

RESOLUCION No. 216-04

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; administrando todas las transacciones comerciales del Mercado.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con la legislación vigente, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de las transacciones de energía dentro del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

EMITE:

La siguiente

NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 8

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

ARTÍCULO 1.

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

8.1 INTRODUCCIÓN

Se indica a continuación el procedimiento a utilizar por el AMM para la determinación del saldo entre cargos y compensaciones por servicios complementarios que corresponda a cada Participante del MM. Según el Artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, los cargos por Servicios Complementarios formarán parte del informe de costos mayoristas para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores.

8.2 RESERVAS OPERATIVAS

8.2.1 Reserva Rodante Regulante

8.2.1.1 **(Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Se define como Reserva Rodante Regulante a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada o conectada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de Frecuencia. La magnitud de esta reserva será del 3% de la generación en cada hora.

Los generadores eólicos, solares fotovoltaicos y los generadores con GHA están obligados a participar efectivamente en la Regulación Primaria de Frecuencia, proveyendo la Reserva Rodante Regulante en igualdad de condiciones que el resto de los generadores que participan en el MM.

8.2.1.1.1 **(Adicionado por el Artículo 2 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para cumplir con su obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia los generadores podrán hacerlo por medio de un sistema de almacenamiento que el generador instale a tal efecto, el cual debe estar conectado al sistema de transmisión en el mismo nodo al cual se encuentra conectado el generador. El sistema de almacenamiento deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Tener como mínimo la capacidad en MW para cubrir el total de la obligación, en cuanto a magnitud de Reserva Rodante Regulante del generador, considerando que deberá responder a variaciones hacia arriba y hacia abajo de la frecuencia. Dicha capacidad en MW considera la potencia de diseño del Sistema de Almacenamiento, como la potencia de salida del inversor de corriente directa a corriente alterna con que se conecta al SNI.
- b) Tener la capacidad en energía (MWh) suficiente para mantener el total del aporte de reserva que corresponda al tiempo necesario de acuerdo con las características del proyecto, el cual no deberá ser menor a 30 minutos para una operación continua.
- c) Contar con medición operativa del sistema de almacenamiento. La central generadora deberá enviar de forma remota al Centro de Despacho de Carga del AMM, el estado operativo del sistema de almacenamiento, el estado de carga y demás variables que indique el AMM, mediante el canal de comunicación que éste indique de acuerdo con la Norma de Coordinación Operativa No. 2.
- d) Contar con medición comercial independiente a la del generador.
- e) Contar con un sistema de control que permita mantener el margen de potencia que le corresponda al generador, de acuerdo con la generación despachada del mismo. Este margen debe considerar la participación del sistema de almacenamiento en eventos de baja y alta frecuencia del SNI. Además, el sistema de control debe administrar la carga del sistema de almacenamiento, de manera que esta sea con la energía que produce la central generadora, sin tomar energía de la red. El sistema de control deberá, además, dar seguimiento continuo al estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés), ajustándolo de manera automática en la operación en tiempo real en periodos de tiempo en no más de tres veces en una misma

hora, de tal manera que el estado de carga le permita cumplir con el margen de reserva que corresponda. La capacidad del almacenamiento empleada en este sistema de control será adicional al margen que corresponda a la Reserva Rodante Regulante.

- f) Su diseño deberá permitir implementar los ajustes dispuestos en la Norma de Coordinación Operativa No. 4, referente al margen de potencia, banda muerta y la respuesta en frecuencia a la que deberá responder.
- g) Deberá tener las características que le permitan participar efectivamente en la regulación primaria de frecuencia que se relacionan con la cantidad de ciclos de carga y descarga que sea necesarios.
- h) La capacidad a instalarse debe proveer el margen de reserva durante todo el año estacional, considerando su posible degradación.
- i) Habilitar la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia a través de un sistema de almacenamiento, para lo que el AMM requerirá realizar pruebas con el propósito de verificar la capacidad en potencia y energía del sistema de almacenamiento, así como las características de su respuesta a cambios de frecuencia. Para la ejecución de dichas pruebas, el AMM establecerá el protocolo a seguir. El AMM podrá requerir realizar pruebas periódicamente, para verificar el desempeño del sistema de almacenamiento.
- j) En todo momento, la producción del sistema de almacenamiento será considerada como parte de la producción del generador; y, en ningún momento, la potencia total inyectada al sistema de transmisión, que es la suma de la producción del generador y del medio de almacenamiento, puede ser mayor a la potencia autorizada al generador en la resolución de Acceso a la Capacidad de Transporte emitida por la CNEE.
- k) El sistema de almacenamiento destinado exclusivamente a proveer Reserva Rodante Regulante no podrá participar en las pruebas de potencia máxima que se realicen para las pruebas del generador, ni será considerado para el cálculo de Oferta Firme del generador al que pertenece.
- l) La carga del sistema de almacenamiento para proveer la Reserva Rodante Regulante será responsabilidad del generador y no estará sujeta al despacho económico realizado por el AMM. El generador no podrá retirar energía de la red de transmisión para la carga del sistema de almacenamiento.
- m) El generador no tendrá reconocimiento alguno por los costos incurridos en la carga del sistema de almacenamiento.
- n) El titular de la unidad de generación debe proveer al AMM la información que se requiera para verificar que se cumple con aporte a la reserva para regulación primaria de frecuencia por medio del sistema de almacenamiento.
- o) Los generadores existentes que instalen sistemas de almacenamiento para la prestación del servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia que implique un incremento en la potencia intercambiada por encima de la capacidad de transporte autorizada deberán actualizar dicha autorización para el acceso a la capacidad de transporte emitida por la CNEE.
- p) Los sistemas de almacenamiento que sean utilizados para el servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia deberán habilitarse de acuerdo con los requisitos indicados en la Norma de Coordinación Comercial No. 14.

8.2.1.1.2 (Adicionado por el Artículo 3 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista) El generador que utilice sistemas

de almacenamiento para dar cumplimiento a su obligación de proveer Reserva Rodante Regulante podrá incrementar su potencia hasta su valor de Potencia Máxima, siempre y cuando el Administrador del Mercado Mayorista dé por satisfactorio el cumplimiento de dicha obligación.

- 8.2.1.1.3 **(Adicionado por el Artículo 4 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para los generadores con GHA que utilicen su sistema de almacenamiento para cumplir con su obligación de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia, este sistema deberá contar con las capacidades y características de respuesta necesarias para que participe efectivamente en la prestación de este servicio, tomando en cuenta las operaciones de subir o bajar generación que sean requeridas. Además, deberán disponer de un sistema de control que permita mantener la magnitud de Reserva Rodante Regulante que corresponda, de acuerdo con la potencia generada en cada hora por el generador con GHA, así como cumplir con los requisitos establecidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 4 referentes a la magnitud de reserva, banda muerta, respuesta en frecuencia o equivalente al estatismo. En estos casos, igualmente deberá cumplirse con los requisitos establecidos en el numeral 8.2.1.1.1 que sean aplicables.
- 8.2.1.2 El AMM calculará el saldo de reserva rodante regulante en cada hora para cada unidad generadora sumando a la potencia disponible en reserva rodante regulante la reserva rodante regulante de otra u otras unidades generadoras con las cuales exista un contrato de compra, restándole la de unidades con las cuales exista un contrato de venta y restando el valor mínimo de reserva rodante regulante requerido en la programación.
- 8.2.1.3 Cada Generador deberá comprar los saldos negativos y vender los positivos de su reserva rodante regulante valorizando el saldo de reserva rodante correspondiente al precio nodal en esa hora en cada punto de conexión.
- 8.2.1.4 Si la reserva regulante total resulta mayor que la requerida en la programación, el AMM distribuirá el importe excedente entre los Generadores que la aporten, en forma proporcional a la reserva provista por cada uno.
- 8.2.1.5 Si la reserva regulante total no alcanza el valor mínimo requerido en la programación, con la consiguiente disminución de la calidad del servicio, el AMM utilizará el importe total a cobrar a los Generadores con saldos negativos para pagar a los Generadores con saldos positivos, distribuyendo el resto entre los Participantes Consumidores en forma proporcional a la energía consumida.

