atender déficit de generación nacional.

Este tipo de ofertas será presentado por el AMM. La oferta para cada hora será conformada por los valores en MW de los escalones de falla considerados en la normativa vigente. La oferta será presentada en un nodo perteneciente a la RTR vigente que forme parte del SNI, que tenga medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos para el SMEC de acuerdo a la NCC-14 ó el SIMECR del RMER.

1.4.1.2.1.3. Determinación de la oferta de oportunidad de retiro proveniente de demandas no atendidas por precio, que podrá presentar el AMM.

Las ofertas de oportunidad de retiro a presentarse para cada hora al MER, será el equivalente en MW proveniente de ofertas no atendidas por precio presentadas en un nodo perteneciente a la RTR vigente que forme parte del SNI, que tenga medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos para el SMEC de acuerdo a la NCC-14 ó el SIMECR del RMER.

1.4.1.2.2 Conformación del precio de la oferta de sustitución de generación a presentar al MER.

1.4.1.2.2.1 Los precios de las ofertas de oportunidad de retiro para reemplazo de generación del SNI, estarán expresadas en \$/MVV-h. Su valor deberá ser menor al Costo Variable de Generación declarado.

1.4.1.2.2.2 Los precios de las ofertas por déficit de generación nacional provendrán de los valores asignados a los escalones de falla considerados en la normativa vigente expresados en \$/MWh.

1.4.1.2.2.3 Los precios de las ofertas provenientes de demanda no atendida por precio será determinado de la misma manera que las ofertas de reemplazo de generación del SNI, afectando el precio expresado en \$/MWh por el correspondiente Factor de Pérdidas Nodales de Energía del nodo donde sea presentada dicha oferta.

1.4.1.2.2.4 Las ofertas serán presentadas al MER todos los días antes de las 13:00 horas.

Artículo 16. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 1 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 17. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 1 contenida en la resolución No. 157-01 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 18. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el once de diciembre de dos mil doce*.

"RESOLUCION No. 1163-02

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un periodo de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el periodo de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el periodo de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 10

EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 1. Se modifica el Artículo 2 de la Norma de Coordinación Comercial No. 10 el cual queda así:

DEFINICIONES: Para efectos de la presente norma se establecen las siguientes definiciones:

CCSD: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del MER

MER: Mercado Eléctrico Regional.

MM: Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala.

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.

EOR: Ente Operador Regional.

OS/OM: Operador de Sistema y/o Operador de Mercado.

RTMER: Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

RTR: Red de Transmisión Regional.

Agente del Mercado Eléctrico Regional: Las actividades del Mercado Regional se realizarán entre sus Agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como grandes consumidores. Todos los Agentes, Grandes Usuarios, Participantes Consumidores y Participantes Productores del Mercado

Mayorista nacional, reconocidos como tales en la legislación nacional y en la medida en que el ordenamiento constitucional lo permita, serán Agentes del Mercado Eléctrico Regional y tendrán los derechos y obligaciones que se derivan de tal condición.

Cargo por Servicio de Operación del Sistema, Cargo Por Servicio de Operación del Mercado Eléctrico Regional o Cargo Por Servicio de Operación: Es el cargo a pagar al EOR por los Agentes del MER, para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos, conforme a lo establecido en el artículo 29 del Tratado Marco reformado por el artículo 5 del Protocolo al Tratado Marco, y en los artículos 66 al 70 del Segundo Protocolo al Tratado Marco.

Cargo por Servicio de Regulación del Mercado Eléctrico Regional: Es el cargo a pagar a la CRIE por los Agentes del MER, para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos, conforme a lo establecido en el artículo 24 del Tratado Marco y en los artículos del 52 al 65 del Segundo Protocolo al Tratado Marco.

Contratos Financieros: Son contratos con un precio pactado por las partes, que no contemplan la obligación del suministro de energía eléctrica asociada a una unidad generadora, y que están supeditados al Despacho Económico.

Contratos Firmes: Son contratos de importación que cuentan con Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme o contratos de exportación con una Demanda Firme asignada, ambos están habilitados en el MM conforme lo establecido en la Regulación Regional, los convenios con otros países no miembros del MER y el marco legal del Mercado Mayorista, cuentan con Derechos de Transmisión y establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

Contratos No firmes: Son contratos de importación o exportación que no tienen prioridad de suministro para la parte compradora. Estos contratos están habilitados en el MM conforme lo establecido en la Regulación Regional, los convenios con otros países no miembros del MER y el marco legal del Mercado Mayorista.

Desviaciones MER: Una desviación de energía en el MER es la diferencia entre las transacciones registradas por el Sistema de Medición Comercial Regional, menos la suma de las transacciones programadas en el MER y en los mercados nacionales en el predespacho o redespacho, para cada período de mercado y en los nodos establecidos en la Regulación Regional.

Energía Bonificable: Es la energía que exporta un país como resultado de una falla severa en su Sistema y que provoca una desviación en el intercambio programado, por la cual el país en falla no recibe compensación económica.

Energía Compensable: Es la energía que importa un país como resultado de una falla severa en su Sistema y que provoca una desviación en el intercambio programado, por la cual el país debe de pagar el precio de sustitución que determine el país o sistema exportador.

Energía Inadvertida: Es la energía que resulta de la diferencia entre la medición oficial y el intercambio programado en las transacciones de importación y exportación, debido a desviaciones de control o fallas leves.

Energía de Emergencia: es la energía que resulta de la diferencia entre la medición oficial y el intercambio programado en las transacciones de importación y exportación, a requerimiento del AMM, del EOR o de otro mercado o país que lo solicite, ante una condición de déficit.

Exportación: Actividad por medio de la cual se envía o se vende a otro país la Energía Eléctrica producida con unidades o Centrales generadoras instaladas en Guatemala. La Exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MM en el Nodo correspondiente y debe pagar los cargos derivados de la transacción.

Exportador: Es el Generador, Comercializador o Distribuidor del MM que realiza actividades de Exportación.

Importación: Actividad por medio de la cual el MM de Guatemala recibe o compra de otro país Energía Eléctrica producida con unidades o Centrales generadoras instaladas en un país diferente a Guatemala. La Importación es considerada generación que se adiciona al MM en el nodo correspondiente, y debe pagar los cargos derivados de la transacción.

Importador: Es el Generador, Comercializador, Distribuidor y Gran Usuario Participante del Mercado Mayorista que realiza actividades de Importación.

Mercado Eléctrico Regional –MER–: Es el mercado creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el cual los agentes habilitados realizan transacciones de importación y exportación de energía eléctrica a través de su Operador de Mercado y bajo una regulación regional.

Nodo Frontera: Es el punto físico ubicado en la frontera de dos países interconectados eléctricamente que podrá utilizarse como referencia para las transacciones de Exportación e Importación.

Países Miembros: Son los Países signatarios del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que conforman el MER: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

Transacción Internacional: Es la transacción de compra o venta de potencia y energía con entidades de otros países, y que por las características de los contratos suscritos puedan ser considerados como Oferta Firme o como Demanda Firme dentro del Mercado Mayorista, según corresponda.

Transacciones por Desviaciones MER en Tiempo Real: Son las Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional producto de las desviaciones calculadas con las mediciones del Sistema de Medición Comercial Regional. Conforme lo establecido en el RMER estas Transacciones se realizan en el Mercado de Oportunidad Regional.

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central o Tratado Marco: Es el tratado internacional suscrito por los seis países de América Central que tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo.

Artículo 2. Se modifica el numeral 10.1.3 el cual queda así:

10.1.3 Se pueden realizar transacciones de importación y exportación de largo plazo a través de Contratos Firmes, así como también transacciones de corto plazo por medio de Contratos No firmes y Transacciones de oportunidad de energía.

Artículo 3. Se adicionan los numerales 10.1.4 y 10.1.5 con el siguiente contenido:

10.1.4 Los Participantes del MM que realicen transacciones en el MM o que se habiliten para ello, estarán habilitados y autorizados para realizar transacciones en el MER, por lo que deberán de cumplir con lo establecido en la Regulación Regional. Un Participante perderá la autorización para realizar transacciones en el MER cuando se deshabilite del MM o deje de realizar transacciones en el MM, para lo cual deberá haber efectuado todos los pagos que corresponda, de tal forma que no existan saldos pendientes en el MM ni en el MER. En tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las garantías de pago correspondientes.

10.1.5 El AMM en coordinación con el EOR y con los OS/OM de países no miembros del MER administrará las transacciones de importación y exportación de energía y otros servicios de los Participantes del Mercado Mayorista, conforme lo establecido en la Regulación Regional, los convenios con otros países no miembros del MER y el marco legal del Mercado Mayorista. El AMM realizará las conciliaciones correspondientes con el EOR y con los OS/OMs de países no miembros del MER, de tal forma que pueda internalizar los resultados que corresponda a los Participantes del Mercado Mayorista.

Artículo 4. Se modifica el numeral 10.2 el cual queda así:

10.2 RESPONSABILIDAD DE LOS PAGOS:

Los Participantes del Mercado Mayorista son responsables ante el AMM de los cargos y abonos que resulten en el Mercado Eléctrico Regional, conforme la Regulación Regional y normativa nacional vigente.

Los Participantes del Mercado Mayorista son responsables ante el AMM de los cargos y abonos que resulten de la operación de las Interconexiones con países no miembros del Mercado Eléctrico Regional conforme lo establecido en los convenios respectivos y la normativa vigente.

Artículo 5. Se modifica el numeral 10.3 el cual queda así:

10.3 PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA QUE PUEDEN REALIZAR TRANSACCIONES DE IMPORTACIÓN Y/O EXPORTACIÓN:

Importador. Un Importador es el Participante del MM que realiza actividades de Importación desde el MER o desde cualquier otro mercado eléctrico de conformidad con lo siguiente:

- Un Distribuidor, que importa electricidad a través de Contratos Firmes suscritos según las bases de licitación aprobadas por la CNEE para el cubrimiento de su Demanda Firme y abastecimiento de los usuarios finales.
- Un Generador, que importa electricidad para el respaldo de sus contratos de venta en el MM. Para el caso del MER podrá realizar retiros de energía a través de contratos regionales para el cubrimiento de sus compromisos contractuales en el MM, o retiros a través de ofertas de oportunidad que sustituyan la generación de sus unidades o centrales generadoras.
- Un Comercializador, que importa electricidad para su comercialización en el MM. Para el caso del MER un Comercializador podrá realizar retiros de energía a través de contratos regionales para el cubrimiento de sus compromisos contractuales en el MM, o retiros a través de ofertas de oportunidad que sustituyan generación de unidades o centrales generadoras que comercializa en el MM.
- Un Gran Usuario Participante, que importa electricidad del MER a través de Contratos Firmes para el cubrimiento de su Demanda Firme o para el abastecimiento de su propio consumo de energía, mediante Contratos No Firmes. Para el caso de países no miembros del MER, podrá importar energía mediante Ofertas de Oportunidad y Contratos.
- Para el caso del MER, las ofertas de oportunidad de retiro de energía por déficit nacional y demanda no atendida por precio, serán presentadas al EOR por el AMM conforme lo establecido en la Regulación Regional y lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1.

Las importaciones a través de Contratos Firmes, Contratos No Firmes y Ofertas de oportunidad deberán adecuarse a lo establecido en la Regulación Regional, los convenios con otros países no miembros del MER y el marco legal vigente del MM. Para las importaciones de países no miembros del MER, el punto de intercambio del importador es el nodo frontera. En el caso del MER, las ofertas de retiro podrán ser presentadas en los nodos de la RTR de Guatemala, siempre que en dichos nodos se cumpla con los requisitos establecidos en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER.

Adicionalmente el AMM podrá importar electricidad en caso de déficit o emergencia en el SNI conforme a los acuerdos que rigen el MER o los acuerdos con otros países a los que el SNI esté interconectado.

Exportador. Un exportador es el Participante del MM que realiza actividades de Exportación al MER o a cualquier otro mercado eléctrico, de conformidad con lo siguiente:

- Un Generador o Comercializador que realiza transacciones de exportación de oportunidad o por Contratos a países no miembros del MER, para lo cual deberá contar con Oferta Firme Eficiente no comprometida en contratos, exportaciones o en la prestación de Servicios Complementarios, como mínimo por la cantidad máxima que desea exportar en cada día, incluyendo el Coeficiente Adicional de la Demanda –CAD–. Para el caso del MER un Generador o Comercializador de Oferta representando una oferta de generación que realiza transacciones de Oportunidad o por Contratos. Para las transacciones por Contratos debe contar con Oferta Firme Eficiente como mínimo por la cantidad máxima que desea exportar en cada día, incluyendo el Coeficiente Adicional de la Demanda –CAD–; dicha Oferta Firme Eficiente no deberá estar comprometida en Contratos, exportaciones o en la prestación de Servicios Complementarios. Para las transacciones de Oportunidad de inyección al MER se ofertará la generación no despachada en el Predespacho Nacional conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1.
- Un Distribuidor que realiza transacciones de exportación de corto plazo a países no miembros del Mercado Eléctrico Regional cuando, derivado de los contratos suscritos resultado de las licitaciones establecidas en el artículo 65Bis de Reglamento de la Ley General de Electricidad, resulta con excedentes de energía y potencia. Para el caso del MER, el Distribuidor podrá realizar exportaciones de corto plazo cuando el generador contratado por el Distribuidor no fue requerido en el predespacho nacional. Las partes deberán informar conjuntamente al AMM las condiciones bajo las cuales se presentará la oferta al MER y la asignación de los resultados correspondientes.

- c) Un Gran Usuario que realiza transacciones de exportación de oportunidad al MER cuando se encuentre habilitado para la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible según lo establecido en las Normas de Coordinación, y podrá exportar como máximo la cantidad de demanda a interrumpir ofertada al MM. Los comercializadores con Contratos de Comercialización con Grandes Usuarios, podrán exportar energía a través de ofertas de oportunidad cuando en sus curvas de carga tengan Grandes Usuarios habilitados en el MM para la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible; la exportación no podrá superar la demanda interrumpible asociada.

Las exportaciones a través de Contratos Firmes, Contratos No Firmes y Ofertas de oportunidad deberán adecuarse a lo establecido en la Regulación Regional, los convenios con otros países no miembros del MER y el marco legal vigente del MM.

Para las exportaciones a países no miembros del MER el punto de intercambio del exportador es el nodo frontera. En el caso del MER, las ofertas de inyección podrán ser presentadas en los nodos de la RTR de Guatemala siempre que en dichos nodos se cumpla con los requisitos establecidos en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER.

Adicionalmente el AMM podrá exportar electricidad en caso de déficit o emergencia en los países que se encuentren interconectados con el SNI, conforme a los acuerdos que rigen con otros países no miembros del MER a los que el SNI este interconectado.

Artículo 6. Se modifica el numeral 10.4 el cual queda así:

10.4 RESPONSABILIDAD DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

El AMM es el responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación de energía.

En caso de emergencia y para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el MM, el AMM deberá tomar las medidas que sean necesarias para satisfacer la demanda del país. Cuando se hayan agotado los posibles medios para abastecer la demanda del país y de las exportaciones mediante Contratos Firmes, el AMM podrá llegar hasta la reducción de las exportaciones de corto plazo modificándolas o interrumpiéndolas.

El AMM será el responsable de coordinar el intercambio de información comercial y operativa de las transacciones de importación y exportación.

Artículo 7. Se modifica el numeral 10.5 el cual queda así:

10.5 TIPOS DE TRANSACCIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Se podrán realizar transacciones de importación y exportación de acuerdo a los tipos de transacciones establecidos en la Regulación Regional, en los Convenios con países no miembros del MER y en el marco legal del MM, considerando lo siguiente:

- a) Transacciones de corto plazo: Son transacciones de importación y exportación realizadas a través de Contratos No firmes y transacciones de oportunidad de energía.

Las transacciones de exportación de corto plazo no significan prioridad de abastecimiento para la parte compradora, sino una demanda adicional que se agrega al Mercado Mayorista la cual no tiene una Demanda Firme asignada y deben ser respaldadas con Oferta Firme Eficiente. Las transacciones de importación de corto plazo son una generación adicional que se agrega al Mercado Mayorista y no cubren Demanda Firme.

Una unidad generadora comprometida en un contrato de exportación a un mercado de un país no miembro del MER interviene en el Despacho del MM y solamente genera en la medida que resulte despachada por el AMM, por lo que para cubrir los requerimientos de la energía exportada deberá contar con generación propia o comprarla energía en el Mercado de Oportunidad del Mercado Mayorista. Una exportación de oportunidad a un país no miembro del MER puede ser cubierta con generación propia del exportador o mediante la compra de energía en el Mercado de Oportunidad del Mercado Mayorista.

En el MER un Participante Productor compromete en un Contrato No Firme Físico Flexible una cantidad de energía asociada a una central generadora la cual no es tomada en cuenta en la elaboración del predespacho nacional conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1. Esta energía es una demanda adicional al MM que no tiene prioridad de suministro para la parte compradora, su entrega es en un nodo de la RTR de Guatemala y es despachada conforme los requerimientos de los predespachos y redespachos regionales del MER. Por lo anterior, las diferencias entre la energía generada en el nodo de la central y la energía programada regionalmente en el nodo de la RTR correspondiente serán compradas o vendidas en el Mercado de Oportunidad del MM. Cuando la central generadora asociada al contrato presente indisponibilidad parcial o total durante la operación en tiempo real, el AMM tomará las medidas operativas correspondientes para el cumplimiento de los CCSD en tanto toma vigencia el redespacho regional correspondiente. El Participante Productor responsable de la central de generación asociada al contrato asumirá los sobrecostos de generación del MM que podrían ocasionarse. En caso de déficit nacional la energía de la central generadora asociada al Contrato No Firme se utilizará para abastecer la demanda nacional interrumpiendo la transacción de exportación.

Las exportaciones de oportunidad al MER son una demanda adicional al MM en un nodo de la RTR de Guatemala, son despachadas conforme los requerimientos de los predespachos y redespachos regionales del MER y los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1.

Las importaciones de corto plazo provenientes de países no miembros del MER son una generación adicional que se agrega al Mercado Mayorista y son convocadas por el AMM conforme los criterios del despacho económico establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1.

Las importaciones de corto plazo provenientes del MER son una generación adicional que se agrega al Mercado Mayorista derivado del predespacho regional del MER. La demanda de los Participantes del MM que presente ofertas para ser abastecida a través de Contratos No Firmes del MER no será tomada en cuenta en la elaboración del Predespacho Nacional.

- b) Transacciones Firmes: Son transacciones de importación y exportación de largo plazo realizadas a través de Contratos Firmes.

Las transacciones de exportación de este tipo significan prioridad de suministro para la parte compradora, es una demanda adicional que se agrega al MM y se le asigna una Demanda Firme, deben ser respaldadas con Oferta Firme Eficiente.

En el MER un Participante Productor compromete en un Contrato Firme una cantidad de energía asociada a una central generadora que no es tomada en cuenta en la elaboración del predespacho nacional conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1. Su entrega es en un nodo de la RTR de Guatemala y es despachada conforme los requerimientos de los predespachos y redespachos regionales del MER. Por lo anterior, las diferencias entre la energía generada en el nodo de la central y la energía programada regionalmente en el nodo de la RTR correspondiente serán compradas o vendidas en el Mercado de Oportunidad del MM. Cuando la central generadora asociada al Contrato Firme presente indisponibilidad parcial o total durante la operación en tiempo real, el AMM tomará las medidas operativas correspondientes para el cumplimiento de los CCSD en tanto toma vigencia el redespacho regional correspondiente. El Participante Productor responsable de la central de generación asociada al Contrato Firme asumirá los sobrecostos de generación del MM que podrían ocasionarse. En caso de no existir generación disponible de otras centrales, la transacción de exportación a través del Contrato Firme será interrumpida y el Participante Productor asumirá los cargos por Desviaciones MER que podrían ocasionarse en tanto toma vigencia el redespacho regional correspondiente.

En las interconexiones con otros mercados o países no miembros del MER, en estos contratos un Participante Productor compromete energía mediante una Transacción Internacional, la cual podrá cubrir mediante Generación propia o mediante energía comprada en el Mercado de Oportunidad, de resultar la Generación propia insuficiente debido al Despacho o a la falta de disponibilidad propia y/o de sus máquinas contratadas como reserva.

Las transacciones de importación de largo plazo a través de Contratos Firmes significan prioridad de suministro para el comprador nacional y es una generación adicional que no pertenece al MM. La demanda de los Participantes del MM que sea abastecida por importaciones de largo plazo a través de Contratos Firmes del MER no será tomada en cuenta en la elaboración del predespacho nacional.

Para el caso de exportaciones a países no miembros del MER, el exportador no puede vender la potencia comprometida en transacciones de exportación dentro del MM pero sí la energía de ocasión que resulte despachada y producida por dicha potencia cuando el contrato no la convoque y el exportador resulte con excedente disponible para el MM.

Las transacciones de exportación representan una demanda adicional que se agrega al Mercado Mayorista, por lo que pagarán los costos asociados a los Servicios Complementarios, Costos Diferenciales de los Contratos Existentes y costos de Generación Forzada que se asignan a los Participantes Consumidores.

Una transacción de importación corresponde a producción adicional, proveniente de generación que no pertenece al MM; para el caso de los países no miembros del MER, esta generación de importación se despacha económicamente en el MM de acuerdo al Costo Variable de dicha importación. Para el caso del MER, esta generación de importación será despachada por el EOR de acuerdo al predespacho regional.

La oferta de importación una vez considerada dentro del programa de despacho y confirmada por el EOR o por otro país al que el SNI este interconectado y ante la imposibilidad de solicitar un redespacho, se considera de cumplimiento físico en el nodo correspondiente. Si en la operación en tiempo real alguna de estas ofertas resultara fuera del Despacho Económico, por existir generación disponible más económica que no ha sido convocada, la oferta de importación será tratada de conformidad con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 5. En la medida que lo permita la Regulación Regional o los acuerdos con otros países no miembros del MER, el AMM coordinará los redespachos correspondientes para la optimización de las ofertas de importación.

En caso de resultar despachada una importación de corto plazo proveniente de países no miembros del MER o proveniente del MER a través de Contratos No Firmes, la energía se asigna a la parte compradora dentro del contrato para cubrir su demanda, sin embargo y por tratarse de importaciones no firmes, la parte compradora no podrá cubrir sus requerimientos de Demanda Firme. De existir un excedente entre la energía importada y la demanda, ésta se considera vendida al Mercado de Oportunidad del MM.

En el caso de Transacciones Internacionales a través de Contratos Firmes a los cuales se les haya reconocido Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de la Demanda Firme, la misma podrá ser utilizada por el comprador del contrato para el cubrimiento de su Demanda Firme.

La generación de importación de corto plazo no recibirá remuneración por Desvíos de Potencia.

Artículo 8. Se modifica el numeral 10.6 el cual queda así:

10.6 CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

El AMM administrará las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación con los procedimientos, requisitos y metodologías establecidas en la Regulación Regional, en los Convenios con otros países a los que el SNI este interconectado y en el marco legal del MM.

El intercambio de información de las transacciones de importación y exportación debe ser canalizado entre el AMM y el EOR, o con el OS/OM de cualquier país al que el SNI esté interconectado.

El exportador o importador debe informar, de acuerdo a los plazos, procedimientos y formatos establecidos para el despacho en la normativa vigente, las transacciones bilaterales para cada hora de cada día correspondiente a sus contratos de exportación o importación. El AMM tiene la responsabilidad de suministrar dicha información al EOR o al OS/OM de cualquier país al que el SNI esté interconectado.

El AMM debe informar al EOR o al OS/OM de cualquier país al que el SNI esté interconectado, de acuerdo a los procedimientos acordados de intercambio de datos, las ofertas de exportación correspondientes a contratos y transacciones de oportunidad, así como las ofertas de importación requeridas en el Despacho.

Los cargos o créditos que surjan dentro del MM como resultado de las transacciones de importación serán asignados al Participante nacional que es la parte compradora. Los cargos o créditos que surjan dentro del MM como resultado de las transacciones de exportación serán asignados al Participante nacional que es la parte vendedora.

Un Contrato Firme podrá realizarse entre un Agente o Gran Usuario Participante del MM y un agente del MER según lo indicado en el numeral 10.3 de la presente norma y deberá cumplir con lo establecido en el RMER y la normativa vigente.

Un Contrato Firme podrá realizarse entre un Agente o Gran Usuario Participante del MM y un OS/OM con el que el SNI esté interconectado, según los indicados en el numeral 10.3 de la presente norma, y deberá cumplir con la normativa vigente, tomando en cuenta el acuerdo bilateral aprobado para el efecto.

Artículo 9. Se modifica el numeral 10.7 el cual queda así:

10.7 PLAZOS Y PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN DE TRANSACCIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN:

Diariamente el AMM recibirá la información de las transacciones de importación y exportación con el objeto de coordinar y programar los intercambios de información con el MER o con cualquier otro país al que el SNI esté interconectado.

El medio oficial para el ingreso de las ofertas para las transacciones de importación y exportación y las correcciones que correspondan en las ofertas previamente validadas que presenten errores o inconsistencias es el sistema denominado Direct@mm, el cual consiste en el ingreso de información por los Participantes del MM a través de la página web del AMM.

A través del Direct@mm, el AMM facilitará a los Participantes del MM, los formatos necesarios para la presentación de la información de las transacciones de importación y exportación. Para el caso de los Contratos del MER el Participante indicará la central generadora asociada.

El AMM en conjunto con el EOR o el OS/OM de cualquier país o sistema con el que el SNI esté interconectado, validará la consistencia de la información suministrada por los Participantes del MM a través del Direct@mm. Ante diferencias, realizará un procedimiento de verificación y ajuste con los Participantes involucrados. De no lograr la compatibilidad en el intercambio requerido, rechazará el requerimiento por inconsistente.

En los plazos establecidos en la Regulación Regional, los Participantes del MM podrán presentar al EOR, a través del AMM, las solicitudes de revisión correspondientes a las conciliaciones de transacciones, posdepacho regional, conciliaciones de las desviaciones en tiempo real y Documento de Transacciones Económicas Regionales.

10.7.1 PLAZOS PARA PRESENTAR OFERTAS DE CONTRATO

Para el registro de los Contratos Firmes en el MER, los participantes deberán acreditar al AMM la información correspondiente 5 días hábiles antes del inicio de su ejecución.

Las ofertas de importación o exportación para las transacciones de Contrato, así como las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos que correspondan, serán informadas de acuerdo a los días y horas límites que aparecen en la tabla siguiente cumpliendo adicionalmente con lo establecido en la Regulación Regional o los Convenios con otros países a los que el SNI esté interconectado:

Eldía:	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
Antes de las:	8:00horas	8:00hora	8:00hora	8:00horas	8:00hora	8:00hora	8:00hora
presentarán ofertas para el día:	Lunes y días posteriores	Martes y días posteriores	Miércoles y días posteriores	Jueves y días posteriores	Viernes y días posteriores	Sábado y días posteriores	Domingo y días posteriores

Los plazos anteriores son perentorios e improrrogables; las ofertas de contratos presentadas fuera de los plazos indicados no serán consideradas por el AMM y no se reportarán al EOR ni a los OS/OMs de países no miembros del MER que corresponda. No obstante, en caso de problemas técnicos en el Direct@mmse podrá establecer excepciones a dichos plazos para la entrega de la información por parte de los Participantes.

Para el caso de cesión y/o terminación de los Contratos Firmes del MER, los participantes deberán informar al AMM los aspectos relacionados con un tiempo de anticipación de 4 días hábiles antes de la fecha en que tomará efecto la cesión y/o terminación del Contrato.

10.7.2 PLAZOS PARA PRESENTAR CORRECCIÓN A OFERTAS DE CONTRATO BILATERAL CON ERRORES O INCONSISTENCIAS.

Las ofertas de importación o exportación para las transacciones de contrato bilateral que presenten errores o inconsistencias, aparecerán publicadas en el sistema Direct@mm a partir de la publicación del EOR y de lo informado por los OS/OMs de países no miembros del MER. Los errores o inconsistencias podrán corregirse a través del Direct@mm por parte del participante que haya ingresado la oferta, hasta 11:10 horas. En caso las ofertas de importación o exportación que presenten inconsistencias no sean corregidas por el participante responsable de las mismas, no serán consideradas por el AMM y no se reportarán al EOR ni a los OS/OMs de países no miembros del MER.

10.7.3 PLAZOS PARA PRESENTAR OFERTAS DE OPORTUNIDAD.

Las ofertas de importación o exportación para las transacciones de oportunidad serán informadas de acuerdo a los días y horas límites que aparecen en la tabla siguiente:

El día:	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
Antes de las:	11:00horas	11:00horas	11:00horas	11:00horas	11:00horas	11:00horas	11:00horas
presentarán ofertas para el día:	Lunes y días posteriores	Martes y días posteriores	Miércoles y días posteriores	Jueves y días posteriores	Viernes y días posteriores	Sábado y días posteriores	Domingo y días posteriores

Los plazos anteriores son perentorios e improrrogables; las ofertas presentadas fuera de los plazos indicados no serán consideradas por el AMM y no se reportarán al EOR ni a los OS/OMs de países no miembros del MER que corresponda. No obstante, en caso de problemas técnicos en el Direct@mmse podrá establecer excepciones a dichos plazos para la entrega de la información por parte de los Participantes.

Conforme lo establecido en los convenios con países no miembros del MER, las ofertas de importación o exportación para las transacciones de oportunidad que presenten errores o inconsistencias serán publicadas en el sistema Direct@mm y podrán ser corregidas a más tardar a las 12:10 horas por el participante responsable de la oferta. En caso las ofertas de importación o exportación que presenten inconsistencias no sean corregidas por el participante responsable de las mismas, no serán consideradas por el AMM ni reportadas a donde corresponda.

Para el caso del MER las ofertas de oportunidad de inyección y retiro de energía, serán reportadas al EOR por el AMM conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 y considerando los plazos establecidos en la Regulación Regional.

Artículo 10. Se modifica el numeral 10.9 el cual queda así:

10.9 DESVIACIONES MER Y ENERGÍA INADVERTIDA POR DESVIACIONES DE CONTROL O FALLAS LEVES

Una desviación de energía en el MER es la diferencia entre las transacciones registradas por el Sistema de Medición Comercial Regional -SIMECR- menos la suma de las transacciones programadas en el MER y en los mercados nacionales en el predespacho o redespacho para cada período de mercado. Las Desviaciones MER son determinadas y clasificadas por el EOR, y conforme lo establecido en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER se determinan en los nodos de enlace del área de control de Guatemala y pueden ser desviaciones normales y graves. Las Desviaciones MER se liquidan como Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real en el Mercado de Oportunidad Regional según lo establecido en la Regulación Regional.

Para el caso de las interconexiones con países no miembros del MER, se considera energía inadvertida por desviaciones de control o fallas leves para una determinada hora, a la diferencia entre la cantidad programada para el intercambio y la cantidad efectivamente intercambiada según los registros de medición, de conformidad con los límites establecidos en los convenios o acuerdos bilaterales con otros países a los que el SNI esté interconectado, para las desviaciones de control o fallas leves.

El AMM y el EOR son los responsables de la conciliación y de los cobros y pagos que surjan de las Desviaciones MER resultante en los nodos correspondientes definidos para la liquidación de las transacciones del MER.

El AMM y el OS/OM de cualquier país al que el SNI esté interconectado son los responsables de la conciliación y de los cobros y pagos que surjan de la energía inadvertida resultante en los nodos correspondientes definidos para la liquidación de las transacciones.

El tratamiento en el Mercado Mayorista de la energía inadvertida por desviaciones de control o fallas leves, y el tratamiento de las Desviaciones MER se harán como se establece a continuación:

10.9.1 Para la energía inadvertida por desviaciones de control que fluya en una hora por cada una las interconexiones con países no miembros del MER hasta los límites establecidos en los Convenios correspondientes, será asignada al Mercado de Oportunidad y para el resultado económico, se aplicará lo siguiente: Si el precio de la energía inadvertida importada fuera mayor que el precio de oportunidad, el sobrecosto será pagado por los Participantes que resulten comprando en el mercado de oportunidad, en forma proporcional a su compra en dicho mercado. Si el precio de la energía inadvertida importada fuera menor que el precio de oportunidad, el excedente será distribuido entre los Participantes que resulten compradores en el mercado de oportunidad, proporcionalmente a su compra en dicho mercado. Si el precio de la energía inadvertida exportada fuera mayor que el precio de oportunidad, el excedente será distribuido entre los Participantes que resulten compradores en el mercado de oportunidad, proporcionalmente a su compra en dicho mercado. Si el precio de la energía inadvertida exportada fuera menor que el precio de oportunidad, el sobrecosto será pagado por los Participantes que resulten comprando en el mercado de oportunidad, en forma proporcional a su compra en dicho mercado.

10.9.2 En el caso que la energía inadvertida por fallas leves que fluya en una hora por las interconexiones con países no miembros del MER, la energía será asignada al Mercado de Oportunidad y para el resultado económico los sobrecostos o abonos resultantes serán asignados a los participantes del Mercado Mayorista que realicen importaciones o exportaciones a través de dichas interconexiones, en forma proporcional al volumen de energía que sea importada más el volumen de energía que sea exportada por dichos participantes durante el mes. En caso de no existir energía importada ni exportada durante el mes a conciliar los sobrecostos y abonos resultantes serán asignados a los participantes del Mercado Mayorista que presentaron ofertas de importación y exportación a través de dichas interconexiones, en forma proporcional al volumen de energía presentada en las ofertas de importación y exportación por dichos participantes. En caso de no existir ofertas de importación y exportación durante el mes a conciliar, los sobrecostos y abonos resultantes serán asignados a los participantes del Mercado Mayorista que realicen compras en el Mercado de Oportunidad en forma proporcional a su compra de energía en dicho Mercado. Si se requiere que Guatemala provea un precio para la conciliación de la energía inadvertida por desviaciones de control o fallas leves en interconexiones con países distintos a los que forman parte del MER, este será el Precio de Oportunidad de la Energía para la hora que se concilie, en el nodo de la interconexión respectivo.

10.9.3 Las Desviaciones MER clasificadas por el EOR como normales y graves serán asignadas al AMM de acuerdo a lo establecido en el RMER y su Procedimiento de Detalle Complementario, por lo que para internalizar al MM estas transacciones, el resultado de las desviaciones será asignado a los Participantes Productores y a los Participantes Consumidores en forma proporcional a la energía consumida y generada en la hora correspondiente, de la siguiente forma:

$$RDV_{hi} = RDV_{Total,h} * \left(\frac{E_{reg_{hi}}}{\sum_{i=1}^n E_{reg_{hi}}} \right)$$

En donde:

RDV_{hi} = Monto en US\$ asignado por Desviaciones MER normales y graves al Participante "i" del MM en la hora "h".

$RDV_{Total,h}$ = Monto total en US\$ de las Desviaciones MER asignado por el EOR en los nodos de enlace al área de control de Guatemala, en la hora "h".

$E_{reg_{hi}}$ = Energía registrada por el Sistema de Medición Comercial (SMC) del MM por el Participante "i" en la hora "h". La energía registrada para un Productor corresponde a la energía generada y la energía registrada para un Consumidor corresponde a la energía consumida.

i= Índice de Participantes Productores y Participantes Consumidores del MM con energía registrada en el SMEC del MM.

Artículo 11. Se modifica el numeral 10.10 el cual queda así:

10.10 ENERGÍA INADVERTIDA DEBIDO A FALLA SEVERA

En caso que resulte para el MM de Guatemala energía inadvertida por falla severa causada por algún país distinto a los que forman parte del MER al que el SNI esté interconectado, que provoque energía bonificable, compensable, u otro tipo de energía por desviaciones, la energía inadvertida por estos motivos será abonada o descontada del Mercado de Oportunidad y su resultado económico se asignará como abono o descuento a los Participantes del MM que realicen importaciones o exportaciones a través de las interconexiones con países no miembros del MER, en forma proporcional al total de energía que sea importada y exportada por dichos participantes durante el mes. En caso de no existir energía importada ni exportada durante el mes a conciliar, el resultado económico será asignado a los participantes del Mercado Mayorista que presentaron ofertas de importación y exportación a través de dichas interconexiones, en forma proporcional al volumen de energía presentada en las ofertas de importación y exportación por dichos participantes. En caso de no existir ofertas de importación y exportación durante el mes a conciliar, los sobrecostos y abonos resultantes serán asignados a los participantes del Mercado Mayorista que resulten vendiendo en el Mercado de Oportunidad en la hora que ocurra la falla en forma proporcional a su venta de energía en dicho Mercado.

El Centro de Despacho de Carga –CDC–, en coordinación con los Operadores de Sistemas de países interconectados no miembros del MER, deberán tomar las acciones necesarias para que la energía inadvertida debido a fallas sea el menor valor posible.

Artículo 12. Se modifica el numeral 10.11 el cual queda así:

10.11 ENERGÍA DE EMERGENCIA

En caso que el AMM estime déficit en el predespacho nacional, verificará la disponibilidad de energía de emergencia con países no miembros del MER para abastecer el déficit previsto. Luego de lo anterior y de no resolver el déficit estimado el AMM presentará ofertas de importación al MER por la energía faltante prevista considerando lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 para atender déficit de generación nacional.

Las ofertas de retiro despachadas para atender déficit de generación nacional y la energía de emergencia importada que resulte para Guatemala será conciliada y liquidada con el EOR o con los OS/OMs de países no miembros del MER al que el SNI esté interconectado respectivamente. La energía importada por estos motivos será liquidada en el Mercado de Oportunidad. Si el precio de dicha energía fuera menor que el precio de oportunidad en el MM, el monto de la diferencia será asignado a los vendedores en el mercado de oportunidad en la hora, si el precio fuera mayor al precio de oportunidad en el MM, el sobrecosto será asignado como Generación Forzada conforme lo establecido en la NCC-5. El AMM podrá requerir energía de emergencia a países no miembros del MER o presentar ofertas por Déficit de Generación al MER tomando en cuenta los costos asignados a los escalones de falla considerados en la normativa vigente.

Si a requerimiento de un OS/OM de un país no miembro del MER se solicita una exportación de energía de emergencia y hubiera excedentes de generación en el Mercado Mayorista, el AMM podrá integrar un precio para ser ofrecido a dicho OS/OM de cualquier país al que el SNI este interconectado. El precio de la oferta de Energía de Emergencia que el AMM hace al OS/OM, toma en cuenta el Precio de Oportunidad de la energía en el nodo correspondiente que resultó en la hora en la cual se da la transacción, más un cargo por la potencia requerida equivalente al Precio de Referencia de la Potencia en una hora, más los cargos por servicios complementarios que correspondan. En este caso se considera que la demanda de exportación es una demanda de energía adicional al Sistema y el pago por la potencia realizado se adicionará a lo recaudado por Desvíos de Potencia y se distribuirá conforme lo indica la NCC-3.

Artículo 13. Se modifica el numeral 10.12 el cual queda así:

10.12 INGRESOS POR EL SERVICIO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL

Los cargos y abonos que se asignen en el MER por la prestación del servicio de transmisión a través de instalaciones del Sistema Principal o Secundario de Guatemala serán asignados por el AMM conforme lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 9, respetando las disposiciones emitidas mediante Resolución, por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 14. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 10, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 15. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 10 contenida en la resolución No. 300-01 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 16. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el once de diciembre de dos mil doce".

"RESOLUCION NÚMERO 1164-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44,

preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER–, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

I) Emitir

La siguiente:

MODIFICACION Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No.4

PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA.

Artículo 1. Se modifica el numeral 4.1.1 el cual queda así:

4.1.1 El Precio de Oportunidad de la Energía es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades o centrales generadoras o de las importaciones, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios. Para el caso de una importación proveniente del MER, se considerará convocada económicamente para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo, cuando su costo variable es el siguiente en el orden de mérito a la última unidad o central generadora utilizada en la elaboración del Predespacho Nacional.

Artículo 2. Se modifica el numeral 4.1.2 el cual queda así:

4.1.2 La Unidad Generadora Marginal, es la que tiene el máximo costo variable de las unidades o centrales generadoras o de las importaciones convocadas por el Despacho Económico según lo indicado en el numeral 4.1.1 y es la que establece el Precio de Oportunidad de la Energía de una hora. Una unidad o central generadora podrá ser Unidad Generadora Marginal siempre que haya operado en régimen permanente por lo menos quince (15) minutos de esa hora, si la Unidad Generadora no puede cumplir con esta última condición se considerará Unidad Generadora Forzada por arranque y parada, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 5.

La Máquina de Falla no será considerada para establecer el Precio de Oportunidad de la Energía, según lo establecido en el artículo 9 de las Disposiciones Transitorias del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

La exportación de oportunidad será considerada para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía. La generación que se requiera para exportar a países no miembros del MER, será considerada para establecer el Precio de Oportunidad de la Energía. La generación asociada a exportaciones al MER, será considerada para establecer el Precio de Oportunidad de la Energía, cuando su costo variable sea el siguiente en el orden de mérito a la última unidad o central generadora utilizada en la elaboración del Predespacho Nacional.

Artículo 3. Se modifica el numeral 4.1.7 el cual queda así:

- 4.1.7 Las diferencias que se presentan cada hora entre la energía consumida por un Participante Consumidor, y la energía comprada por contratos deberán transarse en el MOE en su nodo y al precio del mismo, siendo estas transacciones medidas y liquidadas por el AMM. El nodo a que hace referencia es el punto de conexión del Participante a la red de transporte.

Artículo 4. Se elimina el numeral 4.1.12.3

Artículo 5. Se modifica el numeral 4.5 el cual queda así:

4.5 ESTABLECIMIENTO DEL PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA.

Para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía, el Administrador del Mercado Mayorista deberá calcular los Costos Variables de Generación de los Participantes Productores, resultantes de aplicar la metodología de cálculo de los Costos Variables de Generación declarada por los agentes, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, y tomar en cuenta el costo variable de las importaciones.

Artículo 6. Se modifica el numeral 4.6 el cual queda así:

4.6. DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

- 4.6.1 Las condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista, a las que se refiere el artículo 45 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se darán por la Regulación Regional con la entrada en vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Artículo 7. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 4, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 8. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 4 contenida en la resolución No. 157-02 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 9. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

"RESOLUCION NÚMERO 1164-02

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de

enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

I) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 5.

SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS

Artículo 1. Se modifica el numeral 5.3 el cual queda así:

5.3 ORIGEN DE LA GENERACIÓN FORZADA

El forzamiento de las unidades generadoras puede ser por alguna de las siguientes razones:

- 5.3.1 La Generación por requerimiento del AMM para garantizar el suministro del SNI que se derive de las restricciones establecidas en el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en la definición de Unidad Generadora Forzada.
- 5.3.2 Para alcanzar los criterios definidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 4, y los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, aplicables según la Regulación Regional vigente.
- 5.3.3 Por falta de reserva de potencia reactiva o inadecuado nivel de tensión debido al incumplimiento por parte de los Participantes de sus obligaciones de suministro o consumo de potencia reactiva
- 5.3.4 Restricciones de arranque y parada, o régimen de transición asociadas al despacho económico, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 4.
- 5.3.5 Para dar cumplimiento a las estipulaciones de los contratos a que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- 5.3.6 Por requerimiento propio de los Participantes, que sean aceptados por el AMM.
- 5.3.7 Por la generación de unidades generadoras requeridas para mantener Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida.
- 5.3.8 Por requerimientos de seguridad adicional necesaria ante la ocurrencia de eventos especiales a requerimiento del Ministerio de Energía y Minas.
- 5.3.9 Por ofertas de importación de países no miembros del MER que fueron confirmadas en el predespacho y que resultaron fuera del despacho económico del MM durante la operación en tiempo real.
- 5.3.10 Por importaciones provenientes del MER incluidas en los predespachos o redespachos regionales, cuando su costo variable no sea el siguiente en el orden de mérito a la última unidad o central generadora despachada económicamente en el Mercado Mayorista.
- 5.3.11 Por ofertas de exportación al MER incluidas en los predespachos o redespachos regionales, cuando el costo variable de la unidad o central generadora no sea el siguiente en el orden de mérito a la última unidad o central generadora despachada económicamente en el Mercado Mayorista. En este caso el Participante Exportador del Mercado Mayorista será remunerado en el Mercado Eléctrico Regional.
- 5.3.12 Por Generación del MM que haya sido convocada en la Operación en Tiempo Real para minimizar las Desviaciones MER, derivado de indisponibilidades parciales o totales de las centrales generadoras asociadas a Contratos en el MER.
- 5.3.13 Por importaciones de energía de emergencia o por Déficit Nacional, requeridas por el AMM para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en el Mercado Mayorista.

Artículo 2. Se modifica el numeral 5.4 el cual queda así:

5.4 PAGO DE SOBRECOSTOS POR GENERACIÓN FORZADA

Los sobrecostos originados por Generación Forzada serán pagados por los agentes o Participantes con base a lo que establece el Artículo 48 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de acuerdo a los siguientes criterios:

- 5.4.1 Los sobrecostos por Generación Forzada por requerimiento del AMM, se repartirán entre toda la demanda en función de sus compras de energía horaria.

- 5.4.2 Para alcanzar lo definido en la Norma de Coordinación Operativa Número 4 en el sistema de transmisión Principal, los cargos serán pagados por los Participantes Productores excepto aquellas unidades que sean forzadas por esa limitación, en proporción a la energía entregada al sistema, en la hora en que se produce la Generación Forzada, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.

Para los Participantes Productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, dichos cargos serán asignados al Participante Consumidor respectivo.

- 5.4.3 Para alcanzar lo definido en la Norma de Coordinación Operativa Número 4 en los sistemas de transmisión secundarios, los cargos serán pagados por los participantes responsables del cargo por peaje del sistema de transporte secundario correspondiente. Para los Participantes Productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, dichos cargos serán asignados al Participante Consumidor respectivo, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.
- 5.4.4 En caso de Generación Forzada por restricciones de arranque y parada, o régimen de transición de unidades generadoras, serán distribuidos entre los Participantes Consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se dicha Generación Forzada.
- 5.4.5 El sobre costo por Generación Forzada por compra obligada de los contratos referidos en el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, deberá ser pagado por el Participante Consumidor comprador de dicho contrato, para su tratamiento conforme a lo establecido en el dicho artículo.
- 5.4.6 La Generación Forzada resultante de requerimientos propios de los Participantes Productores o Participantes Consumidores serán pagados por tales Participantes, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.
- 5.4.7 Los sobre costos por Generación Forzada por requerimiento de Reserva Rodante Operativa y la energía proveniente de la Reserva Rápida serán pagados por los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada. Los sobre costos por Generación Forzada por Reserva Rodante Operativa que sea requerida como consecuencia de las características de consumo de un participante consumidor serán pagados por dicho participante, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.
- 5.4.8 Los sobre costos por Generación Forzada por requerimientos de seguridad adicional del Sistema Nacional Interconectado necesaria ante la ocurrencia de eventos especiales serán asignados a los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada.
- 5.4.9 Los sobre costos por Generación Forzada por ofertas confirmadas de importación de oportunidad serán asignados a los compradores en el Mercado de Oportunidad en proporción a su compra de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada. Los sobre costos por Generación Forzada por ofertas confirmadas de importación, provenientes de contratos serán asignados al participante nacional que sea la parte compradora, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 10.
- 5.4.10 Los sobre costos por Generación Forzada para cumplir con los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, aplicables según la Regulación Regional vigente serán asignados a los Participantes del Mercado Mayorista, excepto aquellas unidades que sean forzadas por esa limitación, en proporción a la producción y consumo de energía, en la hora en que se produce la Generación Forzada. Si al realizar importaciones o exportaciones por contrato, es necesario convocar Generación Forzada para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, el sobre costo ocasionado por dicha generación se asignará a los importadores y exportadores por contratos, de forma proporcional a la energía importada y exportada.
- 5.4.11 Los sobre costos por Generación Forzada para minimizar las Desviaciones MER, derivado a indisponibilidades parciales o totales de centrales generadoras asociadas a Contratos de exportación al MER, serán asignados al Participante del MM que exporta.
- 5.4.12 Los sobre costos por Generación Forzada por importaciones de energía de emergencia o por Déficit Nacional, serán pagados por los Participantes Consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada.

Si después de asignar los sobre costos por Generación Forzada indicados en los numerales anteriores aún existiera diferencias con respecto al precio de oportunidad de la energía del MM, los sobre costos serán asignados a los Participantes Consumidores en forma proporcional a su consumo horario de energía.

Artículo 3. Se eliminan los numerales 5.7.2 y 5.7.3

Artículo 4. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 5, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 5. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 5 contenida en la resolución No. 217-01 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 6. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCIÓN No. 1164-03"

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un periodo de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el periodo de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el periodo de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 8.

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se modifica el numeral 8.2.2.1, el cual queda así:

8.2.2.1 Se define como Reserva Rodante Operativa a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos. La reserva rodante operativa es distinta y adicional a la reserva rodante regulante y será asignada por el Administrador del Mercado Mayorista de acuerdo criterios técnicos y económicos contenidos en el Anexo 8.1. El reconocimiento por reserva para regulación secundaria tendrá en cuenta que el servicio haya sido prestado de acuerdo a la calidad requerida. Para ello el Administrador del Mercado Mayorista establecerá un control de la eficiencia horaria y los valores a alcanzar por el generador.

En las horas en que una unidad generadora que fue asignada para la prestación del servicio se verifique que no está regulando de acuerdo a lo que establezca el Anexo 8.1, no se le realizará el pago en esas horas.

Cuando en una hora se verifique que una unidad generadora asignada al servicio de RRO no está participando en la regulación, el Administrador del Mercado Mayorista notificará al agente para que realice las maniobras necesarias para poder restablecer el servicio, si transcurridas dos horas no se restablece el servicio, el Participante Productor pagará el incremento de los costos de sustituir el margen asignado por otra unidad generadora mientras no lo pueda prestar hasta las 24 horas del día. El participante podrá declarar indisponible su oferta hasta el día siguiente del evento.

Artículo 2. Se modifica el numeral 8.2.2.2, el cual queda así:

Los Participantes Productores podrán realizar ofertas para la prestación del servicio para las unidades generadoras habilitadas por el Administrador del Mercado Mayorista, las cuales deben estar instaladas dentro del área de control del Sistema Nacional Interconectado, dentro de los plazos establecidos para la programación semanal. El Administrador del Mercado Mayorista

liquidará para cada unidad generadora a la que se le asigne Reserva Rodante Operativa, un importe equivalente a valorar el margen de potencia asignado en una hora al precio de la oferta presentada por el Participante Productor. El precio máximo de la oferta será igual al producto de un multiplicador, el cual inicialmente se establece en dos (2), por el Precio de Oportunidad de la Energía promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses. El Administrador del Mercado Mayorista podrá modificar el multiplicador para cada Programación de Largo Plazo, el cual deberá ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previamente al inicio de la vigencia.

Para la determinación del margen de la Reserva Rodante Operativa a prestar por una unidad generadora, el Administrador del Mercado Mayorista considerará dentro del Despacho diario el Costo Variable de Generación y el precio de la oferta de la prestación del servicio, asignando la potencia a generar y el margen de reserva que resulte en el menor costo de operación del Sistema.

Los procesos de habilitación de unidades para la prestación del servicio, presentación de ofertas, remuneración y liquidación serán desarrollados en el Anexo 8.1.

Artículo 3. Se modifica el numeral 8.2.5, el cual queda así:

8.2.5 Demanda Interrumpible. Para efectos de liquidación, el Administrador del Mercado Mayorista tomará en cuenta la estimación de energía interrumpida, el precio ofrecido por el ofertante del servicio y la disponibilidad para ser tomada en cuenta como oferta de inyección al Mercado Eléctrico Regional (MER), para cada bloque de demanda interrumpible, que el Gran Usuario se comprometa a retirar del Sistema Eléctrico Nacional, según su declaración de Demanda Interrumpible hecha de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

Artículo 4. Se modifica el numeral 8.2.5.1, el cual queda así:

8.2.5.1 Estimación de Energía Interrumpida

Para tomar en cuenta la oferta de Demanda Interrumpible, presentada por un Gran Usuario, el Administrador del Mercado Mayorista realizará análisis estadísticos de los registros de consumo del Gran Usuario que ofrece el servicio de demanda interrumpible para determinar estimaciones de energía consumida para cada bloque de demanda, considerando estacionalidad y patrones de consumo, a partir de los cuales el Administrador del Mercado Mayorista determinará la energía que el Gran Usuario dejará de consumir en cada bloque de Demanda Interrumpible ofrecida para cada hora de cada día del año estacional.

Para la estimación de la energía interrumpida, deberá verificarse los valores de demanda del Gran Usuario, cuando el Centro de Despacho de Carga requirió la desconexión de Demanda Interrumpible para hacer los ajustes que sean necesarios a la curva de patrón de consumo, de acuerdo al Anexo 14.2 de la NCC 14.

Artículo 5. Se modifica el contenido en el numeral 8.2.5.2, el cual queda así:

8.2.5.2 Oferta de Precio de la Demanda Interrumpible y cálculo de la remuneración del servicio

Al momento de presentar su oferta, el Gran Usuario indicará el precio de la energía para cada bloque de demanda interrumpible que ofrece, el cual no podrá ser mayor al primer escalón de máquina falla, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 4.

La remuneración que recibirá el Gran Usuario por Demanda Interrumpible, se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$RPDI_i = \sum_{j=1}^n PBD_j * E_j$$

Donde:

$RPDI_i$ = Remuneración por Demanda Interrumpible del Gran Usuario i

PBD_j = Precio ofrecido para el bloque j de Demanda Interrumpible del Gran Usuario i

E_j = Estimación de energía interrumpida calculada por el Administrador del Mercado Mayorista para el bloque j de Demanda Interrumpible del Gran Usuario i

$\sum_{j=1}^n$ = Es la sumatoria del producto $PBD_j * E_j$ para los bloques $j=1$ hasta el bloque $j=n$, de Demanda Interrumpible del Gran Usuario i .

El Gran Usuario recibirá remuneración por este servicio solamente cuando sea convocado por el Centro de Despacho de Carga.

El pago por el servicio de Demanda Interrumpible será efectuado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su compra de energía en cada hora en que se requirió dicho servicio en el Mercado Mayorista como parte de los Servicios Complementarios vigentes.

Cuando se requiera el servicio de Demanda Interrumpible como una oferta de inyección en el MER, esta será remunerada según el precio del Mercado Eléctrico Regional.

Artículo 6. Se modifica el numeral 8.2.5.3, el cual queda así:

Incumplimiento del compromiso.

En caso que el participante habilitado no cumpla con el compromiso de demanda interrumpible, no recibirá remuneración por dicho concepto, pagará el incremento de los costos de sustituir el bloque asignado por otro bloque de Demanda Interrumpible o el primer escalón de la Máquina de Falla en caso de no haber más ofertas de Demanda Interrumpible. Lo recaudado por este concepto se asignará a los Participantes Consumidores proporcionalmente a su compra de energía en cada hora en que se requirió dicho servicio. Al finalizar el año estacional se contabilizará el número de

incumplimientos y si son más de dos, el Gran Usuario no podrá presentar oferta para el siguiente año estacional.

Cuando el participante habilitado no cumpla con el compromiso de Demanda Interrumpible como Oferta de Inyección al MER, este pagará los costos en los que se incurra para satisfacer dicha Oferta de inyección al MER o en su defecto las desviaciones que este provoque en los nodos de enlace del área de control de Guatemala con los países Miembros del Mercado Eléctrico Regional.

Artículo 7. Se adiciona el Anexo 8.1 con el siguiente contenido:

ANEXO 8.1

RESERVA RODANTE OPERATIVA

A.8.1.1. PRESTACIÓN Y REMUNERACIÓN DEL SERVICIO

A.8.1.1.1. INTRODUCCIÓN.

El suministro de energía en un sistema eléctrico de potencia debe responder a exigencias de seguridad, calidad y economía. El nivel de calidad está dado por la regulación adecuada de las magnitudes de tensión y frecuencia. La regulación de frecuencia en Sistemas Interconectados, contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilita su control. Además, la operación interconectada a nivel regional, requiere que se controlen los flujos de potencia en las interconexiones internacionales.

A.8.1.1.2. OBJETO.

El objeto del presente procedimiento es establecer los criterios generales de operación y los criterios de cobro y pago por la prestación del servicio de Reserva Rodante Operativa. Así mismo definir los pasos necesarios y requerimientos para integrar las unidades de una central generadora al Control Automático de Generación -AGC-; también definir los costos en que se incurren debido al desarrollo de las pruebas de sintonización, y los requerimientos básicos que deben cumplir las unidades generadoras para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa -RRO- con los fines siguientes:

- Mantener los niveles de frecuencia dentro de los márgenes de calidad establecidos.
- Mantener los niveles de intercambio en las interconexiones internacionales.
- Otros requerimientos operativos.

A.8.1.1.3. BASE LEGAL.

El presente Procedimiento Técnico tiene su base legal en lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicios Complementarios, Norma de Coordinación Operativa No. 3, Coordinación de Servicios Complementarios, Norma de Coordinación Operativa No. 4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio, y en lo referente al pago por las pruebas de sintonización en el artículo 76 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

A.8.1.1.4. DEFINICIONES.

- Sistema de Informática de Tiempo Real (SITR):** Sistema de cómputo diseñado para soportar la operación en tiempo real del sistema de potencia, capaz de obtener y procesar datos con una periodicidad mínima de cuatro segundos, así como de transmitir comandos interactuando con unidades terminales remotas (RTU's).
- SCADA o Control de Supervisión y Adquisición de Datos:** Es la función del Sistema de Informática de Tiempo Real utilizado por el Centro de Despacho de Carga, la cual tiene por objeto la recolección de datos operativos de todas las centrales y subestaciones en donde esté en funcionamiento una RTU, así como la transmisión de comandos para las centrales integradas al AGC. Provee de datos a las demás funciones implementadas en el SITR.
- AGC o Control Automático de Generación:** Es la función del Sistema de Informática de Tiempo Real, que permite modificar a control remoto, la potencia que uno o varios generadores entregan al sistema, a fin de mantener los parámetros de control y calidad definidos en la normativa.
- MTU o Unidad Terminal Maestra:** Componente del sistema de Informática de Tiempo Real del Centro de Despacho de Carga, cuya función es comunicarse con las unidades terminales remotas (RTU').
- RTU o Unidad Terminal Remota:** Equipo instalado en centrales o subestaciones cuya función es recolectar información asociada a dichas instalaciones y de ejecutar comandos generados por las aplicaciones SCADA/AGC, así como de intercambiar dicha información con la MTU.
- Pruebas de sintonización:** pruebas mediante las cuales se evalúa y calibra la respuesta de uno o varios generadores a las señales de control emitidas por el Control Automático de Generación.
- Error de Control de Unidad (Unit Control Error o UCE):** Valor calculado como la diferencia entre la potencia instantánea de una unidad generadora obtenida por medio del SCADA y la potencia requerida a la misma por el AGC.
- Límite del UCE (o LUCE):** Valor preestablecido del UCE que cuando es alcanzado hace que se inicie un conteo de tiempo, el cual dura mientras el UCE permanezca fuera de este límite.
- Constante de tiempo del UCE (o CTU):** Tiempo máximo preestablecido en el cual es admisible que una unidad generadora opere excediendo de manera continua el límite de UCE preestablecido. Al exceder este límite de tiempo el sistema suspende del AGC a la unidad, interrumpiendo el envío de consignas de potencia. Si el UCE se ubica dentro del límite antes que se exceda la Constante de tiempo, se cancela el conteo del mismo, considerándose que nuevamente la unidad esta respondiendo a los requerimientos del AGC.

- j) **Tiempo de suspensión de unidad (o TSU):** Tiempo máximo admisible para que una unidad permanezca suspendida en el AGC; si este tiempo se excede, la unidad será deshabilitada en forma automática del AGC.

A.8.1.1.5. HABILITACIÓN.

La habilitación la realizará el AMM previa solicitud de los interesados en participar en la prestación del Servicio Complementario de RRO, y luego de haber verificado el cumplimiento de los requisitos establecidos para el efecto.

A.8.1.1.6. MECANISMO DE VERIFICACIÓN.

Con la finalidad de verificar la calidad con la que se presta el servicio de RRO, los participantes productores deberán enviar las señales de estado de su gobernador (regulador de velocidad) que permita verificar que éste se encuentra desbloqueado. En caso que no exista esa posibilidad, el AMM deberá aprobar un protocolo elaborado por el Participante Productor, por medio del cual en la Operación en Tiempo Real se pueda verificar el estado del gobernador de las unidades generadoras.

En el caso de centrales hidroeléctricas deberán incluir entre los registros de medición, los de caudales y/o cotas de embalse correspondientes al período reportado.

Las unidades generadoras habilitadas para prestar el servicio de RRO deberán ser auditadas semanalmente en cuanto a la potencia real disponible para la prestación de este servicio. En todo caso la potencia máxima asignada a una unidad generadora que preste el servicio de RRO no deberá exceder el valor auditado por el AMM de la potencia real disponible.

A solicitud del AMM, el Participante Productor deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia y frecuencia.

A.8.1.1.7. METODOLOGÍA DE CÁLCULO.

La metodología de cálculo se refiere a la manera en que se cuantifica, asigna y valora el servicio de RRO, identificando los saldos deudores y acreedores según corresponda. El AMM programará en el Despacho Diario y los Redespachos en los que se consignarán las unidades generadoras que prestarán el servicio de Reserva Rodante Operativa para Regulación Secundaria de Frecuencia y Control Automático de Generación, de acuerdo con los criterios económicos y operativos establecidos. En la metodología de cálculo se tomará en cuenta los siguientes aspectos:

a) **Determinación del Servicio y Margen de Reserva Rodante Operativa.** El servicio de RRO prestado por una unidad generadora se considera como, el Margen de Potencia al cual se podrá ajustar la generación a través del Control Automático de Generación, con el fin de mantener la frecuencia en su valor nominal y los intercambios en sus valores programados, considerando que la unidad generadora puede reducir su entrega de potencia por debajo de su valor programado hasta el valor de este margen o aumentarla por encima de su valor programado hasta el valor del margen.

b) **Asignación del Margen de RRO para una unidad generadora.** El Margen de Potencia asignado como RRO para una unidad generadora, lo determina el AMM para cada una de las horas de un día de acuerdo a los niveles que establece la Norma de Coordinación Operativa No. 4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio, conforme lo estipulado en el Artículo 53 del RAMM. Para el Despacho Diario y los Redespachos, se utilizará el precio de la oferta por la prestación del servicio de RRO y la Declaración de Costo Variable de cada unidad generadora ofrecida, asignando la potencia a generar y el margen de reserva con el que se obtenga el mínimo costo operativo total. El modelo de optimización utilizado por el AMM, será proporcionado a los Agentes que lo soliciten; se proporcionará una base de datos genérica, que corresponderá a los días 1 de abril y 1 de septiembre previos a la fecha de entrega del modelo.

c) **Precio de la oferta del servicio de RRO.** El Participante Productor puede realizar una oferta de precio para el servicio de RRO expresada en dólares de los Estados Unidos de América por MW en una hora, en los plazos establecidos para la programación semanal, la oferta mínima aceptable es por las 24 horas del día. El precio de la oferta no podrá superar el valor establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicios Complementarios.

d) **Pago por servicio de RRO.** El pago para cada unidad generadora se calcula como el precio de la oferta del servicio de RRO de la unidad generadora en la hora, multiplicado por el Margen de Potencia asignado a RRO.

$$PRRO_{ih} = PSR_{ih} \times MPR_{ih}$$

En donde:

$PRRO_{ih}$ = Pago por el servicio de RRO para la unidad i en la hora h

PSR_{ih} = Precio del Servicio de RRO ofrecido por la unidad generadora i en la hora h

MPR_{ih} = Margen de Potencia asignado a la unidad generadora i en la hora h

El pago total para cada unidad generadora se calculará mensualmente como:

$$PRROT_i = \sum_h PRRO_{ih}$$

Donde $PRROT_i$ es el pago total a la unidad generadora i debido a la prestación del servicio de RRO en las horas h del mes.

En el momento que se verifique que una unidad generadora asignada al servicio de RRO no esta participando en la regulación o la misma sea deshabilitada automáticamente debido a haber excedido el "Tiempo de Suspensión de Unidad", el AMM notificará al Participante Productor para que tome las acciones necesarias para restablecer el servicio o para que corrija las deficiencias presentadas para el correcto desempeño de la unidad. Si transcurridos diez minutos, el Participante Productor asignado para prestar el servicio no lo restablece o no hace efectivas las correcciones necesarias, se considerará indisponible la oferta correspondiente y se reasignará el margen de reserva a otro Participante Productor.

El Participante Productor podrá declarar nuevamente disponible la oferta de las unidades generadoras correspondientes en cualquier momento, pudiendo volver a prestar el servicio de RRO a partir del inicio de la hora en que entre en vigencia el siguiente Redespacho que incluya su reincorporación a este servicio.

Desde el inicio de la hora en que las unidades generadoras dejaron de prestar el servicio de RRO, el Participante Productor no recibirá ningún pago por la oferta de RRO de las unidades falladas en este período. Transcurrido el tiempo especificado en el numeral 8.2.2.1 desde que falló en prestar el servicio de RRO, dicho participante pagará desde el inicio de la siguiente hora el incremento en los costos de la prestación del servicio de RRO, incluyendo si la hubiera, la Generación Forzada que resultara como consecuencia de sustituir el margen de RRO que él no entregó, estos costos no serían cobrados en el caso que hubiese existido limitaciones o problemas de operación del AGC del AMM. El pago de estos costos cesará desde el inicio de la siguiente hora en que declaró nuevamente disponible su oferta o en caso de persistir la indisponibilidad, a las 24 del mismo día.

Si en el transcurso de una misma hora se detecta en más de una ocasión, que una unidad generadora no esta participando en la regulación o que excede el "Tiempo de Suspensión de Unidad", se considerará que esta unidad falló en prestar el servicio de RRO en este período. Cualquier oferta que durante un mismo día sea declarada indisponible en más de una ocasión para prestar el servicio de RRO, será inhabilitada para la prestación del mismo por el resto del día. Previo a volver a prestar el servicio, el Participante Productor deberá informar al AMM sobre las acciones correctivas que se tomaron, pudiendo el AMM verificar si las mismas fueron efectivas previo a incluirla nuevamente en el despacho prestando el servicio de RRO.

e) **Parámetros para la verificación del desempeño en el AGC:** Los parámetros de referencia utilizados para verificar que una unidad generadora se desempeña correctamente en el AGC son: el "Límite de UCE", la "Constante de Tiempo del UCE" y el "Tiempo de Suspensión de Unidad". Estos parámetros serán definidos por el AMM quien informará cada miércoles a las 15:00 horas, a los Participantes productores habilitados para prestar el servicio de RRO, los valores que se utilizarán durante la siguiente semana. Los Valores iniciales de estos parámetros serán: LUCE = 50 % del margen habilitado para la unidad, CTU = 30 segundos y TSU = 120 segundos. El AMM puede cambiar estos parámetros según se requiera para mejorar la eficiencia del AGC.

En el caso que el AMM cambiara los valores de LUCE, CTU o TSU vigentes para una semana, informará a los Participantes habilitados para la prestación del servicio de RRO. Si a partir del cambio de parámetros de verificación de desempeño en el AGC, una unidad fuera deshabilitada automáticamente por haber excedido el TSU en una semana en la que los parámetros originales fueron cambiados por el AMM y llegara a declararse indisponible la oferta de RRO, no se considerará que es responsabilidad del Participante productor y no pagará los sobrecostos que implique la reasignación de RRO.

f) **Asignación del cargo.** La asignación del cargo por el costo del servicio de RRO a cada participante consumidor se realiza en proporción a su demanda de energía en cada una de las horas del mes y se liquida mensualmente de la siguiente manera:

$$CRRO_{jh} = \left(\sum_i PRRO_{ih} \right) \times \left(\frac{D_{jh}}{\sum_j D_{jh}} \right)$$

En donde:

$CRRO_{jh}$: Cargo por el servicio de RRO para el consumidor j en la hora h

$\sum_i PRRO_{ih}$: Suma de los pagos por RRO a todas las unidades i, en la hora h

D_{jh} : Demanda del consumidor j en la hora h

g) **Generación Forzada para prestar el Servicio de RRO.** Cuando se requiera una unidad generadora para prestar el servicio de RRO cuyo Costo Variable de Generación sea mayor que el POE, se considerará que la energía efectivamente inyectada al S.N.I. es forzada y se liquidará de acuerdo a lo establecido en la NCC-5.

h) **Diferenciación de la Generación Forzada.** Cuando en una central generadora solamente presten el servicio de RRO algunas de sus unidades generadoras y sea necesario diferenciar su generación de la de otras unidades generadoras de la misma central; de no existir medición comercial habilitada por unidad, se utilizarán los registros del Sistema de Medición Comercial de la central generadora, haciendo la distribución proporcional sobre la base de las estimaciones de energía generada resultante de los registros del Sistema de Informática de Tiempo Real del Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista, para cada unidad generadora de la central.

A.8.1.1.8. DESPACHO DE LA RRO EN TIEMPO REAL.

a) **Sistema de respaldo para el AGC:** En caso de falla del AGC instalado en el SISTR del AMM; de estar disponible, se podrá utilizar un sistema de respaldo para ejecutar esta función. En este caso se remunerará el servicio de RRO a las unidades que efectivamente presten el servicio por medio de dicho sistema.

b) **Disponibilidad de ofertas para RRO:** Se considerarán disponibles para la prestación del servicio de RRO, únicamente aquellas unidades o centrales generadoras que reportan telemetría al SISTR del AMM y que se desempeñan satisfactoriamente en el AGC de este sistema. En los casos en que las ofertas disponibles en el SISTR del AMM no fueran suficientes para satisfacer el margen de RRO requerido por la normativa, pero que por medio de un sistema alternativo se pudiera prestar el servicio satisfaciendo dicho margen; el

AMM podrá transferir dicha función al sistema alterno. En los casos en que unidades o centrales que efectivamente prestaron el servicio por medio del sistema alterno, hubieran sido las causantes de tener que utilizar este sistema, el servicio se remunerará según la asignación original en la que se consideró que el servicio sería prestado por medio del AGC del AMM.

A.8.1.2. REQUISITOS, PRUEBAS Y PROCESO DE HABILITACIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE RRO.

A.8.1.2.1. REQUISITOS.

Las unidades generadoras que pueden prestar el servicio de RRO, podrán ser habilitadas cumpliendo con las siguientes características técnicas y equipamiento mínimo:

- Participar en la Regulación Primaria de Frecuencia -RPF-.
- Contar con un canal de comunicación en tiempo real con el centro de control que soporta la aplicación de AGC.
- Disponer de equipamiento e instrumental para modificar su punto de operación de acuerdo a comandos emitidos por el AGC según sus consignas de control.
- Que pueda garantizar disponibilidad de un margen mínimo de ± 5 MW, medidos en el mismo punto en donde se ubica la medición comercial, para asignarse a la RRO.
- Poder subir o bajar en un minuto a requerimiento del AGC como mínimo, la potencia equivalente al 50 % del margen de RRO que se solicite habilitar para dicha unidad.
- Las unidades generadoras que prestan el servicio de RRO deberán mantener el estatismo que se determine el AMM.
- Contar con medición comercial habilitada, según la NCC-14, Sistema de Medición Comercial, que puede ser por unidad generadora o por toda la central generadora.
- Los Participantes Productores deben presentar al AMM toda la información que permita simular la operación de las unidades generadoras asignadas al servicio de RRO mediante estudios eléctricos.

A.8.1.2.2. SOLICITUD DE HABILITACIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE RESERVA RODANTE OPERATIVA.

El Productor solicitará por escrito al AMM la habilitación para la prestación del Servicio de Reserva Rodante Operativa, presentando con la solicitud la constancia de cumplimiento de los requisitos establecidos en el apartado A.8.1.2. de este Anexo.

El AMM contará con un plazo de 10 días hábiles para verificar el cumplimiento de los requisitos. Después de que se complete la verificación de los requisitos procederá a la programación de las pruebas de sintonización las cuales deberán ser consideradas en la siguiente programación semanal, condición que deberá notificar al Participante Productor solicitante.

El AMM llevará un registro para todas las unidades generadoras que permita identificar las pruebas realizadas, fechas y horas de realización y las observaciones pertinentes.

Si el resultado de las pruebas fuera satisfactorio, notificará al Participante Productor de la habilitación, quien podrá a partir de ese momento presentar ofertas para la prestación del Servicio de RRO.

Si del resultado de las pruebas de sintonización se determinara que la unidad o central generadora no puede integrarse al AGC, entonces se notificará al Agente, quien podrá realizar una nueva solicitud después de realizadas las acciones para corregir los problemas de integración.

A.8.1.2.3. PRUEBAS DE SINTONIZACIÓN.

El AMM realizará las pruebas necesarias para verificar la participación de unidades o centrales generadoras en el AGC y SCADA, así como para la habilitación para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa. Las pruebas a realizar son las siguientes:

A.8.1.2.3.1. Pruebas de telemetría para AGC. Durante el desarrollo de estas pruebas se verificará que la telemetría adicional requerida para la operación bajo AGC está disponible y funciona adecuadamente con los siguientes procesos:

- Verificación de telemetría de SCADA.** Verifican que el diagrama unifilar de las instalaciones de la central se despliegue adecuadamente en el sistema SCADA del AMM y que reporta datos de manera periódica y confiable.
- Pruebas de consignas (set-points).** Se verifica que las unidades responden correctamente a consignas enviadas a través del canal de comunicaciones entre RTU y MTU.
 - Envío, recepción y confirmación de consignas.** Prueba realizada con simulador de MTU, canal de comunicaciones y RTU. Se verifica que la RTU recibe consignas producidas por el simulador.
 - Accionamiento de unidades generadoras.** Prueba realizada con simulador de MTU, canal de comunicaciones, RTU y unidad generadora, a manera de verificar que las consignas recibidas por la RTU efectivamente comandan a la unidad generadora y ésta responde adecuadamente a dichos comandos.
 - Generación de consignas.** Se utiliza un simulador de RTU para verificar que la MTU y el programa de AGC están emitiendo las consignas de generación correctas para la unidad generadora.
 - Accionamiento de unidades generadoras desde la MTU.** Se verifica que la unidad generadora responde a consignas de generación producidas por la MTU.

A.8.1.2.3.2. Sintonización individual de unidades generadoras. Durante el desarrollo de esta prueba se ajustan los parámetros y se verifica el seguimiento y la respuesta, una por una, de las unidades generadoras a consignas del programa de AGC.

- Prueba de escalón.** Se obtiene la respuesta de la unidad a un escalón y se registra la gráfica correspondiente a esta respuesta.

b. Pruebas de rampa. Se observa la respuesta de la unidad a rampas generadas por el programa de AGC y se realizan ajustes finos sobre los parámetros del modelo.

A.8.1.2.3.3. Sintonización de grupo. El objeto de esta prueba es ajustar los parámetros globales del AGC y verificar que las unidades, como grupo, contribuyen coherentemente a consignas de AGC calculadas por este programa para mantener constantes ciertas condiciones en el sistema (frecuencia, intercambio, o ambas).

- Modo de soporte.** Se obtienen gráficas y datos de la respuesta de las unidades de la central y su conjunto en este modo de operación.
- Modo flexible.** Se obtienen gráficas y datos de la respuesta de las unidades de la central y su conjunto en este modo de operación.
- Ajuste de parámetros globales.** Se realizan ajustes de parámetros globales, repitiendo a y b según sea necesario hasta obtener la mejor respuesta del sistema.

A.8.1.2.3.4. Reporte técnico. El AMM redactará un informe técnico, indicando los resultados de las pruebas y la recomendación que corresponda en cuanto a la capacidad demostrada por la central para operar en AGC y prestar el servicio de RRO.

A.8.1.2.3.5. Notificación de habilitación. Si el reporte técnico informa de resultados positivos en las pruebas, el AMM notificará por escrito al Participante interesado que sus unidades generadoras han quedado habilitadas para prestar el servicio de RRO. Si, por el contrario, el reporte técnico señala que las pruebas no fueron superadas, el AMM notificará al Participante interesado los resultados, sin perjuicio para que éste presente nuevamente una solicitud de habilitación al haber atendido las razones que anteriormente imposibilitaron su habilitación.

A.8.1.2.4. PROGRAMACIÓN DE RRO DURANTE LAS PRUEBAS DE SINTONIZACIÓN.

A.8.1.2.4.1. Principio general: Con la finalidad de alcanzar los parámetros de calidad y seguridad definidos en la normativa, cada vez que se efectúen pruebas de sintonización de generadores según los apartados A.8.1.2.3.2. y A.8.1.2.3.3. de este Anexo, el AMM programará un margen de reserva rodante operativa adicional, el cual será pagado por el participante titular de las unidades generadoras sujetas a pruebas.

A.8.1.2.4.2. Margen adicional de RRO por pruebas de integración al AGC. La magnitud del margen adicional de RRO que el AMM programará, debe ser igual al valor máximo de RRO que se intenta habilitar en la unidad o central bajo pruebas.

A.8.1.2.4.3. Programación. La programación del margen adicional de RRO, se hará conforme el despacho económico, el que entre otras variables, toma en cuenta la lista de mérito de ofertas de RRO declaradas al AMM.

El margen adicional se programará por períodos horarios. Para cada hora, independientemente que las pruebas de la unidad o central a sintonizar duren la hora completa o solo una fracción, el margen adicional se programará para la hora completa.

A.8.1.2.5. CARGOS Y REMUNERACIÓN DURANTE LAS PRUEBAS DE SINTONIZACIÓN.

A.8.1.2.5.1. Cargos por el margen adicional de RRO: El participante titular de la unidad o central bajo pruebas de sintonización, pagará el costo del margen adicional de RRO para sus pruebas de sintonización que el AMM programe. Dicho costo será el que resulte de valorar el margen adicional de RRO programado, al precio de las ofertas declaradas al AMM.

$$C_{mps} = \sum M_{RROi} * P_{RROi}$$

En donde

$$C_{mps} = \text{Cargos por margen adicional debido a pruebas de Sintonización}$$

$$M_{RROi} = \text{Margen adicional asignado a la unidad o central generadora "i"}$$

$$P_{RROi} = \text{Precio de la oferta de RRO del participante "i"}$$

En el caso que por cualquier circunstancia hubiera disponibilidad para satisfacer solo parcialmente el margen adicional de RRO, el participante titular de la unidad o central bajo pruebas de sintonización pagará el valor del margen total que hubiera sido requerido. El margen asignado al Participante Productor, será valorado asignándole las ofertas de mayor precio disponibles en el Mercado Mayorista.

A.8.1.2.5.2. Cargos por Generación forzada: El participante titular de la unidad o central bajo pruebas de sintonización, pagará el sobre costo que resulte por generación forzada adicional, asociado al margen adicional de RRO adicional requerido para sus pruebas de sintonización.

A.8.1.2.5.3. Remuneración del margen adicional de RRO: El participante que haya sido convocado a aportar el margen adicional de RRO requerido por pruebas de sintonización, recibirá el pago por dicho servicio de conformidad con la oferta presentada al AMM. En caso que el margen adicional haya sido satisfecho por dos o mas ofertas con precio diferente, cada participante recibirá el valor que resulte de valorar el margen de RRO adicional que aportó, al precio de su oferta declarada al AMM. En caso que la RRO requerida resulte mayor que la efectivamente despachada existirá un excedente entre los cargos hechos al titular de la unidad bajo pruebas de sintonización y el pago efectuado a los generadores que aportaron el margen adicional. Dicho excedente será abonado al pago que la demanda debe hacer por el margen normal de RRO que requiere la normativa.

A.8.1.2.5.4. Pago del sobre costo de generación: El participante que resulte generando forzado como consecuencia de aportar el margen adicional de RRO requerido por pruebas de sintonización, recibirá el pago por el correspondiente sobre costo de generación.

A.8.1.2.5.5. Pago por servicios adicionales. El agente interesado en la habilitación deberá pagar los servicios adicionales no previstos en este procedimiento a designación del Administrador del Mercado Mayorista, los equipos o materiales que este requiera o gastos en que incurran terceras personas como resultado de este proceso.

A.8.1.2.6. LIQUIDACIÓN. Los montos que surjan como resultado de la aplicación de este procedimiento, derivados de las pruebas de sintonización, serán incluidos dentro del Informe de Transacciones Económicas correspondiente, dichos montos serán liquidados conforme lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número doce -NCC-12-.

Artículo 8. Se adiciona el Anexo 8.2 con el siguiente contenido:

ANEXO 8.2**HABILITACIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE DEMANDA INTERRUPTIBLE.****A.8.2.1. OBJETIVO**

El presente Procedimiento Técnico tiene como objetivo, describir los requisitos y pasos que deben cumplirse para habilitar a un *Gran Usuario* para la prestación del Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, para dar cumplimiento a lo establecido en numeral 3.3.3.2 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3.

A.8.2.2. ALCANCE

El presente Procedimiento Técnico es aplicable a todo *Gran Usuario* conectado al Sistema de Transporte en Alta Tensión, que esté interesado en la prestación del Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, y establece los requisitos y pasos necesarios para su habilitación. El procedimiento incluye:

- Requisitos que debe cumplir el *Gran Usuario* que ofrece el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.
- Equipamiento necesario en las instalaciones del *Gran Usuario*.
- Prueba de Desempeño.
- Habilitación.
- Monitoreo.

A.8.2.3. REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR EL GRAN USUARIO

Para tener la posibilidad de prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, el *Gran Usuario* debe cumplir con los requisitos establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (numeral 1.2.3.3), Norma de Coordinación Operativa No. 3 (numeral 3.3.3) y demás normativa aplicable, así como con los requisitos establecidos en el presente Anexo.

El *Gran Usuario* interesado en prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, debe dirigir por escrito su solicitud de habilitación al Administrador del Mercado Mayorista en el formato que éste proporcione, indicando:

- Intención de ofrecer el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, indicando la potencia que pretende habilitar para participar en este servicio.
- Cumplimiento (acreditado mediante la documentación correspondiente) con la integración de su telemetría al CDC del AMM.
- Cumplimiento con la integración en el Sistema de Voz Operativa del AMM.
- Cumplimiento con el equipamiento adecuado para la conexión y desconexión local o remota de la demanda declarada como *Demanda Interruptible*.
- Declaración de responsabilidad sobre la telemetría aportada al CDC del AMM.
- Solicitud de realización de pruebas de desempeño de *Demanda Interruptible*.
- Declaración escrita de que permanentemente cuenta con el personal y equipamiento necesario para hacer efectiva la operación de *Demanda Interruptible* a cualquier hora del día, cualquier día del año.
- Su participación en el Mercado Mayorista como *Gran Usuario Participante* o *Gran Usuario* con Representación, en cuyo caso deberá indicar el Comercializador con el que tiene su Contrato de Comercialización.
- Compromiso en donde se indique que no modificará las instalaciones de consumo, de tal manera que reduzca la demanda ofrecida en el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.
- Registros horarios de los últimos 12 meses del Sistema de Medición Comercial habilitada en el punto de consumo, con la cual se determinará la continuidad de la demanda que se pretende ofrecer al Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.

A.8.2.4. EQUIPAMIENTO

La potencia ofrecida en concepto de *Demanda Interruptible* debe poderse desconectar de manera independiente de otros consumos del *Gran Usuario*. El *Gran Usuario* deberá cumplir con la instalación y puesta en operación del equipo siguiente:

- El conjunto de disyuntores y/o seccionadores que se precisen para aislar la carga declarada como *Demanda Interruptible* de otros consumos del *Gran Usuario*.
- La unidad terminal remota que provea la telemetría requerida por el AMM según el Anexo 2.2 de la NCO 2 de integración de telemetría correspondiente. Así como la posibilidad de operar a distancia los disyuntores y/o seccionadores para desconectar la demanda.
- Los equipos de comunicaciones necesarios para hacer entrega de la telemetría en el CDC del AMM.
- Los equipos de respaldo energético que aseguren la autonomía de los sistemas de captación de información y transmisión hacia el CDC por cuando menos cuatro horas.
- Equipos de comunicación para el Sistema de Voz Operativa.
- Sistema de Medición Comercial instalado y habilitado comercialmente por el AMM de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial No. 14, en el punto de consumo que se pretende habilitar para prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.

A.8.2.5. PRUEBA DE DESEMPEÑO

Luego de que el *Gran Usuario* haya cumplido con la instalación del equipamiento requerido y se haya integrado al Sistema Informático en Tiempo Real –SITR–, resultado de pruebas exitosas punto a punto, podrá requerir al AMM una *Prueba de Desempeño de Demanda Interruptible*.

Esta prueba verificará:

- La capacidad operativa del *Gran Usuario* de desconectar y reconectar carga por sí mismo bajo órdenes del CDC, según los protocolos para la transmisión, confirmación y ejecución de dichas órdenes a través del Sistema de Voz Operativa.
- La capacidad del equipamiento de desconectar carga en forma autónoma en respuesta a una orden girada por el SITR, canalizada a través de su UTR hacia los disyuntores correspondientes.
- La calidad y disponibilidad de la telemetría necesaria para la evaluación del desempeño del *Gran Usuario* durante la prestación del Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.
- La congruencia de la información teledatada con la registrada por los medidores comerciales en las instalaciones del *Gran Usuario*.

