

—II—

En el presente caso, esta Corte estima que concurren los supuestos que prevé la norma legal citada, razón por la cual se decreta la suspensión provisional de las disposiciones denunciadas, como se indica en la parte resolutive del presente auto.

LEYES APLICABLES

Artículo citado, 139 y 179 de la Ley de Amparo, Exhibición Personal y de Constitucionalidad; 7 bis del Acuerdo 3-89 y 4 del Acuerdo 1-2013, ambos de la Corte de Constitucionalidad.

POR TANTO

La Corte de Constitucionalidad, con base en lo considerado y leyes citadas, resuelve: I) Por razón de la vacancia del cargo de la Vocalía IV, dispuesta por esta Corte mediante Acuerdo 5-2020, y por ausencia temporal de los Magistrados Dina Josefina Ochoa Escribá y Henry Philip Comte Velásquez, se integra el Tribunal con las Magistradas María Cristina Fernández García y María de los Angeles Araujo Bohr. II) Se decreta la suspensión provisional de los Artículos 13 y 14 contenidos en el Reglamento para la Venta, Distribución y/o Consumo de Bebidas Alcohólicas y Fermentadas en el municipio de San Miguel Petapa, del departamento de Guatemala. III) Se concede audiencia por quince días comunes a: i. Municipalidad de San Miguel Petapa del departamento de Guatemala, y ii. el Ministerio Público, por medio de la Fiscalía de Asuntos Constitucionales, Amparos y Exhibición Personal. Se adicionan dos días por razón del término de la distancia a favor de la autoridad edil citada, que deberá señalar lugar para recibir notificaciones dentro de la circunscripción de la sede de esta Corte; en caso de no hacerlo, se le continuará notificando por los estrados del Tribunal. IV) Notifíquese y publíquese en el Diario Oficial.

Firmado digitalmente por GLORIA PATRICIA PORRAS ESCOBAR Fecha: 24/11/2020 9:42:58 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

Firmado digitalmente por ROBERTO MOLINA BARRETO Fecha: 24/11/2020 9:44:39 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

Firmado digitalmente por JOSE FRANCISCO DE MATA VELA Fecha: 24/11/2020 9:45:58 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

Firmado digitalmente por MARIA DE LOS ANGELES ARAUJO BOHR Fecha: 24/11/2020 9:47:38 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

Firmado digitalmente por MARIA CRISTINA FERNANDEZ GARCIA Fecha: 24/11/2020 9:50:43 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

Firmado digitalmente por RUBEN GABRIEL RIVERA HERRERA Fecha: 24/11/2020 9:51:49 a. m. Razón: Aprobado Ubicación: Corte de Constitucionalidad

(E-1104-2020)-4-diciembre



Publica la Resolución CNEE-294-2020 de fecha 1 de diciembre de 2020 mediante la cual resuelve: Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8-, Cargo por Servicios Complementarios, emitida por El Administrador del Mercado Mayorista mediante la Resolución Número 2407-01 de fecha 5 de junio de 2019.

RESOLUCIÓN CNEE-294-2020
Guatemala, 1 de diciembre de 2020
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad -LGE-, en el artículo 4, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas -MEM-, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, teniendo entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su Reglamento, en materia de su competencia; así como la de emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento.

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 1, preceptúa que las Normas de Coordinación: "Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, este Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.". Asimismo, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-, en el artículo 13 literal j) establece lo siguiente: "Acciones de verificación. (Reformado por el artículo 5, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para cumplir con las funciones contenidas en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley y el presente Reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá ejecutar las siguientes acciones: (...) j) Aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones."

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 13, literal j) del RAMM, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista; por lo que, dicho ente operador remitió a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación, la nota identificada como GG-492-2019, la cual contiene la modificación a la Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8-, Cargo por Servicios Complementarios. Mediante dicha nota, el Administrador del Mercado Mayorista manifestó que, a través del Acta Número 2407, correspondiente a la sesión celebrada el cinco de junio de dos mil diecinueve, en su parte conducente, se encuentra la Resolución Número 2407-01, que textualmente indica: "...El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de sus facultades que le confiere la normativa (...) **RESUELVE: I) EMITIR: La Siguiente: MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8. CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS...**".

CONSIDERANDO:

Que el once de noviembre de dos mil veinte, la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos de esta Comisión, emitió el dictamen identificado como GTM-Dictamen-1165, en el cual opinó lo siguiente: "...**APROBAR** la propuesta de modificación a la Norma de Coordinación Comercial No.8 (NCC-08), denominada **CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (...)** Propuesta remitida por parte del Administrador del Mercado Mayorista mediante nota con referencia GG-492-2019. Lo anterior en observancia del literal j) del artículo 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista...". Asimismo, opinó que se debe instruir al AMM, que proceda de acuerdo con el artículo 20 literal k) del RAMM, para que realice una versión consolidada de la Norma relacionada. Por su parte, el trece de noviembre de dos mil veinte, la Gerencia Jurídica de esta Comisión emitió el dictamen jurídico identificado como GJ-Dictamen-14653, mediante el cual opinó que: "...es procedente que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emita resolución por medio de la cual apruebe la modificación propuesta por el Administrador del Mercado Mayorista, a la Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicios Complementarios, de conformidad con lo indicado el dictamen técnico identificado como GTM-Dictamen-1165 y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 13 literal j) del RAMM, puesto que no existen objeciones de carácter técnico...".

PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y normas citadas,

RESUELVE:

- I. Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8-, Cargo por Servicios Complementarios, contenida en la Resolución Número 2407-01 del Acta Número 2407, de la sesión celebrada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, de fecha cinco de junio de dos mil diecinueve, consistente en la modificación de la referida Norma, la cual se anexa a la presente resolución.
- II. Se instruye al Administrador del Mercado Mayorista para que realice una versión consolidada de la Norma de Coordinación Comercial a la que se hace referencia en el numeral romano I. anterior, de manera que en dicha versión se incorporen las modificaciones aprobadas mediante la presente resolución y las mismas se encuentren disponibles para todos los Participantes del Mercado Mayorista.
- III. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicios Complementarios, que no están siendo modificadas mediante la presente resolución, continúan vigentes e inalterables.
- IV. Notificar al Administrador del Mercado Mayorista para los efectos legales y su publicación correspondiente.

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

RESOLUCION NÚMERO 2407-01**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA****CONSIDERANDO:**

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

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1., del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1., del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que es necesario incorporar mejoras a la prestación del servicio de la Reserva Rodante Operativa, por lo que existe la necesidad de actualizar los márgenes de referencia de la reserva de acuerdo a los requerimientos actuales de operación del Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de realizar la coordinación de la operación dentro de los requerimientos de calidad del servicio y seguridad, asegurando el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista realizar la coordinación de la operación al mínimo costo, por lo que se identificaron mecanismos de mejora a la prestación del servicio de la Reserva Rodante Operativa, entre los cuales están la diferenciación de las magnitudes de reserva en sentidos para subir y para bajar generación, la optimización del punto de operación de las unidades generadoras que prestan el servicio de RRO dentro del proceso de optimización del despacho, así como mejorar los requisitos técnicos para la prestación del servicio obteniendo un desempeño más eficiente y permitiendo una mayor participación de generadores.

POR TANTO:

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

RESUELVE:**I) EMITIR:**

La Siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8.**CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

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

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

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

Cuando en una hora se verifique que una unidad generadora asignada al servicio de RRO no está participando en la regulación 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.

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

8.2.2.2 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.

Artículo 3. Se agrega el inciso (k), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

k) **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.

Artículo 4. Se agrega el inciso (l), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

l) **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.

Artículo 5. Se agrega el inciso (m), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

m) **Margen de potencia asignado para subir generación (o MRP_S):** Margen de regulación asignado al generador, destinado para subir generación bajo el AGC.

Artículo 6. Se agrega el inciso (n), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

n) **Margen de potencia asignado para bajar generación (o MRP_B):** Margen de regulación asignado al generador, destinado para bajar generación bajo el AGC.

Artículo 7. Se agrega el inciso (o), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

o) **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.

Artículo 8. Se agrega el inciso (p), del numeral A.8.1.1.4, el cual queda así:

p) **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.

Artículo 9. Se modifica el numeral A.8.1.1.6, el cual queda así:

A.8.1.1.6. MECANISMO DE VERIFICACIÓN.

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

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

Artículo 10. Se modifica el inciso a, del numeral A.8.1.1.7, el cual quedará así:

a) **Determinación del Servicio y Margen de Reserva Rodante Operativa.** El servicio de RRO prestado por una unidad generadora se considera como, el Margen de Potencia 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.

Artículo 11. Se modifica el inciso b, del numeral A.8.1.1.7, el cual queda así:

b) **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 a 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. 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.

Artículo 12. Se modifica el inciso d, del numeral A.8.1.1.7, el cual queda así:

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

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

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

$MPR_{t_{ih}}$ = 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.

Artículo 13. Se modifica el inciso b, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- b) 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.

Artículo 14. Se modifica el inciso d, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- d) 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.

Artículo 15. Se modifica el inciso e, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- e) 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.

Artículo 16. Se agrega el inciso i, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- i) La Banda Muerta de las unidades generadoras de operación bajo el AGC deberá ser menor a 0.1 MW

Artículo 17. Se agrega el inciso j, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- j) 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.

Artículo 18. Se agrega el inciso k, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- k) 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.

Artículo 19. Se agrega el inciso l, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- l) 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.

Artículo 20. Se agrega el inciso m, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- m) 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 SITR 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 generadas 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.

Artículo 21. Se modifica el inciso b, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

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

Artículo 22. Se agrega el inciso c, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- c) **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.

Artículo 23. Se agrega el inciso d, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- d) **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.

Artículo 24. Se agrega el inciso e, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- e) **Medición del margen y Rango de regulación.** Se determina la potencia mínima y máxima en la que la unidad generadora puede regular bajo AGC.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Se deberá considerar un período de 9 meses, contados a partir de la aprobación y publicación en el diario de Centro América, para que las centrales hidroeléctricas habilitadas para el servicio de la RRO, cumplan lo establecido en los numerales A.8.1.1.5 y A.8.1.2.1., en relación a la información que deberán enviar por medio de la telemetría hacia el SITR del AMM.

Así mismo, se deberá considerar un período de 6 meses, contados a partir de la aprobación y publicación en el diario de Centro América, para que los generadores habilitados para el servicio de RRO habiliten un canal de comunicación redundante con el Centro de Control de AMM que soporta la aplicación del AGC.

Artículo 25. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario de Centro América.

Artículo 26. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en el cumplimiento del Artículo 13, literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

(204088-2)-4-diciembre



Publica la Resolución CNEE-295-2020 de fecha 1 de diciembre de 2020 mediante la cual resuelve: Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-, Determinación de los Criterios de Calidad y niveles mínimos de servicio, emitida por El Administrador del Mercado Mayorista mediante la Resolución Número 2658-03 de fecha 19 de noviembre de 2020.