8.2.2 Reserva rodante operativa

- 8.2.2.1 **(Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Se define como Reserva Rodante Operativa a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada o conectada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía.

Los generadores podrán proveer Reserva Rodante Operativa en los términos y condiciones establecidas en la presente norma. Para ello, sus equipos

deberán estar diseñados para participar efectivamente en el servicio, considerando las características técnicas que se relacionan con las operaciones de subir y bajar generación que se requieren, las cuales no deberán representar impedimento alguno. Los generadores con GHA podrán participar en el servicio debiendo hacerlo a través de su sistema de almacenamiento, el cual deberá cargarse únicamente con energía producida por su componente de generación solar fotovoltaica o eólica; la regulación se deberá realizar sin tomar energía de la red.

La Reserva Rodante Operativa 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 con 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 con 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 o se observe una degradación de la respuesta de regulación por parte de la unidad generadora que ponga en riesgo la corrección del Error de Control de Área por el AGC, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 8.1, 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.

8.2.2.2 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución No. 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 de manera diferenciada para subir y bajar generación, 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, el Margen de Potencia habilitado y el precio de la oferta de la prestación del servicio, asignando la potencia a generar y el margen de reserva para subir y bajar generación 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.

- 8.2.2.3. El pago por reserva rodante operativa será efectuado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su consumo de energía en cada hora. La reserva rodante operativa que sea requerida adicionalmente, como consecuencia de las características de consumo de un participante consumidor, será remunerada por dicho participante.
- 8.2.2.4 Para aquellas máquinas donde la instalación de AGC es necesaria para el sistema de acuerdo a la evaluación del AMM, se reconocerá los costos de inversión requeridos dentro del cargo por servicios complementarios correspondiente.

8.2.3 Reserva Rodante Total

Se define como la suma de la Reserva Rodante Regulante más la Reserva Rodante Operativa.

8.2.4 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Reserva Rápida

El AMM liquidará por cada unidad generadora que forme parte de la lista de mérito de Reserva Rápida integrada conforme se indica en la Norma de Coordinación Operativa Número 3, un importe equivalente a valorizar la potencia ofrecida al precio de la oferta, que no podrá superar el precio de referencia de la potencia (PREFP). El servicio complementario de Reserva Rápida, será pagado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su demanda registrada de energía en el día.

8.2.5 (Adicionado por el Artículo 3 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

8.2.5.1 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

8.2.5.2 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

8.2.5.3 (Modificado por el Artículo 6 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

8.2.6. (Adicionado por el Artículo 1 de la resolución No. 3117-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Reserva Fría

Reserva Fría es el total de potencia del conjunto de unidades generadoras térmicas habilitadas comercialmente, que permite disponer de energía para cubrir fallas de Larga Duración a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda o cuando ocurran condiciones de abastecimiento críticas no esperadas, derivadas del potencial déficit sostenido de energía renovable, fallas mayores de centrales generadoras, fallas de líneas de transmisión que afecten la generación en el S.N.I. o interconexiones internacionales. La asignación de Reserva Fría, para cada unidad generadora, se hará por el total de su Oferta Firme u Oferta Firme Eficiente. Estas unidades generadoras no se considerarán como parte del parque generador disponible para abastecer la demanda, según el despacho económico.

El Administrador del Mercado Mayorista calculará la magnitud de la Reserva Fría necesaria, así como la asignación y remuneración de las unidades generadoras que prestarán este servicio, según la metodología establecida en el Anexo 8.4.

8.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

8.3.1 Regulación primaria

8.3.1.1 **(Modificado por el Artículo 6 de la resolución No. 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Se define como Regulación Primaria de Frecuencia a la respuesta de los generadores como resultado de la acción de sus reguladores de velocidad o sistemas de control potencia-frecuencia ante cambios en la frecuencia del sistema.

8.3.1.2 Toda unidad generadora deberá operar obligatoriamente con el margen de reserva para regulación primaria de frecuencia que establezca el AMM. El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva regulante con que opera el MM.

8.3.2 Regulación secundaria

El AMM decidirá las unidades que estarán en condiciones de ser habilitadas por él para brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Este control se efectuará por medio de un control automático de generación (AGC) en las unidades habilitadas para el efecto. La reserva correspondiente formará parte de la reserva rodante operativa y será remunerada con ésta.

8.4 CONTROL DE POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

8.4.1 Cargos por incumplimiento

8.4.1.1 Todo Participante que no cumpla con sus compromisos relativos a potencia reactiva y que obligue al AMM a adoptar medidas para solucionar dicho incumplimiento, deberá hacerse cargo de los costos resultantes. Adicionalmente el AMM informará a la Comisión para la aplicación de las sanciones que corresponda.

8.4.1.2 El AMM calculará para cada hora el déficit de potencia reactiva en que haya incurrido cada Participante en relación con su compromiso, según el siguiente detalle:

(a) Generadores: diferencia entre la capacidad reactiva de cada unidad generadora requerida por el AMM y la potencia reactiva realmente intercambiada; el requerimiento del AMM considerará el máximo de potencia reactiva que cada unidad puede entregar de acuerdo a su curva de capacidad y a las condiciones del sistema;

(b) Distribuidores y Grandes Usuarios conectados a instalaciones de Transportistas: diferencia de potencia reactiva resultante de un desvío respecto del factor de potencia establecido por el AMM en el punto de conexión con base en la Norma Técnica correspondiente, emitida por la CNEE.

8.4.1.3 El importe total de las compensaciones a abonar se repartirá entre los Participantes que no hubieran cumplido con sus compromisos según la proporción del déficit de cada uno de ellos respecto del total.

8.4.1.4 Los Participantes Consumidores que no cumplan con sus obligaciones de reactivo y no sea posible encontrar una fuente sustituta de su faltante serán

desconectados del sistema en la medida que tal desconexión sea necesaria para preservar la calidad del sistema

8.5 ARRANQUE EN NEGRO

8.5.1 Con base en la oferta recibida de cada Generador el AMM liquidará mensualmente, por cada unidad habilitada para prestar el servicio de arranque en negro, la doceava parte de la anualidad de la correspondiente inversión declarada por el Generador y aceptada por el AMM para los equipos necesarios para este servicio, de no ser suficiente con las máquinas disponibles con arranque en negro en función de sus compromisos contractuales para aquellos Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM. El monto total de este servicio será abonado por los Participantes consumidores a su demanda de energía mensual.

8.5.2 La anualidad se calculará a partir del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, considerando una tasa de actualización del 10% y una vida útil de 30 años para las instalaciones de arranque, conexión y auxiliares.

$$AI = VNRA * FRC (10\%;30)$$

Donde:

FRC= Factor de recuperación del capital para la tasa de actualización y la vida útil consideradas.

VNRA= Costo de las instalaciones para arrancar la unidad generadora, conectarla al SNI y abastecerla de combustible. No incluye el costo de compra del combustible.

8.6 CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Al finalizar cada mes el AMM calculará el cargo a pagar por cada Participante Consumidor en concepto de Servicios Complementarios.

Al finalizar cada mes el AMM calculará el cargo a pagar o a cobrar por cada Participante Productor en concepto de Servicios Complementarios.

8.7 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

8.7.1 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 658-05 del Administrador del Mercado Mayorista) Esquemas de desconexión de la demanda para preservar la seguridad del SNI.

Para el concepto de desconexión de carga por baja frecuencia y los esquemas de desconexión para preservar la seguridad del SNI se desarrollará la metodología para el tratamiento y su liquidación, en un plazo de 1 mes después de la entrada en vigencia de esta norma.