El Administrador del Mercado Mayorista coordinará la ejecución de la prueba referida, luego de verificar que la documentación presentada por el *Gran Usuario* esté completa. El AMM notificará por escrito al *Gran Usuario* la fecha y hora para la realización de la prueba, debiéndose tomar en cuenta para la Programación del Despacho y la Coordinación de la Operación en Tiempo Real. El día y hora indicados se procederá con la prueba de desempeño, bajo la supervisión del AMM.

A.8.2.6. HABILITACIÓN

Una vez completada la Prueba de Desempeño de *Demanda Interruptible*, el AMM utilizará los datos registrados por el Sistema Informático en Tiempo Real –SITR–, para determinar el cumplimiento de la prestación de dicho servicio. Con base en la evaluación realizada y en la documentación presentada, el AMM procederá a notificar al *Gran Usuario* si se ha cumplido con los requisitos establecidos y si ese fuera el caso, su habilitación para prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*.

Para poder declarar un valor de potencia como *Demanda Interruptible*, el *Gran Usuario* deberá contar con la Habilitación para la prestación dicho servicio a más tardar tres meses antes del inicio del Año Estacional al cual corresponda la declaración.

El *Gran Usuario* permanecerá habilitado para prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interruptible*, siempre y cuando, mantenga las condiciones bajo las cuales fue habilitado inicialmente para prestar este servicio. En caso que estas condiciones variaran, deberá solicitarse una nueva habilitación para el Año Estacional siguiente, debiendo cumplir con todos los requisitos correspondientes. Si se presenta incumplimiento del compromiso según lo definido en el numeral 8.2.5.3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 8, el *Gran Usuario* también deberá solicitar una nueva habilitación para el Año Estacional siguiente, debiendo cumplir con todos los requisitos correspondientes.

A.8.2.7. MONITOREO

El AMM estará monitoreando continuamente la operación y desempeño del *Gran Usuario* en base a la telemetría reportada por éste al CDC. Esta información, a responsabilidad del *Gran Usuario*, será empleada para la toma de decisiones operativas y para la determinación de acciones correctivas, dentro de las que se incluye, pero sin quedar limitadas, las siguientes:

- El Administrador del Mercado Mayorista realizará un requerimiento de revisión de telemetría o enlace de comunicaciones con la Unidad Terminal Remota o el Sistema de Medición Comercial habilitada, en los casos en que se considere que la misma puede presentar falla. El *Gran Usuario* estará obligado a realizar la revisión requerida debiendo presentar el informe respectivo en un plazo no mayor de 2 días. En caso de que se compruebe la falla de la telemetría o el enlace de comunicaciones, el *Gran Usuario* deberá tomar todas las acciones necesarias para restablecer la disponibilidad de éstos.
- Programación de pruebas aleatorias de desempeño, para la verificación de la disponibilidad de la *Demanda Interruptible* ofrecida.

Artículo 9. Se adiciona el Anexo 8.3 con el siguiente contenido:

ANEXO 8.3**PRESTACIÓN Y REMUNERACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RESERVA RÁPIDA****A.8.3.1. INTRODUCCIÓN.**

La Reserva Rápida –RRA– es un servicio complementario que pueden prestar algunas unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectado. El servicio tiene como objetivo contar con capacidad de potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por contingencias, fallas o salidas de transmisión y/o generación u otro tipo de imprevistos importantes.

En este Procedimiento se exponen:

- Presentación de ofertas
- Criterios generales de la operación
- Requerimientos básicos que deben cumplir las unidades generadoras para prestar el servicio de Reserva Rápida
- Información que deberán entregar al AMM los oferentes del servicio
- Establecimiento de la lista de mérito para la prestación y remuneración del servicio
- Asignación de cargos.

A.8.3.2. BASE LEGAL.

El presente Procedimiento tiene su fundamento legal en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, en el Reglamento del AMM, la Norma de Coordinación Comercial NCC-8 y las Normas de Coordinación Operativa NCO-3 y NCO-4.

A.8.3.3. PRESENTACIÓN DE OFERTAS.

Pueden presentar ofertas de prestación del servicio de Reserva Rápida quienes tengan la calidad de Participantes Productores y agentes con Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM, que dispongan de Oferta Firme de unidades generadoras instaladas en el S.N.I. bajo las siguientes condiciones.

- Que cumpla con la característica técnica de que las unidades generadoras puedan entrar en servicio, desde la condición fría (luego de una parada de 24 horas o más) y llegar a su capacidad máxima en menos de treinta minutos y que pueda permanecer en operación aportando la potencia ofrecida durante por los menos dos horas. Esta característica y sus modificaciones debe ser informada por los oferentes del servicio, en forma anual, dentro de los plazos determinados para la Programación Anual Estacional.
- Que la oferta firme de las unidades generadoras no esté comprometida o sea utilizada para el cubrimiento de la Demanda Firme o como Respaldo de Potencia para la exportación.
- Que el bloque de potencia ofertado no sea menor a 10 MW.
- Que las unidades generadoras ofrecidas cuenten con medición comercial independiente que cumpla con la NCC-14.

Los participantes productores deberán indicar la magnitud de su oferta como una parte o la totalidad de la Oferta Firme de una unidad generadora que cumpla con la característica técnica necesaria en unidades de Kilovatios.

A.8.3.4. PRECIO DE LA OFERTA DE SERVICIO.

El precio de la oferta del servicio debe de cumplir con los siguientes requisitos:

- En el caso de ofertas de unidades generadoras de Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM será el precio de la potencia de conformidad con sus estipulaciones contractuales más los costos no variables incluidos en el contrato. El AMM podrá verificar la integración de las ofertas.
- En los casos de ofertas distintas a las del inciso a), el precio de la oferta del servicio será el que informe el oferente, el cual no podrá superar el Precio de Referencia de la Potencia.
- El precio de la oferta debe expresarse en valores unitarios de U.S. dólares por Kilovatios-mes.
- La oferta deberá presentarse semanalmente dentro de los plazos para la entrega de la información de la Programación Semanal, señalando el tiempo de vigencia de la oferta.

A.8.3.5. ESTABLECIMIENTO DE LA LISTA DE MÉRITO.

Semanalmente el AMM establecerá una lista de mérito de las unidades ofrecidas para la prestación del servicio tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Las ofertas correspondientes a unidades generadoras de Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM, serán las primeras consideradas para la prestación del servicio, ordenándolas para su consideración de manera ascendente en base al factor de ponderación.
- De no ser suficiente para el cubrimiento de la Reserva Rápida se ordenaran de manera ascendente conforme al factor de ponderación las siguientes ofertas de prestación del servicio.

El factor de ponderación para la determinación de la lista de mérito toma en cuenta el precio de la oferta, la ubicación en el SNI, la velocidad de toma de carga y el comportamiento histórico de la unidad, y se calcula de la siguiente manera:

$$FPON_i = (P_i \cdot (IV_i)^2) / (COEFDISP_i \cdot FPNE_i)$$

Donde:

$FPON_i$ = Factor de Ponderación de la unidad generadora i

P_i = Precio ofrecido para la prestación del servicio

$FPNE_i$ = Factor de Pérdidas Nodales de Energía para el nodo de conexión de la unidad generadora, calculado para la demanda máxima de la semana

IV_i = Índice de velocidad de toma de carga, calculado como la razón entre el tiempo necesario para que la potencia ofrecida sea entregada a partir de su convocatoria dividido dentro de 30 minutos.

$COEFDISP_i$ = Coeficiente de disponibilidad vigente en el año estacional.

La lista de mérito establece el criterio para la asignación y remuneración del servicio considerando las unidades generadoras que se encuentre primero, es decir las unidades con Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM, de no ser suficiente se continúa de manera ascendente con las otras unidades ofrecidas, hasta alcanzar el valor de la Reserva Rápida necesaria para el Sistema.

A.8.3.6. CÁLCULO DE LA RESERVA RÁPIDA NECESARIA.

Con la Programación de largo plazo y en base a estudios eléctricos el AMM establecerá los criterios para determinar los niveles de Reserva Rápida Necesaria para garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema.

A.8.3.7. REMUNERACIÓN DEL SERVICIO.

El servicio de Reserva Rápida se remunerará mensualmente sobre la base del cálculo diario, a los oferentes de las unidades generadoras que cumplan con lo siguiente:

- Que hayan sido necesarias para el cubrimiento de la Reserva Rápida Necesaria de acuerdo a la lista de mérito.
- Que hayan estado efectivamente disponibles para la operación en tiempo real durante el período de las 24 horas del día. Se entiende por efectivamente disponible cuando no existe ninguna limitación, propia o de terceros, de generación o transmisión para prestar el servicio.
- Que no hayan sido convocadas por el Despacho Económico para la generación de energía de ese día.

A.8.3.8. VALOR DE REMUNERACIÓN.

El valor de la remuneración para cada unidad por la prestación del servicio es: el precio ofrecido dividido el número de días del mes, de las unidades generadoras consideradas según la lista de mérito hasta el valor de la Reserva Rápida necesaria para ese día, por la cantidad de potencia asignada para cada máquina, de la siguiente manera:

$$ReRRa_{in} = (P_{in} / ND) \cdot RRa_{in}$$

Donde:

$ReRRa_{in}$ = Remuneración correspondiente a la unidad generadora i en el día n

(P_{in} / ND) = Precio ofrecido para la prestación del servicio vigente para el día n dividido el número de días del mes

RRa_{in} = Potencia asignada a la unidad generadora i para la prestación del servicio de Reserva Rápida en el día n .

En caso que el costo variable de la energía generada como consecuencia de la prestación del servicio de Reserva Rápida sea mayor que el correspondiente precio del nodo de la unidad, dicha energía será considerada como Generación Forzada para alcanzar los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio y se liquidará según lo estipulado en la Norma de Coordinación Comercial No. 5.

A.8.3.9. ASIGNACIÓN DE CARGOS. La asignación del cargo se calcula diariamente entre todos los participantes consumidores en base a la demanda máxima registrada en el período de las 18 a las 20 horas, utilizando la siguiente fórmula:

$$CRRa_{in} = (\sum ReRRa_{in}) \cdot Dmax_{in} / \sum Dmax_{in}$$

Donde:

$CRRa_{in}$ = Cargo por el servicio complementario de Reserva Rápida a pagar por el consumidor j para el día n .

$\sum ReRRa_{in}$ = Sumatoria de la Remuneración correspondiente a las unidades generadoras i en el día n

$Dmax_{in}$ = Demanda máxima registrada en el día n en el período de las 18 a las 20 horas para el participante consumidor j

A.8.3.10. OPERACIÓN DE LA RESERVA RÁPIDA.

En la programación diaria el AMM establecerá el valor de la Reserva Rápida Necesaria, la cual será cubierta con las unidades disponibles ofrecidas para la prestación del servicio según la lista de mérito. Las máquinas seleccionadas para el cubrimiento de la Reserva Rápida Necesaria no se consideraran disponibles para ser convocadas por el Despacho Económico y solo podrán ser convocadas en la operación en caso de falla o de contingencia en el Sistema. Las máquinas que no hayan sido seleccionadas se consideraran disponibles para el Despacho Económico de Energía.

Después de una falla o contingencia que resulte en un desbalance de carga o generación y pérdida del suministro, el AMM podrá disponer de la reserva de todas las unidades que tengan compromiso de cubrimiento de la Demanda Firme del Sistema a fin de restablecer el suministro. Simultáneamente, de ser necesario, el AMM deberá convocar las unidades seleccionadas para prestar la Reserva Rápida con el objeto de regresar a los valores programados en las unidades.

Cuando logre restablecer el servicio el AMM deberá de iniciar el Redespacho de las unidades generadoras, con el objeto de sacar de operación las unidades asignadas a Reserva Rápida para dejarlas disponibles para la prestación del Servicio.

En caso que una máquina convocada a la operación como Reserva Rápida fallara durante su proceso de arranque o si transcurrido el tiempo de toma de carga informado no completara la potencia ofrecida, el AMM deberá convocar a la unidad siguiente disponible según la lista de mérito del servicio de Reserva Rápida, este caso se considera como un incumplimiento y se tratará de la manera que establece este procedimiento.

A.8.3.11. INCUMPLIMIENTO EN EL SERVICIO.

En caso de incumplimiento de una unidad generadora que haya sido seleccionada en la programación diaria para prestar el Servicio de Reserva Rápida, se le hará un cargo equivalente al valor mayor entre el Precio Ofrecido o el Precio de Referencia de la Potencia en ese día, el cual se abonará para la remuneración del servicio en ese día; de existir alguna diferencia esta será trasladada como abono al pago del cargo reduciendo así el pago por parte de los participantes consumidores.

Artículo 10. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 8 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberá publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 11. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 8 contenida en la resolución No. 216-04 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 12. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCIÓN NÚMERO 1164-04

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

I) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 1.

BASE DE DATOS

Artículo 1. Se modifica el numeral 1.2.1, el cual queda así:

1.2.1 Se incluyen como anexos a la presente norma las planillas de datos a completar y mantener por cada uno de los Participantes del MM. Tales datos deberán completarse con la información requerida en las Normas de Coordinación Comercial y Operativas (por ejemplo programas de Mantenimiento Preventivo).

Artículo 2. Se modifica el numeral 1.2.5, el cual queda así:

1.2.5. Toda modificación a un dato registrado deberá ser notificada de inmediato al AMM, según se indica en las NCO. Las modificaciones hechas a cualquiera de las planillas 1.1 a 1.7 y 1.9, deberán estar acompañadas y respaldadas por un informe técnico que deberá presentarse al AMM.

Artículo 3. Se modifica el numeral 1.3, el cual queda así:

1.3 DISPONIBILIDAD DE LA INFORMACION

1.3.1 Dada la índole de los datos requeridos en las planillas adjuntas, ellos serán accesibles únicamente a los Participantes del MM para permitirles verificar y anticipar la programación de la operación y sus resultados económicos, a la Comisión y al Ministerio, de conformidad con lo establecido en la ley.

1.3.2 El AMM de conformidad con lo establecido en la normativa vigente proporcionará al Ente Operador Regional (EOR) la información necesaria para conformar la Base de Datos Regional.

Artículo 4. Se adiciona el título **ANEXO 1.1** a continuación del numeral 1.3.2.

Artículo 5. Se adiciona el Anexo 1.2, con el siguiente contenido:

ANEXO 1.2

TRANSACCIONES Y DECLARACIONES ELECTRÓNICAS

A.1.2.1. INTRODUCCIÓN.

El Administrador del Mercado Mayorista -AMM- es el responsable de la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de electricidad entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.

Los Participantes del Mercado Mayorista deben suministrar al AMM toda la información que éste les solicite con el fin de realizar el Despacho, Programación, coordinación de la operación y el cierre de las Transacciones Comerciales del Mercado Mayorista.

A.1.2.2. OBJETO.

El presente procedimiento tiene como objeto establecer y definir el sistema de comunicación entre el AMM y los Participantes del Mercado Mayorista.

A.1.2.3. SISTEMA DE COMUNICACIÓN.

El sistema de comunicación por medio del cual los Participantes del Mercado Mayorista deben ingresar y consultar información técnica y comercial se denominará **Direct@mm**.

Como sistema **Direct@mm** se entienden aquellas operaciones de intercambio electrónico de datos he información en general que los Participantes del Mercado Mayorista realizarán por medio electrónico con el propósito de informar al AMM para que coordine y administre las operación y transacciones en el Mercado Mayorista y en el Mercado Eléctrico Regional.

Direct@mm como sistema está conformado por módulos y aplicaciones informáticas así como por medios de comunicación electrónica.

A.1.2.4. FIRMA ELECTRÓNICA.

El uso del servicio **Direct@mm** conlleva en forma implícita el concepto de la firma electrónica, por lo que sustituye el envío de documentación escrita (faxes, cartas, etc.). La combinación de 'Nombre de Usuario' o **username**, 'Palabra Clave' o **password** y 'Código Digital' o **passcode** constituyen la FIRMA ELECTRONICA del Participante del Mercado Mayorista. Estos tres elementos deben ser ingresados al sistema para tener acceso al servicio **Direct@mm**.

La firma electrónica proporciona un medio de confidencialidad en el envío de información, al codificar la información electrónica minimizando el riesgo de que esta información sea conocida por terceros, al ser transmitida en un medio que proporciona un alto grado de seguridad.

A.1.2.5. MEDIO DE PRUEBA.

Los códigos y números de transacción generados en forma automática por el sistema electrónica **Direct@mm** son considerados los elementos de prueba del intercambio de información entre el AMM y los Participantes del Mercado Mayorista.

A.1.2.6. REQUISITOS.

Los participantes del MM deben cumplir con los siguientes requisitos:

a) Todo Participante del Mercado Mayorista que esté facultado para realizar Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala o habilitado por el AMM como Agente del Mercado Eléctrico Regional -MER-, y cuente con los elementos de autenticación (**username**, **password** y **passcode**), podrá hacer uso del sistema **Direct@mm**.

b) Es obligación del Participante contar con el acceso adecuado a Internet para utilizar el sistema electrónico **Direct@mm**.

c) Los Participantes del Mercado Mayorista deberán contar con un nivel de encriptación o cifrado de 128 bits como mínimo.

A.1.2.7. SEGURIDAD Y AUTENTICACIÓN.

a) el ingreso de la información se realizará por medio de tres claves de acceso, siendo estas: Un nombre de Usuario o **username**, una palabra clave o **password** y un número de acceso generado en forma electrónica o **passcode**. Las dos primeras claves las define el participante, el **passcode** es una clave generada en forma automática por un dispositivo electrónico denominado TOKEN y que pertenece al participante, este TOKEN será sincronizado al sistema **Direct@mm** por el AMM.

b) El AMM hará entrega al participante de las claves necesarias para acceder al sistema **Direct@mm**. Cuando se ingrese al sistema por primera vez, el participante deberá cambiar el **password** por uno de su exclusivo conocimiento. Por seguridad para el propio participante, el sistema no funciona con el **password** originalmente proporcionado por el AMM. Las claves de acceso personal son secretas e intransferibles, el participante asume las consecuencias directas o indirectas de su divulgación a terceros.

c) El participante al adquirir el TOKEN es responsable del uso y administración de dicho dispositivo como objeto físico generador de claves automáticas, así como de su mantenimiento y reemplazo.

d) En caso de extravío del TOKEN el participante deberá notificar inmediatamente al AMM para su inmediata deshabilitación.

e) El participante tendrá la posibilidad de adquirir la cantidad de TOKEN's que mejor se adecúe a sus necesidades, debiendo cubrir el costo de cada uno de los dispositivos y solicitar al AMM la habilitación y sincronización de cada TOKEN adquirido.

f) La generación automática del **passcode** antes descrita proporciona el mecanismo de autenticación del participante, es decir que garantiza ante el AMM que el participante que ingresó la información es realmente el participante reconocido y previamente habilitado por el AMM para realizar dicha transacción electrónica, y por lo tanto la información ingresada tomará el carácter de oficial.

A.1.2.8. Todas las transacciones que los participantes realicen a través de **Direct@mm** quedarán registradas en la Base de Datos del AMM y serán operadas y consideradas para fines coordinación y liquidación por el AMM conforme los procedimientos establecidos por las Normas de Coordinación.

A.1.2.9. OBLIGACIONES DE LOS PARTICIPANTES:

a) Todo Participante del Mercado Mayorista deberá utilizar el sistema **Direct@mm**, el cual será el medio oficial por el cual el AMM recibirá, analizará y validará la información de carácter técnica y comercial necesaria para la coordinación y administración del Mercado Mayorista.

b) Todo participante está obligado a utilizar en forma lícita y correcta el sistema **Direct@mm** absteniéndose de hacer un uso malicioso del mismo. Están prohibidos los intentos de acceso no permitido, ataques cibernéticos "hackeos", negación del servicio, alteración indebida de información del participante o de terceros almacenada en la Base de Datos. Prácticas como las descritas serán motivo suficiente para que el AMM eleve los antecedentes a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que ésta determine las sanciones al infractor.

c) Todo participante está obligado a aceptar los resultados económicos derivados de las transacciones que realice a través de **Direct@mm**.

d) Todo participante está obligado a impedir el acceso para mal uso del sistema **Direct@mm** en su empresa con sus claves de seguridad, liberando al AMM de toda responsabilidad que de ello se derive.

e) Los Participantes están obligados a hacer llegar la información al AMM por una vía alterna en caso de suspensión temporal o definitiva del sistema **Direct@mm**, para lo cual los Participantes deberán tomar en cuenta los procedimientos establecidos por el AMM según el tipo de información de que se trate.

f) Concluido el período de transición todos los participantes del MM estarán en la obligación de efectuar sus transacciones y declaraciones mediante la utilización del sistema **Direct@mm**.

A.1.2.10. OBLIGACIONES DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

a) Proporcionar los mecanismos de seguridad y autenticación en el intercambio electrónico de información buscando una mejora continua en el uso de la tecnología de la información.

b) Certificar las aplicaciones publicadas en INTERNET, a través de un Certificado Digital, el cual proporciona una codificación de los datos intercambiados a través de INTERNET entre el participante y el AMM.

c) Habilitar el TOKEN adquirido por el participante y llevar un registro del número de serie de cada dispositivo y del propietario del mismo.

d) Garantizar al participante estricta confidencialidad en la administración de sus Transacciones Electrónicas de conformidad con el Artículo 9 del Reglamento del AMM.

e) Mantener actualizados y en operación los sistemas de seguridad para evitar accesos no autorizados al sistema.

f) Proporcionar a los usuarios de **Direct@mm** la más alta disponibilidad y accesibilidad al sitio o portal en Internet, mediante redundancia en el sistema de comunicaciones, respaldo de energía eléctrica, bases de datos, servidores y otros elementos relacionados, buscando garantizar la máxima disponibilidad del portal en Internet del AMM.

g) Todo participante para el ingreso de información deberá considerar los plazos y mecanismos específicos según el tipo de transacción o declaración ante el AMM.

A.1.2.11. En caso de errores o inconsistencias en los resultados económicos de los participantes, derivados de fallas en los programas informáticos y elementos físicos que componen **Direct@mm**, los mismos serán resueltos a través de revisiones a los Informes de Transacciones Económicas de conformidad con los Procedimientos establecidos en las Normas de Coordinación.

En casos fortuitos y de fuerza mayor como la suspensión del servicio por razones de terremoto, maremoto, huelgas, guerras, inundaciones, etc. no podrán considerarse responsabilidad directa del AMM.

A.1.2.12. PRECIO DEL USO DEL SISTEMA **DIRECT@MM**.

El sistema **Direct@mm** será gratuito para los Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista, siendo estos los responsables de adquirir el o los TOKEN's para su propio uso según su requerimiento y de ingresar al sitio en Internet del AMM.

A.1.2.13. HORA OFICIAL.

La hora oficial para realizar transacciones en el Mercado Mayorista a través de **Direct@mm** será la hora del servidor de Base de Datos del AMM.

El AMM utilizará un programa especializado para sincronizar la hora de su Servidor de Base de Datos, la sincronización de la hora oficial se realizará en forma automática una vez al día por medio de un software de reloj atómico, utilizando para ello conexión directa con cualquiera de los nueve servidores de tiempo del Instituto de Estándares y Tecnología (NIST) de los Estados Unidos de América.

La actualización de la hora del Servidor de Base de Datos del AMM por medio del reloj atómico es automática y reportará cualquier diferencia que se tenga en un rango de (+/-) quince segundos. Bajo estas circunstancias, la diferencia con respecto de la hora para Guatemala a nivel mundial, será de aproximadamente (+/-) cinco segundos.

El software utilizado para actualización se denomina "Atomic Clock Sync" en su versión dos punto seis, y en el proceso de sincronización se utiliza la hora del Coordinador de Tiempo Universal conocido también como Meridiano de Greenwich (GMT) u Hora Zulu (Zulu Time), el cual se utiliza para fijar la hora en todas las países a nivel mundial.

Los Participantes del MM serán responsables de sincronizar la hora de sus respectivos relojes a la hora oficial del Servidor de Base de Datos del AMM, hora que estará disponible en la página de Internet del AMM.

Artículo 6. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Operativa No. 1 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberá publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 7. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Operativa No. 1 contenida en la resolución No. 157-12 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 8. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce".

"RESOLUCIÓN No. 1164-05

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

I) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 2. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Artículo 1. Se modifica el numeral 2.2.2, el cual queda así:

2.2.2 Clasificación de contingencias

- Una contingencia es un evento que causa la falla o desconexión de uno o más generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y/o alimentadores de carga en 69 KV o más o la actuación de los Esquemas de Control Suplementarios.
- Una contingencia probable es un evento considerado por el AMM como de ocurrencia razonablemente posible, siendo económicamente posible la protección del SNI contra ella. Como ejemplo puede mencionarse la pérdida de una unidad generadora o de una línea de transmisión.
- Una contingencia no probable es un evento considerado por el AMM como de baja probabilidad de ocurrencia o que no es económicamente posible la protección del SNI contra ella. Como ejemplo puede mencionarse la pérdida simultánea de dos o más unidades generadoras o líneas de transmisión.
- En condiciones anormales tales como tormentas, incendios, erupciones volcánicas o eventos especiales, el AMM puede redefinir temporalmente como probables, las contingencias que en condiciones normales son no probables, previendo una protección contra ellas.

Toda declaración de una situación de operación no segura, que implique medidas especiales en la operación, deberá ser informada al EOR (Ente Operador Regional).

Artículo 2. Se adiciona el inciso (h) al numeral 2.2.4, con el siguiente contenido:

- Si el AMM determina de manera objetiva que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad e integridad de su sistema eléctrico de potencia, deberá coordinar en forma inmediata con el EOR las acciones que considere necesarias para su propia protección.

Artículo 3. Se adiciona el inciso (e) al numeral 2.2.6.1, con el siguiente contenido:

- Tomar las medidas necesarias para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

Artículo 4. Se modifica el inciso (a) del numeral 2.3.1.2, el cual queda así:

- (a) Ausencia de márgenes de reserva una vez desconectada toda la demanda interrumpible, habiéndose agotado el soporte que el Sistema Eléctrico Regional (SER) le pueda proveer al SNI y sin disponer de ningún otro alivio de carga.

Artículo 5. Se adiciona el inciso (e) en el numeral 2.3.1.2, con el siguiente contenido:

- (a) El SER se encuentra en Estado Operativo de Emergencia.

Artículo 6. Se modifica el numeral 2.3.3, el cual queda así:

2.3.3 Procedimientos de Emergencia del SNI

En el Anexo 2.4 se incluye el Procedimientos de Emergencia del SNI, para ser utilizado cuando exista Riesgo de Déficit de Generación, Condición Crítica o se haya declarado en Situación de Emergencia al Sistema Nacional Interconectado.

Artículo 7. Se modifica el numeral 2.3.6.2, el cual queda así:

- 2.3.6.2 Se seguirá el procedimiento de emergencia descrito en el Anexo 2.4 y se evaluarán los resultados, identificando y corrigiendo las deficiencias de procedimiento y de respuesta.

Artículo 8. Se modifica el numeral 2.3.7.1, el cual queda así:

- 2.3.7.1 De conformidad con lo previsto en el Anexo 2.4 el AMM podrá constituir, cuando lo considere necesario, un Centro Operativo de Emergencias, que estará formado por representantes de Agentes y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte.

Artículo 9. Se modifica el numeral 2.4.1.6, el cual queda así:

- 2.4.1.6 Toda vez que el AMM sea notificado de una operación que afecte o pueda afectar a la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR), deberá notificarlo al EOR.

Artículo 10. Se adiciona el numeral 2.4.1.7, con el siguiente contenido:

- 2.4.1.7 Las operaciones a notificar serán como mínimo las siguientes:

- Retiro de servicio de una unidad generadora y/o equipo de transmisión para mantenimiento o pruebas;
- Ejecución de ensayos en unidades generadoras, aún cuando no sea necesario sacarla de servicio;
- Maniobra en condiciones normales, no autorizada por el AMM, de interruptores, seccionadores o seccionadores de puesta a tierra, indicando la causa de la urgencia;
- Cualquier otra operación que no resulte normal, salvo que haya sido autorizada por el AMM;
- Duración y posibles consecuencias de todo problema operativo que no pueda ser corregido rápidamente.

Artículo 11. Se modifica el numeral 2.4.2.2, el cual queda así:

- 2.4.2.2 El AMM es responsable de comunicar las consecuencias de eventos del SNI a todos los Participantes afectados y en los casos contemplados en el RMER, al EOR. Asimismo brindará toda la información disponible sobre eventos que hayan o pudieran haber tenido impacto sobre la seguridad del SNI a todos los Participantes que la requieran.

Artículo 12. Se modifica el numeral 2.4.2.3, el cual queda así:

- 2.4.2.3 El AMM investigará tales eventos y sus causas cuando resulte necesario, y de ser necesario requerirá información al EOR. Los estudios se efectuarán con la profundidad suficiente como para mejorar el conocimiento de la operación del SNI y evitar la repetición de eventos similares.

Artículo 13. Se modifica el numeral 2.4.2.6, el cual queda así:

- 2.4.2.6 Se consideran eventos importantes aquéllos que, a juicio del AMM hayan tenido una consecuencia notoria en el SNI o en el SER o que sin haber tenido una consecuencia notoria, persistan y representen una amenaza a la seguridad del SNI o del SER. También los que, a juicio de un Agente, Gran Usuario o Integrante conectado al Sistema de Transporte, hayan tenido un impacto significativo en sus instalaciones. Entre las consecuencias a tomar en cuenta para esta calificación se encuentran las siguientes:

- Inestabilidad del SNI;
- Desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos, SNI;
- Niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos;
- Pérdida de la carga de un consumidor debido a operaciones en el SNI.

Artículo 14. Se modifica el numeral 2.5, el cual queda así:

2.5 COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

- 2.5.1. El AMM coordinará la operación de las interconexiones internacionales según las Normas de Coordinación Comercial y Operativa con el MER (Mercado Eléctrico Regional) y según lo estipulado en el RMER.

- 2.5.2. El AMM coordinará la operación de las interconexiones internacionales con países no miembros del MER con el organismo equivalente de los países vinculados según normas a

convenir en cada caso. Tales normas deberán contemplar, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Coordinación operativa de intercambios de oportunidad;
- Coordinación operativa de programa de carga de la interconexión;
- Coordinación técnica de la interconexión en condiciones operativas normales;
- Coordinación técnica para la operación en condiciones de emergencia: salida y reposición de la interconexión, modificación, interrupción y reposición de intercambios físicos y comerciales, etc.;
- Coordinación de reservas operativas.

- 2.5.3. Las interconexiones internacionales con países no miembros del MER deberán cumplir con los siguientes requisitos en las condiciones indicadas en estas NCO para los Transportistas del MM:

- Sistema de medición comercial (SMEC);
- Sistema de control supervisorio en tiempo real;
- Sistemas de comunicaciones.

Artículo 15. Se modifica el numeral 2.6.2, el cual queda así:

- 2.6.2 En el Anexo 2.1 al presente capítulo se indican los datos a transmitir para el sistema de control supervisorio en tiempo real.

Artículo 16. Se modifica el numeral 2.7.3.1, el cual queda así:

- 2.7.3.1 Todos los Participantes con Instalaciones Operativas serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento de los vínculos de comunicación necesarios para asegurar la comunicación permanente con el CDC y con el centro de control del Transportista o Distribuidor al cual se encuentran conectados, exclusivamente a los fines de la transmisión de órdenes para la operación en tiempo real. Los medios de comunicación deberán cumplir con características de continuidad y calidad que serán definidos en el Anexo 2.3.

Artículo 17. Se adiciona el Anexo 2.2, con el siguiente contenido:

ANEXO 2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INTEGRACIÓN DE TELEMETRÍA AL SISTEMA INFORMÁTICO EN TIEMPO REAL DEL AMM

A.2.2.1. OBJETIVO.

Definir los pasos que se deben seguir y las condiciones que se deben cumplir para integrar, mediante *Unidades Terminales Remotas (UTR)* o enlaces entre Centros de Control, la telemetría de las instalaciones operativas de un Participante del Mercado Mayorista en el *Sistema Informático en Tiempo Real* del AMM (SITR).

A.2.2.2. ALCANCE.

Este procedimiento cubre los siguientes aspectos de la integración:

- Determinación de señales y aprobación de diagrama unifilar simplificado.
- Configuración de la subestación en el SITR.
- Pruebas de comunicación.
- Pruebas punto a punto.
- Pruebas de verificación.

Se indican tanto las actividades como los participantes y responsables de las mismas, así como la documentación que debe mantenerse y/o intercambiarse con el Participante que está siendo integrado.

El procedimiento es aplicable a Participantes con instalaciones operativas que, por norma, deben presentar su información en tiempo real y deciden hacerlo empleando *Unidades Terminales Remotas (UTR)* o enlaces entre Centros de Control.

A.2.2.3. FUNDAMENTO.

Para monitorear y operar adecuadamente el *Sistema Nacional Interconectado (SNI)*, el *Centro de Despacho de Carga (CDC)* del *Administrador del Mercado Mayorista* precisa de información sobre el estado y condiciones eléctricas de los Participantes del *Mercado Mayorista (MM)* con instalaciones operativas.

La responsabilidad de instalar, operar y mantener los equipos necesarios para el control supervisorio en tiempo real, así como de establecer los enlaces de comunicación hasta el CDC del AMM para transportar dicha información, recae sobre los Participantes del MM conectados al Sistema de Transporte o con Instalaciones Operativas, según lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa Número 2.

También es responsabilidad del Participante asegurar que la información se mida y entregue dentro de la precisión especificada por el AMM, mediante protocolos de comunicación aceptados por el AMM.

Este procedimiento formaliza los pasos que deben seguirse y las condiciones que deben cumplirse para que un Participante cumpla con los artículos de las normativas vigentes relacionados con la entrega de telemetría al CDC del AMM a través de UTR.

A.2.2.4. ACTORES DEL PROCESO

En la integración de la telemetría de las instalaciones operativas de un Participante del Mercado Mayorista intervienen distintos actores que recaen bajo la responsabilidad del AMM o del Participante, los cuales enumeramos a continuación, junto con los acrónimos empleados en este procedimiento y la parte responsable de los mismos:

- El Agente o Participante con instalaciones operativas (PRTC).
- Proveedor del canal de comunicaciones (PRTC-COM). (Responsabilidad del Agente o Participante.)
- Centro de Control Remoto del Agente o Participante (PRTC-CCR). (Responsabilidad del Agente o Participante.)
- Instalaciones del Agente o Participante (PRTC-SBP). (Responsabilidad del Agente o Participante.)
- Proveedor de la UTR (PRTC-UTR). (Responsabilidad del Agente o Participante.)
- Ingeniero de Tecnología del Sitr (AMM-SITR-IT). (Responsabilidad del AMM.)
- Administrador del Sistema Informático en Tiempo Real (AMM-SITR-ADM). (Responsabilidad del AMM.)
- Programador del Sistema Informático en Tiempo Real (AMM-SITR-PRG). (Responsabilidad del AMM.)
- Coordinación de la operación en tiempo real (AMM-COTR). (Responsabilidad del AMM.)
- Sistema informático en tiempo real (AMM-SITR). (Responsabilidad del AMM.)
- Departamento de comunicaciones del AMM (AMM-COMPE). (Responsabilidad del AMM.)
- Centro de despacho de carga (AMM-CDC). (Responsabilidad del AMM.)

El Ingeniero de Tecnología del Sitr es el encargado en el AMM de coordinar las actividades de integración y mantener el expediente del Participante.

A.2.2.5. ACTIVIDADES.

Para iniciar una actividad es indispensable que las actividades anteriores hayan sido completadas exitosamente y que los requisitos adicionales que se indiquen en la actividad se hayan cumplido. La actividad se considerará cumplida cuando se alcancen sus objetivos específicos.

A.2.2.5.1. Actividad #1: Determinación de diagrama unifilar simplificado y lista de señales.

A.2.2.5.1.1. Objetivo general

Establecer el diagrama unifilar simplificado de las instalaciones del Participante y la lista de señales que, de acuerdo con la NCO2, son necesarios para la operación en tiempo real.

A.2.2.5.1.2. Objetivos específicos

- Depurar el diagrama unifilar simplificado propuesto por el Participante (incluyendo lista de puntos analógicos, digitales y alarmas) para adecuarlo a las necesidades operativas del AMM en cumplimiento de la NCO2, secciones 2.6, 2.7 y su Anexo 2.1.
- Disponer del diagrama unifilar en formato digital (jpg, dwg, o pdf), así como del listado de puntos en una hoja electrónica (xls).
- Aprobar el diagrama unifilar simplificado que representará a las instalaciones del Participante en el Sitr y la lista de señales que reportará la UTR del Participante al Sitr.

A.2.2.5.1.3. Participantes

PRTC, AMM-SITR-IT, AMM-COTR,

A.2.2.5.1.4. Resultados

- Al concluirse satisfactoriamente esta actividad, el estado de integración de la UTR será el de *Diagrama Unifilar Aprobado*.
- El AMM y el Participante habrán definido la telemetría que este último debe proporcionar al AMM en cumplimiento con las necesidades operativas del SNI y la normativa vigente.

A.2.2.5.1.5. Pasos

Entrega de información y solicitud de cita preliminar. El Participante deberá enviar una *Carta de entrega de información y solicitud de cita preliminar* al Ingeniero de Tecnología del Sistema Informático en Tiempo Real del AMM, indicando su intención de integrar la telemetría de sus instalaciones al Sitr, la misma deberá estar firmada por el Representante Legal del Participante (tal y como está consignado ante el AMM en la Planilla 1.8 de la NCO1 del Participante) y contener:

- Nombre y datos del contacto del Agente o Participante para asuntos referidos al proceso de integración. Ésta es la persona con quien el AMM coordinará todas las actividades descritas en este procedimiento.

Y en adjunto, lo siguiente:

- Diagrama unifilar detallado y actualizado de la central generadora o subestación.

c) Diagrama unifilar simplificado propuesto (de acuerdo a la interpretación del agente de la norma NCO2 y de los lineamientos contenidos en este procedimiento). En el mismo deberá representar el punto desde donde se toma la medición de cada una de las señales digitales y analógicas propuestas en la lista de señales respectiva.

- Lista de señales correspondientes al diagrama unifilar simplificado propuesto según formato provisto por el AMM.

La carta también deberá solicitar una cita para la discusión de los elementos enviados.

Esta carta debe ser redactada según el formato de *Carta de entrega de información y solicitud de cita preliminar* a ser proporcionado por el AMM.

Análisis de información. El AMM:

- Abrirá el expediente de integración de las instalaciones del Participante, llenando la hoja de contacto. (AMM-SITR-IT.).

- Adjuntará la información proporcionada por el Agente. (AMM-SITR-IT.).

- Analizará la información proporcionada. (AMM-SITR-IT, AMM-COTR.).

- Incluirá observaciones iniciales en el expediente del Agente. (AMM-SITR-IT.).

- Notificará al Agente del lugar y fecha para la cita preliminar por medio de una *Carta de invitación a reunión preliminar* (según formato establecido por el AMM). Se tendrá un plazo de 3 días hábiles para el envío de dicha notificación a partir de la fecha de recepción de la *Carta de Información y solicitud de cita preliminar*. La carta deberá estar acompañada de la agenda elaborada para la reunión. (AMM-SITR-IT.).

Reunión preliminar. En el día y la hora acordada, el AMM (AMM-SITR-IT, AMM-COTR, AMM-SITR) y el Participante (con el personal técnico que considere apropiado) se reunirán para discutir la información entregada. La reunión será conducida por el AMM. (AMM-SITR-IT.).

La agenda de esta reunión será:

- Breve exposición del proceso de integración de la telemetría de instalaciones operativas al Sitr.
- Revisión de información entregada por el Participante.
- Observaciones preliminares del AMM.
- Aclaración de dudas por parte del Participante y del AMM.
- Determinación de modificaciones necesarias (de existir) al diagrama unifilar propuesto por el Participante y a la lista de señales correspondiente.

Como resultado, se elaborará una minuta de la reunión (a ser firmada por los participantes de la reunión). (AMM-SITR-IT.).

La minuta deberá registrar la información que pudiera hacer falta y los cambios que pudieran requerirse a la ya presentada por el Participante, luego será distribuida a los participantes de la reunión.

Modificaciones al diagrama unifilar simplificado y lista de señales propuestos. Basado en lo discutido durante la reunión preliminar y la información entregada por el Participante, el AMM enviará una *Carta de observaciones* (según formato establecido por el AMM), requiriendo al agente que proporcione información faltante, modifique el diagrama unifilar simplificado propuesto o modifique la lista de señales, según sea necesario (AMM-SITR-IT).

Nota: de no requerirse modificación alguna, se omitirá este paso y se puede proceder a la extensión de la Carta de aprobación de unifilar simplificado y lista de señales.

Atención a observaciones. El Participante atenderá las observaciones indicadas por el AMM y responderá a las mismas entregando el nuevo diagrama unifilar simplificado y lista de señales mediante una *Carta de entrega de unifilar simplificado y lista de señales corregidos* (según formato provisto por el AMM).

El AMM revisará que efectivamente se hayan atendido las observaciones indicadas. De no ser así, solicitará que el Agente o Participante haga las correcciones necesarias mediante las cartas de observaciones que sean necesarias, utilizando el formato de *Carta de observaciones (caso reiterado)* (según formato establecido por el AMM).

Aprobación de diagrama unifilar simplificado y lista de señales. Cuando el AMM verifique que el diagrama unifilar simplificado y la lista de señales han sido entregados a su satisfacción, procederá a emitir la *Carta de aprobación de diagrama unifilar simplificado y lista de señales* (según formato establecido por el AMM) de las instalaciones del Participante.

Esta carta representa el compromiso, en cuanto a telemetría de sus instalaciones, del Agente o Participante hacia el CDC del AMM.

El AMM considerará satisfecho el compromiso del Agente ante la normativa vigente y las necesidades operativas del Mercado Mayorista, cuando, a través de *Pruebas de verificación* (a discutirse en la sección correspondiente de este documento) se demuestre que la UTR del Participante transmite las señales acordadas dentro de la precisión operativa establecida y con la periodicidad adecuada.

A.2.2.5.2. Actividad #2: Obtención de información específica sobre protocolos de comunicación, mapeo de señales y sistemas de comunicación.

A.2.2.5.2.1. Objetivo general

Proporcionar al AMM las características generales y específicas del protocolo de comunicación (DNP3.0 o ICCC, según sea el caso) empleado por el Participante para transmitir su telemetría al AMM, así como del enlace de comunicaciones a emplear para el efecto, de manera que sea posible determinar la compatibilidad con el Sitr y permitir la configuración del mismo para aceptar la telemetría del Participante.