(Adicionado por el Artículo 7 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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:

- a) Mantener los niveles de frecuencia dentro de los márgenes de calidad establecidos.
- b) Mantener los niveles de intercambio en las Interconexiones Internacionales.
- c) 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.

- a) **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).
- b) **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 SISTR.

- c) **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.
- d) **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').
- e) **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.
- f) **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.
- g) **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.
- h) **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.
- i) **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.
- k) **(Adicionado por el Artículo 3 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Rango de Regulación habilitado por el Participante Productor (o Rreg):** Está constituido como la banda de potencia donde el generador puede prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa. Su valor está determinado por la diferencia entre la potencia mínima y la potencia máxima para el servicio de Reserva Rodante Operativa.
- l) **(Adicionado por el Artículo 4 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Margen de potencia habilitado por el Participante Productor (o MRPD):** Es el margen disponible para subir y bajar generación

del generador para participar en el servicio de la Reserva Rodante Operativa. Su magnitud está determinada por el valor del Rango de Regulación habilitado por el Participante Productor dividido entre dos.

- m) **(Adicionado por el Artículo 5 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Margen de potencia asignado para subir generación (o MRP_S):** Margen de regulación asignado al generador, destinado para subir generación bajo el AGC.
- n) **(Adicionado por el Artículo 6 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Margen de potencia asignado para bajar generación (o MRP_B):** Margen de regulación asignado al generador, destinado para bajar generación bajo el AGC.
- o) **(Adicionado por el Artículo 7 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Margen de potencia total asignado:** Está integrado por el Margen de potencia asignado para subir generación y el Margen de potencia asignado para bajar generación.
- p) **(Adicionado por el Artículo 8 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Grupo Generador:** unidades de una misma central generadora que se agrupan y son gobernadas en la central generadora, por un sistema de control de lazo cerrado para operar como una sola unidad en la prestación del servicio de RRO. En todo caso, se referirá a este Grupo Generador como el generador

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. (Modificado por el Artículo 7 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

Para el caso de generadores cuyo control de potencia generada se realiza por medios electrónicos (sistemas de control potencia-frecuencia), los Participantes titulares del equipamiento deberán proveer la información necesaria para verificar que las unidades generadoras no tienen bloqueada la posibilidad de regular frecuencia. Los sistemas de control deberán estar habilitados para la prestación de la Regulación Secundaria de Frecuencia, mediante consignas recibidas del Control Automático de Generación (AGC) del AMM.

En el 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 o del sistema de control potencia-frecuencia 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.

En el caso de los generadores con GHA, se deberán incluir registros de medición de estado de carga de los sistemas de almacenamiento (SOC, por sus siglas en inglés), potencia activa del generador solar fotovoltaico o eólico, potencia activa del sistema de almacenamiento y potencia activa en el punto de conexión al SNI del generador con GHA, correspondientes al periodo reportado.

La información de medición indicada en los párrafos anteriores deberá ser enviada en tiempo real por medio de unidad remota al SITR del AMM.

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, control de 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) (Modificado por el Artículo 10 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 para subir y bajar generación al cual se podrá ajustar 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 del margen asignado de potencia para bajar generación o aumentarla por encima de su valor programado hasta el valor del margen asignado de potencia para subir generación.

b) (Modificado por el Artículo 8 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista) Asignación del Margen de RRO para una unidad generadora. El Margen de Potencia asignado como RRO para una unidad generadora será diferenciado según los sentidos de subir y bajar generación, sus magnitudes serán determinadas por el AMM para cada una de las

horas de un día de acuerdo con lo establecido en 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, el Margen de Potencia habilitado por el Participante Productor y la Declaración de Costo Variable de cada unidad generadora ofrecida, asignando la potencia a generar y los márgenes de reserva para subir y bajar generación con el que se obtenga el mínimo costo operativo total. Para el caso de los generadores con GHA, el modelo de optimización asignará la participación en el servicio de RRO al sistema de almacenamiento, el cual se alimentará exclusivamente de la energía que produzca su componente de generador solar fotovoltaica o eólica. 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.

Como resultado del modelo de optimización, el margen asignado según sentido de regulación en subir o bajar generación podrá abarcar hasta el valor del Rango de Regulación Declarado por el Participante Productor, siempre y cuando se cumpla la siguiente condición:

$$MRP_{S_{ih}} + MRP_{B_{ih}} \leq Rreg$$

En donde:

$MRP_{S_{ih}}$: Margen de Potencia asignado para subir a la unidad generadora i en la hora h

$MRP_{B_{ih}}$: Margen de Potencia asignado para bajar a la unidad generadora i en la hora h

$Rreg$: Rango de Regulación declarado por el Participante Productor.

En todo caso, el margen mínimo asignado por el modelo de optimización para cada unidad generadora será de 1 MW para subir o bajar generación.

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) (Modificado por el Artículo 12 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 total asignado a RRO.

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

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_{tih} = Margen de Potencia total asignado a la unidad generadora i en la hora h

El Margen de Potencia total asignado está integrado por el Margen de potencia asignado para subir y el Margen de potencia asignado para bajar, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MPR_{t_{ih}} = \left(\frac{MRP_{-S_{ih}} + MRP_{-B_{ih}}}{2} \right)$$

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 está participando en la regulación o se observe una degradación de la respuesta de regulación por parte de la unidad generadora que ponga en riesgo la corrección del Error de Control de Área por el AGC, 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 de notificado, 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 está participando en la regulación o presenta una degradación de la respuesta de regulación que ponga en riesgo la corrección del

Error de Control de Área por el AGC, 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.

Los causantes identificados de la degradación de la respuesta de regulación por parte de la unidad generadora bajo AGC son:

- i. Interrupción de la comunicación entre la unidad generadora y el SITR del AMM, excedido el "Tiempo de Suspensión de Unidad"
- ii. Degradación del margen y rango habilitados por el Participante Productor por problemas técnicos de la unidad generadora.
- iii. Aumento del tiempo de respuesta para dar inicio a la rampa de cambio de carga respecto al valor establecido en las pruebas de habilitación para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa.
- iv. Reducción del valor de rampa de cambio de carga con la que se habilitó para el servicio de Reserva Rodante Operativa.
- v. **(Adicionado por el Artículo 9 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Identificación de retiros de energía del sistema para fines de carga del sistema de almacenamiento de un generador con GHA para prestar la Reserva Rodante Operativa.
- vi. **(Adicionado por el Artículo 9 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** La determinación de margen insuficiente para regulación según el estado de carga (SOC) de los sistemas de almacenamiento de un generador con GHA.

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 quién 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:

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

En donde:

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

Σ_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 SITR 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 SITR del AMM y que se desempeñan satisfactoriamente en el AGC de este sistema. En los casos en que las ofertas disponibles en el SITR 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 alternativo. En los casos en que unidades o centrales que efectivamente prestaron el servicio por medio del sistema alternativo, 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.

- c) **(Adicionado por el Artículo 10 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista) Control de estado de carga en los sistemas de almacenamiento que se utilicen para RRO:** Los generadores con GHA que participen en el servicio de RRO deberán contar con un sistema de almacenamiento dimensionado para cumplir con lo establecido en el literal k del numeral A.8.1.2.1. del presente anexo. En cada hora, deberán disponer de la energía suficiente para cumplir con el margen de reserva que se le asigne; para ello, el sistema de control del almacenamiento deberá dar seguimiento continuo al estado de carga (SOC), ajustándolo de manera automática en la operación en tiempo real en periodos de tiempo en no más de tres veces en una misma hora, de tal manera que el estado de carga le permita cumplir con el margen de reserva asignado. La capacidad del almacenamiento empleada en este sistema de control será adicional al margen habilitado para la prestación del servicio.

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:

- a) Participar en la Regulación Primaria de Frecuencia -RPF-.
- b) **(Modificado por el Artículo 13 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Contar con un canal de comunicación y con un canal de comunicación de redundancia en tiempo real con el centro de control que soporta la aplicación de AGC.
- c) Disponer de equipamiento e instrumental para modificar su punto de operación de acuerdo a comandos emitidos por el AGC según sus consignas de control.
- d) **(Modificado por el Artículo 14 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Que pueda garantizar disponibilidad de un rango de regulación mínimo de 5 MW, medidos en el mismo punto en donde se ubica la medición comercial, para asignarse a la RRO.
- e) **(Modificado por el Artículo 15 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** La rampa de cambio de generación para subir o bajar a requerimiento del AGC, será determinada según la respuesta que permita su tecnología, medida en las pruebas de sintonización, según se establece en el numeral A.8.1.2.3 del anexo 8.1 de esta norma. En todo caso, el valor de rampa para subir o bajar generación a utilizar, no deberá ser menor al valor más alto entre: la razón determinada por la potencia equivalente al 50 % del margen de RRO que se solicite habilitar para dicha unidad en un minuto; y el valor de rampa determinado en las pruebas de sintonización. Para unidades con margen de RRO menor a 5 MW, la rampa no deberá ser menor a 2.5 MW/min.

- f) Las unidades generadoras que prestan el servicio de RRO deberán mantener el estatismo que se determine el AMM.
- g) 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.
- h) 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.
- i) **(Adicionado por el Artículo 16 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** La Banda Muerta de las unidades generadoras de operación bajo el AGC deberá ser menor a 0.1 MW
- j) **(Adicionado por el Artículo 17 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El tiempo de respuesta máximo para iniciar la rampa de cambio de carga luego de que sea emitida la consigna desde el SITR de AMM será de 30 segundos. Este tiempo incluye el retardo en la transmisión de la consigna por el canal de comunicación con que disponga el Participante Productor.
- k) **(Adicionado por el Artículo 18 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** La unidad generadora deberá disponer de suficiente capacidad de regulación, que le permita generar bajo el AGC de manera continua el total de la consigna máxima emitida por al menos dos horas, tanto para subir generación como para bajar generación.

De considerarlo necesario el AMM podrá solicitar al Participante Productor una prueba que determine su capacidad de regulación previo a su habilitación para el servicio de RRO. Esta prueba deberá hacerse tanto para subir y para bajar generación de manera separada.

- l) **(Adicionado por el Artículo 19 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para el caso de las centrales hidroeléctricas, deberán enviar entre sus señales de telemetría al SITR del AMM, por medio de la UTR, el nivel de embalse y caudal entrante.
- m) **(Adicionado por el Artículo 20 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para el caso de unidades generadoras de una misma central que por sí solas no pueden cumplir con el rango de regulación mínimo de habilitación podrán conformar un Grupo Generador operando por medio de un lazo de control cerrado implementado en la misma central, para que opere como una sola unidad generadora. En este caso, los requisitos técnicos y la normativa aplicable para la asignación del margen, remuneración y liquidación serán los mismos que para los de una unidad generadora. El Grupo Generador deberá cumplir con lo siguiente:
 - i. Estar compuesto por unidades de una misma central.
 - ii. Las unidades generadoras que lo componen tienen un mismo Costo Variable.

- iii. Cada unidad generadora que lo componen debe tener su propia medición comercial habilitada.
- iv. Responder al AGC mediante un lazo cerrado de control instalado en la central generadora por el Participante Productor interesado. Este lazo de control debe ser plenamente compatible con el AGC del SISTR del AMM y responder a las consignas como una unidad generadora. Así mismo, el lazo de control por medio de la UTR debe de reportar la identificación de las unidades que conforman el Grupo Generador que están regulando bajo el AGC, la potencia generada del Grupo, la potencia mínima y máxima disponible de regulación de acuerdo a las unidades que estén generados bajo el AGC en cada hora.
- v. Cumplir los mismos requisitos técnicos descritos en esta normativa para unidades generadoras habilitadas para el servicio de RRO.
- vi. Para los incisos e), i), y j) del presente numeral, deberá considerarse que independientemente de la combinación que surja entre las unidades que conformen el Grupo Generador operando bajo AGC a diferentes valores de asignación de margen de RRO, la función de transferencia, o respuesta de su sistema de control deberá ser siempre la misma ante el AGC del AMM.
- vii. Estar regido a las mismas reglas de asignación del margen de regulación, remuneración y liquidación, como cualquier unidad generadora habilitada para prestar el servicio de RRO.

n) **(Adicionado por el Artículo 11 de la Resolución 3139-06 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los generadores con GHA podrán habilitarse para prestar el servicio de RRO a través de sus sistemas de almacenamiento; estos últimos deberán cumplir con los requisitos aplicables a los generadores.

A.8.1.2.2. SOLICITUD DE HABILITACION PARA LA PRESTACION 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:

- a. **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.
- b. **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.
 - i. **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.
 - ii. **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.
 - iii. **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.
 - iv. **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.

- a. **Prueba de escalón.** Se obtiene la respuesta de la unidad a un escalón y se registra la gráfica correspondiente a esta respuesta.
- b. **(Modificado por el Artículo 21 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de rampa que será válido para su habilitación.

- c. **(Adicionado por el Artículo 22 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Pruebas de tiempo de respuesta.** Se observa que el tiempo de respuesta para iniciar rampa de cambio de carga luego de ser emitida la consigna desde el SITR de AMM, sea el adecuado según lo establecido en el numeral A.8.1.2.1 del anexo 8.1 de esta norma. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de tiempo de respuesta del Grupo Generador.
- d. **(Adicionado por el Artículo 23 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Prueba de verificación de banda muerta de la unidad bajo el AGC.** Se observa que la banda muerta de la unidad bajo el AGC esté entre los mínimos establecidos en el numeral A.8.1.2.1 del anexo 8.1 de esta norma. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de banda muerta del Grupo Generador.
- e. **(Adicionado por el Artículo 24 de la Resolución 2407-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Medición del margen y Rango de regulación.** Se determina la potencia mínima y máxima en la que la unidad generadora puede regular bajo AGC.

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).

- a. **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.
- b. **Modo flexible.** Se obtienen gráficas y datos de la respuesta de las unidades de la central y su conjunto en este modo de operación.
- c. **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.

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

En donde

C_{mps} = Cargo por margen adicional debido a pruebas de Sintonización
 M_{RROi} = Margen adicional asignado a la unidad o central generadora "i".
 P_{RROi} = 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 sobrecosto 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 sobrecosto 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 sobrecosto 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-.

(Adicionado por el Artículo 8 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 Interrumpible*, 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 Interrumpible, y establece los requisitos y pasos necesarios para su habilitación. El procedimiento incluye:

- a) Requisitos que debe cumplir el Gran Usuario que ofrece el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible.
- b) Equipamiento necesario en las instalaciones del Gran Usuario.
- c) Prueba de Desempeño.
- d) Habilidad.
- e) Monitoreo.

A.8.2.3. REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR EL GRAN USUARIO

Para tener la posibilidad de prestar el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, 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 Interrumpible, debe dirigir por escrito su solicitud de habilitación al Administrador del Mercado Mayorista en el formato que éste proporcione, indicando:

- a) Intención de ofrecer el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible, indicando la potencia que pretende habilitar para participar en éste servicio.
- b) Cumplimiento (acreditado mediante la documentación correspondiente) con la integración de su telemetría al CDC del AMM.
- c) Cumplimiento con la integración en el Sistema de Voz Operativa del AMM.
- d) Cumplimiento con el equipamiento adecuado para la conexión y desconexión local o remota de la demanda declarada como Demanda Interrumpible.
- e) Declaración de responsabilidad sobre la telemetría aportada al CDC del AMM.
- f) Solicitud de realización de pruebas de desempeño de Demanda Interrumpible.
- g) Declaración escrita de que permanentemente cuenta con el personal y equipamiento necesario para hacer efectiva la operación de Demanda Interrumpible a cualquier hora del día, cualquier día del año.
- h) 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.
- i) 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 Interrumpible.
- j) 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 Interrumpible.