A.2.2.5.2.2. Objetivos específicos

1. Proporcionar al AMM el perfil del protocolo de comunicaciones empleado por el Participante para remitir su telemetría al Sitr (DNP3, en caso de comunicación directa entre UTR y Sitr, o ICCC en caso de comunicación mediada entre centros de control).
2. Proporcionar información sobre el mapeo de la lista de señales. (En el caso del uso de un enlace ICCC únicamente el listado de señales)
3. Proporcionar curvas características de las señales, en el caso del uso de DNP3.0.
4. Determinar compatibilidad del perfil de DNP3.0 ó ICCC con el Sitr.
5. Proporcionar información sobre el enlace de comunicaciones a emplear entre la UTR y el Sitr.

A.2.2.5.2.3. Participantes

PRTC, PRTC-UTR, PRTC-COM, AMM-Sitr-IT, AMM-Sitr-ADM, AMM-Sitr-COMPE.

A.2.2.5.2.4. Resultado

Al concluir esta actividad el AMM tendrá suficiente información para proceder con la configuración del Sitr para recibir y desplegar la telemetría del Participante, así como para determinar si la conexión con el Participante es viable, basada en la compatibilidad de los perfiles proporcionados y el Sitr.

A.2.2.5.2.5. Pasos

1. Presentación de información específica de la UTR o Servidor de ICCC.

El Participante entregará al AMM la *Carta de presentación de información específica sobre protocolos, mapeo de señales y sistemas de comunicaciones* según el formato de la misma proporcionado por el AMM. Adjunto a dicha carta presentará información de acuerdo al tipo de conexión.

a. Para el caso de conexión directa entre UTR y el Sitr.

El Participante adjuntará a la *Carta de presentación de información específica de UTR* lo siguiente:

- (1) Datos técnicos de la UTR
- (2) Perfil de DNP3.0 de la UTR.
- (3) Mapeo de señales de la UTR según formato establecido por el AMM.
- (4) Curvas características.
- (5) Información del enlace y proveedor de servicio de comunicaciones seleccionado. La misma deberá contener los distintos tramos en que pudiera segmentarse el enlace de comunicaciones y el medio empleado en cada tramo (fibra óptica, microondas, cable, enlace satelital, etc.) así como los elementos principales de equipamiento que posibilita la comunicación (routers, SCADA, repetidoras, switch, etc.).

b. Para el caso de conexión a través de protocolo ICCC.

El Participante adjuntará a la *Carta de presentación de información específica de UTR* lo siguiente:

- (1) Perfil de ICCC.
- (2) Características Generales del servidor.
- (3) Información del enlace y proveedor de servicio de comunicaciones seleccionado. La misma deberá contener los distintos tramos en que pudiera segmentarse el enlace de comunicaciones y el medio empleado en cada tramo (fibra óptica, microondas, cable, enlace satelital, etc.) así como los elementos principales de equipamiento que posibilita la comunicación (routers, SCADA, repetidoras, switch, etc.).

2. El AMM revisará dicha información para:

- a. Establecer concordancia con el diagrama unifilar simplificado y lista de señales aprobados.
- b. Verificar la coherencia y completitud de la información presentada.
- c. Señalar posibles problemas de compatibilidad del perfil presentado.

3. El AMM responderá por medio de una *Carta de recepción de información específica sobre protocolos, mapeo de señales y sistema de comunicaciones* (según formato establecido por el AMM) y en caso de ser necesario hará llegar las observaciones

que crea conveniente al Agente o Participante a través de una *Carta de observaciones a información específica sobre protocolos, mapeo de señales y sistema de comunicaciones* (según formato establecido por el AMM)

4. El Participante deberá atender las observaciones (de existir) del AMM y entregar de nuevo la información según se requiera, a través de una *Carta de atención a observaciones en información específica de UTR* estructurada según formato establecido por el AMM.

5. Toda la información y notas se incorporarán al expediente del Participante.

Todas las señales a reportar por el Participante deberán tener habilitados los respectivos códigos de calidad o banderas y estar descritos en 16 bits para el caso del uso de DNP3.0, con lo cual se pretende alcanzar una resolución de centésimas de unidad. Lo anterior deberá ser tomado en cuenta en la configuración de los valores máximos y mínimos de los valores crudos o cuentas a reportar para cada señal analógica y su correspondiente valor de ingeniería.

Cuando el Participante haya proporcionado a satisfacción del AMM, la información requerida y no exista causa para sospechar que el perfil de DNP3.0 de la UTR o el perfil de protocolo ICCC del Servidor de ICCC de la central o centro de control sea incompatible con el Sitr, se procederá con la actividad de *Configuración de subestación en el Sitr*.

A.2.2.5.3. Actividad #3: Configuración del Sitr

A.2.2.5.3.1. Objetivo general

Configurar al Sitr para recibir y desplegar la telemetría de las instalaciones operativas del Participante.

A.2.2.5.3.2. Objetivos específicos

1. Dibujar diagrama unifilar simplificado en el Sitr.
2. Definir las TA que correspondan.
3. Definir alarmas.
4. Definir tabla bilateral (ICCP).

A.2.2.5.3.3. Participantes

AMM-Sitr-IT, AMM-Sitr-ADM, AMM-COMPE.

A.2.2.5.3.4. Resultado

El Sitr estará listo para recibir la telemetría de la subestación.

A.2.2.5.3.5. Pasos

1. **Solicitud de configuración.** Se solicita a la Administración del Sitr que se configure en el SCADA el diagrama unifilar y las TA (Direcciones Tecnológicas del Sitr) necesarias para recibir la telemetría del Agente. (AMM-Sitr-IT).

2. **Configuración.** La Administración del Sitr procede a:

- a. Dibujar diagrama unifilar. (AMM-Sitr-PRG.)
- b. Configurar las TA. (AMM-Sitr-PRG.)
- c. Integrar las TA en sistema histórico. (AMM-Sitr-PRG.)
- d. Seleccionar y configurar puerto de entrada. (AMM-Sitr-ADM.)
- e. Establecer Tabla Bilateral (sólo si el enlace es vía ICCC). (AMM-Sitr-ADM.)
- f. Documentar las acciones tomadas, en el expediente del Participante. (AMM-Sitr-ADM.)
- g. Solicitar a AMM-COMPE pruebas de la subestación mediante simulador. (AMM-Sitr-ADM.)

La Administración del Sitr tendrá 10 días hábiles para realizar la configuración necesaria.

3. **Pruebas con simulador.** El Departamento de comunicaciones (AMM-COMPE), a solicitud de la Administración del Sitr, procederá a:

- a. Configurar simulador de acuerdo con la dirección asignada a la UTR, el tipo de interrogación, el número de señales, etc. (AMM-COMPE.)
- b. Conectar el simulador al puerto asignado al UTR en el TCI. (AMM-COMPE.)
- c. Verificar, con AMM-Sitr-ADM, la recepción de telemetría simulada. (AMM-COMPE.)

4. Notificaciones.

a. El Departamento de comunicaciones notifica a la Administración del Sitr la compleción de las pruebas con simulador y sus resultados. (AMM-COMPE.)

b. La Administración del Sitr notifica al Ingeniero de Tecnología que el Sitr está preparado para la recepción de la telemetría del Participante, o de acciones remediales que se deben tomar en caso de que las pruebas con simulador no hubiesen sido exitosas, así como del tiempo estimado para

solucionar cualquier problema que impidiera la compleción exitosa de las pruebas.

c. Al concluirse exitosamente las pruebas con simulador, el Ingeniero de Tecnología notifica al Participante que su UTR está configurada en el sistema y, por lo tanto, el AMM está en condiciones de proceder con las pruebas de comunicación, a lo que se procederá después de que el Agente informe estar en disponibilidad de efectuar las mismas. Para esto se utilizará el modelo de *Carta de notificación de configuración en el SITR* (según formato establecido por el AMM).

d. Actualizar el expediente del Participante. (AMM-SITR-IT.)

A.2.2.5.4. Actividad #4: Canal de comunicaciones

A.2.2.5.4.1. Objetivo específico

Establecer un canal de comunicaciones entre las instalaciones del Participante y el AMM.

A.2.2.5.4.2. Participantes

PRTC, PRTC-COM, AMM-SITR-IT, AMM-COMPE.

A.2.2.5.4.3. Pasos

1. En caso que el PRTC-COM requiera la instalación de algún equipo dentro de las instalaciones del AMM, el PRTC deberá informarlo a AMM-SITR-IT, por medio de una *Carta de solicitud de instalación de equipo de comunicación*.
2. El AMM-SITR-IT informará a AMM-COMPE sobre dicha solicitud.
3. AMM-COMPE determinará la factibilidad de dicha solicitud y, en caso positivo, continuará con los pasos subsecuentes.
4. AMM-COMPE coordinará la instalación del equipo requerido por PRTC-COM, e informará a AMM-SITR-IT sobre la fecha disponible para la realización de los trabajos. El plazo para la coordinación de la instalación estará entre 2 y 5 días.
5. AMM-COMPE identificará sobre la necesidad de respaldo de energía para el equipo a instalar.
6. AMM-SITR-IT notificará a PRTC sobre la fecha y hora prevista para realizar los trabajos de instalación, por medio de la *Carta de programación de instalación de equipo de comunicación* en la cual también se indican los requerimientos técnicos para la misma.
7. El PRTC coordinará con PRTC-COM la instalación del equipo en la fecha indicada.
8. AMM-COMPE verificará la correcta instalación del equipo.

A.2.2.5.4.4. Resultados

El equipo requerido por PRTC-COM para el establecimiento del canal de comunicaciones queda conectado e instalado adecuadamente dentro de las instalaciones del AMM.

A.2.2.5.5. Actividad #5: Pruebas de comunicación básica

A.2.2.5.5.1. Objetivo general

Comprobar la comunicación entre las instalaciones del Participante y el AMM.

A.2.2.5.5.2. Objetivos específicos

1. Verificar conectividad básica entre las instalaciones del Participante y el AMM.
2. Verificar el transporte de información a través del canal de comunicación por medio de la simulación de equipo terminal (UTR o Centro de Control Subordinado) y UTM (Unidad Terminal Maestra) en ambos extremos del canal.

A.2.2.5.5.3. Participantes

PRTC, PRTC-COM, AMM-COMPE, AMM-SITR, AMM-SITR-IT.

A.2.2.5.5.4. Requisitos

1. Cableados de comunicaciones, tanto en las instalaciones del Participante, como en el CDC, completos.
2. Canal de comunicaciones listo.
3. Disponibilidad de personal técnico adecuado en las instalaciones del Participante.
4. Protocolo de pruebas redactado por el AMM y acordado con el Participante.
5. Simulador con capacidad para ser configurado como UTR o centro de control subordinado.
6. Simulador con capacidad para ser configurado como UTM.
7. Disponibilidad de puerto en SITR.

A.2.2.5.5.5. Pasos

1. El Participante informará al Ingeniero de tecnología del AMM (AMM-SITR-IT) si el proveedor del canal de comunicaciones necesitara instalar equipo en las instalaciones

del AMM, para lo cual se deberá solicitar permiso a COMPE para que coordine las acciones necesarias para su instalación.

2. El Agente o Participante solicitará a AMM-SITR-IT una fecha para realizar las pruebas de enlace por medio de una *Carta de Solicitud de pruebas de enlace* (según formato provisto por el AMM).

3. El AMM-SITR-IT notificará por medio de una *Carta de notificación de fecha para pruebas de enlace* (según formato establecido por el AMM) al Agente o Participante sobre una fecha para realizar las pruebas de enlace, que no podrá ser más pronto que 3 días hábiles después de la solicitud, ni mayor a 5 días hábiles.

4. Un día antes de las pruebas se confirmará la disponibilidad del personal en fecha y hora indicada.

5. El día acordado se elabora una prueba de comunicación por el enlace utilizando el programa de hyperterminal de Windows, una configuración de ejemplo podría ser la siguiente:

- Una velocidad de 9600.
- Ocho bits de datos.
- Ninguna paridad.
- Un bit de parada.
- No hay control de flujo.

6. Se elabora una prueba entre el simulador de COMPE y el simulador del Agente. Se pregunta por link status, reset link, datos analógicos, datos digitales y la clase cero.

7. Se elabora una prueba entre el simulador de COMPE y la UTR del agente. Se pregunta por link status, reset link, datos analógicos, datos digitales y la clase cero. En caso de problemas PRTC-UTR debe verificar cableado, programación de UTR y programación de puerto.

8. Se elabora una prueba de comunicación entre el SCADA y el simulador del Agente o Participante.

9. COMPE informar al Agente o Participante y al AMM-SITR-IT el resultado de las pruebas.

10. Posteriormente AMM-SITR-IT enviará una *Carta de verificación de enlace* (según formato establecido por el AMM) al Agente o Participante confirmando dichos resultados.

A.2.2.5.5.6. Resultados

Al finalizar las pruebas de enlace, se podrá establecer si el canal es apto para el transporte de información desde las instalaciones operativas del Agente o Participante hasta el SITR.

A.2.2.5.5.7. Variaciones

Si no es posible realizar la comunicación se procederá a reprogramar la fecha para repetir estas pruebas.

A.2.2.5.5.8. Responsabilidad sobre entrega

El agente asume la responsabilidad de asegurarse que su señal llegue al AMM de forma permanente, así como garantiza la calidad de la misma.

A.2.2.5.6. Actividad #6: Pruebas punto a punto

A.2.2.5.6.1. Descripción general de las pruebas de comunicación

A.2.2.5.6.1.1. Pruebas de comunicación para Participantes Productores

En el caso de Participantes Productores (Generadores), las Pruebas de comunicación se realizan antes de las Pruebas de puesta en operación de la central generadora. Las Pruebas de puesta en operación de la central generadora son pruebas a realizarse antes de la Prueba de potencia máxima, que son propuestas por el Participante Productor al AMM a través de un protocolo apropiado. La compleción satisfactoria de las Pruebas de puesta en operación y de la Prueba de potencia máxima faculta al Participante Productor a operar normalmente en el Mercado Mayorista. Las Pruebas de puesta en operación y la Prueba de potencia máxima no son parte de la integración de la telemetría de las instalaciones del Agente al CDC. Sin embargo, las Pruebas de comunicación son uno de los requisitos para que el Participante pueda proceder con esas pruebas.

La Prueba de potencia máxima se relaciona con la integración de la telemetría de las instalaciones del Agente o Participante sólo en el sentido de que, al realizarse la Prueba de potencia máxima, también se realizan las Pruebas de verificación que se describen más adelante en este procedimiento. La razón de esto es que al realizarse la Prueba de potencia máxima se ejercitan las unidades generadoras en todo su rango

de operación y por lo tanto es posible verificar y corregir los valores reportados por la UTR para que coincidan con los reales.

Las *Pruebas de comunicación*, por lo tanto, se hacen con unidades generadoras fuera de línea, por lo que el Participante debe ser capaz de simular (con el equipo para estímulo apropiado) las diversas señales que ingresan a su UTR.

A.2.2.5.6.1.2. Pruebas de comunicación para otros Participantes

En el caso de Participantes no productores que estén obligados a la entrega de telemetría al CDC del AMM (*Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte*), las pruebas de comunicación deben haberse completado antes de la conexión y energización de las instalaciones del Participante.

A.2.2.5.6.2. Pruebas punto a punto empleando protocolo DNP3

A.2.2.5.6.2.1. Objetivo

Asegurar que las direcciones DNP3 dentro de la UTR hayan sido relacionadas al elemento correcto de la subestación y al diagrama unifilar del SCADA.

A.2.2.5.6.2.2. Objetivos específicos

1. Verificar las protecciones y sistema de respaldo de energía para el equipo asociado a la recolección y transmisión de telemetría.
2. Verificar el mapeo de señales, alarmas, rangos de señales y periodicidad de reporte.
3. Verificar la capacidad de la UTR de reportar Secuencia de Eventos.
4. Sincronización de la referencia de tiempo de la UTR con el SITR.

A.2.2.5.6.2.3. Participantes

SITR, COMPE, CDC, PRTC-UTR.

A.2.2.5.6.2.4. Requisitos

El canal de comunicaciones debe de haber pasado satisfactoriamente las pruebas de comunicación básica.

Debe tenerse el listado de señales digitales y analógicas aprobadas, con la asignación de su dirección DNP3 y sus curvas características.

A.2.2.5.6.2.5. Pasos

1. El Agente o Participante instalará la UTR y configurará la misma para la adecuada transmisión de la telemetría, según el diagrama unifilar y listado de señales acordado.
2. El Agente o Participante hace la solicitud de la programación de pruebas punto a punto, por medio de una Carta de solicitud de pruebas punto a punto (según formato provisto por el AMM).
3. El Agente o Participante coordinará las maniobras necesarias para la verificación de la telemetría, incluyendo los permisos correspondientes sobre equipo ya en funcionamiento y energizado. Si por algún motivo no puede elaborar la maniobra en el campo para probar el estado de un interruptor o seccionador, deberá informarlo durante las pruebas y simular el cambio de estado.
4. El AMM-SITR-IT indicará la fecha de realización de las pruebas punto a punto, según su disponibilidad e informará al Agente o Participante por medio de una *Carta de programación de pruebas punto a punto* (según formato establecido por el AMM). Las pruebas se programarán no antes de 3 días hábiles y con un máximo de 10 días hábiles después de haber recibido la solicitud por parte del Agente.
5. El SITR seleccionará la fecha para elaborar las pruebas según su disponibilidad e informará al agente.
6. Un día antes de las pruebas el Agente confirmará vía telefónica la disponibilidad del personal adecuado para la realización de las pruebas.
7. Personal del AMM será transportado hasta las instalaciones del Agente o Propietario para participar en las pruebas. El personal del AMM verificará el estado del sistema de respaldo de energía para la UTR.
8. El día de la prueba, el Participante informará al SITR que las pruebas pueden iniciarse. Las pruebas se llevarán a cabo a menos que el agente o el CDC considere que se pone en peligro la operación del SNI o la seguridad de la subestación.

9. El Agente o Participante sincronizará la referencia de tiempo del equipo de comunicación con la hora oficial del CDC.

10. El SITR, con apoyo del CDC, solicitará al agente que elabore cambios de estado en los valores digitales y se realicen variaciones observables en los valores analógicos. El agente informará cuando la maniobra haya terminado y dirá al SITR el valor que debería de leer. Si el valor es el correcto se dará como BUENO la prueba de dicho punto, se regresará su valor normal de operación y se procederá con otro punto. Si el valor no es el correcto, se indica al agente que la prueba del punto es NO APROBADO. El agente determinará si los cambios se pueden hacer en el momento o si necesita solicitar otra prueba punto a punto. La prueba se realiza con todos los puntos y se dirá que la subestación se encuentra en OBSERVACIÓN cuando todos los puntos de la lista estén calificados como BUENO.

11. El Agente estimulará apropiadamente un subgrupo de señales digitales reportadas por la UTR para simular su apertura y cierre, con el fin de verificar la capacidad de envío del reporte Secuencia de Eventos.

El SITR informa al agente por medio de la *Carta de Conexión* (según formato establecido por el AMM), al CDC y a la COTR que la subestación del agente se encuentra en OBSERVACIÓN.

A.2.2.5.6.2.6. Resultados

El AMM-SITR recibe las señales de la UTR del Participante.

Se informa a PRTC que ya se puede recibir señal desde la UTR al SITR mediante la *Carta de conexión*, según formato establecido por el AMM.

La única diferencia entre este estado y la eventual operación normal de la UTR es que los valores transmitidos por la UTR no son necesariamente exactos, ya que los mismos pueden provenir de estímulos apropiados.

A.2.2.5.6.3. Pruebas punto a punto entre centros de control usando ICCP

A.2.2.5.6.3.1. Objetivo

Comprobar la correcta correspondencia entre puntos definidos en un enlace de ICCP desde un centro de control a otro.

A.2.2.5.6.3.2. Alcance del procedimiento

Este procedimiento describe los preparativos para la realización de pruebas punto a punto entre centros de control conectados vía ICCP, así como la metodología y conducción de las pruebas.

A.2.2.5.6.3.3. Requisitos

Al momento de realizar estas pruebas ya debió haberse establecido exitosamente un enlace ICCP y ya deben intercambiarse los datos previamente requeridos por el AMM y acordados entre las partes.

A.2.2.5.6.3.4. Participantes

Este tipo de pruebas involucra a dos participantes: el centro de control del Agente o Participante (PRTC-CCR, o CCR) y el centro de control del AMM (AMM-CDC, o CDC).

A.2.2.5.6.3.5. Preparativos

1. El Agente informará al AMM de la lista de puntos mapeados en el CCR en correspondencia con el nombre universal utilizado en las tablas bilaterales acordadas. Esta información se proporcionará en una hoja electrónica (.xls).

- a. El Agente informará al AMM de los números de teléfono y persona responsable de las pruebas en el CCR.
- b. El Agente informará a su personal operativo en el CCR de la realización de las pruebas.
- c. El AMM informará al Agente el número de teléfono y persona responsable en el SITR de la conducción de las pruebas.

A.2.2.5.6.3.6. Pasos

1. En el día y hora acordados para la prueba, el responsable del SITR establecerá comunicación telefónica con el responsable del CCR.
2. El responsable del SITR procederá a confirmar lo siguiente:
 - a. El SITR se encuentra en operación normal.

- b. El CDC del AMM se encuentra en operación normal.
- c. Hay disponibilidad en el Sitr de personal para realizar las pruebas.
- d. El sistema del CCR se encuentra en operación normal.
- e. El CCR no está atendiendo emergencia o realizando maniobras urgentes no programadas.
- f. Hay disponibilidad en el CCR de personal para realizar las pruebas.
- g. Tanto en el CCR como en el Sitr están disponibles los listados de puntos de ICCP a ser probados, en el orden en que serán probados.
3. Si el responsable del Sitr determina que **no hay impedimento** para realizar las pruebas, declarará el inicio de las mismas.
4. Si el responsable del Sitr determina que hay impedimento para realizar las pruebas tomará las siguientes acciones:
 - a. Si el impedimento es corregible, se fijará un tiempo prudencial para su corrección y se reiniciará este procedimiento desde el paso (2) en la hora fijada.
 - b. Si el impedimento no es corregible, se acordará con el CCR una nueva fecha para el inicio de las pruebas, abortándose este procedimiento.
5. Por cada punto del listado de puntos:
 - a. Se determinará si hay puntos en la lista de "Puntos a corregir" que deban ser probados y se incorporarán éstos a la lista de puntos bajo prueba del día.
 - b. El Sitr indicará el punto bajo prueba.
 - c. El Sitr solicitará una acción simulada al CCR:
 1. El Sitr solicitará colocar el interruptor fuera de operación.
 2. El CCR colocará el interruptor fuera de servicio y notificará al Sitr.
 3. El Sitr solicitará que se abra el interruptor (sin efecto en el campo al estar el mismo fuera de operación).
 4. El CCR realizará la acción y notificará al Sitr.
 5. El Sitr solicitará que se cierre el interruptor (sin efecto en el campo al estar el mismo fuera de operación).
 6. El CCR realizará la acción y notificará al Sitr.
 7. El Sitr solicitará que se coloque el interruptor en su estado normal.

A.2.2.5.6.3.7. Resultados

El PRT obtiene la Carta de conexión al Sitr de sus instalaciones operativas.

A.2.2.5.6.4. Pruebas punto a punto entre UTR y SCADA por medio de ICCP

A.2.2.5.6.4.1. Objetivo

Comprobar la correcta correspondencia entre puntos definidos en un enlace de ICCP desde la fuente de información (una subestación eléctrica) y el centro de control del AMM.

A.2.2.5.6.4.2. Alcance del procedimiento

Este procedimiento describe los preparativos para la realización de pruebas de puntos transferidos al AMM vía ICCP desde las subestaciones que generan la información, así como la metodología y conducción de las pruebas.

A.2.2.5.6.4.3. Requisitos

Al momento de realizar estas pruebas ya debió haberse superado con éxito las pruebas punto a punto entre centros de control descritas en la sección 5.6.3.

A.2.2.5.6.4.4. Participantes

PRTC, PRTC-UTR, AMM-Sitr-IT, AMM-COMPE

A.2.2.5.6.4.5. Preparativos

1. El PRTC solicitará las pruebas por medio la *Carta de solicitud de pruebas punto a punto* (según formato 3.17) e indicará el número de teléfono y persona responsable de ejecutar las pruebas en la PRTC-SBP.
2. El PRTC informará al AMM-Sitr-IT de los números de teléfono y persona responsable en el PRTC-CCR para asistir en las pruebas.
3. El PRTC informará a su personal operativo en el PRTC-CCR de la realización de las pruebas.
4. El PRTC se asegurará que el personal de campo tenga todos los medios (herramientas, instrumentos de medición, etc.) necesarios para efectuar las pruebas.
5. El AMM-Sitr-IT informará al PRTC sobre la fecha y hora de inicio de pruebas, por medio de una *Carta de programación de pruebas de punto a punto* (según formato 7.18), así como el número de teléfono y persona responsable en el Sitr de la conducción de las pruebas. El plazo para la realización de las pruebas estará entre 2 a 5 días luego de la recepción de la solicitud.

A.2.2.5.6.4.6. Pasos

1. En el día y hora acordados para la prueba, el responsable en las instalaciones del Participante (PRTC-SBP) establecerá comunicación telefónica con el responsable del Sitr para informar que está en las instalaciones del Participante y en condiciones de comenzar la misma.
2. El responsable del Sitr establecerá una conferencia tripartita (PRTC-SBP, PRTC-CCR y Sitr) y procederá a confirmar lo siguiente:
 - a. El Sitr se encuentra en operación normal.
 - b. El CDC del AMM se encuentra en operación normal.
 - c. Hay disponibilidad en el Sitr de personal para realizar las pruebas.
 - d. El sistema del CCR se encuentra en operación normal.
 - e. El CCR no está atendiendo emergencia o realizando maniobras urgentes no programadas.
 - f. Hay disponibilidad en el CCR de personal para asistir en las pruebas.
 - g. Las instalaciones del Participante operan normalmente y no hay maniobras que puedan interrumpir las pruebas.
 - h. Hay disponibilidad en las instalaciones del Participante de personal para ejecutar las pruebas.
 - i. Tanto en el PRTC-CCR, la PRTC-SBP y en el Sitr están disponibles los listados de puntos de ICCP a ser probados.
3. Si el responsable del Sitr determina que **no hay impedimento** para realizar las pruebas, declarará el inicio de las mismas.
4. Si el responsable del Sitr determina que hay impedimento para realizar las pruebas tomará las siguientes acciones:
 - a. Si el impedimento es corregible, se fijará un tiempo prudencial para su corrección y se reiniciará este procedimiento desde el paso (2) en la hora fijada.
 - b. Si el impedimento no es corregible, se acordará con el CCR una nueva fecha para el inicio de las pruebas, abortándose este procedimiento.

5. El orden en que serán probados los puntos del listado será determinado por el responsable en la PRTC-SBP de acuerdo con la disposición física de los elementos bajo prueba, consideraciones de seguridad y maximizando la eficiencia con la que se realicen las pruebas.

6. Por cada punto del listado de puntos:

- a. El PRTC-SBP indicará el punto a probar y acción a ejecutar (lectura de voltaje, lectura de corriente, lectura de potencia, o cambio de estado de interruptor). El PRTC-CCR confirmará punto a probar y acción.
- b. El Sitr confirmará punto a probar y acción (se hará cualquier aclaración que sea necesaria para que las tres partes tengan conocimiento completo de la acción a ejecutar y los resultados que se esperan).
- c. El Sitr dará la orden de ejecutar la acción.
- d. El PRTC-SBP ejecutará la acción e informará a las otras dos partes.
- e. El PRTC-CCR confirmará recepción de telemetría.
- f. El Sitr confirmará recepción de telemetría y hará las anotaciones que correspondan en la bitácora de pruebas.
- g. El Sitr solicitará al PRTC-SBP retorno a estado normal (sólo en caso de medidas digitales).
- h. El PRTC-SBP ejecutará el retorno a estado normal (solo en caso de medidas digitales).
- i. El PRTC-CCR confirmará retorno a estado normal (sólo en caso de medidas digitales).
- j. El Sitr confirmará retorno a estado normal.
- k. Si no hay incidentes o condiciones que requieran la interrupción de la prueba, el Sitr autorizará continuar con el siguiente punto.

7. Al agotarse los puntos bajo prueba, el Sitr declarará las pruebas punto a punto entre PRTC-SBP y Sitr finalizadas para esas instalaciones operativas particulares.

A.2.2.5.6.4.7. Resultados

El PRT obtiene la Carta de conexión al Sitr de su UTR.

A.2.2.5.6.4.8. Notas adicionales

El Sitr llevará la bitácora de pruebas y elaborará la lista de puntos a corregir que transmitirá al PRTC-CCR para su atención y corrección.

Después de completadas las pruebas en todas las instalaciones seleccionadas, el AMM elaborará el informe respectivo y enviará al Agente la notificación oficial de la compleción de las mismas, así como la lista de observaciones que corresponda y el plazo para subsanarlas (si corresponde).

A.2.2.5.7. Actividad #7: Prueba de Verificación

A.2.2.5.7.1. Objetivo

Asegurar que la calidad de la señal de la subestación es la necesaria para la supervisión de las instalaciones operativas por el CDC.

A.2.2.5.7.2. Participantes

AMM-CDC, AMM-COTR, AMM-SITR-IT, AMM-COMPE, PRTC-UTR

A.2.2.5.7.3. Requisitos

El procedimiento de integración de UTR debe estar en OBSERVACIÓN

A.2.2.5.7.4. Pasos

1. Durante la Prueba de Potencia Máxima se compara la señalización reportada por la UTR del Agente y lo observado en planta por el personal de operación. Esta diferencia no debe exceder de +/- 5 % para los valores de Potencia Real, Potencia Reactiva, Voltaje y Corriente, y +/- 2 % para Frecuencia.
2. El AMM-CDC observa por un periodo de una semana las señales análogas y digitales en el sistema SCADA.
3. Si encuentra un error en el diagrama se informará al AMM-SITR-IT para que evalúe el problema y coordine los trabajos necesarios para arreglarlo.
4. Después de una semana, el AMM-CDC procederá a informar al AMM-SITR-IT y al AMM-COTR que las señales son correctas.
5. El AMM-SITR-IT mandará una *Carta de Integración* (según formato establecido por el AMM) al agente indicando que su UTR está completamente integrada al SCADA.

A.2.2.5.7.5. Resultados

El PRTC obtiene la *Carta de Integración al SITR* donde que indica que su UTR está completamente integrada.

A.2.2.5.8. Integración de modificaciones a instalaciones operativas (Actividad suplementaria).

En caso de existir modificación a las instalaciones operativas de un Agente (cambios en topología o adición de nuevos generadores) las mismas deberán ser integradas a la UTR correspondiente. Para esto se llevará a cabo la aprobación de unificar y lista de señales operativas, así como las pruebas de punto a punto y verificación que correspondan.

A.2.2.5.9. Mantenimiento a equipos de comunicación y UTR (Actividad suplementaria).

En caso de existir la necesidad por parte del PRTC de suspender el envío de información de la UTR para realizar mantenimientos al equipo de comunicación, enlace o la misma UTR, los mismos deberán ser coordinados previamente con el AMM.

Para esto el Agente enviara una *Carta de solicitud de mantenimiento de equipo de comunicación* (según formato provisto por el AMM), en la que se especificará la fecha, hora, equipo bajo mantenimiento y el objetivo del mismo, con tal de informar al AMM-CDC de dichos trabajos y que el AMM programe las acciones necesarias para cumplir con sus funciones de coordinación de la operación en tiempo real del SNI.

A.2.2.5.9.1. Objetivo

Coordinar las salidas a mantenimiento del equipo de comunicación del Agente, y que tendrá como consecuencia la suspensión temporal del envío de telemetría desde la UTR al SITR del AMM.

A.2.2.5.9.2. Pasos

1. El Agente hará la solicitud por medio de una *Carta de solicitud de mantenimiento de equipo de comunicación* (según formato establecido por el AMM), completando los datos ahí requeridos.
2. El AMM-SITR-IT responderá al Agente sobre dicha solicitud, por medio de una *Carta de programación de mantenimiento de equipo de comunicación* (según formato establecido por el AMM).
3. De ser positiva la autorización el Agente confirmará vía telefónica y una hora antes al AMM-CDC la realización de dicho mantenimiento en la fecha y hora indicada en la solicitud.
4. Luego de haber sido realizado el mantenimiento, el Agente confirmará vía telefónica la normalización de la comunicación con la UTR, al AMM-CDC.

A.2.2.6. INFORMACIÓN DE REFERENCIA

Este artículo proporciona información de referencia para el Participante. No introduce ninguna actividad específica que debe cumplirse, ni modifica las actividades ya expuestas en este procedimiento.

A.2.2.6.1. Introducción

La integración de la telemetría de las instalaciones operativas de un Participante implica la toma de decisiones sobre:

1. Señales que serán medidas.
2. Equipo de medición a emplear.
3. Canal de comunicaciones entre UTR y AMM a establecer.

Esta sección proporciona información, guía y criterios que pueden ser útiles para tomar decisiones relacionadas con los aspectos mencionados y, de esta manera, hacer más expedito el proceso de integración de telemetría.

A.2.2.6.2. Señales y diagrama unifilar

La telemetría requerida por el AMM es la mínima necesaria para que el CDC pueda realizar una coordinación efectiva de la operación en tiempo real. La información recibida por el CDC específicamente sirve para:

- a) Proveer al CDC un cuadro actualizado del estado del SNI y las centrales y subestaciones que lo integran, mediante el cual puedan tomarse decisiones operativas adecuadas a las condiciones imperantes.
- b) Permitir al AMM observar y evaluar el desempeño de las instalaciones de Participantes Productores y Consumidores en lo que se refiere a sus obligaciones operativas.
- c) Proporcionar al AMM información suficiente la reconstrucción de eventos en el SNI.
- d) Dotar al AMM de un mecanismo de verificación y respaldo de información en lo que se refiere generación y consumo dentro del Mercado Mayorista, acatamiento de órdenes operativas y determinación de topología efectiva de la red en cada momento.

En general, la información de telemetría suministrada por los Participantes puede ser empleada por el AMM en cualquier aspecto de la operación del sistema eléctrico o del Mercado Mayorista en la que pueda ser relevante o necesaria. De ahí la necesidad de que la misma sea confiable y esté disponible en todo momento. La responsabilidad por que así sea recae en el Participante.

El primer paso en la integración de la telemetría de un Participante es la determinación de las señales que éste debe proveer. Esto se lleva a cabo de manera iterativa con el AMM siguiendo el esquema siguiente:

1. El Participante hace una propuesta al AMM de sus señales y del diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones. Al hacerlo, acompaña esta propuesta del diagrama unifilar detallado de sus instalaciones.
2. Con la información recibida, el AMM procede a verificar la completitud de las señales propuestas (i.e., que las mismas constituyen el subconjunto mínimo de señales necesarias para coordinar las instalaciones del Participante en la operación en tiempo real) y la adecuación del diagrama unifilar simplificado (comparándolo contra el diagrama unifilar detallado y comprobando que la versión simplificada captura los elementos esenciales de éste).
3. El AMM hace al Participante las observaciones pertinentes.
4. El Participante acata las observaciones del AMM y remite la información corregida al AMM para su aprobación.
5. Una vez atendidas, a satisfacción del AMM, las observaciones indicadas en el punto (3), el AMM procede con la aprobación del conjunto de señales y diagrama unifilar simplificado.

A.2.2.6.2.1. Criterios generales en la selección de señales

La selección de señales se basa en la NCO2 secciones 2.6, 2.7 y anexo 2.1. En general, el conjunto de señales requeridos por el AMM depende del tipo de Participante (Generador o Gran Usuario) y de los servicios que éste ofrezca (RRO o Demanda Interrumpible) y será siempre el mínimo número de señales y alarmas posibles, sin comprometer la capacidad de supervisar adecuadamente las instalaciones del Participante.

A.2.2.6.2.1.1. Generadores

A.2.2.6.2.1.1.6. Unidades generadoras

Por cada unidad generadora, en el extremo de baja tensión, se deben proveer las siguientes señales:

1. Potencia activa.
2. Potencia reactiva.
3. Voltaje.
4. Estado del disyuntor principal.
5. Alarma de protección de grupo generador.

A.2.2.6.2.1.1.7. Campo de alta tensión (líneas de transmisión, transformadores elevadores, transformadores de carga, acoplamientos, etc.)

1. Potencia activa.
2. Potencia reactiva.
3. Corriente.
4. Estado de disyuntores.
5. Estado de seccionadores.
6. Estado de seccionadores de puesta a tierra.
7. Estado de protecciones, de forma agrupada.

A.2.2.6.2.1.1.8. Derivaciones para servicios auxiliares y consumos propios

1. Potencia activa.
2. Corriente.
3. Estado de interruptores y disyuntores asociados.

A.2.2.6.2.1.1.9. Barras de alta tensión

1. Voltaje.
2. Frecuencia.

A.2.2.6.2.1.1.10. Interruptores de conexión de barras de generación a transformadores elevadores

1. Alarma de protección por baja frecuencia.
2. Alarma de protección por alta frecuencia.
3. Alarma de protección por bajo voltaje.
4. Alarma de protección por alto voltaje.

A.2.2.6.2.1.1.11. Casos particulares

El AMM podrá prescindir de ciertas señales y alarmas, o de requerir otras basado en las necesidades operativas del CDC y la topología particular de las instalaciones del Participante.

A.2.2.6.2.1.1.12. Unidades que presten el servicio de RRO

Adicionalmente, unidades que presenten el servicio de RRO deben ser capaces de admitir consignas de generación de manera automática, compatible con las emitidas por el programa de AGC del SISTR del AMM.

A.2.2.6.2.1.2. Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios deberán suministrar la siguiente telemetría.

1. Estado de interruptores y disyuntores mediante los cuales se realiza la conexión a la línea de transporte.
2. Estado de seccionadores de puesta a tierra.
3. Potencia activa y reactiva demandada por el Gran Usuario.
4. Voltaje, frecuencia y corriente en el punto de conexión con la línea de transporte.

A.2.2.6.2.1.2.1. Demanda Interrumpible

Para el caso de Grandes Usuarios que prestan el servicio de *Demanda Interrumpible*, la topología de sus instalaciones deberá claramente permitir la separación de la carga ofrecida en bloques de Demanda Interrumpible de otros consumos del Gran Usuario. Para dichos bloques deberá proveerse la misma telemetría que se indica en la sección anterior.

Adicionalmente, los disyuntores asociados a cargas de Demanda Interrumpible deberán aceptar señales de control del SISTR para la desconexión remota de los mismos.

A.2.2.6.3. El canal de comunicaciones

Entre la UTR y la estación maestra de SCADA debe existir un canal de comunicaciones confiable. La norma NCO 2.6.4 establece que la disponibilidad de información no debe ser menor a 99.5% y esto a su vez requiere que el canal introduzca menos de un bit erróneo por cada 10000 transmitidos (BER < 10⁻⁴).

Los medios físicos de transmisión (el canal de comunicaciones) puede tomar la forma de un enlace a través de línea dedicada, por microonda (tanto terrestre como satelital), por radio, o por fibra óptica. Cualquiera de estos medios tiene potencialmente la capacidad de transmitir la información generada por la UTR. Sin embargo, la señal binaria eléctrica entregada por la UTR a través de su puerto de comunicaciones principal, debe ser modulada para adecuarla al canal escogido. Esto exige que se agregue un módem.

Eligiendo un puerto de comunicaciones RS-232 se tiene la seguridad de que, sea cual sea el medio de comunicaciones escogido al final, hay moduladores adecuados para actuar de interfaz entre el puerto de la UTR y el medio de comunicaciones.

El estándar RS-232 (también EIA/TIA-232) se originó en la década de 1960-69 y ha sido revisada en distintas ocasiones, cada revisión agrega una letra al estándar. Las computadoras personales, por ejemplo, utilizan por lo menos RS-232-C, y la revisión actual va por RS-232-F (aunque formalmente se llama EIA/TIA-232-F). Para los propósitos de la UTR, basta con que la revisión implementada sea igual o mejor que la C.

Las tasas de transferencia de información para las UTRs son relativamente bajas: 600 bps, 1200 bps, 2400 bps, 4800 bps y 9600 bps. Las UTRs deben ser capaces de implementar estas tasas de transferencia.

Físicamente, el estándar RS-232 establece distribuciones de pines para conectores DB-9 y DB-25. Ambos son aceptables.

A.2.2.6.4. Unidad Terminal Remota

La Unidad Terminal Remota (UTR) es de tipo modular, arquitectura distribuida e incluye interfaces para las comunicaciones de red LAN con Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's), consolas de operación local y Estaciones Maestras SCADA por medio de protocolos de comunicación estándar aplicables en la industria. Son de diseño específico para aplicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Internamente la UTR debe hacer uso de un canal de comunicaciones para comunicarse con sus dispositivos asociados. Generalmente se trata de un cableado en hilos de cobre adecuados. Los puertos de la UTR que manejan este medio pueden tomar la forma de puertos RS-485 (optimizados para manejar mayores distancias), redes internas, etc. Este es un aspecto de las UTRs que debe coordinarse entre el comprador y el proveedor considerando el lugar donde operará la UTR, el grado de ruido eléctrico, y otros aspectos.

Los dispositivos internos pueden ser inteligentes y requerirán un protocolo de comunicaciones que puede ser DNP 3.0, pero también podría ser otro adecuado. Se recomienda el uso de protocolos estándar y abiertos, pero la elección del protocolo interno debe acordarse entre el comprador y el proveedor atendiendo los aspectos particulares de la UTR y el equipo a monitorear y controlar.

La UTR posee una serie de puertos (internos a las instalaciones) que se dividen en digitales y analógicos. Los primeros pueden reportar condiciones binarias (estado de un interruptor, por ejemplo) o controlar dispositivos binarios (cerrar o abrir un interruptor capacitado para operación automática). Los segundos generalmente se usan para tomar mediciones operativas y se conectan a dispositivos llamados transductores que registran los voltajes, corrientes, etc. de interés. La precisión de los transductores utilizados en medición operativa es de importancia para el AMM y se especifica en la sección correspondiente, dentro de este documento.

A.2.2.6.4.1. Funciones principales

- Monitoreo y reporte del estado de alarmas e indicaciones de estado.
- Monitoreo y reporte de telemetrías.
- Posibilidad de selección y ejecución de comandos.
- Concentrador de datos de dispositivos Electrónicos Inteligentes.