A.8.2.4. EQUIPAMIENTO

La potencia ofrecida en concepto de Demanda Interrumpible 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:

- a) El conjunto de disyuntores y/o seccionadores que se precisen para aislar la carga declarada como Demanda Interrumpible de otros consumos del Gran Usuario.
- b) La unidad terminal remota que provea la telemetría requerida por el AMM según el Anexo 2.2 de la NCO *de integración de telemetría* correspondiente. Así como la posibilidad de operar a distancia los disyuntores y/o seccionadores para desconectar la demanda.
- c) Los equipos de comunicaciones necesarios para hacer entrega de la telemetría en el CDC del AMM.
- d) 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.
- e) Equipos de comunicación para el Sistema de Voz Operativa.
- f) 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 Interrumpible.

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 Interrumpible*.

Esta prueba verificará:

- a) 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.
- b) 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.
- c) La calidad y disponibilidad de la telemetría necesaria para la evaluación del desempeño del Gran Usuario durante la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible.
- d) La congruencia de la información teledada 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 Interrumpible, 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 Interrumpible.

Para poder declarar un valor de potencia como Demanda Interrumpible, 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 Interrumpible, siempre y cuando, mantenga las condiciones bajo las cuales fue habilitado inicialmente para prestar éste servicio. En caso que estas condiciones varieran, 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:

- 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.

(Adicionado por el Artículo 9 de la resolución No. 1225-05 del Administrador del Mercado Mayorista) ANEXO 8.3

PRESTACIÓN Y REMUNERACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RESERVA RÁPIDA

A.8.3.1. (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) INTRODUCCIÓN.

La Reserva Rápida –RRa- es un servicio complementario que pueden prestar 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:

- a) Presentación de ofertas
- b) Criterios generales de la operación
- c) Requerimientos básicos que deben cumplir las unidades generadoras para prestar el servicio de Reserva Rápida
- d) Información que deberán entregar al AMM los oferentes del servicio
- e) Establecimiento de la lista de mérito para la prestación y remuneración del servicio
- f) 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. (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) PRESENTACIÓN DE OFERTAS.

Pueden presentar ofertas de prestación del servicio de Reserva Rápida quienes tengan la calidad de Participantes Productores, que dispongan de Oferta Firme de unidades generadoras instaladas en el S.N.I. bajo las siguientes condiciones:

- a) 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 lo 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 de Largo Plazo.
- b) 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.
- c) Que el bloque de potencia ofertado no sea menor a 5.0 MW.
- d) 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. (Modificado por el Artículo 4 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) PRECIO DE LA OFERTA DE SERVICIO.

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

- 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.
- b) El precio de la oferta debe expresarse en valores unitarios de U.S. dólares por Kilovatios-mes.
- c) 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. (Modificado por el Artículo 5 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) ESTABLECIMIENTO DE LA LISTA DE MÉRITO.

Semanalmente el AMM establecerá una lista de mérito, la cual establece el criterio para la asignación y remuneración del servicio de manera ascendente conforme al factor de ponderación de las ofertas de prestación del servicio y, serán despachadas en ese orden hasta alcanzar el valor de la Reserva Rápida necesaria para el S.N.I.

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:

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

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.

A.8.3.6. (Modificado por el Artículo 6 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) CÁLCULO DE LA RESERVA RÁPIDA NECESARIA.

Como resultado de los procesos de la Programación de Largo Plazo se obtiene el valor de la Potencia Máxima a Generar para el Año Estacional, utilizando de base esta información, se procederá a calcular para cada hora de un día, los valores correspondientes de Reserva Rodante Regulante y de Reserva Rodante Operativa, para el caso de la RRO se utilizará el porcentaje de reserva para subir. Con estos valores, se calculará la Reserva Rodante resultante para cada hora de ese día, el promedio de las veinticuatro horas será el valor mínimo de la Reserva Rápida para el Año Estacional.

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:

- a) Que hayan sido necesarias para el cubrimiento de la Reserva Rápida Necesaria de acuerdo a la lista de mérito.
- b) 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.
- c) 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:

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

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. (Modificado por el Artículo 7 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) ASIGNACIÓN DE CARGOS.

La asignación del cargo se calcula diariamente entre todos los participantes consumidores con base a la demanda de energía registrada en el día, utilizando la siguiente fórmula:

$$CRRa_{jn} = \left(\sum_{i=1}^r ReRRa_{in} \right) * \left(\frac{D_{jn}}{\sum_{j=1}^s D_{jn}} \right)$$

Donde:

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

$\sum_{i=1}^r ReRRa_{in}$ = Sumatoria de la Remuneración correspondiente a las unidades generadoras *i* en el día *n*

r = número total de unidades a ser remuneradas en el día *n*.

D_{jn} = Demanda de energía registrada para el participante consumidor *j* en el día *n*, en el período de las 1 a las 24 horas.

s – total de la demanda registrada en el día *n*.

A.8.3.10. (Modificado por el Artículo 8 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 considerarán 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. El AMM convocará en la operación en tiempo real a las unidades para el cubrimiento de Reserva Rápida por medio de una orden de despacho. 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 considerando para cada una su oferta total de potencia disponible 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. (Modificado por el Artículo 9 de la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 a dos veces 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. Asimismo, la unidad generadora que haya incumplido queda a disposición del Despacho Económico de Energía en ese día.

(Adicionado por el Artículo 2 de la resolución No. 3117-02 del Administrador del Mercado Mayorista) ANEXO 8.4

SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RESERVA FRÍA

A.8.4.1 DEFINICIONES

A.8.4.1.1 Unidad de Reserva Fría

Una Unidad de Reserva Fría es toda unidad que cumple con los requisitos para la calificación respectiva y ha sido asignada para la prestación de dicho servicio para el periodo determinado, en la metodología para la asignación de la Reserva Fría. Solamente las unidades que cumplan con los requisitos establecidos en el numeral A.8.4.2 podrán ser remuneradas por la prestación de dicho servicio.

A.8.4.2 Requisitos para la calificación como unidad de Reserva Fría

Para el periodo determinado en la metodología para la asignación de la Reserva Fría, una unidad generadora calificará como Unidad de Reserva Fría luego del cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a. Participa en la regulación primaria de frecuencia (RRR).
- b. No está comprometida para prestar otros servicios complementarios.
- c. Su Oferta Firme Eficiente no está comprometida para el cubrimiento de la Demanda Firme o como respaldo de potencia.
- d. Su Oferta Firme Eficiente no está comprometida para cubrimiento de transacciones internacionales de exportación de corto y largo plazo.
- e. Tiene un inventario de combustible, puesto en planta y disponible para su uso inmediato, para generar de forma continua al menos durante seis semanas a plena carga, al momento del inicio de la Programación Semanal. De no tener el inventario de combustible necesario puesto en planta al momento de la presentación de las ofertas, la unidad generadora deberá acreditar que tiene el programa de abastecimiento que garantice que el mismo estará disponible a partir del primer día del semestre en que deba dar inicio el servicio de Reserva Fría, hasta el cubrimiento de las seis semanas de operación continua a plena carga.
- f. Cada una de sus unidades generadoras cuenta con medición comercial que cumple con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No.14.
- g. Si se trata de unidades que generan con hidrocarburos, estas se integran al SITR con una señal de nivel de sus tanques de almacenamiento.
- h. Si se trata de unidades que generan con combustibles diferentes a los hidrocarburos, el AMM desarrollará mecanismos de verificación de inventarios de combustibles, los cuales deberán desarrollarse antes de la primera asignación del servicio de Reserva Fría.
- i. La realización del mantenimiento mayor de sus unidades tiene la flexibilidad requerida por el AMM a fin de garantizar el máximo cubrimiento de esta reserva. La asignación del período de mantenimiento mayor quedará definida dentro del proceso de la Programación de Largo Plazo (PLP) y la Reprogramación Anual Estacional (RAE).
- j. Las unidades generadoras se encuentran conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo la coordinación del Centro de Despacho de Carga para la Operación en Tiempo Real.
- k. Se considerarán, para la asignación del servicio del semestre respectivo, solamente a las unidades generadoras que resulten con un factor de planta menor al 30% en el horizonte del primer semestre de la PLP o las que resulten con dicho factor de planta para el semestre correspondiente a la RAE.

La unidad generadora que incumpla alguno de los requisitos durante el período de prestación del servicio de Reserva Fría perderá la categoría de Unidad de Reserva Fría, situación que podrá revertir hasta que demuestre que cumple con todos los requisitos aquí establecidos.

En el momento en que una unidad generadora sea asignada al servicio de Reserva Fría, deberá notificar al AMM sobre la disponibilidad de combustible, así como del programa de abastecimiento para mantener la disponibilidad continua durante seis semanas; esta información deberá actualizarse periódicamente en los plazos de la Programación Semanal, a partir del primer día del semestre en que se preste el servicio de Reserva Fría. El AMM podrá realizar las inspecciones necesarias para verificar el cumplimiento de este requisito. De iniciarse el primer día del semestre asignado y no se tenga disponibilidad suficiente de combustible puesto en planta, se considerará como una indisponibilidad del servicio atribuida al generador, para lo cual aplicará el procedimiento que se incluye en el numeral A.8.4.6 de esta norma.

A.8.4.3 Metodología para el dimensionamiento de la Reserva Fría

El cálculo de la magnitud de la Reserva Fría se realizará semestralmente para el Año Estacional, junto con la elaboración de la Programación de Largo Plazo (PLP) para el periodo mayo-octubre y la Reprogramación Anual Estacional (RAE) para el periodo noviembre-abril, utilizando el mismo modelo de optimización y base de datos utilizada para la versión provisoria de ambas, siguiendo este procedimiento:

- a. De los resultados de la simulación del despacho económico para la PLP versión provisoria y RAE versión provisoria, al que se llamará caso base, el AMM identificará la unidad generadora de mayor potencia que es requerida para el abastecimiento de la demanda.
- b. Se ejecutará una simulación de despacho sin contar con la generación de la unidad identificada en el numeral anterior.
- c. Se calculará la diferencia para la generación térmica entre la simulación realizada en el numeral anterior y el despacho económico para el caso base, identificando las generadoras cuyo factor de planta sea incrementado en un 33% o más, sumándose la potencia de estas generadoras, a esta sumatoria se le llamará Déficit de Potencia por Indisponibilidad Térmica (DPIT).
- d. Para cada semestre, el AMM ejecutará un despacho de carga ajustando el modelo de optimización a 100 series hidrológicas sintéticas.
- e. De estas series, se identificará la diferencia de la producción de energía total del parque generador hidroeléctrico para cada semestre entre una probabilidad de excedencia del 80% y del 95%; con esta diferencia, será calculada la potencia media para cada semestre y esta, a su vez, será dividida entre el factor de planta por semestre del parque generador hidroeléctrico habilitado comercialmente en el Mercado Mayorista. A este resultado se le llamará Déficit de Potencia por Variaciones Hidrológicas (DPVH).
- f. Para cada semestre, el monto de Reserva Fría quedará definido por:

$$RF = \text{MAX}(DPIT, DPVH)$$

En donde:

RF: Monto de Reserva Fría.

DPIT: Déficit de Potencia por Indisponibilidad Térmica.

DPVH: Déficit de Potencia por Variaciones Hidrológicas.

A.8.4.4 Presentación de Ofertas

Los Participantes presentarán las ofertas para la prestación del servicio de Reserva Fría así:

- La oferta será por la totalidad de la Oferta Firme u Oferta Firme Eficiente de la unidad para el período ofertado.
- El precio de la oferta debe expresarse en dólares de los Estados Unidos de América por kilovatio-mes (US\$/kW-mes), el valor de la oferta no deberá superar el mínimo entre: i) el Precio de Referencia de la Potencia, y ii) el precio máximo de reserva fría (PMRF), de conformidad con el numeral A.8.4.9.
- Para el periodo mayo-octubre, la oferta deberá presentarse dentro de los plazos de la Programación de Largo Plazo.
- Para el periodo noviembre-abril, la oferta deberá presentarse dentro del plazo de la información para la elaboración de la Reprogramación Anual Estacional.

A.8.4.5 Metodología para la asignación semestral de la Reserva Fría

La metodología de asignación de las unidades que prestarán el servicio de Reserva Fría estará en función de la eficiencia económica del Mercado Mayorista, cuyo objetivo es la minimización del costo de energía para el abastecimiento de la demanda y la asignación de las unidades para suplir el monto de Reserva Fría, realizando un despacho en donde ambas variables son resueltas de forma conjunta garantizando el mínimo costo, así:

$$Z = \min \sum_{i,t} Cit * Git + ORFit * PORFit * 1000$$

Sujeto a:

$$\sum_{i,t} Git + pit * Qit = demanda$$

$$\sum_{i,t} PARFit = RF$$

Donde, para la unidad i en el periodo t:

Cit =	Costo Variable (US\$/MWh).
Git =	Generación (MWh).
ORFit =	Oferta de Reserva Fría (US\$/kW-mes).
PORFit =	Potencia ofertada para reserva fría (MW).
PARFit =	Potencia asignada para Reserva Fría (MW).
pit =	Factor de producción hidroeléctrico (MWh/m ³ /s).
Qit =	Caudal (m ³ /s).
Z =	Costo total en US\$

Los resultados de este procedimiento serán publicados en la misma fecha que la Programación de Largo Plazo versión provisoria y la Reprogramación Anual Estacional versión provisoria.

La asignación de Reserva Fría se hará para el semestre correspondiente. Las unidades que resulten asignadas para prestar el servicio complementario de Reserva Fría quedarán obligadas a prestarlo durante todo el periodo, al cual se destinarán con exclusividad. El monto total de Reserva Fría se asignará en función de las ofertas recibidas. La asignación para cada unidad generadora se hará por la totalidad de su Oferta Firme u Oferta Firme Eficiente.

En caso de que la disponibilidad de ofertas no logre cubrir el total de la magnitud requerida para la Reserva Fría, la asignación se realizará hasta la totalidad de las ofertas que se dispongan.

A.8.4.6 Remuneración de la Reserva Fría

Las Unidades de Reserva Fría asignadas serán remuneradas a través de un pago por potencia (US\$/kW-mes), por la totalidad de su potencia asignada a dicha reserva valorizada al precio de su respectiva oferta.

Si una Unidad de Reserva Fría está indisponible por mantenimiento programado durante una parte del periodo asignado, no percibirá pago por este servicio durante esta indisponibilidad. Si la indisponibilidad es por una causa atribuible a la unidad generadora, esta no percibirá pago por este servicio durante esta indisponibilidad y además pagará un cargo por Incumplimiento en la Prestación del Servicio de Reserva Fría (IPSRF), el cual será el equivalente al precio de su oferta multiplicado por su potencia asignada a dicha reserva, por el periodo de la indisponibilidad.

La indisponibilidad para prestar el servicio de Reserva Fría finalizará luego de que la unidad generadora sincronice para la prestación del servicio o que se efectúe satisfactoriamente una prueba para demostrar disponibilidad con una duración de cuatro horas. Si no hubiera condiciones adecuadas en el S.N.I para realizar la prueba, se tomará la declaración de disponibilidad del Agente, sujeta a la validación correspondiente cuando existan las condiciones para realizar la prueba. La prueba deberá llevarse a cabo, a más tardar, el quinto día calendario del mes siguiente al mes en que ocurrió la indisponibilidad. Si el resultado de la prueba no alcanzara el 100% de la potencia asignada, la declaración de disponibilidad será descartada.