A.2.2.6.4.2. Condiciones Ambientales

- Rango de Temperatura: Ambiente externo al gabinete de -20 a 70 grados centígrados.
- Rango de Humedad: 5% a 95% sin condensar.
- Capacidad Dieléctrica: Cumple con IEEE/ANSI C37.1 - 1987.
- Protección de transitorios: Cumple con IEEE C37.90.1 - 1989.

A.2.2.6.4.3. Protocolos de comunicación

- Hacia estación maestra: DNP 3.0

A.2.2.6.4.4. Subsistema de control y comunicaciones

- Puertos estándar: Puerto de comunicaciones RS-232 para comunicación hacia la estación maestra.
- Puertos opcionales: Segunda Estación Maestra, 10/100 Base T para red LAN (simple o dual), RS232/485 para red de IED's, UTR, satélite, RS232 para puerto de mantenimiento, impresora local.
- Microprocesador: Con capacidad de procesar las funciones, equipamiento y desempeño descritos en esta especificación.
- Memoria: Capacidad de procesar las funciones, equipamiento y desempeño.
- Alimentación: 125 VDC ó 48 VDC.

A.2.2.6.4.5. Indicadores: Tipo LED para condiciones anormales y operación normal Subsistema de I/O

- Entradas Digitales: Cantidad: Según necesidades de cada Planta y/o subestación. SOE, configurable por software, resolución: +/- 1 mS, indicadores LED para cada punto.
- Entradas Analógicas: Cantidad: Según necesidades de cada Planta y/o subestación, Rango: 0 a +/- 1mA, 0 a +/- 20 mA, Exactitud: 0.2% de la escala total, Resolución 12 bits.
- Posibilidad de tener Salidas Digitales

A.2.2.6.5. Consultas

Consultas relacionadas con el área de comunicación podrán ser atendidas por la Coordinación del Departamento de Comunicaciones del AMM.

A.2.2.7. PLAZO DE CUMPLIMIENTO

Los Agentes o Participantes que vayan a conectarse a las instalaciones de transporte en fecha posterior a la fecha en que cobre vigencia este Procedimiento, deberán cumplir con los requisitos establecidos en el presente Procedimiento. Los Agentes o Participantes que a la fecha en que cobre vigencia el presente Procedimiento ya se encuentren conectados a las instalaciones de transporte, tendrán un plazo de seis meses contados a partir de la fecha en que cobre vigencia este Procedimiento, para cumplir los requisitos establecidos en el presente Procedimiento.

Artículo 18. Se adiciona el Anexo 2.3, con el siguiente contenido:

ANEXO 2.3

INTEGRACIÓN AL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM

A.2.3.1. OBJETIVO.

Definir los pasos que se deben seguir y las condiciones que se deben cumplir para integrar al Participante con instalaciones operativas al Sistema de Voz Operativa del AMM para la coordinación de la operación en tiempo real de las instalaciones del Participante desde el Centro de Despacho de Carga (CDC) del AMM.

A.2.3.2. ALCANCE DEL PROCEDIMIENTO.

Este procedimiento es aplicable a todos los Participantes del Mercado Mayorista con instalaciones operativas que estén conectados al Sistema de Transporte de energía eléctrica y regula lo siguiente:

1. Características del canal de comunicación.
2. Equipamiento.
3. Procedimiento de integración.
4. Operación dentro del Sistema de Voz Operativa del AMM.

Los Participantes sujetos a este procedimiento incluyen: Agentes Generadores, Agentes Transportistas, Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte. En el caso de los Grandes Usuarios, el Administrador del Mercado Mayorista definirá a quienes será necesaria la transmisión de órdenes para la operación en tiempo real y, en consecuencia, éstos serán los obligados a cumplir con este procedimiento. Para esta definición, se incluirá a los Grandes Usuarios con al menos una de las siguientes características:

1. Sus instalaciones operativas estén conectadas en 230 KV ó 138 KV
2. Cuento con instalaciones operativas en voltaje de 69 KV o mayor, en donde sea necesario realizar maniobras para conectar líneas de transmisión o subestaciones a las que se conecte demanda o generación adicional a la del Gran Usuario
3. Su demanda tenga una magnitud o perfil de variación de demanda pueda llevar al uso del 25 % o más de la Reserva Rodante Operativa.

A.2.3.3. DEFINICIONES.

Canal de comunicaciones. Es el conjunto de equipamiento, medios físicos y sistemas de soporte (como fuentes de poder, tanto principal y de respaldo, sistemas de protección, sistemas de seguridad) que son necesarios y se emplean para lograr la comunicación entre el CDC y el Participante.

Compromiso de atención. Es el compromiso que adquiere el Participante de mantener personal operativo en sus instalaciones con la responsabilidad de responder los llamados y atender las órdenes que sean transmitidas por el CDC a través del Sistema de Voz Operativa así como de reportar, a través del mismo medio, cualquier información que tenga incidencia en la operación segura del SNI en tiempo real.

Equipamiento terminal de comunicaciones. Es el equipo en los extremos del enlace de comunicaciones que efectivamente permite que las mismas tengan lugar. Son ejemplo de dicho equipamiento los aparatos de radio, teléfonos, interfaces u otros que se provean para la comunicación.

Instalaciones operativas. Son instalaciones de un Participante del Mercado Mayorista que vinculan a éste con el Sistema de Transporte y poseen, por lo tanto, elementos operables, entre los que se pueden encontrar: interruptores, seccionadores, generadores, transformadores, sistemas de protección, etc. Estos sistemas están sujetos a la coordinación del CDC del AMM.

Probabilidad de bloqueo. En el caso de sistemas de comunicaciones de conmutación, es la probabilidad de que se niegue o vea bloqueado el acceso al medio de comunicación cuando ésta se solicita. En el caso de líneas telefónicas, es la probabilidad de no poder marcar un número telefónico por congestión en la red, falta de cobertura o contingencias. En general es 1 menos la probabilidad de establecer exitosamente la comunicación.

Probabilidad establecimiento exitoso de comunicación. Es la probabilidad de solicitar el establecimiento de una comunicación y que efectivamente las condiciones de equipo, tráfico, cobertura, etc. sean las adecuadas para que la misma se establezca.

Probabilidad de interrupción. Es la probabilidad de que, una vez establecida la comunicación, la misma se vea interrumpida antes de que una de las partes involucradas en la transmisión de información (el CDC o el Participante con quien se comunica) haya señalado su fin.

Sistema de Transporte. Para los propósitos de este procedimiento, "Sistema de Transporte" es equivalente a "Sistema de Transmisión", tal como se define en la LGE, Capítulo II, Artículo 6, y a "Redes de Transporte", tal y como se emplea en esta norma.

Sistema de Voz Operativa del AMM. Es el conjunto de equipos y medios de comunicación empleados por el AMM para comunicarse con Participantes con instalaciones operativas sujetos a la coordinación del CDC. Incluye, por lo tanto, al Sistema de Frecuencias de Radio del AMM y a cualquier otro medio de comunicación, ya sea de propiedad del AMM o no, que se proporcione con este fin.

Sistema de Frecuencias de Radio del AMM. Es el conjunto de frecuencias de radio, equipo repetidor y equipo terminal provisto por el AMM con el propósito de facilitar la vinculación de un Participante al Sistema de Voz Operativa del AMM.

A.2.3.4. CUMPLIMIENTO CON LA INTEGRACIÓN AL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM.

Cualquier Participante con obligación de integrarse al Sistema de Voz Operativa del AMM podrá hacerlo en una de dos modalidades:

1. **Integración al Sistema de Frecuencias de Radio del AMM.** En los casos en los que la cobertura provista por el Sistema de Frecuencias de Radio del AMM alcance las instalaciones del Participante, éste deberá integrarse al Sistema de Voz Operativa empleando únicamente este medio de comunicación directa con el CDC del AMM. Se exceptúa el caso en el que el otro medio de comunicación directa se proporcione para proveer redundancia a la comunicación.
2. **Integración por medio de un canal de comunicaciones directo provisto por el Participante.** Sólo se aceptará la integración al CDC por un medio distinto al Sistema de

Frecuencias de Radio del AMM cuando debido a la ubicación geográfica de las instalaciones del Participante estas no estén en el rango de cobertura del Sistema de Frecuencias de Radio del AMM y, por lo tanto, no sea factible integrarse al Sistema de Voz Operativa del AMM empleando dichas frecuencias. Las características del canal de comunicaciones se detallan en la sección correspondiente de este procedimiento y el Participante es responsable de la implementación y mantenimiento del canal provisto y su equipamiento asociado.

A.2.3.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS CANALES DE COMUNICACIONES DEL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM.

1. Disponibilidad. El canal de comunicaciones deberá poseer una disponibilidad igual o superior al 99.5%. Esto significa que el canal de comunicaciones, constituido por los equipos, medios físicos de comunicación, fuentes de poder, sistemas de protección, etc., esté en condiciones adecuadas para el establecimiento de la comunicación.
2. La probabilidad de bloqueo debe ser menor al 1%.
3. La probabilidad de interrupción debe ser menor al 1%.
4. Los equipos empleados deberán contar con sistemas de respaldo de energía que permitan la operación autónoma del canal de comunicación (incluyendo equipos terminales de comunicación) por 4 horas, como mínimo, en caso de falla del suministro principal de energía.
5. Los equipos empleados deberán contar con las protecciones (sistemas de tierra física, protectores de chispas, etc.) tanto en sus sistemas de alimentación como en puntos críticos (antenas, entradas de cable coaxial, etc.) que aseguren razonablemente la capacidad de operación aún en condiciones especiales (tormentas eléctricas, suministro irregular de energía, etc.).
6. Canales especiales. En los casos que el AMM apruebe la integración al Sistema de Voz Operativa del AMM por medios distintos al Sistema de Frecuencias de Radio del AMM, los equipos terminales provistos en el AMM deberán tener la capacidad de integrarse a la Planta Telefónica del AMM como extensiones analógicas o digitales (según condiciones de la aprobación de la integración).

A.2.3.6. EQUIPAMIENTO TERMINAL.

El equipamiento terminal deberá tener las siguientes características generales:

1. Contar con las protecciones necesarias para garantizar su operación continua.
2. Contar con el respaldo de energía de cuando menos 4 horas, de activación automática, al fallar el suministro principal.
3. En el caso de la integración por medio del Sistema de Frecuencias del AMM:
 - a. Operación en las frecuencias empleadas por el AMM.
 - b. Compatibilidad con el Sistema de Frecuencias del AMM.
 - c. Envío de código de identificación.
4. En el caso de integración por medio de un canal de comunicaciones directo provisto por el Participante:
 - a. El equipo terminal instalado en el AMM deberá poder integrarse a la Planta Telefónica del AMM como una extensión telefónica.
 - b. El equipo instalado en el AMM deberá contar con los accesorios necesarios para la instalación (bastidores para montaje, cableado, protecciones, etc., según sea necesario).
 - c. En casos especiales que apruebe el AMM se permitirá otra forma de integración.
 - d. Los canales que involucren la instalación de antenas serán aceptados por el AMM siempre que, además de cumplir con las características y requisitos indicados en este procedimiento, cuenten con la aprobación del edificio que aloja al AMM para proceder con el espacio necesario en azotea y permiso de uso de ductos.
5. Equipamiento terminal provisto por el AMM. Los casos en que el Participante se integre al Sistema de voz operativa del AMM a través del Sistema de Frecuencias de Radio del AMM, el AMM proveerá, siempre que resulte adecuado para la comunicación, el siguiente equipamiento:
 - a. Una radio base estándar con su fuente de alimentación (pero no la fuente de respaldo energético).
 - b. Una antena omnidireccional estándar.
 - c. Servicios de instalación estándar.

Cualquier equipo o instalación especial que requiera el Participante (derivado de su ubicación geográfica, la naturaleza de sus instalaciones, etc.) para lograr comunicaciones adecuadas con el CDC deberá ser suministrado por éste.

En cualquier caso, el equipo de respaldo de energía y la adecuación de las instalaciones eléctricas (protecciones, tierra física, etc.) son responsabilidad del Participante y deberán estar listas antes de cualquier otra instalación de equipo de comunicación.

A.2.3.7. PROCEDIMIENTO DE INTEGRACIÓN.

Los pasos necesarios para la integración en el Sistema de Voz Operativa del AMM se dividen en las siguientes actividades:

1. Solicitud de integración al Sistema de Voz Operativa del AMM.
2. Establecimiento del canal de comunicaciones.
3. Pruebas del canal de comunicaciones.
4. Aprobación de la integración.

La integración al Sistema de Voz Operativa del AMM se puede realizar a través del Sistema de Frecuencias de Radio del AMM o, en los casos en que esto no sea factible, proveyendo al AMM de un medio de comunicación directa. El medio propuesto por el Participante debe ser calificado y aprobado por el AMM.

A.2.3.8. SOLICITUD DE INTEGRACIÓN AL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM

1. El Participante debe solicitar, empleando el formato aplicable, su integración al Sistema de Voz Operativa del AMM. El formato con que dicha solicitud se hace dependerá

de si la integración se realizará por medio del Sistema de Frecuencias de Radio del AMM o por el establecimiento de un canal de comunicaciones directo, independiente. Los formatos aplicables serán los que indique el AMM.

La solicitud de integración al Sistema de Voz Operativa del AMM debe estar firmada por el Representante Legal del Participante, según esté registrado en la Planilla 8 de la *Norma de Coordinación Operativa Número 1: Base de Datos*.

Dentro de la solicitud se indicarán los datos del Representante Técnico que asigne el Participante para coordinar lo referente a la integración.

2. El AMM analizará la factibilidad de la integración e informará al Participante de la misma, distinguiendo los casos en que la integración se hace vía el Sistema de Frecuencias del AMM o por medio del establecimiento de un canal de comunicación directa provisto por el Participante.

3. En caso de haberse requerido instalaciones especiales, el Participante deberá proceder con las mismas e informar al AMM la conclusión de los trabajos para proseguir con el proceso de integración. La respuesta deberá presentarse según el formato aplicable, adjuntando la información pertinente.

A.2.3.9. ESTABLECIMIENTO DEL CANAL DE COMUNICACIONES

1. Si la integración se realiza a través del Sistema de Frecuencias de Radio del AMM, el AMM coordinará con su proveedor de comunicaciones que, en la fecha y hora ya informadas al Participante, efectivamente se realice la instalación de equipo terminal provisto por el AMM.

2. Si la integración se realiza a través del establecimiento de un canal de comunicaciones directo provisto por el Participante, el AMM verificará que la fecha y hora acordadas según informe de factibilidad previamente enviado, se realicen los trabajos de instalación de equipo terminal en el AMM.

A.2.3.10. PRUEBAS DE COMUNICACIONES

1. El AMM notificará al Participante la programación de pruebas de comunicaciones.
2. El día y hora especificados, el AMM procederá con las pruebas de comunicación que incluirán:
 - a. Verificación de condiciones de instalación.
 - b. Verificación de protecciones y sistemas de respaldo de energía.
 - c. Comunicación con el CDC del AMM.
3. Al finalizarse las pruebas con éxito, el Participante deberá suscribir, según el caso, una carta de aceptación de equipo terminal o una carta de establecimiento de canal y compromiso de atención, en los formatos que el AMM determine.
4. De no superar las Pruebas, el Participante deberá tomar las acciones necesarias y notificar al AMM del momento a partir del cual se pueden nuevamente programar las pruebas de comunicaciones, procediéndose según el paso (1) de esta sección.

A.2.3.11. INTEGRACIÓN AL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM

Al superarse todos los pasos previos y contar con la *Carta de aceptación de equipo terminal* o la *Carta de establecimiento de canal* (ambas con compromiso de atención continua al Sistema de Voz Operativa por parte de un operador calificado y de uso exclusivo del equipamiento para el Sistema de Voz Operativa), el AMM extenderá la *Nota de integración al Sistema de Voz Operativa*.

Dicho estado permanecerá vigente mientras el Participante cumpla con los requisitos impuestos por las normas de coordinación operativa, normas de coordinación comercial y procedimientos aplicables (incluyendo el presente) a la integración, calidad y operación en el Sistema de Voz Operativa del AMM.

A.2.3.12. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE VOZ OPERATIVA DEL AMM

1. El canal de comunicaciones deberá estar atendido continuamente por personal del Participante.
2. El Participante deberá acusar recibo de la comunicación del CDC del AMM.
3. El equipamiento empleado para la participación en el Sistema de Voz Operativa del AMM deberá estar dedicado a este propósito con exclusividad.
4. En caso de pérdida de comunicación por fallas en el equipo terminal o elementos en el enlace de comunicaciones bajo la responsabilidad del Participante, éste deberá informar de inmediato al CDC del AMM acerca de esta situación empleando cualquier medio alternativo de comunicaciones y tomar, también de forma inmediata, las medidas que sean necesarias para reestablecer la comunicación operativa en el menor plazo posible, plazo que debe informarse al CDC del AMM.
5. De ser necesario, el Participante podrá solicitar al AMM la programación de equipo terminal adicional, pudiendo emplear el formato de solicitud aplicable.

Artículo 19. Se adiciona el Anexo 2.4, con el siguiente contenido:

ANEXO 2.4

PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA

A.2.4.3.1. ALCANCE.

El presente Anexo tiene como objetivo especificar las líneas de acción que el AMM seguirá cuando se presenten "Condiciones de Riesgo" en el Sistema Nacional Interconectado o ante la ocurrencia de eventos de especial relevancia en el acontecer nacional u otros eventos de relevancia.

A.2.4.3.2. INVOLUCRADOS.

Agentes y Participantes del Mercado Mayorista, Administrador del Mercado Mayorista.

A.2.4.3.3. CONDICIONES DE RIESGO.

Las condiciones bajo las cuales se puede considerar que el Sistema Nacional Interconectado se encuentra en condición de Riesgo son:

A.2.4.3.1. Ausencia o reducción de márgenes de reserva una vez desconectada toda la demanda interrumpible.

A.2.4.3.2. Previsión de un riesgo de colapso de tensiones una vez adoptadas todas las medidas disponibles para corregir las bajas tensiones.

A.2.4.3.3. Existencia de separación de áreas, déficit parcial o colapso total en el SNI.

A.2.4.3.4. Existencia de amenazas a la seguridad a causa de tormentas, movimientos sísmicos, erupciones volcánicas, vandalismo u otros eventos de fuerza mayor.

Dependiendo del tiempo en el que se espera que estas condiciones podrían ser superadas o corregidas, se agruparán en:

- a) Condiciones de riesgo con duración de doce horas o menos.
- b) Condiciones de riesgo con duración de más de doce horas.

A.2.4.3.5. EVENTOS DE ESPECIAL RELEVANCIA.

Para los efectos del presente procedimiento se considerará como eventos de especial relevancia, a aquellas situaciones en las que aún cuando el Sistema Nacional Interconectado no se encuentre en condiciones de riesgo, sea de interés nacional incrementar los niveles de confiabilidad y disminuir los tiempos de respuesta ante contingencias, lo que justificaria tomar medidas extraordinarias de prevención. Entre tales eventos se encuentran los procesos electorales a nivel nacional y otros que centren la atención mundial en el país.

A.2.4.3.6. OTROS EVENTOS DE RELEVANCIA.

Para los efectos del presente procedimiento se considerará en esta categoría a las festividades anuales de Semana Santa y de fin de año (Navidad y año nuevo), durante las cuales aún cuando el Sistema Nacional Interconectado no se encuentre en condiciones de riesgo, es conveniente incrementar el nivel de alerta a fin de minimizar los tiempos de atención ante contingencias.

A.2.4.3.7. CENTRO OPERATIVO DE EMERGENCIAS.

El AMM podrá constituir, cuando lo considere necesario, un Centro Operativo de emergencias, que estará formado por representantes de Agentes así como Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte, quienes serán designados por sus respectivas entidades.

El Centro Operativo de Emergencias funcionará en una sala del AMM, independiente del CDC, dotada de facilidades para comunicaciones y para conexión de computadoras.

El Centro Operativo de Emergencias tendrá como función principal el mantenimiento de la comunicación con las autoridades y con el público a fin de evitar una sobrecarga adicional al personal del CDC. Asimismo podrá coordinar la logística para el reemplazo y reparación de equipos.

A.2.4.3.8. ACCIONES A TOMAR ANTE LA OCURRENCIA DE CONDICIONES DE RIESGO CON DURACIÓN DE DOCE HORAS O MENOS.

Quando se presenten condiciones de riesgo con una duración esperada de doce horas o menos, el Centro de Despacho de Carga tomará todas las acciones necesarias a fin de restablecer el servicio y recuperar los niveles mínimos de servicio, e informará a la Gerencia General del AMM de su ocurrencia. La declaración de la respectiva condición de riesgo ya sea de riesgo de Déficit de Generación o de condición Crítica, la hará el AMM vía radio. En estas condiciones el CDC podrá entre otras acciones suspender en tiempo real las exportaciones y requerir la modificación temporal de los mínimos técnicos de operación o capacidades máximas de operación, lo cual deberá ser atendido por los agentes toda vez que considerando que es una medida de corta duración no significa un riesgo para sus equipos o instalaciones. En caso que cualquier Agente considere que la solicitud del CDC de modificar sus límites constituye un riesgo para sus equipos o instalaciones, deberá justificarlo y notificarlo por el medio que resulte más práctico y posteriormente deberá hacerlo por escrito, presentando el respectivo informe conforme los plazos previstos para notificaciones en el numeral 2.4.1 de esta norma.

Quando sea superada la condición de riesgo, se hará la correspondiente notificación por la misma vía en que se notificó la declaratoria de condición de riesgo.

A.2.4.3.9. ACCIONES A TOMAR ANTE LA OCURRENCIA DE CONDICIONES DE RIESGO CON DURACIÓN DE MAS DE DOCE HORAS.

Quando se presenten condiciones de riesgo con una duración esperada de mas de doce horas, el Centro de Despacho de Carga tomará todas las acciones necesarias a fin de atenuar o superar sus efectos de manera inmediata tal y como si fuera una condición de riesgo de corta duración, según los recursos disponibles y opciones de operación, informando a la Gerencia General del AMM. Dependiendo de la situación, el AMM podrá convocar la integración del Centro Operativo de Emergencias y solicitar al Ministerio de Energía la declaración de la situación de emergencia. La notificación que la condición de riesgo de larga duración ha concluido se hará por el medio que la Gerencia General considere más efectivo.

A.2.4.3.10. ACCIONES A TOMAR ANTE LA OCURRENCIA DE EVENTOS DE ESPECIAL RELEVANCIA.

Ante la ocurrencia de eventos de especial relevancia, el AMM requerirá oportunamente a todos los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista que actualicen sus planes de prevención, atención de contingencias y la información de sus respectivos contactos operativos. El AMM integrará toda la información y elaborará un plan general de prevención y atención de contingencias. Dependiendo de la naturaleza del evento, el AMM podrá considerar las siguientes acciones:

- a) Definir períodos específicos en los que se modificarán los niveles de seguridad.
- b) Suspensión de mantenimientos.
- c) Solicitar al MEM la declaración de Situación de Emergencia.

d) Convocar la integración del Centro Operativo de Emergencias.

A.2.4.3.11. ACCIONES A TOMAR ANTE OTROS EVENTOS DE RELEVANCIA.

Ante la ocurrencia de otros eventos de relevancia, el AMM requerirá oportunamente a todos los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista que actualicen sus planes de prevención, atención de contingencias y la información de sus respectivos contactos operativos. El AMM integrará toda la información y elaborará un plan general de prevención y atención de contingencias.

Artículo 20. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Operativa No. 2 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberá publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 21. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Operativa No. 2 contenida en la resolución No. 157-13 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 22. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCIÓN No. 1164-06

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998) y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 3.

COORDINACION DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se modifica el numeral 3.1.1, el cual queda así:

3.1.1. En la presente norma se establecen los criterios para la coordinación de los servicios complementarios a proveer por los distintos Participantes del MM a fin de mantener la calidad del servicio.

Artículo 2. Se adiciona el inciso (e) en el numeral 3.1.2, con el siguiente contenido:

(d) demanda interrumpible.

Artículo 3. Se adiciona el inciso (c) en el numeral 3.3.3.1, con el siguiente contenido:

(c) Cuando la Demanda Interrumpible sea requerida en el predespacho regional del Mercado Eléctrico Regional (MER) como una oferta de inyección, lo cual será informado al Gran Usuario con la publicación de programa de despacho o de un redespacho.

Artículo 4. Se adiciona el inciso (g) en el numeral 3.3.3.4, con el siguiente contenido:

(g) Durante el periodo de tiempo en el que por requerimientos del SNI se haga uso de la demanda interrumpible de un Gran Usuario, si el Ente Operador Regional (EOR) llegara a requerir esta demanda interrumpible como una oferta de inyección en un redespacho regional, el AMM rechazará el redespacho regional por indisponibilidad de la oferta.

Artículo 5. Se adiciona el Anexo 3.1, con el siguiente contenido:

ANEXO 3.1

DESCONEXION DE CARGA PARA PRESERVAR O RESTABLECER EL ESTADO DE OPERACIÓN SEGURA DEL SNI.

A.3.1.1. INTRODUCCIÓN.

Todos los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a sufrir contingencias, por lo que deben preverse las acciones necesarias a fin de preservar o recuperar un estado de operación segura. Dentro de tales acciones está la desconexión de carga ya sea en forma automática o de forma manual, lo que se enmarca dentro de lo que se conoce como esquemas de control suplementario o ECS.

A.3.1.2. OBJETO.

El presente Anexo tiene por objeto:

a) Establecer el procedimiento general que deberán seguir el Administrador del Mercado Mayorista, los Agentes, Participantes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista para evitar el riesgo de perder el estado de operación segura del SNI o para recuperarlo en el caso de que deba restablecerse cuando se produzca un déficit repentino de generación que rompa el equilibrio entre la carga y la generación.

b) Definir el criterio para determinar la magnitud en la que los Agentes, Participantes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista contribuirán a los ECS.

c) Los mecanismos de ejecución de los ECS.

A.3.1.3. DEFINICIONES.

A.3.1.3.1. Sistema de Informática de Tiempo Real o SITR: Sistema de cómputo diseñado para soportar la operación en tiempo real del sistema de potencia, capaz de obtener y procesar datos con una periodicidad mínima de cuatro segundos, así como de transmitir comandos interactuando con unidades terminales remotas (RTU's).

A.3.1.3.2. Control de Supervisión y Adquisición de Datos o SCADA: Es la función del Sistema de Informática de Tiempo Real utilizado por el Centro de Despacho de Carga, la cual tiene por objeto la recolección de datos operativos de todas las centrales y subestaciones en donde esté en funcionamiento una RTU, así como la transmisión de comandos para las centrales integradas al AGC. Provee de datos a las demás funciones implementadas en el SITR.

A.3.1.3.3. Unidad Terminal Maestra o MTU: Componente del sistema de Informática de Tiempo Real del Centro de Despacho de Carga, cuya función es comunicarse con las unidades terminales remotas (RTU').

A.3.1.3.4. Unidad Terminal Remota RTU: Equipo instalado en centrales o subestaciones cuya función es recolectar información asociada a dichas instalaciones y de ejecutar comandos generados por las aplicaciones SCADA/AGC, así como de intercambiar dicha información con la MTU.

A.3.1.3.5. Participante Consumidor Conectado a Red de Transporte o PCRT: Es el Gran Usuario o Participante Consumidor que físicamente está conectado a una línea de alta tensión (69 KV o mayor) o a una subestación del Transportista.

A.3.1.3.6. Participante Consumidor Conectado a Red de Distribución o PCRD: Es el Agente, Gran Usuario o Participante Consumidor que físicamente está conectado a una instalación de Media o baja tensión de un Distribuidor.

A.3.1.3.7. Esquema de Control Suplementario o ECS: Es un mecanismo diseñado para tomar en el sistema de potencia una acción correctiva determinada ante la ocurrencia de una contingencia o condición operativa específica, el cual tiene como finalidad preservar la seguridad del SNI.

A.3.1.3.8. Error de Control de Área o ACE: Es un parámetro calculado por el SITR que indica la magnitud del déficit o exceso instantáneo de generación en el Sistema Nacional Interconectado.

A.3.1.4. PRINCIPIOS GENERALES.

A.3.1.4.1. Rapidez: La desconexión de carga debe ser ejecutada en el menor tiempo posible, a fin de evitar que una contingencia evolucione a un problema mayor en el SNI.

A.3.1.4.2. Efectividad: La magnitud y ubicación eléctrica de la carga desconectada debe ser adecuada para afrontar los efectos de una contingencia o limitación en el SNI.

A.3.1.4.3. Equidad: Todos los Participantes Consumidores del MM, deben desconectar carga proporcionalmente a su participación en la demanda total del SNI.

A.3.1.4.4. Seguridad: Se recurre a la desconexión controlada de carga para preservar la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado, evitando que un disturbio o contingencia evolucione de tal forma, que provoque la desconexión de una cantidad de carga mayor que la que se desconecta de forma controlada.

A.3.1.5. PROCEDIMIENTOS DE DESCONEXIÓN DE CARGA.

A.3.1.5.1. Generalidades:

Las acciones específicas a tomar dependerán de la causa que motive la desconexión de carga, así como de las circunstancias y condiciones operativas específicas que se presenten en el SNI. En todo caso se hará uso de todos los recursos de generación disponibles en el mercado mayorista, así como de todas las posibilidades operativas de la red, antes de recurrir a la desconexión de carga. En ningún caso se deberá poner en riesgo la seguridad del sistema, con la finalidad de evitar llegar a la desconexión de carga.

A.3.1.5.2. Esquemas de desconexión de carga:

De conformidad con las normas de coordinación el AMM puede implementar los esquemas de control suplementario que juzgue necesario para preservar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado.

Siempre que sea posible, la desconexión de carga deberá ser ejecutada de forma automática, respondiendo a la variable elegida como disparador de cada ECS.

Se reconoce que hay situaciones en las que por su complejidad se requiere para su ejecución, que el CDC emita una orden de ejecución manual, por lo que algunos de los ECS son de ejecución manual.

Se consideran en este procedimiento los esquemas diseñados para restablecer el equilibrio entre la carga y la generación del SNI:

- a) Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia o EDACBF.
- b) Esquema de desconexión manual de carga o EDMC

A.3.1.5.3. Participantes en el proceso de desconexión de carga:

Los participantes en la ejecución de los esquemas de control suplementario con desconexión de carga son:

- 1) El AMM
- 2) Los Transportistas
- 3) Los Distribuidores
- 4) Los Participantes Consumidores conectados a las redes de transporte.
- 5) Los Participantes Consumidores conectados a las redes de distribución.

A.3.1.6. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.

A.3.1.6.1. Criterio de actuación: la variable que desencadena la actuación automática de este esquema es la frecuencia real del Sistema Nacional Interconectado. El AMM establecerá mediante estudios técnicos el número de bloques de carga que deben desconectarse automáticamente, así como la magnitud de carga asociada a cada bloque y el correspondiente valor de frecuencia asociado a cada uno de ellos. Los bloques asociados al EDACBF se denominarán "etapas".

A.3.1.6.2. La carga que desconectarán los Distribuidores y PCRT's en cada etapa será proporcional a su participación en la demanda máxima del sistema.

A.3.1.6.3. Todos los Participantes Consumidores están obligados a desconectar carga automáticamente según las consignas fijadas por el AMM.

A.3.1.6.4. Los Participantes Consumidores Conectados a las Redes de Distribución quedarán sujetos al esquema de desconexión definido para el respectivo Distribuidor.

A.3.1.6.5. Los Participantes Consumidores Conectados a las Redes de Transporte serán responsables directos por desconectar carga según las consignas definidas por el AMM y deberán contar con los equipos necesarios para cumplir esta obligación.

A.3.1.7. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN MANUAL DE CARGA.

A.3.1.7.1. Criterio de actuación: la variable de control que se utiliza para decidir la activación de este esquema es el ACE. Dado que el esquema está diseñado para restablecer el equilibrio entre carga y generación y que los desequilibrios pueden ser de distinta magnitud, el AMM establecerá mediante estudios técnicos el número de bloques de carga que deben estar disponibles para desconexión manual, así como la magnitud de carga asociada a cada bloque.

A.3.1.7.2. Todos los Participantes Consumidores están obligados a desconectar carga según los requerimientos del AMM.

A.3.1.7.3. Los Participantes Consumidores Conectados a las Redes de Distribución quedarán sujetos al esquema de desconexión definido para el respectivo Distribuidor.

A.3.1.7.4. Los Participantes Consumidores Conectados a las Redes de Transporte serán desconectados por el Transportista correspondiente a requerimiento del AMM. Con tal finalidad deberán contar con los equipos necesarios e integrarse al sistema de informática de tiempo real del respectivo Transportista.

A.3.1.7.5. El AMM requerirá la desconexión manual de bloques de carga toda vez agotadas las instancias operativas tales como: Uso de RRO, Reducción de los márgenes de reserva a los límites definidos en las Normas de Coordinación Operativa para condiciones de emergencia, reducción de tensión o voltaje, suspensión de las exportaciones e incremento de las importaciones si fuera viable.

A.3.1.7.6. El AMM determinará la carga que se debe desconectar en el SNI y requerirá a cada Transportista y cada Distribuidor que desconecten el número de bloques correspondiente.

A.3.1.7.7. Cada centro de control debe implementar un enlace directo de comunicación de voz operativa del tipo HOT LINE con el CDC del AMM.

A.3.1.7.8. El AMM notificará a cada uno por radio o por teléfono, especificando el número de bloques de carga a desconectar, indicando también la razón específica de la misma. Dicha notificación deberá ser confirmada por escrito dentro de las siguientes seis horas después del requerimiento verbal.

A.3.1.7.9. En cada caso, tanto Transportistas como Distribuidores seleccionarán y sin reiteración inmediata no justificada, el grupo que integre el bloque de carga a desconectar. Asimismo, en la medida de lo posible, en caso de que persista en el tiempo la necesidad de reducción de carga, podrán rotar la carga originalmente desconectada para no afectar prolongadamente a un solo grupo de usuarios.

A.3.1.7.10. Los Distribuidores y los Transportistas informarán al AMM sobre los circuitos y cargas incluidos en cada bloque de desconexión de carga que se defina.

A.3.1.7.11. El AMM debe mantener proporcionalidad entre las cargas de los diferentes Participantes Consumidores en sus órdenes de desconexión. El AMM informará semanalmente de las órdenes de corte mediante un informe específico. Adicionalmente el AMM llevará el control de la proporcionalidad gestionada por los Transportistas y Distribuidores en sus Grandes Usuarios y Circuitos.

A.3.1.8. INCUMPLIMIENTO EN LA DESCONEXIÓN DE CARGA.

Cuando se cumplen con las premisas definidas o las órdenes emitidas por el AMM, la desconexión de carga no tiene costo ni remuneración dado que es proporcional para todos los Agentes y Participantes del Mercado.

Cuando algún Distribuidor, Gran Usuario u otro Participante Consumidor no acate las órdenes de desconexión de carga emitidas por el AMM o por indisponibilidad de sus equipos y sistemas o por disposición propia no desconecte o no sea posible desconectar la carga prevista, será denunciado por incumplimiento a la CNEE.

A.3.1.9. MEDIOS FISICOS NECESARIOS.

A.3.1.9.1. Equipamiento.

Interruptores de acción remota. Los interruptores que permiten el flujo de energía eléctrica hacia las instalaciones del Participante Consumidor sujetas a desconexión bajo el EDMC deben poder actuarse de manera remota, comandados directamente por las señales de control provenientes de la Unidad Terminal Remota (RTU) del Participante Consumidor, la cual, a su vez, sólo enviará dichas señales de desconexión cuando así sea requerido por el centro de control del Transportista al que está vinculada.

Tipo de control de los interruptores. La RTU del Participante Consumidor, en respuesta a órdenes del centro de control del Transportista al que está vinculada, deberá actuar a manera de abrir los interruptores apropiados y provocar así la desconexión de carga. Cuando las condiciones operativas lo permitan, el CDC del AMM emitirá las correspondientes órdenes de reconexión de carga, las cuales serán ejecutadas por el centro de control del Transportista, por lo tanto, la RTU del Participante Consumidor deberá responder a, comandos de reconexión de carga.

Unidad Terminal Remota. La RTU del Participante Consumidor deberá vincularse directamente al centro de control del AMM y del Transportista y deberá ser capaz de proporcionar toda la telemetría que sea requerida por éste, o por el AMM, para su correcto monitoreo y operación. Además deberá ser capaz de actuar sobre los interruptores apropiados en las instalaciones del Participante Consumidor cuando reciba órdenes de desconexión del sistema de control del Transportista; en caso de falla de la RTU o medios asociados, también deberá desconectar la carga ante un requerimiento del centro de control de Transportista. La responsabilidad de instalación y buen funcionamiento de esta RTU es del Distribuidor o Gran Usuario.

Respaldo de energía. Las instalaciones del Participante Consumidor que estén relacionadas con la entrega de telemetría y acción sobre dispositivos de desconexión, así como estos dispositivos, deberán poder operar de manera autónoma, con un sistema de respaldo de energía, por un mínimo de cuatro horas.

Relevador de baja frecuencia. El Participante Consumidor PCRT deberá contar los relevadores que puedan ser ajustados dentro del rango de frecuencias correspondientes al EDACBF, con facilidades de desconexión instantánea, temporizada y por derivada de la frecuencia.

A.3.1.9.2. Comunicaciones.

Canal de comunicaciones hacia el AMM y el Transportista. Los canales de comunicaciones que vinculan la RTU del Participante Consumidor con el AMM y el Transportista deberán cumplir con una disponibilidad del 99.5%. La responsabilidad de estos canales de comunicaciones y su buen funcionamiento es del Distribuidor, Gran Usuario o Participante Consumidor conectado a las instalaciones de Transporte.

Ancho de banda. El ancho de banda asignado al canal de comunicaciones entre la RTU del Participante Consumidor y el AMM y el Transportista no podrá ser inferior a 1200bps.

Tipo de canal. El tipo de canal puede ser síncrono o asíncrono, de conmutación por circuito o conmutación por paquete, o cualquier combinación de éstos que sea compatible y aceptable por el AMM y el Transportista siempre que se garantice la disponibilidad y ancho de bandas mínimos indicados en este procedimiento.

Protocolos de comunicación. La RTU del Participante Consumidor deberá ser capaz de comunicarse con el centro de control del AMM y del Transportista empleando los protocolos que éstos indiquen.

Comunicaciones directas hacia el AMM. La RTU deberá vincularse directamente con el AMM y con el Transportista. La comunicación hacia el AMM se regirá y deberá cumplir lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa Número 2, secciones 2.6, 2.7 y anexo, y el Procedimiento de Integración de Telemetría del AMM.

A.3.1.9.3. Telemetría

Señales para el AMM y el Transportista. La RTU del Participante Consumidor deberá reportar de manera directa la telemetría requerida por el AMM y por el Transportista para el monitoreo y coordinación de sus instalaciones según se establece en la Norma de Coordinación Operativa Número 2, secciones 2.6, 2.7 y anexo, y el Procedimiento de Integración de Telemetría del AMM.

Entrega de telemetría directamente al AMM y el Transportista. La RTU deberá ser capaz de comunicarse al SITR del AMM mediante los protocolos aprobados por el AMM según se indican en la Norma de Coordinación Operativa Número 2, secciones 2.6, 2.7 y anexo, y el Anexo de Integración de Telemetría del AMM. La conexión directa hacia el AMM no exime al Participante Consumidor de su obligación de proporcionar telemetría al Transportista al que está vinculado, ni de su obligación de responder a órdenes de desconexión provenientes del centro de control del Transportista.

Señales para el Transportista. La RTU del Participante Consumidor deberá reportar de manera directa la telemetría requerida por su Transportista para el monitoreo y control de sus instalaciones (en lo que se refiere al EDMC). La RTU también deberá ser capaz de recibir las señales de control para la desconexión de carga provenientes del centro de control del Transportista y actuar sobre los dispositivos correspondientes. Cualquier falla en la transmisión de la telemetría del Participante Consumidor hacia el centro de control del Transportista será responsabilidad del Participante Consumidor.

A.3.1.10. DESCONEXIÓN DE CARGA ANTE OTRAS CONDICIONES OPERATIVAS.

No obstante lo previsto en el presente Anexo, conforme lo estipulado en el Artículo 62 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, ante la ocurrencia de condiciones operativas que pudieran poner en riesgo la seguridad del SNI, tales como déficit temporal de compensación de potencia reactiva o restricciones en la capacidad de transporte, el AMM podrá emitir las órdenes de desconexión de carga necesarias para preservar la seguridad operativa o especificar otros esquemas de control suplementario.

A.3.1.11. PLAZO DE CUMPLIMIENTO

Los Participantes Consumidores que vayan a conectarse a las instalaciones de transporte a partir de la vigencia de este procedimiento deberán cumplir con los requisitos establecidos en el presente Anexo.

Artículo 6. Se adiciona el Anexo 3.2, con el siguiente contenido:

ANEXO 3.2

Crterios y Condiciones de Operación Para La Coordinación Del Servicio Complementario De Demanda Interrumpible

A.3.2.1. OBJETIVO

El presente Anexo tiene como objetivo, definir las condiciones en las cuales se hará uso del Servicio Complementario de *Demanda Interrumpible* y establecer los pasos a seguir para su ejecución.

A.3.2.2. ALCANCE

El presente Anexo es aplicable a todo Gran Usuario habilitado para la prestación del Servicio Complementario de *Demanda Interrumpible* y al AMM. El Anexo incluye:

- f) Criterios para la utilización del Servicio Complementario de *Demanda Interrumpible*.
- g) Condiciones de operación de la Demanda Interrumpible.
- h) Reconexión

A.3.2.3. ESTABLECIMIENTO DE LA LISTA DE MÉRITO.

Junto a la Programación Anual Estacional, el AMM establecerá una lista de mérito de los bloques de carga ofrecidos para la prestación del servicio de Demanda Interrumpible, ordenándolos en manera ascendente conforme al factor de ponderación las ofertas de prestación del servicio.

El factor de ponderación para la determinación de la lista de mérito toma en cuenta el precio de la oferta, el tiempo mínimo de desconexión y la potencia del bloque ofrecido. Se calcula de la siguiente manera:

$$FPON_i = (P_i * (Td_i)^2) / (Pot)^2$$

Donde:

$FPON_i$ = Factor de Ponderación de la unidad generadora i

P_i = Precio ofrecido para la prestación del servicio

Td_i = Tiempo de desconexión informado por el Gran usuario, expresado en minutos

Pot_i = Magnitud en MW del bloque ofrecido para Demanda Interrumpible

La lista de mérito establece el criterio para convocatoria de los bloques declarados para Demanda Interrumpible

A.3.2.4. CRITERIOS PARA LA UTILIZACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE DEMANDA INTERRUPTIBLE

La desconexión de la Demanda Interrumpible será requerida en los siguientes casos:

- a) Cuando ocurra un disturbio en el que actúa alguno de los esquemas suplementarios de control y que se prevé que antes de un lapso de 30 minutos no será posible restablecer la totalidad de la carga desconectada, ya sea por un faltante de generación, o cuando debido a alguna contingencia aparezca alguna restricción al suministro derivada de la pérdida de elementos del sistema de transporte o por déficit de potencia reactiva.
- b) Si en la programación del despacho diario o en la operación en tiempo real se anticipara una condición de falta de generación para satisfacer la demanda del Mercado Mayorista, mantener los niveles de reserva o que se prevé riesgos de colapso de voltaje o restricciones al suministro derivados de la pérdida de elementos del sistema de transporte.