Si la indisponibilidad se diera por una falla en el arranque, tras haber sido emitida una orden de sincronización por el AMM, la determinación del IPSRF tomará en cuenta los siguientes criterios:

- a. Tras haberse emitido la orden de arranque por el AMM, la unidad generadora deberá sincronizar y alcanzar la potencia requerida dentro de los tiempos declarados por el Participante Productor y validados por el AMM, considerando un rango de tolerancia de +/- 5 minutos para motores recíprocos o turbinas de gas, y de +/- 2 horas para centrales de vapor.
- b. Si la unidad generadora no logra sincronizar y alcanzar la potencia requerida de acuerdo con la literal anterior, pero logra sincronizar y alcanzar la potencia requerida en un plazo adicional, entonces la unidad generadora no recibirá pago por el servicio de Reserva Fría y además deberá pagar un IPSRF solamente para el día en que se dio la orden de sincronización. El plazo adicional será de +/- 10 minutos, para motores recíprocos o turbinas de gas; y de +/- 4 horas, para centrales de vapor.
- c. Si la unidad generadora sincroniza y alcanza la potencia requerida en un tiempo posterior al indicado en la literal anterior, pero sin exceder un tiempo adicional de 18 horas, la unidad generadora no recibirá pago por servicio de Reserva Fría, y además deberá pagar un IPSRF, a partir del primer día del mes en que se emite la orden de sincronización hasta el día en que alcanzó la potencia requerida.

- d. Si la unidad no logra sincronizar o sincroniza y alcanza la potencia requerida en un período posterior al indicado en la literal anterior, la unidad generadora no recibirá pago por servicio de Reserva Fría durante todos los días del mes en que se dio la orden de sincronización, ni de los siguientes días hasta el primer día del mes posterior a la finalización de la indisponibilidad. Además, deberá pagar un IPSRF por cada día, desde la última vez que estuvo en línea durante el semestre en curso, ya sea por la prestación del servicio de Reserva Fría, o por haber realizado una Prueba de Disponibilidad o de Potencia Máxima, hasta el día en que la unidad generadora finalice su indisponibilidad.

Por otro lado, si al momento de la verificación de combustible, la unidad generadora no dispusiera de la existencia de combustible puesto en planta para operar a la potencia asignada de manera continua durante las seis semanas para prestar el servicio de Reserva Fría –excepto que la falta de combustible se deba a la producción de energía por haber sido convocado a generar por Reserva Fría o por ejecución de Prueba de Potencia Máxima o de Disponibilidad–, la unidad generadora no recibirá pago por servicio de Reserva Fría durante todos los días del mes en que se identificó la falta de combustible, hasta el mes posterior al que ya dispone del combustible necesario. Además, deberá pagar un IPSRF por cada día, desde la última vez que pudo verificarse la existencia de combustible o, en su defecto, desde el primer día del semestre en curso, hasta el día en que la unidad generadora demuestre que dispone en planta del combustible necesario. Las unidades generadoras asignadas al servicio que generen durante el semestre, ya sea por la prestación del servicio de Reserva Fría, o por la ejecución de Pruebas de Potencia Máxima o Disponibilidad, deberán reabastecerse de combustible para mantener la disponibilidad de generar de manera continua durante seis semanas.

Lo recaudado por IPSRF se utilizará para la remuneración de la Reserva Fría. El IPSRF se calcula diariamente de la siguiente manera:

$$IPSRF_{id} = PURF_{id} * \frac{PO_i}{ND}$$

Donde:

- $IPSRF_{id}$ = Cargo por Incumplimiento en la Prestación del Servicio de Reserva Fría de la unidad generadora i que presta el servicio de Reserva Fría para el día d .
- $PURF_{id}$ = Potencia asignada a dicha reserva de la Unidad generadora i que presta el servicio de Reserva Fría para el día d
- PO_i = Precio de la oferta de la unidad generadora i vigente en US\$/kW-mes.
- ND = Número de días del mes.

El valor de la remuneración diaria para cada unidad generadora que presta el servicio de Reserva Fría es:

$$PRF_{id} = PURF_{id} * \frac{PO_i}{ND} - IPSRF_{id}$$

Donde:

PRF_{id} = Pago por Reserva Fría para la unidad generadora i que presta el servicio de Reserva Fría en el día d .

Si el PRF_i resulta negativo, dando lugar a alguna diferencia, esta será abonada al pago del cargo por Reserva Fría, reduciendo así el pago por parte de los Participantes Consumidores. Por otro lado, si después de cubrir el pago por Reserva Fría al final del mes aún queda una diferencia, el saldo se repartirá proporcionalmente a los Participantes Consumidores como un abono, en función de la energía consumida durante el mes en que se dio el evento que causó el PRF_i negativo.

La unidad generadora que resulte con un PRF_i negativo deberá realizar el pago correspondiente de acuerdo con el Informe de Transacciones Económicas correspondiente. En caso de que estos pagos no sean realizados, se aplicará lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 12, en cuanto a la ejecución de las garantías.

En caso de que el costo variable de la unidad que presta el servicio de Reserva Fría sea mayor que el POE en el nodo en que la misma está conectada, la energía producida por la unidad de Reserva Fría 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.8.4.7 Asignación del cargo por Reserva Fría

Para la remuneración del servicio de Reserva Fría, se asignarán cargos a Participantes Productores y a Participantes Consumidores como se describe a continuación:

- a. Si por causa de desabastecimiento de combustible de una unidad generadora requerida por el despacho económico, se hace necesaria la generación de una o varias Unidades de Reserva Fría, dicha unidad, además de los cargos por Desvíos de Potencia que le corresponda pagar, deberá pagar un cargo por Incumplimiento en el Suministro de Energía (ISE) equivalente a su Potencia Máxima multiplicada por el mayor valor (US\$/kW-mes) de las ofertas de las Unidades de Reserva Fría que estén asignadas al servicio, durante los días que las unidades de Reserva Fría sean utilizadas.

$$ISE_{kd} = PP_k * \frac{MAXPO}{ND}$$

Donde:

ISE_{kd} = Cargo por Incumplimiento en el Suministro de Energía por causa de desabastecimiento de combustible del Participante Productor k para el día d .
 PP_k = Potencia Máxima del Participante Productor k .
 $MAXPO$ = Oferta de mayor valor (US\$/kW-mes) entre las ofertas asignadas para el servicio de Reserva Fría.
 ND = Número de días del mes.

- b. El cargo por Reserva Fría que corresponde a los Participantes Consumidores será asignado proporcionalmente al consumo de energía diario, de esta forma:

$$CRF_{jd} = \left(\sum_{i=1}^r PRF_{id} - \sum_{k=1}^t ISE_{kd} \right) * \frac{D_{jd}}{\sum_{j=1}^n D_{jd}}$$

Donde:

- CRF_{jd} = Cargo por el servicio complementario de Reserva Fría a pagar por el Participante Consumidor j para el día d.
- PRF_{id} = Remuneración correspondiente a las unidades generadoras i que prestaron el servicio complementario de Reserva Fría para el día d.
- r = Número total de unidades a ser remuneradas por prestación del servicio complementario de Reserva Fría en el día d.
- ISE_{kd} = Pago por Incumplimiento en el Suministro de Energía por causa de desabastecimiento de combustible del Participante Productor k para el día d.
- t = Número total de Participantes Productores que deben pagar el cargo por ISE.
- D_{jd} = Demanda de energía registrada por el Participante Consumidor j en el día d.
- n = Número total de Participantes Consumidores en el día d.

A.8.4.8 Estudios técnicos y económicos de Reserva Fría

El AMM llevará a cabo estudios técnicos y económicos para determinar la necesidad de contar con el servicio de Reserva Fría en cumplimiento de los artículos 54 y 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM). Estos estudios se actualizarán quinquenalmente, los cuales contemplarán, como mínimo, lo siguiente:

- a. Simulaciones de despacho de generación por un periodo de cinco Años Estacionales utilizando como caso base la última PLP o RAE vigente, y las simulaciones necesarias para el cálculo de los escenarios DPIT y DPVH del numeral A.8.4.3.
- b. Con los resultados de las simulaciones de despacho se realizará un análisis costo-beneficio para los escenarios DPIT y DPVH, que contemplará lo siguiente:
 - i. El impacto en el costo operativo del sistema (el diferencial entre los escenarios modelados y el caso base).
 - ii. El costo por la prestación del servicio de Reserva Fría.
- c. Análisis de competencia de los Participantes del Mercado de Reserva Fría.

A.8.4.9 Precio Máximo de Reserva Fría (PMRF)

El Precio Máximo de Reserva Fría (PMRF) se fijará para cada semestre del Año Estacional, y será calculado semestralmente con la base de datos de la PLP o RAE en su versión definitiva, según corresponda, con un horizonte de doce meses, considerando para el efecto la metodología de Costos Variables de Generación vigente, replicando los programas de mantenimiento para el periodo que corresponda. El PMRF será publicado por el AMM a más tardar el primer día hábil de diciembre para

el primer semestre del Año Estacional, y a más tardar el primer día hábil de julio para el segundo semestre del Año Estacional.

El PMRF se calculará según lo siguiente:

$$PMRF_s = CF_s + CP$$

Donde:

PMRFs =	Precio Máximo de Reserva Fría fijado por el Costo Financiero por Reserva Fría para el semestre s.
CFs=	Costo financiero por inventario de combustible puesto en planta (US\$/kW-mes) para el semestre s.
CP =	Costo ponderado de los contratos de potencia sin energía asociada vigentes, resultado de los procesos de licitación de los Agentes Distribuidores. (US\$/kW-mes).

Y,

$$CF_s = \left[\frac{[(MaxCIC_s) * [(1 + i/2)^2 - 1]]}{6 * PPs * 1000} \right]$$

Dónde,

MaxCICs=	Mayor costo de inventario de combustible (US\$) para generar a plena carga durante seis semanas de las potenciales unidades participantes para el semestre s.
i =	Tasa promedio de los últimos seis meses disponibles de la Tasa Promedio Ponderada de Cartera de Créditos por Actividad Económica de uno a cinco millones de US\$, para el sector de Electricidad, Gas y Agua, publicada por la Superintendencia de Bancos -SIB-. De no tener acceso a la fuente anterior, se utilizará la tasa de interés desde 92 días hasta 183 días proveniente de las Tasas de interés de Referencia para calcular el precio de Depósitos a Plazo (DP) y Bonos del Tesoro publicada por el Banco de Guatemala.
PPs =	Potencia Máxima de la unidad con el mayor costo de inventario de combustible puesto en planta para el semestre s.

Y,

$$CIC_i = (CPDi * PPI * heq / Ei)$$

Donde,

CiCi =	Costo de inventario de combustible (US\$) para generar a plena carga durante seis semanas de la potencial unidad participante i.
CPDi =	Promedio del costo de combustible declarado de los últimos seis meses (US\$/unidad de combustible) de la potencial unidad participante i.
Ei =	Eficiencia a plena carga (MWh/unidad de combustible) de la potencial unidad participante i.
heq =	Horas equivalentes a seis semanas.
Ppi =	Potencia Máxima de la potencial unidad participante i.

Las unidades generadoras que son potenciales participantes para prestar el servicio de Reserva Fría serán las que no estén comprometidas en contratos para el siguiente semestre de asignación, ni para cubrimiento de transacciones internacionales de exportación de corto y largo plazo, no estén asignadas a prestar otros servicios complementarios, que posean la capacidad de almacenamiento requerida y que tengan un factor de planta menor al 30% en la simulación de despacho de la PLP o RAE versión definitiva del Año Estacional vigente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS (Adicionadas por la Resolución 2777-01 del Administrador del Mercado Mayorista)

1. A partir de la aprobación y publicación en el Diario de Centro América de la presente modificación a la norma, el Administrador del Mercado Mayorista realizará las adecuaciones necesarias en sus diferentes procedimientos internos y tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para implementar lo indicado en el numeral A.8.3.9.
2. Para la siguiente Programación de Largo Plazo, después de la aprobación y publicación en el Diario de Centro América de la presente modificación de norma, se aplicará el numeral A.8.3.6.
3. **(Adicionado por el Artículo 3 de la resolución 3117-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para la aplicación del procedimiento del Anexo 8.4, para el primer semestre del Año Estacional 2024-2025 y por esta única vez, el AMM definirá plazos diferentes a los establecidos en este Anexo, pudiendo no incluir los efectos en las variables utilizadas para la elaboración del Informe de Costos Mayoristas que se deriven de la asignación de las unidades de Reserva Fría.

DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 1. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongán a la presente norma.

ARTICULO 2. PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir del uno de julio de dos mil uno y deberá publicarse en el Diario Oficial.

ARTICULO 3. 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 aprobarla.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecinueve de junio de dos mil uno.

Notas:

La Norma de Coordinación Comercial No. 8, Resolución del Administrador del Mercado Mayorista No. 216-04 fue modificada en el Numeral 8.2.2.3, en Resolución del Administrador del Mercado Mayorista No. 231-01 y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 82-2001, ambas publicadas en el Diario de Centro América el 8 de octubre de 2001. Además fue modificada en los numerales 8.2.2.1 y 8.2.2.2. del Apartado 8.2.2. Reserva Rodante Operativa, en resolución del Administrador del Mercado Mayorista No. 401-01 y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 71-2004, ambas publicadas en el Diario de Centroamérica el 21 de junio de 2004.

Las modificaciones realizadas a la Norma de Coordinación Comercial Número 8, contenidas en la resolución 658-05 del Administrador del Mercado Mayorista, fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante resolución CNEE100-2007, de fecha 12 de septiembre de 2007, publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007.

Las modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 8, contenidas en la resolución 658-05 del Administrador del Mercado Mayorista, se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009.

La Norma de Coordinación Comercial No.8 fue modificada en el numeral 8.2 y la adición de los Anexos 8.1, 8.2 y 8.3, de acuerdo con la resolución del AMM No. 1225-05 de fecha 30 de abril de 2013 y resolución CNEE 123-2013 de fecha 24 de mayo de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de mayo de 2013.

La Norma de Coordinación Comercial No.8 fue modificada en el numeral 8.2.2 y en el Anexo 8.1, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2407-01 de fecha 5 de junio de 2019 y resolución CNEE 294-2020 de fecha 1 de diciembre de 2020, ambas publicadas en el Diario Oficial el 4 de diciembre de 2020.

La Norma de Coordinación Comercial No.8 fue modificada en el numeral 8.2.4 y en el Anexo 8.3, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2777-01 de fecha 8 de julio de 2021 y resolución CNEE 198-2021 de fecha 10 de agosto de 2021, ambas publicadas en el Diario Oficial el 17 de agosto de 2021.

La Norma de Coordinación Comercial No.8 fue modificada en el numeral 8.2.6 y en el Anexo 8.4, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3117-02 de fecha 12 de diciembre de 2023 y Resolución CNEE-50-2024 de fecha 20 de febrero de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 29 de febrero de 2024.

La Norma de Coordinación Comercial No.8 fue modificada en los numerales 8.2 y 8.3, y en el Anexo 8.1, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3139-06 de fecha 17 de abril de 2024 y Resolución CNEE 128-2024 de fecha 14 de mayo de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 21 de mayo de 2024.