A.3.2.5. PROCESO DE LA OPERACIÓN DE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE

Cuando se presente alguna de las condiciones descritas en el artículo 4 del presente procedimiento, el CDC decidirá convocar la Demanda Interrumpible, para ello se seguirán las siguientes pautas:

- a) Cuando el Centro de Despacho de Carga decida la convocatoria de Demanda Interrumpible, convocará por el medio de comunicación de voz operativa, los bloques necesarios según orden de mérito y tomando en consideración la naturaleza de la restricción
- b) Cuando haya transcurrido el tiempo de aviso declarado, el Gran Usuario deberá ejecutar la desconexión de la carga e informará al Centro de Despacho de Carga la hora de la desconexión y el monto de la carga desconectada. El Gran Usuario es el único responsable por la desconexión de la Demanda Interrumpible.

A.3.2.6. RECONEXIÓN

Una vez superada la situación que motivó la desconexión de la Demanda Interrumpible, o que haya transcurrido el tiempo de desconexión declarado por el Gran Usuario, el Centro de Despacho de Carga tomará las medidas necesarias para emitir la autorización para que el bloque de carga desconectado se reconecte. El Gran Usuario confirmará en tiempo real cuando haya reconectado la demanda respectiva.

A.3.2.7. EVALUACIÓN

El Administrador del Mercado Mayorista evaluará el cumplimiento de la desconexión de carga comparando el consumo que cada participante tenía al momento de ser emitida la orden de desconexión, con el consumo al momento de que el Gran Usuario informe que la carga ha sido desconectada y el consumo al momento en que se reconecta la misma.

A.3.2.8. MANTENIMIENTO

Los Agentes habilitados para prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interrumpible* deberán programar los mantenimientos que realizarán en sus instalaciones y que representen desconexión de la carga correspondiente a la oferta de *Demanda Interrumpible*, debiendo coordinarlos con el Administrador del Mercado Mayorista.

A.3.2.9. MONITOREO

El AMM vigilará la operación y desempeño del Gran Usuario en base a la telemetría reportada por éste al CDC. Esta información es responsabilidad del Gran Usuario y será empleada para la toma de decisiones operativas y para la determinación de acciones correctivas, dentro de las que se incluye, pero sin quedar limitadas, las siguientes:

- a) El Administrador del Mercado Mayorista realizará un requerimiento de revisión de telemetría o enlace de comunicaciones con la Unidad Terminal Remota o el Sistema de Medición Comercial habilitada, en los casos en que se considere que la misma puede presentar falla. El Gran Usuario estará obligado a realizar la revisión requerida debiendo presentar el informe respectivo en un plazo no mayor de 2 días. En caso de que se compruebe la falla de la telemetría o el enlace de comunicaciones, el Gran Usuario deberá tomar todas las acciones necesarias para restablecer la disponibilidad de éstos.
- b) Programación de pruebas aleatorias de desempeño, para la verificación de la disponibilidad de la Demanda interrumpible ofrecida.

Los Grandes Usuarios habilitados para prestar el Servicio Complementario de *Demanda Interrumpible*, deberán informar en la operación en tiempo real, cualquier cambio en su régimen de consumo declarado.

Artículo 7. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Operativa No. 3 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberá publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 8. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Operativa No. 3 contenida en la resolución No. 157-14 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 9. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce".

"RESOLUCIÓN No. 1164-07"**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA****CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE**I) EMITIR**

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 4.**DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MÍNIMOS DE SERVICIO**

Artículo 1. Se modifica el numeral 4.3.2.1, el cual queda así:

4.3.2.1 Los márgenes de reserva a mantener en todo momento serán los siguientes:

- Reserva Rodante:** En todo caso, por requerimientos operativos, la reserva rodante no deberá ser menor que 30 MW y se define como la suma de la Reserva Rodante Regulante más la Reserva Rodante Operativa.
- Reserva Rodante Regulante:** La magnitud de esta reserva será 3% de la generación en cada hora.
- Reserva Rodante Operativa:**
 - La magnitud de referencia de ésta reserva será: De 0:01 horas a 6:00 horas, 4% de la potencia generada en el SNI. De 6:01 horas a 18:00 horas, 3% de la potencia generada en el SNI. De 18:01 horas a 22:00 horas, 2% de la potencia generada en el SNI. De 22:01 horas a 24:00 horas, 4% de la potencia generada en el SNI.
 - Para la condición de operación interconectada del Sistema Eléctrico Regional (SER) con el Sistema Eléctrico de México se utilizarán las magnitudes de referencia indicadas en el inciso i de este apartado.
 - Para la condición de operación interconectada del SER aislado del Sistema Eléctrico de México, el AMM podrá modificar los márgenes de reserva indicados, con fundamento en un análisis técnico -económico y en los requerimientos del RMER.

- Reserva Rodante más Reserva Rápida:** Todas las unidades comprometidas en el Mercado a Término que tengan tiempos de arranque y conexión no superior a una (1) hora, deberán permanecer en disponibilidad durante las veinticuatro horas del día para ser convocadas por el CDC. La capacidad disponible como reserva rápida deberá ser como mínimo igual a la capacidad que corresponda a la reserva rodante. Cuando la capacidad disponible como reserva rápida en el SNI no iguale al valor mínimo requerido, se remunerarán unidades con tiempos de arranque y conexión no superior a una (1) hora y que no formen parte del Mercado a Término, para que estén disponibles dentro de la reserva rápida, a fin de alcanzar la capacidad en reserva rápida requerida.

(e)

Artículo 2. Se modifica el numeral 4.4.3, el cual queda así:

4.4.3 Regulación Secundaria de Frecuencia

4.4.3.1 Los Generadores con unidades habilitadas para control automático de generación deberán acatar inmediatamente las instrucciones del AMM para conectarlo o desconectarlo.

4.4.3.2 La capacidad total bajo control automático deberá mantenerse en principio como mínimo los valores descritos en la sección 4.3.2.1, inciso (c), sub inciso i. En condiciones normales de operación el AMM procurará que el control automático no alcance los valores límites.

Artículo 3. Se modifica el inciso (a) del numeral 4.7.2, el cual queda si:

- el AMM evaluará rápidamente, con la información que le brinden los Participantes del MM, el estado del SNI y determinará el grado y naturaleza de los daños sufridos por las instalaciones, y de ser necesario requerirá información al Ente Operador Regional (EOR).

Artículo 4. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberá publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 5. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Operativa No. 4 contenida en la resolución No. 157-15 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 6. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el doce de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCION No. 1168-01"**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA****CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de

Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

* J) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 2.

OFERTA Y DEMANDA FIRME

Artículo 1. Se modifica el numeral 2.1.6 el cual queda así:

2.1.6 Oferta Firme de Transacciones Internacionales de Importación

La Oferta Firme de Transacciones Internacionales basadas en Contratos Firmes de importación que cumplan con todos los requisitos establecidos en la Regulación Regional o en los acuerdos suscritos con países no miembros del Mercado Eléctrico Regional, y adicionalmente con el artículo 57 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se calculará como:

$$OFI = PCFI * coefdispi$$

Siendo PCFI el valor de potencia contratada que permanece invariable en todo momento durante toda la vigencia del contrato. Para el caso del MER, dicha potencia se determinará con base en los valores de energía firme autorizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE.

Artículo 2. Se modifica el numeral 2.2 el cual queda así:

2.2 OFERTA FIRME EFICIENTE

Es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o Transacción Internacional puede comprometer en contratos para cubrir la Demanda Firme. El procedimiento de cálculo de la Oferta Firme Eficiente se realiza anualmente con los procedimientos descritos en los numerales 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.4 de esta norma.

Artículo 3. Se modifica la literal c) del numeral 2.2.1 la cual queda así:

- c) A las unidades generadoras apiladas y ordenadas según los incisos anteriores, cuya suma de las Ofertas Firmes de centrales generadoras basadas en recursos renovables y Ofertas Firmes de las restantes unidades generadoras sea igual al valor de la Demanda Máxima Proyectada, se les reconoce una Oferta Firme Eficiente igual a los valores de Oferta Firme apilados. Si la Oferta Firme de la última unidad apilada resulta considerada parcialmente, se le reconoce el total de su Oferta Firme.

Artículo 4. Se modifica el numeral 2.2.2 el cual queda así:

2.2.2 Oferta Firme Eficiente de aquellas unidades requeridas por restricciones operativas.

Si existen unidades o centrales generadoras asignadas a generar por restricciones operativas o para cumplir con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme, con valores iguales a su Oferta Firme. Para asignar éstas unidades se realiza un despacho económico para el día de la máxima demanda del sistema, considerando las potencias de las centrales hidroeléctricas iguales a su Oferta Firme, la potencia de las restantes unidades generadoras iguales a su Oferta Firme, los niveles de embalses correspondientes a los niveles promedio del periodo seco y las capacidades de transporte de los elementos de transmisión. Las unidades que resulten requeridas en este despacho y que no hayan sido consideradas en el apilamiento del numeral 2.2.1 también tendrán Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme.

Para el cálculo de la Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, se tomará en cuenta únicamente aquellas unidades o centrales generadoras que se encuentren permanentemente conectadas al SNI y que hayan cumplido con todos los requisitos para operar en el Mercado Mayorista.

Artículo 5. Se modifica el numeral 2.2.3 el cual queda así:

2.2.3 Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de transacciones internacionales de Exportación o Servicios Complementarios.

Aquellas unidades generadoras que no hayan sido asignadas con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 anteriores, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente igual a su Oferta Firme que podrá ser utilizada para cubrir transacciones internacionales de Exportación o para la prestación de servicios complementarios, pero no podrá ser utilizada para cubrir Demanda Firme a través de contratos.

Artículo 6. Se modifica el numeral 2.2.4 el cual queda así:

2.2.4 Oferta Firme Eficiente de Transacciones Internacionales de Importación.

Para que una Transacción Internacional de Importación sea considerada en el cálculo de la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme, deberá cumplir con los requisitos del Mercado Mayorista de Guatemala, conforme lo establecido en el Artículo 57 del reglamento del AMM, por lo que debe tener como mínimo el plazo equivalente a un año estacional y ser informado cumpliendo con los requisitos para la Programación de Largo Plazo. Asimismo cumplir con lo establecido para un contrato firme regional de acuerdo al marco regulatorio del Mercado Eléctrico Regional (MER) o con los criterios o requisitos que se establezcan en acuerdos o convenios con otros países con los cuales exista Interconexiones. Estos criterios o requisitos, deberán contemplar como mínimo que el contrato de importación firme solo es interrumpible por restricciones técnicas o criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, y establecer que la demanda de la parte compradora tiene prioridad de abastecimiento, por lo tanto el suministro no se puede interrumpir por motivos de despacho económico o faltantes de generación en el país de origen. El contrato firme de importación deberá tener adquiridos los derechos de transmisión necesarios para garantizar la entrega de la potencia comprometida a la parte compradora.

Se asignará Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme a una Transacción Internacional de importación en un monto igual a su Oferta Firme, si el costo variable resultante de aplicar la metodología declarada para la Programación de Largo Plazo, es menor o igual al costo variable de la última unidad o central generadora apilada, según procedimiento descrito en el numeral 2.2.1 de esta norma.

Artículo 7. Se modifica el numeral 2.2.5 el cual queda así:

2.2.5 Oferta Firme Eficiente y Contratos.

2.2.5.1 La Oferta Firme Eficiente es la máxima potencia que puede comprometer un generador en contratos para cubrimiento de la Demanda Firme.

En el caso de los generadores que resulten con Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de la Demanda Firme inferior a sus Potencias Firmes, éstos deberán adquirir el faltante por medio de contratos con generadores que dispongan excedentes de Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme. En el periodo durante el cual está en trámite dicha contratación, que no deberá superar seis meses, y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá comprar las diferencias en transacciones de desvíos de potencia.

La Oferta Firme Eficiente Total para cubrimiento de Demanda Firme (OFETDF_i) de un Participante Productor "i" se calcula como la suma de la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme de sus unidades o centrales generadoras "i" no comprometidas en contratos de reserva y respaldo, más la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme de las unidades o centrales generadoras que compra por contratos de reserva y respaldo (OFECDF_i)

$$OFETDF_i = \sum OFEDF_{ij} + OFECDF_{ij}$$

Donde:

OFEDF_{ij} es la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme de la unidad "i" del Participante Productor "j" para cubrimiento de Demanda Firme, no comprometida en contratos de reserva, determinada con base en los numerales 2.2.1 y 2.2.2.

OFECDF_{ij} es la Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme comprada por contratos de reserva o respaldo con otros generadores con Oferta Firme Eficiente o Transacciones Internacionales, determinada con base en los numerales 2.2.1, 2.2.2, y 2.2.4.

Aquellos Participantes Productores que no hubiesen firmado contratos con Participantes Consumidores por la totalidad de su Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, podrán vender la parte no comprometida en contratos a otros generadores.

2.2.5.2 Incorporación de nueva generación.

En el caso que una unidad o central generadora o importación que califique como Oferta Firme, inicie su operación comercial en una fecha posterior a la que se realiza el cálculo de la Oferta Firme Eficiente, se llevará a cabo un nuevo cálculo y se determinará su Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de Demanda Firme de conformidad con lo establecido en los numerales 2.2.1, 2.2.2 y

2.2.4. La Oferta Firme Eficiente de una unidad, central generadora o Transacción Internacional que se incorpore en estas condiciones, no afectará la Oferta Firme Eficiente de las unidades, centrales generadoras o Transacciones Internacionales calculada originalmente para el Año Estacional vigente, en tanto se realiza el cálculo de la Oferta Firme Eficiente del Año Estacional siguiente.

Se entiende que una unidad o central generadora ha entrado en operación comercial cuando ha realizado todas las pruebas necesarias de funcionamiento que la habilitan a operar de manera permanente conectada al Sistema Nacional Interconectado.

Artículo 8. Se modifica el numeral 2.5 el cual queda así:

2.5 DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA (DMP).

Es el mayor requerimiento de potencia anual para el Mercado Mayorista, y se integra sumando la Demanda Máxima Proyectada Local (DMPL) y el total de demanda asociada a Contratos Firmes de exportación al MER o a países no miembros del MER, cuya vigencia cubra el Año Estacional correspondiente a la programación de largo plazo.

La Demanda Máxima Proyectada Local (DMPL) se calcula sumando la potencia máxima a generar para abastecer la demanda nacional, la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa determinadas de conformidad con los criterios de la Norma de Coordinación Operativa Número 4. La potencia máxima a generar se proyecta con base en los registros históricos de generación utilizando modelos econométricos, con los mismos periodos que se definen para la programación de largo plazo, eligiendo aquel modelo que mejor se adapte a las características históricas y considerando distintos escenarios posibles de evolución de las variables exógenas. El AMM deberá determinar el periodo y la hora en la que se prevé la ocurrencia de la Demanda Máxima Proyectada Local.

Artículo 9. Se modifica el numeral 2.6.1 el cual queda así:

2.6.1 Declaración de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportadores

Antes de finalizar la segunda semana de enero de cada año, los Distribuidores y Grandes Usuarios efectuarán la declaración de su proyección de demanda, su metodología de proyección, valores proyectados de energía y potencia por banda horaria, curvas de carga típicas para los días laborales, sábados, domingo y feriados y condiciones previstas en sus instalaciones para la programación de largo plazo, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

Dicha información es la base para efectuar el cálculo de la Demanda Firme de los Distribuidores y Grandes Usuarios del SNI.

Los Exportadores deberán informar la demanda comprometida en sus Contratos Firmes vigentes o previstos a iniciarse durante el año estacional. La demanda comprometida será el valor de potencia contratada que permanece invariable en todo momento durante toda la vigencia del contrato. Para el caso del MER, dicha potencia se determinará con base en los valores de energía firme autorizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE. La demanda comprometida es la base para determinar la Demanda Firme de los Exportadores.

Artículo 10. Se modifica el numeral 2.6.3 el cual queda así:

2.6.3 Proyección de la Demanda

El AMM tomando como punto de partida la Base de Datos de Demanda y utilizando sus propios modelos de proyección de demanda, verificará la coherencia de la información presentada por los Distribuidores y Grandes Usuarios.

Para la proyección y verificación, deberá separar de la tendencia de crecimiento, los efectos provocados por fenómenos que no pueden ser previstos observando su evolución pasada, como por ejemplo, sin que esto sea limitativo, fenómenos o eventos que impactan en la demanda de energía, cambios radicales de consumo, cambios tecnológicos que modifican el consumo de electricidad, entre otros. El AMM para cada caso, definirá la metodología que mejor se ajusta para la proyección de la demanda, considerando la tendencia de la demanda de los Distribuidores y Grandes Usuarios.

Artículo 11. Se modifica el numeral 2.6.4 el cual queda así:

2.6.4 Procedimiento de Verificación

Dentro de los quince días hábiles siguientes a la presentación de las proyecciones por parte de los Distribuidores y Grandes Usuarios, el AMM procederá a verificarlas utilizando para el efecto sus propias proyecciones. Cuando la proyección de demanda declarada por el Distribuidor, o Gran Usuario supere en más del 5% o este por debajo en más del 2%, con respecto a la proyección efectuada por el AMM, este último deberá solicitar las aclaraciones correspondientes a los Distribuidores y Grandes Usuarios, quienes tendrán un plazo de cinco días hábiles para esclarecer las fuentes de las discrepancias.

En caso de esclarecerse las diferencias, el AMM proseguirá con el procedimiento de acuerdo a la presente Norma de Coordinación. Caso contrario, el AMM informará a la CNEE en un plazo de cinco días hábiles sobre las discrepancias que hayan surgido. Si en un plazo de quince días hábiles, la CNEE no hubiera resuelto en definitiva, se utilizarán los valores proyectados declarados por el Distribuidor o Gran Usuario, bajo la responsabilidad de cada uno.

En caso que un Distribuidor o Gran Usuario no presente su declaración de demanda y la información relacionada para proyectarla en el plazo establecido, se utilizará la proyección realizada por el AMM, bajo la responsabilidad del Distribuidor o Gran Usuario correspondiente.

Artículo 12. Se modifica el numeral 2.6.5 el cual queda así:

2.6.5 Cálculo de la Demanda Firme (DF)

La Demanda Firme de Distribuidores, Grandes Usuarios Participantes del MM y Grandes Usuarios con representación, es la parte de la Demanda Máxima Proyectada Local que les corresponde y que se determina con la proporción entre su demanda proyectada declarada y la sumatoria de las demandas declaradas de todos los Distribuidores y Grandes Usuarios, coincidentes con la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada Local. La demanda coincidente de cada Distribuidor y Gran Usuario se determina para el periodo y la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada Local con base en su proyección de demanda y el perfil de carga típico que haya sido declarado. La Demanda Firme se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$DF_i = DMPL * \frac{D_i}{\sum_{i=1}^n D_i}$$

Donde:

DF_i es la Demanda Firme del Distribuidor o Gran Usuario i
DMPL es la Demanda Máxima Proyectada Local

D_i es la demanda proyectada declarada por cada Distribuidor o Gran Usuario i, coincidente con el periodo y la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada Local y verificada por el AMM.

La Demanda Firme de los Exportadores será igual a la suma de las demandas comprometidas en sus Contratos Firmes.

Artículo 13. Se modifica el numeral 2.6.6 el cual queda así:

2.6.6 Incorporación de nueva demanda

Cuando se instale un nuevo Distribuidor o Gran Usuario que haya cumplido con los requisitos para operar en el MM, el AMM deberá calcular su Demanda Firme sobre la base de las proyecciones que éstos presenten. Cuando la demanda del Distribuidor o Gran Usuario nuevo, que se incorpora al MM, supere 5 MW, el AMM deberá recalcular la Oferta Firme Eficiente con base en la actualización de la Demanda Máxima Proyectada.

Los nuevos exportadores deberán informar al AMM sobre los Contratos Firmes que hayan suscrito y las demandas comprometidas correspondientes, para efectuar el cálculo de su Demanda Firme.

Artículo 14. Se modifica el numeral 2.7.1.2 el cual queda así:

2.7.1.2 Oferta Firme Eficiente de Generadores con Contratos Existentes.

La Oferta Firme Eficiente de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, en los que se contemple pruebas de potencia, de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM será:

$$OFEG_{CE} = \text{Máx} (OFEDF, \text{Min}(PDP, PTC))$$

Donde:

OFEG_{CE} = Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.

OFEDF = Oferta Firme Eficiente resultado del apilamiento a que se refiere los numerales 2.2.1 y 2.2.2.

Artículo 15. Se modifica el Anexo 2.1 el cual queda así:

ANEXO 2.1

Cálculo del coeficiente de disponibilidad de máquinas generadoras y de Transacciones Internacionales asociadas a Contratos Firmes de importación.

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora o de una Transacción Internacional de importación, se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos dos años, de la siguiente forma:

$$\text{Coefdispi} = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

Para unidades generadoras:

HD: Horas de disponibilidad

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyan en los programas correspondientes de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No.1.

HIF: Horas de indisponibilidad Forzada.

HED: Horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas) que se calculan así:

$$HED = \sum_{i=1}^n \frac{[PP - PDI]}{PP}$$

En donde:

PP: Potencia Máxima Neta

PDI: Potencia Disponible Neta en la hora i (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas y sin tener en cuenta los requerimientos de operación que pueda realizar el AMM)

n: Número de horas del periodo de cálculo

Para Transacciones Internacionales de Importación:

HD: Horas de disponibilidad, corresponderá a las horas en las que la oferta de importación del Contrato Firme está disponible, contándose para ello con disponibilidad de operación de los elementos de transporte que enlazan las áreas de control

HMP: Horas de mantenimiento programadas, en donde, bajo condiciones controladas, se prevé que no hay disponibilidad de la oferta, debido a mantenimientos menores y mantenimientos mayores de los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control, localizados en el territorio de Guatemala, que haya informado el Agente Transportista propietario de las instalaciones, dentro de los plazos establecidos para la programación correspondiente, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No.1;

HIF: Horas de indisponibilidad Forzada, cuando la oferta de importación asociada al Contrato Firme no esté disponible, por falla en alguno de los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control localizados fuera del territorio de Guatemala, o por alguna otra situación o decisión administrativa u operativa ajena al SNI o el Mercado Mayorista de Guatemala. No se asignarán Horas de Indisponibilidad Forzada en los casos en los cuales la oferta de importación asociada al Contrato Firme no esté disponible, por motivos de seguridad operativa o cumplimiento de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, y sea necesario limitar el flujo de potencia o desconectar los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control. Esta acción tendrá que ser instruida por el operador de sistema nacional u operador de sistema regional, que deberán acreditar el motivo que llevó a esa limitación o desconexión;

HED: Horas equivalentes por degradación. Estas se calculan cuando la oferta de importación esté disponible y haya transacciones programadas, pero el flujo de potencia es insuficiente para cumplir con el programa de importación programado en el acordado por el AMM y el Operador del País Exportador, o para el caso del MER, en el Predespacho o último Redespacho Regional informado por el EOR. Para su cálculo se deberá contar con registros de operación que permitan determinar que la razón de la desviación en defecto, se debe a causas originadas en el país o sistema exportador.

En caso de Unidades Generadoras o Transacciones Internacionales de Importación que no cuenten con historial de datos de operación de dos años completos, para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad y su aplicación en la Programación Anual o Reprogramación, el AMM considerará:

- Las horas de disponibilidad (HD) del periodo en el que no se cuente con dicho historial, serán iguales al total de horas de dicho periodo
- Las horas de mantenimiento Programado (HMP), Horas Equivalentes de Degradación (HED) y las Horas de Indisponibilidad Forzada (HIF) del periodo en el que no se cuente con dicho historial, serán igual a cero.
- Las horas en las cuales sí existen datos de operación con los valores registrados.

Para las Unidades Generadoras o Transacciones Internacionales de Importación que inicien su operación previo a una Programación Anual, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el periodo que reste para la siguiente Programación Anual.

Artículo 16. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 2, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 17. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial

de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 2 contenida en la resolución No. 216-01 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 18. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

**"RESOLUCIÓN No. 1168-02
EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:**1) Emitir**

La siguiente:

**MODIFICACION Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL
No. 3**

TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

Artículo 1. Se modifica el numeral 3.1.3 el cual queda así:

3.1.3 Oferta Firme Disponible Total

La Oferta Firme Disponible Total $OFDT_{id}$ de un participante productor "i" en el día "d", se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible (OFD_{id}) de sus unidades generadoras que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas en Contratos de Reserva de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia, más la potencia comprada mediante Contratos de Respaldo de Potencia, más la potencia disponible de sus unidades que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, más la Potencia comprada por el Participante Productor "i" en el día "d" a través de Contratos Firms.

$$OFDT_{id} = \sum_g OFD_{idg} + \sum_k OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id} + PCF_{id}$$

Donde,

OFD_{idg} = Oferta Firme Disponible del Participante Productor "i" en el día "d" de sus unidades Generadoras "g" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio, que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia.

OFD_{idk} = Oferta Firme Disponible del participante Productor "i" en el día "d" de las unidades Generadoras "k" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

PCR_{id} = Potencia comprada en Contratos de Respaldo de Potencia por el Participante Productor "i" en el día "d".

PGT_{id} = Potencia disponible generada o que pueda entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, a requerimiento del AMM en el día "d", de aquellas unidades del Participante Productor "i" que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme.

PCF_{id} = Potencia comprada en Contratos Firms del MER y con países no miembros del MER, por el Participante Productor "i" en el día "d".

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible OFD_{id} es la parte de la Potencia Máxima que cada unidad generadora tiene disponible y se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$OFD_{id} = PP_i * Dd_{id}$$

Donde:

Dd_{id} = Índice de Disponibilidad del día "d" de la unidad generadora "i".

PP_i = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2. Para el caso de las importaciones mediante Contratos Firms se utilizará como PP_i el valor de potencia contratada que permanece invariable en todo momento durante toda la vigencia del contrato, definido en la Norma de Coordinación Comercial No. 2 como PCFI.

3.1.3.2 El Índice de Disponibilidad está dado por

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ihd}}{H * PP_i}$$

Donde:

PP_i = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

PD_{ihd} = Potencia Disponible de la unidad generadora "i" en la hora "h" para el día "d".

H = Tiene un valor de cuatro al considerar diariamente, cuatro reportes de disponibilidad, uno a las 18:00, a las 19:00, a las 20:00 y el último a las 21:00 horas, con base a lo que los agentes informan al Centro de Despacho de Carga -CDC- para el período de máxima demanda, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PP_i) es la potencia que la unidad generadora "i", es capaz de suministrar al sistema, neta de consumos internos, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada, calculada de acuerdo a lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial número 2. Para el caso de las importaciones mediante Contratos Firms se utilizará como PP_i el valor de potencia contratada que permanece invariable en todo momento durante toda la vigencia del contrato, definido en la Norma de Coordinación Comercial No. 2 como PCFI.

3.1.3.4 La Potencia Disponible (PD) de una unidad generadora es el mínimo valor entre:

- La Potencia Máxima PP_i
- La potencia declarada por el agente generador, que es el valor de potencia que declara que puede entregar como máximo al sistema, para efectos de la programación del despacho semanal. Para el caso de las importaciones mediante Contratos Firms con países no miembros del MER, se utilizará el valor de potencia declarado por el importador para la elaboración del despacho. Para el caso de las importaciones mediante Contratos Firms del MER se utilizará el valor de potencia programado por el EOR en los predespachos y redespachos regionales.
- La potencia neta generada y reportada al Centro de Despacho de Carga por el agente generador cuando la unidad generadora ha sido convocada a su Potencia Máxima o a su potencia declarada. Para el caso de las importaciones mediante Contratos Firms se considerará la potencia registrada por el sistema informático en tiempo real del Administrador del Mercado Mayorista y los registros de indisponibilidad correspondientes.

3.1.3.5 Se asumirá que la Potencia Disponible (PD) de una importación mediante Contrato Firme y de una unidad generadora "i" es igual a su Potencia Máxima o su potencia declarada (la que sea menor), siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Se encuentre operando de acuerdo a las condiciones de generación requeridas por el CDC, es decir que la unidad puede estar entregando parcialmente su Potencia Máxima, manteniendo en reserva el complemento.

$$PD_{ihd} = PG_{ihd} + R_{ihd}$$

Donde

PG_{ihd} = Potencia Generada en la hora "h"

R_{ihd} = Reserva o Complemento de la Potencia Máxima o potencia declarada

- Se encuentre convocada a generar, pero por razones que no sean atribuibles al generador, la unidad no entra a operar. Para las importaciones mediante Contratos Firms no serán razones atribuibles, cuando la oferta no esté disponible por motivos de seguridad operativa o cumplimiento de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicios y sea necesario limitar el flujo de potencia o desconectar los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control. Esta acción tendrá que ser instruida por el operador de sistema correspondiente que deberá acreditar el motivo que llevó a esa limitación o desconexión.

- El generador o la importación mediante Contrato Firme no es convocado a generar por razones de despacho económico, lo cual será documentado.
- Que las importaciones mediante Contratos Firmes no registren indisponibilidades. Se considerará indisponible la importación mediante Contratos Firmes cuando el flujo de potencia en tiempo real sea insuficiente para cumplir con la importación programada, tomando en cuenta los registros de operación que permitan determinar que la razón de la desviación en defecto, se debe a causas originadas en el país exportador y se degradará la Potencia Disponible de la importación por debajo de la Potencia Máxima y de la Potencia declarada para el despacho. Adicionalmente cuando la oferta de importación asociada al Contrato Firme no esté disponible, por falla en alguno de los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control localizados fuera del territorio de Guatemala, o por alguna otra situación o decisión administrativa u operativa ajena al SNI o el Mercado Mayorista de Guatemala se registrará la indisponibilidad de la importación conforme lo informado por el OS/OM correspondiente. No se registrarán indisponibilidades en los casos en los cuales la oferta de importación asociada al Contrato Firme no esté disponible, por motivos de seguridad operativa o cumplimiento de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicios y sea necesario limitar el flujo de potencia o desconectar los elementos del sistema de transporte que enlazan las áreas de control. Esta acción tendrá que ser instruida por el operador de sistema correspondiente, que deberán acreditar el motivo que llevó a esa limitación o desconexión.

Para el caso de centrales hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), geotérmicas o eólicas, la Potencia Disponible (PD) será la potencia correspondiente cada hora, hasta la Potencia Máxima o la potencia declarada.

3.1.3.6 La Potencia Disponible (PD) de una Central Generadora será la suma de los valores individuales de la potencia disponible de cada una de sus unidades.

Si una unidad está fuera de servicio, por cualquier razón atribuible al Participante Productor, su Potencia Disponible PD_{ind} será considerada por el AMM igual a cero.

Artículo 2. Se elimina el numeral 3.1.6.

Artículo 3. Se modifica el numeral 3.2.1 el cual queda así:

3.2.1 Definiciones.

Cubrimiento de la Demanda Firme: El Distribuidor, Gran Usuario y Exportador están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, calculada de acuerdo a lo dispuesto en la NCC-2. Estos contratos deberán ser informados al Administrador del Mercado Mayorista en las respectivas planillas de contratos.

El incumplimiento de esta obligación será considerado falta grave sujeta a sanción de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento. En el caso de transacciones de exportación de corto plazo, podrán también ser respaldadas con Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de transacciones internacionales de corto plazo de conformidad con la NCC-2.

En los casos en que exista comercialización de demanda, el Comercializador que asume las responsabilidades del Gran Usuario, deberá cubrir en todo momento la Demanda Firme de cada uno de sus clientes.

Demanda Firme (DF): La Demanda Firme de cada Participante Consumidor "j" es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador para el año en curso y el siguiente año calendario.

Demanda Firme Efectiva (DFE_{jm}): Es la demanda máxima mensual de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, registrada en el Sistema de Medición Comercial durante los periodos de máxima demanda diaria del Sistema Nacional Interconectado, más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo.

El periodo de máxima demanda diaria corresponde al definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Demanda Firme efectivamente contratada (DFEC_{jm}): El AMM determinará para cada día del mes y con base en las planillas de contratos del Mercado a Término e importaciones mediante Contratos Firmes, la potencia contratada por cada Participante Consumidor para el cubrimiento de su Demanda Firme. La Demanda Firme efectivamente contratada por cada Participante Consumidor "j" para el mes "m" será el valor promedio de los valores contratados diariamente.

Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD): Es el porcentaje de pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo.

Artículo 4. Se elimina el numeral 3.2.2.2

Artículo 5. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 3, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 6. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 3 contenida en la resolución No. 216-02 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 7. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCION NUMERO 1168-03

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un periodo de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el periodo de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el periodo de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

I) Emitir

La siguiente:

MODIFICACION Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No.9

ASIGNACION Y LIQUIDACION DEL PEAJE EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE PRINCIPAL Y SECUNDARIOS, Y CARGOS POR USO DEL PRIMER SISTEMA DE TRANSMISION REGIONAL

Artículo 1. Se modifica el numeral 9.1 el cual queda así:

9.1 OBJETO.

El objeto de esta norma es establecer la metodología para la asignación y liquidación de los cargos por peaje de los sistemas nacionales de transporte principal y secundarios, así como de los cargos del Mercado Eléctrico Regional por uso de instalaciones de Transmisión.

Para la red de transmisión nacional, el AMM elaborará un procedimiento interno para informar a los participantes del Mercado Mayorista lo siguiente: la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras. Anualmente el AMM elaborará el informe técnico para presentarlo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica según lo establecido en dicho procedimiento.

Artículo 2. Se modifica el numeral 9.2 el cual queda así:

9.2 DEFINICIONES.

Sistema Principal:

Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista.

Sistemas Secundarios de Transmisión. Son las instalaciones que no forman parte del Sistema Principal, que conectan a un participante productor con el Sistema Principal de transporte, determinadas por resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según lo establecido en la Ley General de Electricidad.

Sistemas Secundarios de Subtransmisión. Son las instalaciones de uso específico de los participantes consumidores, que los conectan con el Sistema Principal de transmisión; determinadas por resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Potencia Transmitida: Es la potencia inyectada o retirada en el sentido preponderante del flujo o la reservada por un participante productor o consumidor; que sirve de base para la asignación del pago del peaje de los Sistemas Secundarios.

Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTRp): son los cargos asociados al uso de la Red de Transmisión Regional calculados por el EOR en base a la metodología y criterios establecidos en el Libro III del RMER. Estos cargos permiten al EOR recolectar el dinero que deben recibir los Agentes Transmisores que ponen a disposición de la RTR sus instalaciones. Estos cargos se calculan por país "p", y son distintos para los Agentes Consumidores y Productores.

Red de Transmisión Regional (RTR): Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Servicio de Transmisión Regional: Consiste en transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía.

Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI): Es el producto de las compensaciones establecidas por los valores de indisponibilidad previstos en los Objetivos de Calidad de la Regulación Regional.

Artículo 3. Se modifica el numeral 9.3.1 el cual queda así:

9.3.1. En los casos en que exista contrato de transporte del Sistema Principal de Transmisión, se aplicarán los cargos de acuerdo a lo informado al AMM en cuanto al precio del peaje y la cantidad de potencia contratada. Las partes contratantes deberán informar del mismo al Administrador del Mercado Mayorista con cinco días hábiles de anticipación de la fecha de inicio de la administración de dicho contrato, utilizando la planilla establecida para el efecto. En este caso la potencia contratada será tomada en cuenta para el cálculo del pago del peaje del resto de Participantes.

Artículo 4. Se modifica el numeral 9.6 el cual queda así:

9.6 CARGOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL POR EL USO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.

9.6.1 Las instalaciones de transmisión que formen parte de la RTR y que sean consideradas regionalmente como existentes o ampliaciones a riesgo, así como las instalaciones de transmisión que no formen parte de la RTR, que son parte de la red de transmisión nacional utilizada para que el EOR prepare diariamente el pre-despacho del MER, serán remuneradas con el respectivo valor de Costo Anual de Transmisión aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el período correspondiente y adicionalmente podrán recibir los montos por VEI indicados por el EOR en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER). En el caso de que les sea asignado VEI, los propietarios de estas instalaciones deberán pagar las compensaciones por indisponibilidad consideradas en el Régimen de Calidad de Servicio de Transmisión Regional que se determinen en el DTER, conforme la Regulación Regional. Si en el DTER se incluyeran remuneraciones adicionales al VEI para estas instalaciones, los montos resultantes serán acreditados a los Participantes del Mercado Mayorista que deban realizar pagos por peaje por el uso de dichas instalaciones, en proporción a los pagos por peaje efectuados.

9.6.2 Las Ampliaciones de la RTR Planificadas y Ampliaciones a Riesgo con beneficio regional, y las instalaciones de transmisión existentes que formen parte de la RTR y que sean propiedad de Agentes no Transportistas, serán remuneradas de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, según resultados consignados por el EOR en el DTER. Los propietarios de estas instalaciones deberán pagar las compensaciones por indisponibilidad consideradas en el Régimen de Calidad de Servicio de Transmisión Regional que se determinen en el DTER, conforme la Regulación Regional.

9.6.3 Los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR- que sean requeridos por el EOR para remunerar la RTR, serán asignados a los Participantes del Mercado Mayorista de conformidad con lo indicado en el DTER.

Artículo 5. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 9, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 6. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 9 contenida en la resolución No. 521-01 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 7. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCIÓN No. 1168-04"

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

1) Emitir

La siguiente:

MODIFICACION Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 11

INFORME DE COSTOS MAYORISTAS

Artículo 1. Se modifica el numeral 11.1 el cual queda así:

11.1 ALCANCE

Para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los Distribuidores, antes del 31 de marzo de cada año, el AMM enviará a la Comisión un Informe de Costos Mayoristas conforme se establece en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley, el cual tendrá las proyecciones de los siguientes componentes:

- El costo de compra de la energía y potencia a través de contratos con participantes Productores;
- El costo de compra de energía y potencia a través de contratos de importación;
- Las compras de energía en el Mercado de Oportunidad;
- Los costos asociados a los servicios complementarios que les corresponda pagar como Participante consumidor, excepto aquellos debidos a incumplimiento de sus compromisos de reactivo y netos de los eventuales créditos que correspondan por déficit de reserva de potencia;
- Los sobrecostos por generación forzada;

- El cargo por pérdidas como participante consumidor descontado el excedente de precios nodales más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central;
- Los cargos por peaje de los contratos en los que el distribuidor compra en el nodo de la central;
- Los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR), así como de cualquier otro cargo aplicable conforme la Regulación Regional;
- La cuota por administración y operación correspondiente al AMM;
- El Cargo Por Servicio de Regulación del Mercado Eléctrico Regional;
- El Cargo Por Servicio de Operación del Sistema, Cargo Por Servicio de Operación del Mercado Eléctrico Regional o Cargo Por Servicio de Operación;

Este cálculo se realizará por banda horaria, de acuerdo a la metodología que se detalla más adelante.

Artículo 2. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 11, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 3. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 11 contenida en la resolución No. 157-08 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 7. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCION No. 1168-05

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER–, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un periodo de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el periodo de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el periodo de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 12.

PROCEDIMIENTOS DE LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN

Artículo 1. Se modifica el numeral 12.2.1 el cual queda así:

12.2.1 Informe de Transacciones Económicas

El AMM emitirá el Informe de Transacciones Económicas a más tardar dentro de los trece (13) días hábiles siguientes de la fecha de cierre, en la que se detallará, para cada Participante, los importes acreedores y/o deudores resultantes de sus transacciones en el Mercado Mayorista durante el periodo de facturación inmediato anterior.

Artículo 2. Se modifica el numeral 12.5.1 el cual queda así:

12.5.1 Los deudores deberán hacer el pago a más tardar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes de haber recibido el Informe de Transacciones Económicas, no importando si existiera alguna observación a dicho informe pendiente de resolución. Los ajustes que pudieran derivarse de alguna revisión al Informe de Transacciones Económicas, se incluirán en la facturación del mes subsiguiente.

Artículo 3. Se modifica el numeral 12.6.8 el cual queda así:

12.6.8 Los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista, además de la garantía requerida en el apartado 12.6.1 de esta norma, deberán constituir una garantía ante el Administrador del Mercado Mayorista y el Banco Liquidador, para cubrir sus responsabilidades asociadas a todos los cargos que sean aplicables conforme la regulación del Mercado Eléctrico Regional. Para el caso de los Grandes Usuarios con Representación, el comercializador con el cual hayan suscrito el Contrato de Comercialización será el responsable de constituir y mantener habilitadas dichas garantías. El monto mínimo de esta garantía será calculado por el Ente Operador Regional –EOR– conforme lo establecido en la Regulación Regional.

Artículo 4. Se modifica el numeral 12.6.9 el cual queda así:

12.6.9 El plazo de vigencia de la garantía para realizar transacciones Nacionales y de la garantía para cubrir las obligaciones de pago en el Mercado Eléctrico Regional, será de un año como mínimo.

Artículo 5. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 12, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 6. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el periodo de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 12 contenida en la resolución No. 157-09 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 7. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCION No. 1168-06

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE-09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER–, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE– mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 14, y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE**I) EMITIR**

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 13**MERCADO A TÉRMINO**

Artículo 1. Se elimina el numeral 13.4.6.

Artículo 2. Se modifica el numeral 13.5.3 el cual queda así:

13.5.3 Demanda a contratar por un Participante Consumidor

Los Participantes Consumidores deben realizar contratos de potencia que cubran en todo momento con Oferta Firme Eficiente la totalidad de su Demanda Firme. Dichos contratos deberán pertenecer al Mercado a Término o corresponder a una importación mediante Contrato Firme y estar vigentes a efecto que cubran la Demanda Firme durante el año en curso y el siguiente. Las importaciones mediante Contratos Firmes que se utilicen deberán contar con Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme determinada conforme la metodología establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 2.

En el caso de un Comercializador se calcula su demanda a contratar como la suma de las demandas firmes de los Grandes Usuarios que comercializa. Un comercializador podrá suscribir Contratos de Comercialización con Grandes Usuarios, con el objeto de asumir todas las responsabilidades comerciales de dichos Grandes Usuarios ante el AMM.

En el caso de Grandes Usuarios con Representación, el Comercializador con el cual hayan suscrito el Contrato de Comercialización será el responsable de cubrir durante el año en curso y el siguiente la Demanda Firme de dichos Grandes Usuarios. En este caso, la demanda firme a contratar por el Comercializador será la suma de las demandas firmes de los Grandes Usuarios con representación.

Las exportaciones mediante Contratos Firmes les corresponderá una Demanda Firme asignada conforme la metodología establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 2.

La Oferta Firme Eficiente comprada o representada por el comercializador será utilizada para cubrir la Demanda Firme de sus grandes usuarios con representación. El Comercializador deberá contar con suficiente Oferta Firme Eficiente, representada o contratada, para cubrir la totalidad de los requerimientos de Demanda Firme de todos sus clientes. Si el Comercializador tuviera excedentes de Oferta Firme Eficiente, podrá comercializarlos en el MM o venderlos en el mercado de desvíos de potencia.

Los Distribuidores compran su energía necesaria no abastecida por Contratos en el MM al precio de oportunidad de la energía en el Mercado de Oportunidad. La demanda prevista a comprar al precio de oportunidad (DEMEST) se calcula para cada Distribuidor "j" en cada hora "h" descontando de la demanda de potencia prevista (PREVDEM) acordada en la Base de Datos, la suma de la carga

representativa para esa hora de sus Contratos de Abastecimiento, salvo aquellos sin energía asociada. Para los Grandes Usuarios Participantes y Comercializadores, la demanda no cubierta por contratos se compra en el Mercado de Oportunidad al Precio de Oportunidad de la Energía.

Artículo 3. Se modifica el numeral 13.5.4 el cual queda así:

13.5.4 Máxima generación a vender por contratos

La máxima generación a vender por contratos refleja la capacidad de producción de un agente Productor o un Comercializador de generación con la que puede respaldar sus contratos de venta en el Mercado a Término o exportaciones mediante Contratos Firmes.

En el caso de una central hidroeléctrica le corresponde como máxima potencia contratable la Oferta Firme Eficiente de la central.

En el caso de una central o máquina térmica, se considera la oferta firme eficiente de las centrales y máquinas comercializadas. En consecuencia, le corresponde a cada una como máxima potencia contratable la oferta firme eficiente total de la máquina o central.

En el caso de una importación mediante Contrato Firme le corresponde como máxima potencia contratable la Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme determinada conforme la metodología establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 2.

Un Generador o Comercializador de generación "k" puede vender por contratos sólo la potencia que se puede producir con la Oferta Firme Eficiente que dispone (más la que haya adquirido por contratos menos sus compromisos de venta) y, por consiguiente, está en condiciones de respaldar. La potencia máxima contratable (GENMXCONTk) está dada por la suma de la Oferta Firme Eficiente de sus máquinas y/o centrales comercializadas más la que haya contratado a otros generadores menos la que haya comprometido por contratos.

En el momento de suscribir un Generador "k" un contrato de Reserva o Respaldo con otro generador "r", se debe cumplir para cada mes "m" de vigencia que:

- La reserva comprometida no resulte mayor que la Oferta Firme Eficiente no comprometida por el vendedor en otros contratos.

$$PRES_{mkr} \leq \sum_r EFECT_r$$

En donde:

$PRES_{mkr}$ = potencia en Reserva o Respaldo comprometida para el mes "m" en el contrato a suscribir entre el Generador "k" y el agente "r".

$EFECT_r$ = Oferta Firme Eficiente no comprometida por el vendedor en otros contratos.

A su vez, en el momento de suscribir un productor "k" un contrato de abastecimiento nuevo con un comprador "j", se debe cumplir para cada hora "h" del mes "m" de vigencia, que su potencia comprometida por sus contratos ya existentes de abastecimiento, Reserva y Respaldo, más la potencia comprometida en el nuevo contrato no supere su Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme.

$$\sum_{r=1}^R PRES_{mdhkr} + PTGCONT_{mdhkj} + PCNC_{mdhkj} \leq OFETDF_k$$

siendo:

$PRES_{mdhkr}$ = potencia en Reserva o Respaldo comprometida para el mes "m", día "d", hora "h" por el productor "k" con otros agentes "r".

$PTGCONT_{mdhkj}$ = Potencia total comprometida en contratos vigentes para un mes "m", día "d", hora "h" por el productor "k" a un consumidor "j" según se define en 13.6.1.5

$PCNC_{mdhkj}$ = Potencia Comprometida en nuevo Contrato de abastecimiento para un mes "m", día "d", hora "h", por el productor "k" a un comprador "j".

$OFETDF_k$ = Oferta Firme Eficiente Total para Cubrimiento de Demanda Firme de un Participante Productor "k", la cual está integrada por la Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme de sus centrales generadoras más la contratada con otros Productores.

A su vez, en el momento de suscribir un productor "k" un nuevo contrato de exportación con un comprador "j", se debe cumplir para cada hora "h" del mes "m" de vigencia, que su potencia comprometida en sus contratos vigentes más la potencia comprometida en el nuevo contrato de exportación, no supere su Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme o su Oferta Firme Eficiente.

Artículo 4. Se modifica el numeral 13.6.1 el cual queda así:

13.6.1 Contratos de abastecimiento

En los contratos de abastecimiento, excepto los correspondientes a la modalidad b) (potencia sin energía asociada), un Generador "k" compromete el abastecimiento de energía a un agente consumidor. Para el cubrimiento de esta energía podrá utilizar:

- Generación propia (PPROIAK), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas (PGENk), las máquinas "kk" de otros Generadores con los que haya suscrito contratos de Reserva y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGENkk) y la energía importada por medio de contratos por el generador (PGENimp);

$$PPROIAK = PGENk + \sum_{kk} PGENkk + PGENimp$$

- Energía comprada en el Mercado de Oportunidad, de resultar la generación propia insuficiente debido al Despacho o a la falta de disponibilidad propia y/o de sus máquinas contratadas como reserva.

Un compromiso de abastecimiento podrá indicarse, según el tipo de contrato, de tres maneras distintas:

- Se establece una curva horaria a abastecer durante toda la vigencia del contrato, expresada como valores de potencia horaria (PABAST)
- Se establece una potencia a abastecer y un precio de opción de compra de energía. Cuando el precio del Mercado de Oportunidad supera el precio de ejercicio, el vendedor debe suministrar la potencia a abastecer con generación propia o con energía comprada en el Mercado de Oportunidad. Cuando el precio del Mercado de Oportunidad es menor al de ejercicio, no hay suministro de energía derivado del contrato.
- Se define un compromiso de abastecimiento de demanda no contratada de un agente consumidor. De contar con contratos previos será la demanda restante luego de

descontar a su demanda total la cubierta por sus otros contratos de abastecimiento. En caso de no tener ningún otro contrato de abastecimiento será la demanda del comprador hasta la potencia comprometida.

Los Generadores deben informar al AMM dentro de los plazos indicados los contratos de abastecimiento suscritos indicando los datos necesarios para su coordinación comercial y operativa, entre ellos:

- El agente consumidor correspondiente;
- Período de vigencia;
- La modalidad del contrato
- La demanda a abastecer contratada, potencia y cuando corresponda la curva de carga;
- El nodo de Intercambio
- Cuando correspondiera, el precio de ejercicio
- Precios y garantías de abastecimiento y eventuales fórmulas de reajuste;

La coordinación comercial de las planillas de Contratos a Término será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista, por lo cual los Agentes y Grandes Usuarios deben informar sus contratos al AMM a través de las Planillas de Contratos establecidas por el AMM para el efecto, y de conformidad con los tipos de contrato definidos en la presente norma.

13.6.1.1. Curva de carga representativa

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la potencia horaria a abastecer,

la curva de carga horaria se calculará con la potencia indicada en el contrato (PABAST). Para un contrato de este tipo, el compromiso previsto entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" para la hora "h" del día "d" del mes "m" resulta:

$$PCONTmdhkj = PABASTmdhkj$$

Donde:

PCONTmdhkj: es la potencia que el generador "k" se compromete a entregar al consumidor "j" en el mes, día y hora correspondiente.

13.6.1.2. Energía mensual representativa

El AMM asignará a cada contrato de abastecimiento entre un Generador "k" y un Participante Consumidor "j" una energía mensual representativa (ECONTmkj) dada por:

- Para los contratos con una curva horaria de potencia específica, la integración de dicha curva;

$$ECONTmkj = \sum_d \sum_h PABASTmdhkj$$

- Para los contratos que acuerdan el cubrimiento de la demanda faltante, la integración de la curva horaria representativa de la demanda del comprador establecida en la planilla.

$$ECONTmkj = \sum_d \sum_h PCONTmdhkj$$

- Para los contratos de opción de compra o sin energía asociada, la potencia comprometida por el generador multiplicada por la duración del mes.

13.6.1.3. Potencia máxima mensual

El AMM asignará a cada contrato de abastecimiento entre un Generador ("k") y un Participante Consumidor ("j") una potencia máxima mensual representativa (PMXCONTmkj), dada por:

Para contratos con curva de carga, la potencia máxima de cada mes de la curva de carga horaria representativa.

$$PMXCONTmkj = \max_d \sum_h (PCONTmdhkj)$$

donde:

- d = son los días del mes "m";
- h = son las horas de cada día.

Para Contrato de Opción de Compra de energía, o de Potencia sin Energía Asociada, la potencia acordada a suministrar por parte del vendedor.

Para Contratos por la Demanda no Cubierta, la potencia establecida en la planilla de contratos.

13.6.1.4. Demanda total contratada

Un Distribuidor, Comercializador o un Gran Usuario Participante podrá realizar uno o más contratos de abastecimiento. En consecuencia, para cada Participante Consumidor "j" con contratos de abastecimiento, la demanda total contratada resultará para cada hora "h" de los días "d" de un mes "m" como la suma de la potencia representativa de cada uno de sus contratos.

$$PTDCONTmdhj = \sum_k PCONTmdhkj$$

donde "k" son los Generadores con quienes tiene contratos de abastecimiento el Participante Consumidor "j".

A su vez el AMM definirá para cada Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario Participante con contratos de abastecimiento la potencia máxima mensual contratada (PMXMESmj), calculado como el máximo horario de la curva suma de las cargas horarias representativas de cada uno de sus contratos.

$$PMXMESmj = \max_d \sum_h (PTDCONTmdhj)$$

donde:

- d = son los días del mes "m";
- h = son las horas de cada día.

13.6.1.5. Generación total comprometida

Un Generador podrá realizar más de un contrato de abastecimiento. Por lo tanto para un Generador "k" con contratos de abastecimiento, para cada hora "h" la potencia total comprometida (PTGCONTmdhk) se definirá como la suma de la potencia representativa de cada uno de sus contratos "j".

$$PTGCONTmdhk = \sum_j PCONTmdhkj$$

La PTGCONTmdhk de cada agente productor deberá ser menor o igual a la suma de la Oferta Firme Eficiente para Cubrimiento de Demanda Firme de sus unidades generadoras más la contratada con otros generadores y menos la comprometida con otros generadores.

Artículo 5. Se adiciona el numeral 13.6.4 con el siguiente contenido:

13.6.4 Exportación e Importación mediante Contratos Firmes

Conforme lo establecido en la Regulación del Mercado Eléctrico Regional un Participante Productor compromete en un Contrato Firme una cantidad de energía que no es tomada en cuenta en la elaboración del predespacho nacional conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 1. Esta energía tiene prioridad de suministro para la parte compradora y tiene una Demanda Firme asignada, su punto de entrega es un nodo de la Red de Transmisión Regional (RTR) del área de control de Guatemala y es despachada conforme los requerimientos de los predespachos y redespachos regionales del MER. Las diferencias entre la energía generada en el nodo de la central y la energía programada regionalmente en el nodo de la RTR serán compradas o vendidas en el Mercado de Oportunidad del Mercado Mayorista.

En las interconexiones con otros mercados o países no miembros del MER, en estos contratos un Participante Productor compromete energía mediante una Transacción Internacional, la cual podrá cubrir mediante Generación propia o mediante energía comprada en el Mercado de Oportunidad, de resultar la Generación propia insuficiente debido al Despacho o a la falta de disponibilidad propia y/o de sus máquinas contratadas como reserva.

En el compromiso de abastecimiento de energía se establece mediante la curva horaria definida en el Contrato Firme. En los resultados de las transacciones del Participante Productor se asignará la energía de las exportaciones mediante Contratos Firmes conforme las cantidades conciliadas en las Transacciones Internacionales. Para el caso del MER se asignará la energía con base en las transacciones contractuales programadas en los predespachos y redespachos regionales conciliadas con el EOR.

La demanda total contratada de un Participante Consumidor tomará en cuenta la energía abastecida por las importaciones de los Contratos Firmes conforme las cantidades de energía conciliadas en las Transacciones Internacionales. Para el caso del MER se asignará la energía con base en las transacciones contractuales programadas en los nodos de la RTR conforme los predespachos y redespachos regionales y conciliados con el EOR, considerando la Energía Requerida del Contrato Firme por el Participante Consumidor.

Cuando el comprador de un Contrato Firme sea un Participante Productor la energía contratada podrá utilizarse para el cubrimiento de sus Contratos de Abastecimiento del Mercado Mayorista conforme las cantidades de energía conciliadas en las Transacciones Internacionales. Para el caso del MER se asignará la energía con base en las transacciones contractuales programadas en los nodos de la RTR conforme los predespachos y redespachos regionales y conciliados con el EOR, considerando la Energía Requerida del Contrato Firme por el comprador.

Artículo 6. Se modifica el numeral 13.8 el cual queda así:

13.8 SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL MM

Cada participante productor o importador deberá pagar sus cargos por peaje calculados con base en lo establecido en las normas de coordinación y los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional conforme lo establecido en la regulación del Mercado Eléctrico Regional.

Mensualmente, el cargo por pérdidas del Transporte correspondiente a un contrato será calculado por el ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM) sobre la base de la energía y potencia efectivamente entregada y la energía y potencia efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato y afectándola de los precios correspondientes para cada uno de los nodos.

A los efectos de determinar las pérdidas de transmisión correspondiente a un contrato se considera que:

- El vendedor será responsable del pago del cargo por pérdidas calculado como la diferencia de los precios de la energía en el nodo de Intercambio y en el nodo de entrega, multiplicados cada hora por la energía entregada. En el caso de que se trate de un contrato de importación con un agente de un país no miembro del Mercado Eléctrico Regional el nodo de Intercambio es el nodo frontera.
- El comprador será responsable del pago del cargo por pérdidas calculado como la diferencia de los precios de la energía en su o sus propios nodos de recepción y el nodo de intercambio, multiplicados cada hora por la energía entregada. En el caso de que se trate de un contrato de exportación con un agente de un país no miembro del Mercado Eléctrico Regional el nodo de Intercambio es el nodo frontera.
- Podrá acordarse en el contrato que se celebre, que el generador entregará su energía en el nodo de la central. En ese caso los cargos por pérdidas estarán a cargo del comprador.

En el contrato se especificará el punto de intercambio del vendedor con el MM, y el punto de intercambio del MM donde se considerará recibiendo la energía el comprador. En caso de contratos de importación y exportación con un agente de un país no miembro del Mercado Eléctrico Regional el punto de intercambio del comprador y del vendedor respectivamente es el nodo frontera.

En el caso de los contratos de importación y exportación del MER, los puntos de intercambio de los compradores y vendedores del MM con el MER, son los nodos de la RTR del área de control de Guatemala que cumplan con los requisitos establecidos en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER para la presentación de ofertas de inyección y retiro.

Las partes, al convenir un contrato, deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el vendedor en un contrato sólo se referirá a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente comprador. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Nodo de Intercambio.

Artículo 7. Se modifica el numeral 13.10.2 el cual queda así:

13.10.2 Restricciones en el suministro en caso de déficit en el MM

En caso que el AMM estime déficit en el predespacho nacional, verificará la disponibilidad de energía con países no miembros del Mercado Eléctrico Regional para abastecer el déficit previsto. Luego de lo anterior y de no resolver el déficit estimado el AMM presentará ofertas de compra al Mercado Eléctrico Regional por la energía faltante prevista. De abastecerse la energía faltante en el Mercado Mayorista mediante energía importada, su tratamiento en la liquidación del MM será conforme lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 10.

Al surgir déficit en el MM, en caso de ser convocados contratos de Reserva, el AMM deberá considerar que la potencia despachada en las máquinas asociadas a esos contratos de Reserva y que ha convocado pertenece a la generación propia del Generador que es la parte compradora en dichos contratos.

Para el caso de déficit de generación en el Sistema, en los contratos de abastecimiento, a la energía contratada se agregará además el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo semanales para verificar que el Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos.

Se excluirá a los suministros con contratos de abastecimiento de toda limitación que no esté prevista en su contrato, siempre que el Generador cuente con generación propia (entendiéndose como tal la suma de la disponibilidad de sus máquinas más la de sus contratos de reserva netos de sus propios compromisos) para abastecer la suma de sus demandas comprometidas más pérdidas estimadas, y no existan restricciones de Transporte y/o Distribución que impidan hacer llegar la energía contratada al punto de intercambio acordado. En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o Distribución o por indisponibilidad del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Sistema, el AMM programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador no cuenta con la disponibilidad necesaria para cumplir sus contratos de abastecimiento con generación propia, pasará a ser un Comprador del faltante en el Mercado de Oportunidad. Si en este caso en el MM se aplican cortes programados a la demanda, el Generador como comprador será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda a abastecer sin contratos. Su participación en el programa de cortes será proporcional a su compra (faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado de Oportunidad. La restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a la demanda comprometida en cada uno de sus contratos, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución de la falla diferente. El valor diario y horario de esta compra se calculará en el despacho diario.

De no poder abastecer la demanda contratada debido a restricciones de Transporte y no por falta de generación, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de suministro (la energía está disponible) y no correspondrá aplicar penalizaciones.

Artículo 8. Se modifica el numeral 13.11 el cual queda así:

13.11 RESULTADO DE LAS TRANSACCIONES DE UN GENERADOR EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD PARA LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO Y EXPORTACIÓN

El principio básico que debe considerarse es que toda la energía intercambiada es vendida y comprada en el mercado de oportunidad. Un agente generador vende al Mercado de Oportunidad su energía despachada en su propio nodo y valorizada al precio correspondiente a ese nodo. Para cumplir con las obligaciones emergentes de sus contratos de abastecimiento adquirirá en el Mercado de Oportunidad y al precio de los nodos de sus compradores la energía que requiera para el cumplimiento de sus contratos.

El contrato de abastecimiento y de exportación se interpretará como si cada hora el Generador debe entregar en el nodo de intercambio, la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cuál sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente generada por el vendedor. Los nodos de intercambio de las exportaciones de oportunidad y mediante Contratos al MER, son los nodos de la RTR del área de control de Guatemala en donde se presentó la oferta de inyección al MER. La energía a valorizar en los nodos de la RTR corresponderá a la energía abastecida directamente con ofertas de inyección de Guatemala al MER, programada por el EOR en los predespachos y redespachos regionales, e incluida en las conciliaciones regionales correspondientes.

Los nodos de intercambio de las exportaciones de oportunidad y mediante Contratos a mercados de países no miembros del MER, son los nodos frontera.

Para cada hora en la potencia térmica total realizada por un Generador se pueden diferenciar tres valores:

$$PGENhk = PDESPhk + PTMINhk + PFORZhk$$

- La suma de la potencia despachada en sus máquinas, o sea no forzada (PDESPhk).
- La suma de la potencia forzada en servicio al mínimo técnico en sus máquinas debido al tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMINhk), o sea debido a una restricción propia de la máquina.
- La suma de la potencia forzada dada por requerimientos de un Distribuidor. Para el cálculo de la generación propia aportada a sus contratos de abastecimiento cada hora "h" por un Generador "k" con máquinas térmicas, se considerará las potencias descritas en los dos primeros puntos anteriores, a las que se adicionará:

- La suma de la potencia despachada, no forzada, en las máquinas con las que tenga contratos de Reserva (PRES_h) que hayan resultado generando y hayan sido convocadas por el Generador de acuerdo a la cláusula indicada en su contrato.

$$PPROPIAhk = PDESPhk + PTMINhk + \sum_r PRES_{hr}$$

Para un generador hidroeléctrico "k" la generación propia se considera igual a la correspondiente a la potencia despachada más la correspondiente a los contratos de reserva que disponga con otros generadores que haya convocado. En consecuencia:

$$PPROPIAhk = PDESPhk + \sum_r PRES_{hr}$$

Para el cálculo horario del resultado de la cuenta de las transacciones del generador en el Mercado de Oportunidad, el AMM determinará la energía suministrada a cada contrato del generador y la multiplicará por el precio horario en el nodo de intercambio correspondiente. Al resultado de esa operación se restará el valor de la energía propia valorizada en su propio nodo. Cuando exista comercialización de la Oferta, el AMM asignará al Agente Comercializador el saldo en el Mercado de Oportunidad correspondiente al generador con Contrato de Comercialización.

Cada mes, el AMM realizará la integración de la comercialización en el Mercado de Oportunidad y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MM según resulte positiva o negativa la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

Artículo 9. Se modifica el numeral 13.12 el cual queda así:

13.12 PARTICIPANTES CONSUMIDORES CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO E IMPORTACIÓN

En la operación real, para cada hora "h" se entiende como Demanda Propia (DPROPIA) de un Participante Consumidor "j" a su demanda horaria registrada (DEM).

$$DPROPIAhj = DEMhj$$

Un Participante Consumidor compra en el Mercado de Oportunidad la energía correspondiente a su demanda horaria registrada, valorizada en el nodo de consumo. El contrato de abastecimiento se interpreta como si cada hora el Participante Consumidor debe comprar en el Mercado la potencia y energía de cada uno de sus contratos independientemente de lo que requiera su demanda propia.

Para el caso del Mercado Eléctrico Regional la Energía Requerida en un Contrato Firme por un Participante Consumidor y despachada por el EOR, representa un retiro físico en los nodos de la RTR del área de control de Guatemala en donde se presentó la oferta de retiro al MER, independientemente de la demanda registrada por el Participante Consumidor en el nodo de consumo.

Para el seguimiento de las diferencias respecto a los contratos de abastecimiento de un Participante Consumidor y el cálculo de su compraventa en el MM, el AMM deberá considerar que la potencia horaria total contratada está dada por la suma de las potencias horarias de las curvas de carga representativas de sus contratos a bien por la demanda faltante. En caso en que el Participante Consumidor posea contratos de potencia con opción de compra se considerará que si el generador ha sido despachado también se habrá ejercido la opción de compra.

Cada hora el AMM deberá realizar para cada Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario Participante con Contratos de Abastecimiento e importaciones mediante Contratos Firmes con mercados de países no miembros del MER el seguimiento de las diferencias entre su demanda propia y la suma de las energías entregadas por medio de contratos, y calcular la valorización de estas diferencias a través de su comercialización en el Mercado de Oportunidad. Para los Distribuidores y Grandes Usuarios Participantes con importaciones mediante Contratos Firmes del MER, el AMM realizará el seguimiento de las diferencias entre su demanda propia y la energía comprada en contratos de Abastecimiento más la energía asignada por el EOR en las conciliaciones correspondientes; el AMM calculará las diferencias para determinar su resultado en el Mercado de Oportunidad.

Cuando un Participante Consumidor resulta en una hora "h" con una demanda propia valorizada menor que la valorización de la energía total contratada, se convertirá en un vendedor en el Mercado de Oportunidad.

Si por el contrario, resulta la valorización de su demanda propia mayor que la valorización de la energía contratada, se considerará comprador del faltante en el MM.

El Participante Consumidor deberá adquirir obligatoriamente en el mercado de desvíos la diferencia que pudiera haber entre su demanda firme y su potencia contratada.

Al finalizar el mes el AMM deberá calcular para cada Distribuidor y Gran Usuario los valores correspondientes a:

- Las diferencias registradas entre su demanda propia abastecida y la entregada por sus contratos, su integración y su valorización a través de su comercialización en el MM.
- La diferencia registrada entre su demanda máxima y la potencia contratada disponible y su valorización a través del mercado de desvíos.

El Participante Consumidor resultará acreedor o deudor en el mercado de transacciones de energía respecto al MM, según resulte positiva o negativa la integración de los montos correspondientes a los apartamientos horarios a lo largo del mes. Cuando exista comercialización de la Demanda, el AMM asignará al Agente Comercializador el saldo en el Mercado de Oportunidad correspondiente a sus grandes usuarios con representación.

13.12.1 Cálculo de la Energía Mensual de Generadores Hidroeléctricos

El AMM calculará y publicará junto con la Programación Anual Estacional, de forma indicativa, los bloques de energía mensual correspondientes a las unidades o centrales hidroeléctricas calculados con probabilidad de excedencia del 80% y también del 95%, utilizando para el cálculo las mismas series hidrológicas utilizadas para el establecimiento de la Oferta Firme Eficiente de cada una de dichas unidades o centrales hidroeléctricas.

Artículo 10. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 13, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 11. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 13 contenida en la resolución No. 157-10 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 12. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.

"RESOLUCION No. 1168-07"

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a) del artículo 44, preceptúa que al Administrador del Mercado Mayorista le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1, del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el treinta (30) de diciembre de mil novecientos noventa y seis (1996), los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el Tratado Marco Del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue aprobado por el Congreso de la República de Guatemala por medio del Decreto número 25-98, publicado el diecisiete (17) de abril de mil novecientos noventa y ocho 1998 y ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores con fecha veintiocho de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE 09-2005 aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y por medio de la resolución CRIE-P-09-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, instrumentos que forman parte de la Regulación Regional y que regulan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- mediante resolución CRIE-P-23-2012 aprobó un período de transición de tres meses, solicitado por el EOR, contados a partir del uno de enero de dos mil trece, durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

CONSIDERANDO:

Que en observancia de lo establecido en el inciso d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se deben realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, para su aplicación indicativa durante el período de transición aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-23-2012.

CONSIDERANDO:

Que durante el período de transición de tres meses aprobado por la CRIE se deben realizar con carácter indicativo las transacciones regionales derivadas del RMER y PDC, de manera adicional y concurrente con la operación y transacciones del Mercado Mayorista, establecidas en la regulación nacional que se encuentra vigente a la fecha.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confieren los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1., 14., y 20 inciso c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE

1) EMITIR

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN INDICATIVA A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 14.

HABILITACIÓN COMERCIAL PARA OPERAR EN EL MERCADO MAYORISTA Y SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

Artículo 1. Se modifica el Artículo 1 el cual queda así:

Objetivo: La presente norma tiene por objetivo:

- Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial que utilizará el Administrador del Mercado Mayorista para liquidar las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista de Guatemala.
- Establecer los requisitos y procedimientos indispensables para que un Agente o Gran Usuario pueda realizar transacciones económicas en el Mercado Mayorista.
- Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) que utilizará el Ente Operador Regional (EOR) para liquidar las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- Establecer los requisitos y procedimientos indispensables para que un Agente o Gran Usuario realice transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

Artículo 2. Se modifica el numeral 14.1 el cual queda así:

14.1 Sistema de Medición Comercial. El Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) será utilizado por el Administrador del Mercado Mayorista y el Ente Operador Regional según corresponda, como base para la liquidación de las transacciones comerciales. Los distintos Participantes serán responsables de su instalación, operación y mantenimiento en cada punto de conexión según se detalla en el punto siguiente.

Debe instalarse los equipos de medición necesarios para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la Red Transmisión Regional (RTR), así como los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del MER. Estos equipos deberán ser habilitados cumpliendo con los requerimientos de la Regulación Regional y la normativa nacional vigente.

Las características técnicas de los equipos de medición del SIMECR, los procedimientos de lectura, auditoría, registro, pruebas, procesamiento de datos deberán seguir lo estipulado en la Regulación Regional y el Anexo A1 (Sistema de Medición Comercial Regional) del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Artículo 3. Se modifica el numeral 14.2 el cual queda así:

14.2 Responsabilidad. Serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento de equipos de medición y comunicaciones para el Sistema de Medición Comercial en sus puntos de conexión con la RTR o con otros Participantes del Mercado Mayorista (MM):

- Los Transportistas,
 - En sus conexiones con otros Transportistas (según convenio entre ellos);
 - En las conexiones internacionales.
 - En las subestaciones del sistema de transmisión, en que exista una demanda de potencia y energía de consumos propios. Deberá existir equipo de medición para registrar dichos consumos.
 - En sus instalaciones cuando correspondan a nodos de la RTR, definidos por el EOR conforme la Regulación Regional.
- Los Distribuidores,
 - En sus conexiones con los Transportistas.
 - En sus conexiones con otros Distribuidores (según convenio entre ellos);
 - En las subestaciones del sistema de distribución, en que exista una demanda de potencia y energía de consumos propios, conectada a instalaciones del sistema de transmisión. Deberá existir equipo de medición para registrar dichos consumos.
 - En sus conexiones con nodos de la Red de Transmisión Regional.

Para los incisos a.3) y b.3) anteriores, deberá instalarse un medidor convencional de consumo de energía, de tipo electrónico o electromecánico (sin demandómetro), con indicador visual y sin memoria, para medir consumo de energía. Además, el transportista o distribuidor deberá informar en las planillas respectivas para la Programación de Largo Plazo, el monto de consumo propio mensual de energía de cada una de sus instalaciones, estimándolo con base al promedio de consumo propio y se liquidará en el Mercado de oportunidad de la energía en las transacciones económicas en el Mercado Mayorista en las horas respectivas. Asimismo, cada seis meses, enviará al Administrador del Mercado Mayorista las lecturas de consumo, para que se efectúe la revisión y los ajustes correspondientes. Cuando el consumo mensual registrado de energía de consumos propios de la instalación de transporte o distribución, exceda de 30,000 kWh, el transportista o distribuidor deberá instalar equipos de medición que cumplan con las especificaciones que se indican en los numerales 14.3 a 14.8 de esta norma

(c) Los Participantes Productores

- En los puntos en que entregan energía y potencia eléctrica al Sistema de transmisión, nodos de la Red de Transmisión Regional, o a las redes de Distribución.
 - Deberán instalar medidores por cada unidad generadora conectada al Sistema Nacional Interconectado, o por cada unidad generadora que se pueda conectar al mismo a través de dispositivos de conexión temporal, tales como interruptores de potencia o seccionadores. Los medidores deben instalarse en el lado de menor tensión del transformador.

- (d) Los Grandes Usuarios en sus conexiones con Transportistas, nodos de la Red de Transmisión Regional, o con Distribuidores. De acuerdo a la demanda de potencia de los Grandes Usuarios, la ubicación de los equipos de medición será:
- d.1) Demandas de potencia de 100 a 500 kW. La medición podrá ser ubicada del lado de alta o baja tensión del banco de transformación. En el caso de instalar la medición del lado de baja tensión de la transformación, y el transformador sea propiedad del Gran Usuario, deberá compensarse las pérdidas a través del programa de aplicación y algoritmo disponible en el equipo de medición homologado por el Administrador del Mercado Mayorista con las observaciones que se consideren oportunas. Si el banco de transformadores es propiedad del distribuidor no se compensarán las pérdidas a través del equipo de medición.
 - d.2) Demandas de potencia superiores a 500 kW. La medición deberá instalarse en el lado primario de alta de la transformación.

Artículo 4. Se modifica el numeral 14.8 el cual queda así:

- 14.8 Comunicaciones.** Cada medidor o registrador oficial deberá contar obligatoriamente con un medio de comunicación vía Internet (enlace IP) disponible en todo momento, para poder efectuar remotamente desde el AMM la lectura de memoria de acuerdo a los plazos establecidos en la Regulación Regional y Nacional según corresponda. Deberá tener además la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable, interfaz óptica o cualquier otra herramienta inalámbrica, de tal forma que se pueda coleccionar la información del medidor oficial sin cortar precintos.

El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación deberán ser compatibles con los que disponga el Administrador del Mercado Mayorista. De lo contrario el Participante responsable deberá proveer al Administrador del Mercado Mayorista los equipos y la programación necesarios para que el punto de medición pueda ser interrogado desde las instalaciones del Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 5. Se modifica el numeral 14.9 el cual queda así:

- 14.9 Requisitos de instalación.** El o los medidores correspondientes a los puntos de medición deberán cumplir los siguientes requisitos:
- (a) Deberán instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.
 - (b) Los gabinetes deberán tener grado de protección mecánica no inferior a la norma IEC IP40 o equivalente, para instalación interior, ó IEC IP54 o equivalente, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una placa de identificación del punto de medición la cual será proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista.
 - (c) Cada punto de medición deberá contar con una bornera de verificación precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso.
 - (d) Todos los componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta los medidores, deberán contar con borneras con tapa precintable, de manera de impedir todo acceso a los bornes.
 - (e) Los cables correspondientes a los circuitos de tensión deberán seleccionarse de manera que la caída de tensión en ellos sea inferior a 0.2%.
 - (f) El punto neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cables y toda parte metálica accesible de los gabinetes y equipos no deberán provocar peligro, entendiéndose tensiones de contacto peligrosas para el personal.
 - (g) Para instalaciones de equipos de medición en subestaciones, el o los medidores deberán estar ubicados en el perímetro de la subestación y cumplir con lo establecido en el numeral 14.9 incisos a) al f).
 - (h) Para Grandes Usuarios, el equipo de medida deberá estar accesible, es decir que podrá ser alcanzado para su lectura, operación, reposición, inspección o verificación con instrumentos para tal uso, sin que sea necesario quitar obstáculos.
 - (i) La caja socket a instalar para el medidor principal no deberá tener sistema de baipás (sistema que se utiliza para cortocircuitar los transformadores de corriente cuando se retira el medidor), y en aquellos casos en que se verifique la existencia de dicho sistema de baipás, este deberá ser retirado. En caso no se retire dicho sistema, esta situación será considerada como un incumplimiento a la normativa vigente.

Artículo 6. Se modifica el numeral 14.10 el cual queda así:

- 14.10 Registro de transacciones.** Los medidores y registradores serán interrogados en forma automática desde el Administrador del Mercado Mayorista diariamente. Si esa operación no fuera posible por fallas en el vínculo de comunicaciones o en el aparato, el Administrador del Mercado Mayorista informará a los representantes del Participante del Mercado Mayorista, acreditados en la Planilla 1.8 de la NCO-1 y dará un plazo de dos (2) días calendario a partir de que se le haya informado para que ingrese la información de la medición al sistema Direct@MM, y para que envíe el archivo fuente del equipo de medición a la dirección de correo electrónico medicion@amm.org.gt. El sistema Direct@MM es el medio oficial para el ingreso de lecturas de medición comercial y para remitir al AMM la información de los medidores cuando los puntos de medición no puedan ser interrogados remotamente, sin embargo si éste medio no funcionara, se podrá enviar la información al correo electrónico indicado. Vencido el plazo de los dos (2) días calendario para ingresar los registros de medición al Direct@mm, el AMM realizará estimaciones de los datos de medición faltantes. Para los puntos de consumo el AMM estimará las mediciones incrementando un diez por ciento (10%) a los registros de medición del mes anterior; para los puntos de generación el AMM estimará las mediciones descontando un cinco por ciento (5%) a los datos registrados en el Centro de Despacho de Carga -CDC- del mes correspondiente.

El AMM informará al EOR los registros de medición disponibles para la asignación de los cargos regionales en las fechas establecidas en la Regulación Regional. Los ajustes que

puedan derivarse por los cambios en los registros de medición de los Participantes del MM, serán informados al EOR dentro de los registros de medición que se remitan en los meses siguientes.

Cuando ocurran eventos que afecten a los equipos de medición del SIMECR instalados en los nodos de enlace de Guatemala con otros países miembros del MER, el participante responsable deberá ingresar la información de la medición a través del Direct@mm a más tardar 24 horas contadas a partir del momento en que se le informó de dicho fallo, para que sea posible cumplir con los plazos establecidos en la Regulación Regional.

Para el registro de transacciones se usarán prioritariamente los datos almacenados en el medidor oficial de cada punto. Si se observara alguna inconsistencia en los datos de la lectura, se usarán los datos registrados por el medidor de respaldo, cuando existiera, de no contarse con el, se seguirá el procedimiento que establece el numeral 14.10 tris de la presente norma. Las causas de la inconsistencia en los datos a que se hace referencia, pueden ser:

- (a) Datos erróneos,
- (b) Falta de datos,
- (c) Falta de sincronismo,
- (d) Falla del medidor.

Artículo 7. Se modifica el numeral 14.11 el cual queda así:

- 14.11 Habilitación comercial para participar en el Mercado Mayorista.** Se denomina Habilitación Comercial para participar en el Mercado Mayorista, al proceso mediante el cual un agente o gran usuario adquiere el derecho para inyectar o consumir energía y potencia en el Sistema Nacional Interconectado y realizar transacciones en el Mercado Mayorista y realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Regional. Un Agente o Gran Usuario queda habilitado comercialmente desde el momento en que el Administrador del Mercado Mayorista lo notifique.

Para que un participante pueda estar habilitado comercialmente para operar en el Mercado Mayorista y realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, deberá presentar su solicitud y luego cumplir las siguientes etapas que aplique:

- (a) Cumplir requisitos de incorporación de participantes al Mercado Mayorista
- (b) Autorización para el uso de los equipos de medición y facultad de realizar pruebas.
- (c) Pruebas de potencia máxima o declaración de demanda.
- (d) Autorización para el acceso al sistema informático del Administrador del Mercado Mayorista.
- (e) Notificación de habilitación comercial para participar en el Mercado Mayorista.

Artículo 8. Se modifica el numeral 14.12 el cual queda así:

- 14.12 Verificaciones periódicas.** El Administrador del Mercado Mayorista realizará a su costa, verificaciones periódicas a los medidores e instalaciones asociadas de los participantes del Mercado Mayorista, por lo menos una en un período de 365 días de acuerdo al ANEXO 14.1.

La verificación podrá ser efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista o por Empresas calificadas para tal efecto, las cuales serán autorizadas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. Si en el desarrollo de la prueba, se establece que alguna condición no es la óptima al momento de realizarla, la misma se deberá repetir en una fecha próxima. Las causas para que se re programe la prueba son: a) Que se detecte que existe una variación instantánea de carga arriba del 30%, dentro del tiempo promedio de un pulso (una vuelta en medidor electromecánico), el cual se estima en 30 segundos. b) Que se detecte que exista carga menor o igual al 10% de la corriente secundaria.

Si las verificaciones periódicas realizadas reportaran resultados que muestren inexactitud e imprecisión en la medición de energía, incumplimientos de los requisitos de instalación y precintos con cambio de numeración, manipulados, rotos o ausentes de algún participante del Mercado Mayorista, según sea el caso, se procederá de la siguiente manera:

- (a) Si la medición realizada con el medidor del participante excede el rango (-3% a +3%) respecto al resultado con el medidor patrón, se notificará al participante los resultados de la verificación y el Administrador del Mercado Mayorista coordinará el retiro del medidor para realizarle una prueba en laboratorio la cual se describe en el inciso 14.12 bis y dejar instalado un medidor que posea pruebas de laboratorio con fecha no mayor a 6 meses. El retiro del medidor se llevará a cabo en la presencia de un representante del Participante responsable, quien proporcionará el medidor de reemplazo que instalará en el punto de medición (de no asistir este representante se tomará como un incumplimiento y se remitirá a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica) y un notario representante del Administrador del Mercado Mayorista, quien tendrá a su cargo la custodia del medidor, debiéndolo empacar y precintar en presencia de los presentes para poderlo trasladar al laboratorio designado; el Administrador del Mercado Mayorista notificará al Transportista o Distribuidor responsable de la operación de la instalación, para que su representante pueda estar presente en el momento del retiro del medidor.
- (b) Si la inexactitud está contenida en el rango (-3% a +3%), pero excede el rango de precisión contenido en esta NCC-14 (-0.2% a +0.2%), el Administrador del Mercado Mayorista, informará al Participante que puede optar por el envío del medidor a laboratorio, o solicitar una Verificación no Periódica, haciendo efectivo el pago de la verificación en un plazo de 10 días hábiles. Una vez se haga efectivo el pago de la verificación, el Administrador del Mercado Mayorista la programará y para dar validez a la verificación deberán asistir como mínimo, el representante responsable del punto de medición, la empresa verificadora y un notario representante del Administrador del Mercado Mayorista; el Administrador

del Mercado Mayorista notificará al Transportista o Distribuidor responsable de la operación de la instalación, para que su representante pueda estar presente en el desarrollo de la prueba.

- (c) Si en la segunda verificación se reportan resultados que muestren inexactitud que excedan el rango de precisión contenido en esta norma (-0.2% a +0.2%), en dicha fecha se deberá retirar el medidor para realizarle una prueba en laboratorio la cual se describe en el inciso 14.12 bis y dejar instalado un medidor que posea pruebas de laboratorio con fecha no mayor a 6 meses. El retiro del medidor se llevará a cabo en la presencia de los representantes asistentes a esta verificación. El notario representante del Administrador del Mercado Mayorista, tendrá a su cargo la custodia del medidor, debiéndolo empacar y precintar en presencia de los representantes para poderlo trasladar al laboratorio designado.
- (d) En cualquiera de los casos descritos en los incisos a), b) y c) anteriores, el envío del medidor al laboratorio y la sustitución del mismo por uno certificado, deberá llevarse a cabo en un plazo no mayor a 6 semanas a partir de la fecha de la verificación que dio inicio al proceso, siendo el Participante responsable el obligado a proveer el nuevo medidor y a realizar la sustitución del equipo en el plazo indicado; durante dicho periodo se ajustará la energía conforme se establece en el numeral 14.12 tris. En caso transcurran las 6 semanas sin haber efectuado la sustitución del medidor en la forma indicada en los numerales a), b) y c), el AMM lo informará a la CNEE y se ajustará la energía medida desde la fecha de inicio del proceso de verificación, conforme lo establecido en el numeral 14.12 tris, y se continuará haciendo hasta que el Participante realice el cambio del medidor; si transcurren 4 meses y no se hubiera realizado el cambio de medidor, se adicionará a partir de dicho momento un valor de 0.20 al término "err" de la fórmula de ajuste de energía del 14.12 tris para el Participante conectado y el AMM lo informará a la CNEE. Vencido el plazo indicado de 6 semanas, sin que se haya informado al AMM de la ejecución de las correcciones con toda la documentación de respaldo y sin que se haya pagado la Verificación No Periódica necesaria para corroboración, el AMM enviará requerimiento de pago al Participante responsable para realizar los trabajos de corrección y verificación respectivos a través de terceros, dando un plazo de 5 días hábiles para hacer efectivo el pago. Luego de efectuado el pago, se enviará orden de trabajo a la empresa que realizará los trabajos de corrección y verificación. Si vencido el plazo de 5 días hábiles no es efectuado el pago, se informará del incumplimiento a la CNEE para que tome acciones que ameriten, a causa del incumplimiento. En caso se encuentren precintos con cambio de numeración, manipulados, rotos o ausentes, el AMM lo informará a la CNEE.

Artículo 9. Se modifica el numeral 14.12 tris el cual queda así:

14.12 tris. Ajuste de Energía por Inexactitud de medidor. El ajuste se aplicará bajo los siguientes criterios:

- (a) Para participantes Productores, se ajustarán los valores de la energía medida, solo en el caso en que el medidor registre valores mayores que los registrados en el equipo patrón de verificación.
- (b) Para participantes Consumidores, se ajustarán los valores de energía medida, solo en el caso en que el medidor registre valores menores que los registrados en el equipo patrón de verificación.

La energía ajustada por el Administrador del Mercado Mayorista se calcula como:

$$E_c = em * \frac{FA}{1 + \left(\frac{err}{100}\right)}$$

Donde:

- E_c = Energía que se contabilizará en el medidor que haya registrado inexactitud e imprecisión en la medición para efectos de liquidación en el Mercado Mayorista.
- em = Energía medida por el medidor que fue objeto de la medición.
- err = Valor algebraico de porcentaje de error reportado por la empresa que realizó la verificación. Es el valor de error más alejado del rango establecido en esta NCC de las tres pruebas realizadas. En caso de tratarse de un ajuste de energía por fraude, el porcentaje de error es el porcentaje de energía consumida y no medida en el medidor oficial detectada por el AMM durante la comprobación del fraude.
- FA = Factor de ajuste. Para casos en que el error se encuentre fuera del rango (-5% al 5%), FA tendrá un valor de 0.5 para participantes productores y para participantes consumidores tendrá un valor de 2, para errores dentro del rango (-5% a 5%) el factor FA es igual a 1.

La energía ajustada será liquidada conforme el procedimiento establecido en el ANEXO 14.2.

Artículo 10. Se modifica el numeral 14.13 el cual queda así:

14.13 Verificaciones no periódicas. La verificación del o los medidores instalados en un punto de conexión podrá solicitarse por escrito en cualquier momento por cualquier Participante del Mercado Mayorista al AMM, o bien el AMM a la persona individual o jurídica que tenga registrado en el AMM los equipos de medición a verificar, adjuntando un análisis detallado de las desviaciones observadas. El Administrador del Mercado Mayorista efectuará por lo menos una verificación no periódica anualmente en cada una de las instalaciones de Grandes Usuarios, conectados al sistema de transporte.

Para el caso del SIMECR el EOR y la CRIE podrán solicitar al AMM la verificación del o los medidores instalados en los nodos de enlace entre Guatemala y otros países miembros del MER, conforme los procedimientos establecidos en la Regulación Regional.

La verificación podrá ser efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista o por empresas calificadas para tal efecto y deberán ser autorizadas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. Su ejecución y la correspondiente recalibración

serán pagados por el Participante responsable si el resultado no fuera satisfactorio. De lo contrario la verificación estará a cargo de la parte que lo haya solicitado.

La persona individual o jurídica que tenga registrado en el Administrador del Mercado Mayorista los equipos de medición a verificar, deberá facilitar el acceso a la misma, para proceder a la verificación del equipo.

Artículo 11. Se modifica el numeral 14.16 el cual queda así:

14.16 Requisitos para un Nuevo Agente o Gran Usuario. Los requisitos para que un Nuevo Agente o Gran Usuario se incorpore al Mercado Mayorista son los siguientes:

- (a) Copia de la certificación de inscripción en el Registro del Ministerio de Energía y Minas, haciendo constar en la misma el requisito señalado en el Artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Esta certificación deberá estar actualizada a un plazo no mayor de seis meses de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente.
- (b) Acta notarial de Declaración Jurada, en la cual se compromete al pago del monto adeudado por su participación en el Mercado Mayorista, cuando finalice la misma, o por cambio de medidor por modificación de la relación comercial en el Mercado Mayorista. Así mismo deberá comprometerse a permitir el acceso de personal contratado por el Administrador del Mercado Mayorista para verificar el cambio o retiro del equipo de medición y los respectivos precintos.
- (c) Nota del Banco Liquidador en la que se haga constar la habilitación de una Línea de Crédito, de conformidad con lo establecido en la NCC-12, Procedimiento de Liquidación y Facturación.
- (d) Nota del banco liquidador en la que se haga constar la habilitación de una cuenta bancaria para la administración de los abonos y créditos que surjan de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista.
- (e) Identificación del número de la cuenta bancaria de la Línea de Crédito, abierta por el participante en el Banco Liquidador utilizado por el Administrador del Mercado Mayorista.
- (f) Planilla 1.8 de la Norma de Coordinación Operativa 1, con la información correspondiente a los datos generales del Agente o Gran Usuario y de los representantes del mismo ante el Administrador del Mercado Mayorista.
- (g) Acuerdo de conexión y servicio de transporte con todos y cada uno de los Transportistas y Distribuidores involucrados en el suministro, y, si aplica, resolución de autorización de acceso al Sistema de Transporte, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- (h) Copia legalizada de la escritura de constitución de la entidad, copia de la patente de comercio, y documentación de la representación legal.
- (i) Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MER conforme lo establecido en la Regulación Regional.
- (j) Garantía mínima de pago en el MER conforme lo establecido en la Regulación Regional y la normativa nacional vigente.

Artículo 12. Se modifica el numeral 14.17 el cual queda así:

14.17 Requisitos para la operación en el Mercado Mayorista de nuevas instalaciones que se conectan al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista. Los requisitos para la operación en el Mercado Mayorista de nuevas instalaciones que se conectan al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista son los siguientes:

- (a) Copia de la resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica según Artículo 49 Reglamento de la Ley General de Electricidad, donde se autoriza el uso y acceso al Sistema de Transporte.
- (b) Nota del participante en la que afirma que cuenta con los equipamientos necesarios para los sistemas de comunicaciones (voz operativa y datos del control supervisor en tiempo real) que permitan satisfacer el envío de la información requerida. Adicionalmente, en el caso de participantes distribuidores y Grandes Usuarios conectados en Alta Tensión, deberán informar que cuentan con los equipos necesarios para participar en el Esquema de Desconexión Automática por baja frecuencia y en el Esquema de Desconexión Manual de Carga.
- (c) Nota de conexión en la que el Administrador del Mercado Mayorista hace constar que se verificó la adecuación de la telemetría recolectada por la Unidad Terminal Remota (RTU), entendiéndose como tal a cualquier dispositivo o colección de dispositivos que recolectan la telemetría necesaria para la operación en tiempo real y la entregan en el protocolo establecido en la Norma de Coordinación Operativa 2, Coordinación de la Operación en Tiempo Real.
- (d) Información correspondiente a la Norma de Coordinación Operativa 1, Base de Datos.
- (e) Informe por el cual se pueda determinar si los ajustes de sus equipos satisfacen los requerimientos de la Norma de Coordinación Operativa 3 Coordinación de Servicios Complementarios y Norma de Coordinación Operativa 4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio.
- (f) Programa definitivo de energización de las instalaciones, incluyendo el protocolo de maniobras y pruebas acordado con el transportista involucrado e información de los programas de pruebas de sus equipos que requiera llevar a cabo.
- (g) Programa de mantenimientos previsto.
- (h) Adicionalmente, para las instalaciones que formen parte de la RTR y las que se conecten a ella, se deberá cumplir con el Procedimiento para el Acceso a la RTR y las Normas de Diseño para las instalaciones de transporte conforme lo establecido en la Regulación Regional.

Artículo 13. Se modifica el numeral 14.18 el cual queda así:

14.18 Requisitos Específicos para el Acceso de Nuevas Instalaciones de Generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista. Los requisitos específicos para el Acceso de Nuevas Instalaciones de Generación al Sistema de Transporte del Mercado Mayorista, que son adicionales a los del numeral 14.17 de esta norma, son:

- (a) Información correspondiente a la NCC-1, Coordinación del Despacho de Carga, que le permitan al Administrador del Mercado Mayorista incluirlos en los modelos de programación y análisis de sistemas eléctricos de potencia.
- (b) Información correspondiente a la Programación de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Diario. Dentro del programa de pruebas debe considerarse que mientras se estén realizando estas pruebas deberá contar con una reserva de potencia rodante equivalente a la potencia de prueba.
- (c) Las unidades generadoras comprometidas en contratos presentarán la declaración de la metodología de cálculo del costo variable de generación o la metodología de cálculo del precio de la energía y los componentes necesarios para que se pueda calcular el costo variable, mediante las planillas correspondientes, exceptuándose los casos en que corresponda al comprador declararlos.
- (d) Adicionalmente, para las instalaciones que se conecten a la RTR, se deberá cumplir con el Procedimiento para el Acceso a la RTR. Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente deberán cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los criterios que defina la Regulación Regional.

Artículo 14. Se modifica el numeral 14.19 el cual queda así:

14.19 Requisitos adicionales. Además de los requisitos aplicables anteriormente citados, todo participante del Mercado Mayorista, que solicite la autorización para el uso de sus equipos de medición, deberá presentar al Administrador del Mercado Mayorista, la siguiente documentación del punto de medición, cumpliendo con las especificaciones de software y de formato que oportunamente indicará el Administrador del Mercado Mayorista:

- (a) Esquemas unifilar y trifilar, conformes a obra.
- (b) Para instalaciones nuevas protocolos de ensayos de rutina en fábrica de los transformadores de medida y del o los medidores, para instalaciones existentes, datos de placa de los equipos de acuerdo a la planilla que el Administrador del Mercado Mayorista entregará a todos los Participantes del Mercado Mayorista.
- (c) Cálculo de caída de tensión en los circuitos secundarios de tensión.
- (d) Carga (Burden) de los aparatos conectados en los circuitos secundarios de tensión y de corriente.
- (e) Cálculo de la corriente primaria prevista para los transformadores de medida, la cual no deberá ser inferior al 50 % de su valor nominal.
- (f) Esquema de medición alternativo para usar en casos de indisponibilidad de los medidores principal y de respaldo y/o de sus transformadores de medida.
- (g) Información en medio magnético o digital, conteniendo la programación del o los medidores (si fuera aplicable).
- (h) Dirección IP del enlace de Internet, disponible en todo momento, para interrogar al medidor desde el AMM.
- (i) Para transformadores de varias relaciones, enviar el diagrama de conexión de las relaciones disponibles y de la propuesta a utilizar.

Artículo 15. Se modifica el numeral 14.20 el cual queda así:

14.20 Autorización para el Uso de los Equipos de Medición. Luego que un Participante del Mercado Mayorista haya cumplido a satisfacción del Administrador del Mercado Mayorista, con los requisitos que le corresponda, se procederá a la inspección previa a la autorización para el uso de los equipos de medición. Consecuentemente el Administrador del Mercado Mayorista efectuará una verificación "in situ" de acuerdo al ANEXO 14.1, con la presencia de representantes de los Participantes responsables y conectado, realizando las mediciones requeridas para verificar el cumplimiento de las presentes normas y de las prácticas prudentes e instalará precintos para autorizar dicha medición.

Artículo 16. Se modifica el numeral 14.33 el cual queda así:

14.33 Deshabilitación de un Participante y la Interrupción de suministro. La deshabilitación de un Participante y la interrupción de suministro se puede dar por:

- (a) Decisión del Gran Usuario: debido a cierre de empresa o cambio de domicilio, en este caso, deberá informar al Administrador del Mercado Mayorista la fecha de su desconexión con una anticipación de por lo menos 8 días hábiles, cumpliendo con presentar al Administrador del Mercado Mayorista, constancia de entrega de fianza, depósito o acuerdo para el pago del monto que se adeude al suministrador con el que finalizará relación comercial. El Administrador del Mercado Mayorista enviará a retirar los precintos del punto de medición e interrogará la memoria del medidor para su respectivo cargo en el Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista, notificará al Transportista o Distribuidor responsable de la operación del sistema para realizar las actividades necesarias para la desconexión.
- (b) Por orden de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo estipulado en el Acuerdo Gubernativo vigente sobre la Inscripción de Agentes y Grandes Usuarios ante el MEM, en cuyo caso, el Participante retornará a tener suministro por parte del Distribuidor de la zona de servicio respectiva. En este caso, el usuario debe presentar al Administrador del Mercado Mayorista, constancia de entrega de fianza, depósito o acuerdo para el pago del monto que se adeude al suministrador con el que finalizará relación comercial y gestionar el contrato de servicio con el Distribuidor y este deberá informar al Administrador del Mercado Mayorista la fecha en que el Gran Usuario firmó el contrato para que el

Administrador del Mercado Mayorista envíe a retirar los precintos del punto de medición e interrogar la memoria del medidor para su respectivo cargo en el Mercado Mayorista.

- (c) Si como resultado de los procedimientos de verificación de equipos de medición realizadas por el Administrador del Mercado Mayorista, se comprueba que un Agente o Gran Usuario comete fraude, entendiéndose como tal lo establecido en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista informará a la Distribuidora respectiva, si la anomalía es cometida en la red de distribución, para la aplicación de lo que establece el artículo 50 de la Ley.

Si el fraude se comete en puntos de conexión con el sistema de transporte, o si se establece la existencia de una conexión no autorizada a dicho sistema de transporte, el Administrador del Mercado Mayorista deberá informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, incluyendo la recomendación de desconexión y sanciones, adjuntando la documentación que sustente dicho incumplimiento.

Si la Comisión Nacional de Energía Eléctrica comprueba los extremos que justifican la misma, el AMM dará aviso al Agente o Gran Usuario para que en el término de 24 horas y con la presencia de un representante del Administrador del Mercado Mayorista, se corrija la anomalía que dio origen a la denuncia, caso contrario ordenará al transportista para que en un plazo no mayor de 24 horas, proceda con la desconexión correspondiente, para el efecto todo Agente y Gran Usuario debe contar con los equipos necesarios para la desconexión por parte del Transportista, con acceso libre para el mismo. El Agente o Gran Usuario deberá pagar la energía ajustada por medio de la aplicación del numeral 14.12 trís de esta norma para el consumo realizado en los seis meses anteriores a la detección del fraude, o desde la fecha de la última verificación en que el medidor involucrado registró valores dentro del margen de error establecido, el que sea menor. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica imponga de acuerdo a la Ley General de Electricidad, ni de las responsabilidades civiles o penales que pudieran deducirse de los hechos.

Todo cargo que se produzca por la acción de desconexión, correrá por cuenta del responsable de los equipos de medición y deberá ser cancelado previo a una eventual reconexión. Asimismo, previo a la reconexión el infractor deberá cancelar el ajuste de energía de los últimos seis meses previos a la detección del fraude que surja de la aplicación del numeral 14.12 trís de esta norma, así como otros costos que determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, tal como intereses y costos por reparaciones por el eventual deterioro ocasionado a los equipos de medición.

Para poder llevar a cabo la reconexión en caso que fuera procedente, el interesado deberá acreditar ante el Administrador del Mercado Mayorista el cumplimiento de los requisitos para una nueva conexión.

Un Participante perderá la autorización para realizar transacciones en el MER cuando se deshabilite del MM o deje de realizar transacciones en el MM, para lo cual deberá haber efectuado todos los pagos que corresponda, de tal forma que no existan saldos pendientes en el MM ni en el MER. En tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las garantías de pago correspondientes.

Artículo 17. Se adiciona el numeral 14.36.5 con el siguiente contenido:

14.36.5 Autorización para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Regional. Para todo Participante del Mercado Mayorista habilitado comercialmente para participar en el Mercado Mayorista a la fecha de publicación de la presente modificación normativa, se tendrá por cumplido el requisito de presentar la solicitud de autorización para realizar transacciones en el MER, requerida por la Regulación Regional y la Normativa Vigente. El AMM presentará dicha solicitud al EOR y notificará al Participante del resultado de la gestión.

Artículo 18. Se adiciona el numeral 14.36.6 con el siguiente contenido:

14.36.6 Plazo de adecuación. Los participantes del Mercado Mayorista con instalaciones operando en el Mercado Mayorista, a la fecha de publicación de la presente modificación normativa, tendrán un plazo de 36 meses a partir de la aplicación del "Procedimiento de Detalle Complementario al RMER", para cumplir con lo que establece el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial y tendrán un plazo de 6 meses a partir de la aplicación del "Procedimiento de Detalle Complementario al RMER", para cumplir con lo que establece el numeral 14.8 de la presente Norma de Coordinación Comercial, adecuando sus equipos de medición a los requerimientos de la Regulación Regional y de la presente Norma de Coordinación Comercial. Los participantes responsables de realizar las adecuaciones para lo establecido en el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial, deberán informar al AMM cada 6 meses de los avances de los trabajos, con la finalidad de que el AMM informe al EOR.

En el caso que el EOR defina nuevos nodos del sistema de transmisión como pertenecientes a la RTR, los participantes responsables indicados en el numeral 14.2 de la presente Norma de Coordinación Comercial, tendrán el plazo establecido por el EOR para la adecuación de sus equipos de medición conforme la Regulación Regional.

Artículo 19. Se adiciona el ANEXO 14.1 con el siguiente contenido:

ANEXO 14.1

VERIFICACIONES PERIÓDICAS A LOS PUNTOS DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA

A14.1.1 OBJETIVO:

El objetivo del presente procedimiento es establecer los lineamientos que el AMM tomará en cuenta para autorizar a las Empresas y las actividades a seguir por parte de las mismas en las inspecciones en campo de las verificaciones periódicas de los puntos de medición comercial del Mercado Mayorista.

A14.1.2 ALCANCE:

Este procedimiento será aplicado a todos los puntos oficiales de medición comercial del Mercado Mayorista de Guatemala.

A14.1.3 PROCESO PARA AUTORIZAR EMPRESAS PARA VERIFICAR PUNTOS DE MEDICIÓN COMERCIAL:

De acuerdo al apartado 14.12 de la NCC-14 las Empresas calificadas para realizar verificaciones periódicas a los puntos de medición comercial serán autorizadas por la Junta Directiva del AMM.

El tiempo de contratación de las Empresas calificadas será por un periodo de uno a tres años, pudiendo prorrogarse si Junta Directiva del AMM lo autoriza.

Las Empresas calificadas deberán comprobar su experiencia en la rama de medición de energía eléctrica.

Las Empresas calificadas y sus empleados no deberán estar vinculados con las empresas responsables o dueñas de los equipos de medición.

A14.1.4 VERIFICACIONES PERIÓDICAS:

A14.1.4.1 El AMM informará anualmente a todos los Participantes del MM el nombre de las Empresas autorizadas y los empleados que podrán realizar verificaciones a los equipos de medición comercial del Mercado Mayorista, quienes deberán estar debidamente identificados al momento de realizar la verificación.

A14.1.4.2 En los casos en que el Participante del Mercado Mayorista que tenga registrado el punto de medición en el AMM y no sea el propietario de las instalaciones, deberá informar al propietario de las instalaciones el nombre de las empresas que han sido autorizadas o contratadas por el AMM, con el fin de permitir el acceso al personal de dichas empresas para hacer las verificaciones periódicas.

A14.1.4.3 El AMM podrá inspeccionar en campo los puntos oficiales de medición comercial del Mercado Mayorista sin previo aviso a los Responsables de dichos puntos.

A14.1.4.5 Las Verificaciones Periódicas se realizarán como mínimo una vez cada año a cada punto oficial de medición comercial del Mercado Mayorista.

A14.1.5 EQUIPO MÍNIMO A UTILIZAR:

A14.1.5.1 El patrón a utilizar deberá tener las siguientes características mínimas:

Error de patrón 0.05%

Periodo de calibración 1 año

Detector de revoluciones para la lectura automática de medidores electrónicos

Medidas de potencia activa, reactiva, aparente y sus respectivas energías

Medidas de error

Presentación de diagrama vectorial de la situación de la instalación

Impresión gráfica en Pantalla

Medida de Factor de Potencia, corriente, tensión, desbalance y frecuencia

A14.1.5.2 Multímetro

A14.1.5.3 Amperímetro de gancho para baja tensión y media tensión.

A14.1.5.4 Cables con terminales y herramientas para realizar conexiones

A14.1.5.5 Precintos

A14.1.5.6 GPS

A14.1.6 INSPECCIÓN EN CAMPO:

A14.1.6.1 Una vez ubicados en la dirección proporcionada por el AMM, solicitar la presencia del representante de la entidad que tenga registrado en el AMM los equipos de medición a verificar, corroborar e identificar el punto de medición a inspeccionar.

A14.1.6.2 En la inspección de campo se realizarán las siguientes acciones:

A14.1.6.3 Estado de las conexiones entre transformadores de medición y medidor

A14.1.6.4 Características de los equipos, corroborando números de serie, marca, modelo, etc. (cuando la conexión lo permita, sin desenergizar la instalación).

A14.1.6.5 Comprobación de que los precintos se encuentren en buen estado y que no hayan sido manipulados

A14.1.6.6 Corroborar que toda la instalación cumpla con la Norma de Coordinación Comercial No. 14

A14.1.6.7 Corroborar que el medidor se encuentre funcionando (marcando Consumo o Generación)

A14.1.6.8 Realizar las medidas de tensión y corriente, para la correcta conexión del equipo patrón

A14.1.6.9 Tomar lecturas primarias y secundarias para determinar la potencia instantánea

A14.1.6.10 Verificación con equipo patrón

A14.1.6.10.1 Se deberá desplazar puentes de corriente en bornera de pruebas para instalar equipo patrón, el cual debe quedar en serie con el medidor existente sin interferir en el registro de consumos.

A14.1.6.10.2 Colocar las conexiones de voltaje del patrón en bornera de pruebas

A14.1.6.10.3 Corroborar las conexiones con la instalación de medición (verificándolo en el diagrama vectorial del equipo patrón)

A14.1.6.10.4 Cálculo teórico de los impulsos de acuerdo a los criterios establecidos o introducción de constante de verificación. La constante de un contador se expresa por la relación que existe entre la energía registrada por el integrador y el número de revoluciones que da el disco. Es por tanto un dato característico de cada contador que fija el fabricante de acuerdo con las demás características constructivas.

A14.1.6.10.5 Detección automática de pulsos o revoluciones

A14.1.6.10.6 Verificación de la exactitud utilizando la carga instantánea del punto de medición (E%)

A14.1.6.10.7 Repetir tres veces la prueba anterior

A14.1.6.10.8 Comparar cálculos teóricos del inciso A14.1.6.10.4 con las pruebas A14.1.6.10.6 y A14.1.6.10.7.

A14.1.6.10.9 Comparar las potencias registradas en el numeral A14.1.6.9 con los registrados en los incisos A14.1.6.10.4 y A14.1.6.10.7.

A14.1.6.10.10 Medidas en el primario y secundario. Las mediciones han de ser simultáneas, ya que es posible que la carga no sea constante.

A14.1.6.10.11 Comprobación de la relación de transformación de los transformadores de medición y su concordancia con las aplicadas para la constante liquidación

A14.1.6.10.12 Toma de datos según formato establecido y toma de fotografías de todas las observaciones que sean oportunas.

A14.1.6.10.13 Cierre de puentes de corriente

A14.1.6.10.14 Comprobación a través del equipo que los puentes de corriente están cerrados y no hay corrientes remanentes.

A14.1.6.10.15 Desconexión de equipo patrón

A14.1.6.11 Precintado de los diferentes componentes del equipo de medición

A14.1.6.12 Comprobación de la exactitud de la hora vía GPS, toma de fotografías, medidor y GPS para comprobar la exactitud de la hora del medidor.

Artículo 20. Se adiciona el ANEXO 14.2 con el siguiente contenido:

ANEXO 14.2**PROCEDIMIENTO PARA ESTIMACION DE ENERGIA****A14.2.1 Alcance.**

El presente Procedimiento Técnico establece los mecanismos para la Liquidación de los Consumos Propios de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 -NCC 14-, el mecanismo para la liquidación de la Demanda Interrumpible de conformidad a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC 1-, Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8- y Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3-, y la liquidación de los ajustes de energía por inexactitud de medidor y por fraude, de acuerdo con la NCC 14.

A14.2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA LIQUIDACIÓN DE CONSUMOS PROPIOS**A14.2.2.1 Objeto.**

El objeto del presente capítulo es establecer la forma de determinar y liquidar en el Mercado Mayorista, los Consumos Propios de los Agentes Generadores en sus respectivas centrales generadoras, también de los Transportistas y Distribuidores en las subestaciones de distribución y transmisión.

A14.2.2.2 Puntos de Consumos Propios.

Se debe entender como puntos de consumos propios a aquellos donde exista demanda de los servicios propios de los Agentes Generadores, así como la demanda de los servicios propios de las subestaciones de distribución y transmisión propiedad de los agentes Transportistas y Distribuidores.

A14.2.2.3 Equipos de Medición para Consumos Propios.

Los equipos para medir los consumos propios deberán cumplir con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14.

A14.2.2.4 Periodicidad para la presentación de información.

Los consumos propios de los agentes Transportistas y Distribuidores que tengan una demanda mensual reportada que no exceda 30,000 kWh, deberán presentar en las planillas respectivas para la Programación de Largo Plazo, el monto de consumo propio mensual de energía de cada una de sus instalaciones donde exista consumo propio, estimándolo con base al promedio de consumo propio. Asimismo, antes del 3 de Mayo y el 3 de Noviembre de cada año, o dos (2) días hábiles posteriores a la finalización del primer mes y séptimo mes del año estacional respectivo, enviará al Administrador del Mercado Mayorista las lecturas de consumo, para que se efectúe la revisión y los ajustes correspondientes.

Los medidores de los consumos propios de los agentes Transportistas y Distribuidores que tengan una demanda reportada que exceda 30,000 kWh y de los Agentes Generadores, se interrogarán de acuerdo al inciso 14.10 de la Norma de Coordinación Comercial No. 14.

A14.2.2.5 Asignación de la estimación de los Consumos Propios.

Cada mes, de acuerdo a la estimación de los consumos propios presentada por los agentes Distribuidores y Transportistas, el AMM asignará la energía de dichos consumos proporcionalmente a cada hora de cada mes.

$$DCP_{imh} = \frac{ECP_{im}}{H_m}$$

Donde:

DCP_{imh} = Energía de Consumos Propios del Agente "i" para el mes "m" a la hora "h".

ECP_{im} = Estimación de la energía de Consumos Propios del Agente "i" para el mes "m".

H_m = Cantidad de horas del mes "m".

El AMM presentará la Energía de Consumos Propios en forma mensual en el Informe de Transacciones Económicas.

A14.2.2.6 Ajuste Semestral.

Cada seis (6) meses el AMM realizará ajustes a la energía de consumos propios, para compensar los consumos propios medidos y las proyecciones liquidadas. Estos ajustes se realizarán en los Informes de Transacciones Económicas correspondientes al mes de Mayo y Noviembre de cada año, o del primer mes y séptimo mes del año estacional respectivo.

El ajuste se realizará considerando en forma horaria la medición comercial o lecturas de energía de consumo propio durante los seis meses previos a dicho ajuste y la Estimación de Energía de Consumos Propios utilizada para la liquidación durante los seis meses previos a dicho ajuste.

$$ACP_{is} = MCP_{is} - ECP_{is}$$

Donde:

ACP_{is} = Ajuste horario de la energía de Consumos Propios del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

MCP_{is} = Medición comercial horaria o consumo de energía horaria del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

ECP_{is} = Estimación horaria de Consumos Propios del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

El AMM calculará el Ajuste Acumulado para los seis meses anteriores al mes de ajuste.

De determinarse en el ajuste semestral que las demandas reportadas mensualmente excede los 30,000 kWh indicados anteriormente, deberán realizarse las adecuaciones respectivas a los medidores para poderse considerar como corresponda a partir del siguiente mes.

A14.2.2.7 Liquidación de los Consumos Propios.

El AMM liquidará mensualmente la energía de los consumos propios de los Distribuidores y Transportistas en forma horaria, y al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VCP_{imh} = DCP_{imh} * POE_h * \overline{FPNEpd}_h$$

Donde:

VCP_{imh} = Valorización de la energía de Consumo Propio del Agente "i" para el mes "m" a la hora "h".

POE_h = Precio de oportunidad de la Energía a la hora "h".

\overline{FPNEpd}_h = Factor de Pérdida Nodal de Energía Horario Promedio de la Demanda a la hora "h".

El AMM liquidará mensualmente la energía de los consumos propios de los Generadores en forma horaria al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VCP_{imh} = CP_{imh} * POE_h * \overline{FPNEpd}_h$$

Donde:

CP_{imh} = Medición comercial o Lecturas de energía de consumo respectivas del Agente Generador "i" para el mes "m" a la hora "h".

A14.2.2.8 Liquidación de los Ajustes Acumulados.

El AMM liquidará semestralmente la energía de los Ajustes Acumulados de los Distribuidores y Transportistas en forma horaria, y al precio de oportunidad de la energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Horario Promedio de la Demanda.

$$VACP_{is} = ACP_{is} * POE_s * \overline{FPNEpd}_s$$

Donde:

$VACP_{is}$ = Ajuste horario de la energía de Consumos Propios del Agente "i" para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

POE_s = Precio de oportunidad de la Energía correspondiente al ajuste de energía para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

\overline{FPNEpd}_s = Factor de Pérdida Nodal de Energía Horario Promedio de la Demanda correspondiente al ajuste de energía para el semestre "s" anterior al mes de ajuste.

El AMM calculará la valorización del Ajuste Acumulado para los seis meses anteriores al mes de ajuste.

Si la valorización del Ajuste Acumulado es mayor a cero, dicho resultado se suma a la valorización de la energía estimada en el mes del ajuste.

Si la valorización del Ajuste Acumulado es menor a cero, dicho resultado se descuenta de la valorización de la energía estimada para el mes del ajuste. Si habiendo aplicado el descuento, la

energía del mes resulta en una cantidad negativa, esta se hará cero para el mes a liquidar, y el valor absoluto de dicho resultado se descontará de la valorización de energía estimada del mes siguiente, y así sucesivamente hasta que la diferencia sea mayor o igual a cero (0).

A14.2.2.9 Presentación de Resultados.

El AMM incluirá los cargos por los Consumos Propios y los Ajustes de los Agentes Distribuidores y Transportistas en el Informe de Transacciones Económicas correspondiente al mes liquidado. También incluirá los cargos por los Consumos Propios de los Generadores.

A14.2.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INTERRUPTIDA Y LIQUIDACIÓN DE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE

A14.2.3.1 Objeto y Base Legal.

El objeto del presente procedimiento es establecer la forma de estimar la Energía Interrumpida a considerar dentro del cálculo del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible. También el establecer la información a utilizar dentro del cálculo y la liquidación de la misma para tomarla en cuenta en el Informe de Transacciones Económicas.

Para tener la posibilidad de prestar el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, el Gran Usuario debe cumplir con los requisitos establecidos en el Norma de Coordinación Comercial No. 1, numeral 1.2.3.3; Norma de Coordinación Comercial No. 8, numeral 8.2.5; Norma de Coordinación Operativa No. 3, numeral 3.3.3; también con la demás normativa aplicable, así como con los requisitos establecidos en el presente Procedimiento.

A14.2.3.2 Requisitos Comerciales.

Adicional a los requisitos del "Procedimiento Técnico de Habilitación para la Prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible", el interesado deberá indicar:

- Los bloques de desconexión de carga de la potencia que ofrece interrumpir de acuerdo a la Estacionalidad y Patrones de Consumo del Gran Usuario.
- Tiempos de aviso previo requerido para interrumpir su demanda, el cual no podrá ser inferior a 30 minutos, ni mayor a una hora.
- Periodos de tiempo que dura la condición de interrumpibilidad declarada, la cual no podrá ser inferior a un Año Estacional.
- Estacionalidad y patrones de Consumo de Energía en las planillas respectivas.

A14.2.3.3 Información a utilizar.

El Administrador del Mercado Mayorista, para calcular la estimación de Energía Interrumpida para un bloque de Demanda Interrumpible de un Gran Usuario dado tomará en consideración la siguiente información:

- Estacionalidad y patrones de Consumo de acuerdo a lo informado en las planillas respectivas.
- Los valores de Demanda del Gran Usuario cuando el Centro de Despacho de Carga requirió la desconexión y la reconexión.
- Las órdenes operativas emitidas por el AMM.

A14.2.3.4 Verificación de la Información.

El AMM verificará que se hayan cumplido con presentar la información indicada en el apartado A14.2.3.2.

También se verificará que el Gran Usuario haya cumplido a cabalidad con las órdenes operativas emitidas por el AMM al momento de la prestación de dicho Servicio, incluyendo la desconexión y reconexión del bloque respectivo, lo cual será requisito para remunerar el Servicio.

También se verificará que los valores de Demanda del Gran Usuario cuando el CDC requirió la desconexión sean similares a las informadas en el inciso a) del apartado A14.2.3.3. De determinarse que dicha demanda excede el rango de -10%, el AMM considerará que el Gran Usuario no estuvo en condiciones de prestar el servicio y habrá incumplido con el compromiso de entrega de este Servicio Complementario.

El AMM también verificará que el Gran Usuario haya ejecutado la orden de desconexión de carga o de reconexión del bloque respectivo de acuerdo a lo solicitado por el AMM dentro de los siguientes 30 minutos indicados en el apartado A14.2.3.2, inciso b) del presente Procedimiento. De no cumplirse esta condición, el Gran Usuario habrá incumplido con el compromiso de entrega de este Servicio Complementario.

A14.2.3.5 Estimación de Energía Interrumpida.

Para cada hora del período en que se solicitó al Gran Usuario prestar el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, el Administrador del Mercado Mayorista determinará la estimación de la energía interrumpida como el mínimo entre el promedio de los consumos registrados en la hora anterior y posterior a la hora del evento, descontando la energía registrada en los intervalos de la hora en que se dio la desconexión, y el bloque de desconexión de carga del inciso a) del apartado A14.2.3.2.

$$E_{hi} = \min \left\{ \left(\frac{E_{h-1} + E_{h+1}}{2} \right) - ER_{hi}, BDC_{hi} \right\}$$

Donde:

E_{hi} = Energía no suministrada estimada a la hora "h" para el Gran Usuario "i".

E_{h-1} = Energía registrada por el SMEC en la hora inmediata anterior a la hora inicial del evento.

E_{h+1} = Energía registrada por el SMEC en la hora inmediata posterior a la hora final en que el AMM emitió la orden de reconexión.

ER_{hi} = Energía registrada por el SMEC en la hora "h" por el Gran Usuario "i".

BDC_{hi} = Bloque de Desconexión de Carga informado por el Gran Usuario "i" para la hora "i" de acuerdo al inciso a) del apartado A14.2.2.9 del presente Procedimiento.

A14.2.3.6 Cálculo de la Remuneración de la Demanda Interrumpible.

La remuneración que recibirá cada Gran Usuario por prestar el servicio de Demanda Interrumpible se calcula como el producto de la Energía no suministrada estimada y el precio declarado por el Gran Usuario, remuneración calculada para cada hora en que fue necesario el Servicio Complementario durante el mes respectivo.

$$RPDI_{hi} = PBD_{hi} * E_{hi}$$

Donde:

$RPDI_h$ = Remuneración por Demanda Interrumpible a la hora "h" del Gran Usuario "i".

PBD_h = Precio ofrecido de Demanda Interrumpible para la hora "h" del Gran Usuario "i".

La remuneración total por la prestación de dicho servicio será igual a la sumatoria de la remuneración individual de cada Gran Usuario para el mes respectivo.

$$TRPDI_h = \sum_{i=1}^n RPDI_{hi}$$

Donde:

$TRPDI_h$ = Remuneración Total por Demanda Interrumpible para la hora "h".

p = Cantidad de Grandes Usuarios que prestaron el servicio durante la hora.

A14.2.3.7 Pago de la Demanda Interrumpible.

El pago horario del servicio de Demanda Interrumpible será efectuado por cada uno de los Participantes Consumidores proporcionalmente a su compra de energía en cada hora en que se requirió dicho servicio para el mes respectivo.

$$PDI_{hj} = TRPDI_h * \frac{D_{hj}}{\sum D_h}$$

Donde:

PDI_{hj} = Pago del servicio en la hora "h" del participante consumidor "j".

D_{hj} = Demanda de Energía registrada por el SMEC en la hora "h" para el participante consumidor "j".

$\sum D_h$ = Sumatoria de las Demandas de Energía registradas por el SMEC de todos los participantes consumidores para la hora "h".

A14.2.3.8 Incumplimiento en la prestación del servicio.

Se tomara como incumplimiento a la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible cuando se falte a cualquiera de los puntos establecidos en el apartado A14.2.3.4.

Cuando esto suceda, se aplicará lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 8, numeral 8.2.5.3.

A14.2.3.9 Presentación de Resultados.

El AMM presentará los resultados del servicio de Demanda Interrumpible en el Informe de Transacciones Económicas correspondiente al mes en que se prestó el servicio como parte de los resultados de Servicios Complementarios.

A14.2.4 LIQUIDACION DE LOS AJUSTES DE ENERGÍA POR INEXACTITUD DE MEDIDOR Y POR FRAUDE

A14.2.4.1 Objeto.

El objeto del presente capítulo es establecer la forma de liquidar la energía resultado de los Ajustes por inexactitud de un medidor, de acuerdo al cálculo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris, y los Ajustes por Fraude, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.33, inciso c).

A14.2.4.2 Resultado del proceso de Verificación y Período del Ajuste de Energía.

Para los medidores que han presentado inexactitud e imprecisión como resultado de Verificaciones periódicas de acuerdo al numeral 14.12 de la presente Norma, el proceso de Verificación concluirá cuando el AMM es informado de los resultados de las Pruebas de laboratorio, por lo que corresponderá estimar el Ajuste de Energía correspondiente. Para los medidores que no han presentado inexactitud e imprecisión, el proceso de la Verificación concluye cuando el problema de medición es corregido y no corresponderá ningún Ajuste de Energía.

Para los ajustes de energía por inexactitud como resultado de verificaciones periódicas, se aplicarán y liquidarán a partir del primer día del mes en que se hizo la verificación periódica hasta que concluya el proceso de Verificación de acuerdo a la NCC14, numeral 14.12 bis. El cálculo de los ajustes será en forma horaria.

Para los ajustes de energía derivados de fraude, se aplicarán y liquidarán para los seis (6) meses anteriores a la detección del fraude, o desde la fecha de la última verificación en que el medidor involucrado registró valores dentro de un margen de error establecido, el que sea menor, y llegará hasta que concluya el proceso de Verificación. Esto de acuerdo a la NCC14, numeral 14.33, inciso c). El cálculo de los ajustes será en forma horaria.

A14.2.4.3 Ajuste de Energía.

El Ajuste de Energía está dado como la diferencia entre la Energía Ajustada y la Energía Medida.

$$Ae_h = Ec_h - em_h$$

Donde:

Ae_h = Es el Ajuste de Energía para efectos de liquidación del Mercado Mayorista para la hora "h" a ajustar.

Ec_h = Es la energía ajustada para la hora "h" a ajustar, resultado de la aplicación de la formula indicada en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris.

em_h = Es la energía medida por el medidor objeto de verificación, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14, numeral 14.12 tris para la hora "h" a ajustar.

Para el caso de un ajuste de energía por fraude, el valor FA de la NCC14, numeral 14.12 tris será igual a dos (2).

A14.2.4.4 Asignación del Ajuste de Energía.

El monto resultado de la valorización del Ajuste de Energía será asignado en el Informe de Transacciones Económicas del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Se realizará la distribución de forma horaria del Ajuste de Energía mensual determinado en el inciso A.14.2.4.3 de este Anexo, en función al número de horas del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación. El Ajuste de Energía será valorizado al Precio de Oportunidad de la Demanda del mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación.

Para los Grandes Usuarios conectados a redes de distribución, el Ajuste de Energía se asignará al consumo del Gran Usuario Participante o a la Comercializadora que suministre al Gran Usuario responsable de la medición ajustada, y se descontará del consumo de la Distribuidora correspondiente, en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte, el Ajuste de Energía se asignará al consumo del Gran Usuario Participante o a la Comercializadora que suministre al Gran Usuario responsable de la medición ajustada, y se descontará de las pérdidas de transmisión en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Agentes Distribuidores, el Ajuste de Energía se asignará a su consumo de energía, en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo.

Para los Participantes Productores el Ajuste de Energía se asignará a su producción de energía en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo. En caso el participante productor no tenga energía producida y luego de aplicar el Ajuste de Energía resultara un valor negativo, el Ajuste de Energía se descontará en los meses siguientes en que exista energía producida para el Participante Productor, hasta agotar el valor del Ajuste de Energía.

En el caso que un Generador o Gran Usuario Representado por un comercializador, realice cambio de comercializador y que su equipo de medición no haya concluido su proceso de verificación de acuerdo a lo indicado en el inciso 14.12 de esta Norma, y resulte que se tenga que realizar un Ajuste de Energía, el ajuste respectivo se asignará a la Comercializadora que represente al Generador o Gran Usuario en el mes siguiente al que se concluya el proceso de Verificación respectivo. En el caso que el Gran Usuario Representado se traslade con el Distribuidor, este será el encargado de realizar el Ajuste de Energía correspondiente.

En el caso que un Generador o Gran Usuario Representado por un comercializador, cierre operaciones y que su equipo de medición no haya concluido su proceso de verificación de acuerdo a lo indicado en el inciso 14.12 de esta Norma, y resulte que se tenga que realizar un Ajuste de Energía, el ajuste respectivo se asignará a la Comercializadora que representó al Generador o Gran Usuario en el último mes en que tuvo registros de energía.

A14.2.4.5 Presentación de Resultados.

El AMM presentará los resultados de los Ajustes de Energía en los cuadros respectivos dentro del Informe de Transacciones Económicas del mes siguiente en que concluya el proceso de Verificación.

Artículo 21. PUBLICACION Y VIGENCIA. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 14, cobran vigencia para su aplicación con carácter indicativo, a partir del uno de enero de dos mil trece y deberán publicarse en el Diario Oficial.

Artículo 22. APLICACIÓN. Los preceptos normativos contenidos en la presente resolución tendrán aplicación indicativa y servirán para simular la operación coordinada del Mercado Eléctrico de América Central derivada del PDC y RMER durante el período de transición, debiendo los Participantes del MM proporcionar la información requerida para su debida implementación. Para la operación y administración oficial de las transacciones del Mercado Mayorista y su interacción con el MER y las interconexiones con terceros países, se continuará utilizando la Norma de Coordinación Comercial No. 14 contenida en la resolución No. 307-02 y sus modificaciones vigentes previas a la emisión de la presente.

Artículo 23. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecisiete de diciembre de dos mil doce.