

RESOLUCIÓN CNEE-50-2024
Guatemala, 20 de febrero de 2024

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.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 1, define a las Normas de Coordinación como: "...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.". Por su lado, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-, en el artículo 1, define a las Normas de Coordinación Comercial como el conjunto de disposiciones y procedimientos que tienen por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 13, literal j) del RAMM, la CNEE debe ejecutar acciones de verificación, tales como aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, así como sus modificaciones. Para el efecto, el 21 de diciembre de 2023, el AMM remitió a la CNEE la nota identificada como GG-759-2023, mediante la cual solicitó la aprobación de las modificaciones a las siguientes Normas de Coordinación: Norma de Coordinación Comercial No. 5 -NCC 5- "Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas"; Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8- "Cargo por Servicios Complementarios"; Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3- "Coordinación de Servicios Complementarios"; y Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4- "Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio". Dichas modificaciones se encuentran contenidas en las Resoluciones 3117-01, 3117-02, 3117-03 y 3117-04, respectivamente, emitidas por la Junta Directiva del AMM, a través del Acta Número 3117, de la sesión celebrada el 12 de diciembre de 2023.

CONSIDERANDO:

Que el AMM en su solicitud manifestó que es necesario actualizar la regulación que rige el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el propósito de darle sostenibilidad a dicho mercado en el largo plazo, activando el Servicio Complementario de la Reserva Fría, por lo que es imperativo que dicho ente, en su responsabilidad de garantizar la seguridad y el

abastecimiento de energía eléctrica y en atención a las funciones establecidas en el artículo 44 de la LGE, debe realizar la evaluación de los resultados de la aplicación de las modificaciones normativas requeridas para determinar si el procedimiento planteado para la Reserva Fría es el adecuado o, en su caso, realizar posteriormente los ajustes que estime pertinentes. Lo anterior, tomando en cuenta que la determinación de los riesgos de desabastecimiento y la gestión de las fallas de larga y corta duración, conforme lo establecen los artículos 54, 60 y 61 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, son responsabilidad del AMM.

CONSIDERANDO:

Que, en virtud de lo constatado mediante el dictamen técnico emitido por la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos y dictamen jurídico emitido por la Gerencia Jurídica, ambas dependencias de la CNEE, se pudo determinar que es procedente emitir resolución por medio de la cual se aprueben las modificaciones presentadas por el Administrador del Mercado Mayorista.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confieren el artículo 4 de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

- I. Aprobar las modificaciones a las siguientes Normas de Coordinación, las cuales constan en el Acta Número 3117, correspondiente a la sesión celebrada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista de fecha 12 de diciembre de 2023:
 - a. Norma de Coordinación Comercial No. 5 -NCC 5- "Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas", contenida en la Resolución Número 3117-01 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo I de la presente resolución;
 - b. Norma de Coordinación Comercial No. 8 -NCC 8- "Cargo por Servicios Complementarios", contenida en la Resolución Número 3117-02 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo II de la presente resolución;
 - c. Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 3- "Coordinación de Servicios Complementarios", contenida en la Resolución Número 3117-03 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo III de la presente resolución; y

- d. Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4- "Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio", contenida en la Resolución Número 3117-04 emitida por el Administrador del Mercado Mayorista, cuyas modificaciones se encuentran en el Anexo IV de la presente resolución.
- II. Se instruye al Administrador del Mercado Mayorista para que realice una versión consolidada de las Normas de Coordinación Comercial y Operativa a las 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. El Administrador del Mercado Mayorista deberá cumplir con lo considerado en la presente resolución, en cuanto a realizar la evaluación de los resultados de la aplicación de las presentes modificaciones normativas.
- IV. Las demás disposiciones de las Normas de Coordinación Comercial Números 5 y 8 y, de las Normas de Coordinación Operativa Números 3 y 4, que no están siendo modificadas mediante la presente resolución, continúan vigentes e inalterables.
- V. Notificar al Administrador del Mercado Mayorista para los efectos legales y su publicación correspondiente.

NOTIFÍQUESE.



Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente



Ingeniera Claudia Marcela Peláez Pez
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director



Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

CNEE Comisión Nacional
de Energía Eléctrica
Guatemala

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO I. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 5

RESOLUCIÓN NÚMERO 3117-01

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 la literal a) del artículo 44, preceptúa que es a este 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 actualizar la regulación que rige el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el propósito de darle sostenibilidad a dicho mercado en el largo plazo.

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 artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

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

SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 5.

SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS

Artículo 1. Se modifica el numeral 5.3.7, el cual queda así:

5.3.7 Por la generación de unidades generadoras requeridas para mantener Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida y Reserva Fría.

Artículo 2. Se modifica el numeral 5.4.7, el cual queda así:

5.4.7 Los sobrecostos por Generación Forzada por requerimiento de Reserva Rodante Operativa, la energía proveniente de la Reserva Rápida y de la Reserva Fría, serán pagados por los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha Generación Forzada. Los sobrecostos por Generación Forzada por Reserva Rodante Operativa que sea requerida como consecuencia de las características de consumo de un participante consumidor serán pagados por dicho participante, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.

Artículo 3. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 4. APROBACIÓN. 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.

ANEXO II. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8

RESOLUCIÓN NÚMERO 3117-02

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en la literal a) del artículo 44, preceptúa que es a este 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 actualizar la regulación que rige el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el propósito de darle sostenibilidad a dicho mercado en el largo plazo.

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 artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO. 8.

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se agrega el numeral 8.2.6, con el siguiente texto:

8.2.6 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.

Artículo 2. Se agrega el anexo 8.4, con el siguiente texto:

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:

- a. La oferta será por la totalidad de la Oferta Firme u Oferta Firme Eficiente de la unidad para el periodo ofertado.
- b. 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.

- c. Para el periodo mayo-octubre, la oferta deberá presentarse dentro de los plazos de la Programación de Largo Plazo.
- d. 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 el 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:

PMRF _s =	Precio Máximo de Reserva Fría fijado por el Costo Financiero por Reserva Fría para el semestre s.
CF _s =	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,

MaxCIC _s =	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,

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

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.

Artículo 3. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

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.

Artículo 4. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 5. APROBACIÓN. 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.

ANEXO III. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 3

RESOLUCIÓN NÚMERO 3117-03

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en la literal a) del artículo 44, preceptúa que es a este 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 actualizar la regulación que rige el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el propósito de darle sostenibilidad a dicho mercado en el largo plazo.

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 artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 3.

COORDINACION DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 1. Se agrega la literal (f) al numeral 3.1.2, con el siguiente texto:

(f) reserva fría.

Artículo 2. Se agrega el numeral 3.8, con el siguiente texto:

3.8 Reserva Fría

Las unidades de Reserva Fría están previstas para disponer de energía para cubrir fallas de Larga Duración que permita garantizar el abastecimiento de la demanda o cuando ocurran condiciones de abastecimiento críticas no esperadas derivadas del déficit sostenido de energía renovable, fallas mayores de centrales generadoras, fallas de líneas de transmisión que afecten la disponibilidad de la generación en el S.N.I. o interconexiones internacionales. En ese sentido, las unidades de Reserva Fría se convocarán por el AMM cuando se identifique cualquiera de dichas situaciones.

En caso de que se prevea que las condiciones de déficit puedan durar más de seis semanas, el AMM notificará a los Participantes Productores para que tomen en consideración dicha condición extraordinaria y tomen las acciones necesarias para participar en el Despacho Económico ajustado a las nuevas condiciones de operación.

El AMM elaborará el redespacho económico con el objeto de retirar del despacho a las unidades generadoras que prestan el servicio de Reserva Fría en un tiempo no mayor de seis semanas.

No obstante, dependiendo de las características de las unidades de Reserva Fría, estas podrán convocarse en condiciones de déficit de potencia cuando se haya agotado la RRA y no existan otras unidades que puedan ser convocadas.

En cualquier caso, el uso de la Reserva Fría deberá orientarse a garantizar el abastecimiento de energía de la demanda al mínimo del costo total de la operación, considerando las previsiones de disponibilidad de generación y de demanda.

Artículo 3. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 4. APROBACIÓN. 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.

ANEXO IV. NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 4

RESOLUCIÓN NÚMERO 3117-04

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en la literal a) del artículo 44, preceptúa que es a este 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 actualizar la regulación que rige el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el propósito de darle sostenibilidad a dicho mercado en el largo plazo.

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 artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:

EMITIR:

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 4.

DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO

Artículo 1. Se modifica la literal (c) del numeral 4.3.1, el cual queda así:

- (c) Reserva Fría, definida como el conjunto de unidades de generación que será utilizada 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 unidad de Reserva Fría debe ser arrancada y conectada al SNI según el tiempo de sincronización en condición fría de cada unidad.

Artículo 2. Se elimina el numeral 4.3.2.3.

Artículo 3. Se modifica el numeral 4.3.2.4, cuya numeración será 4.3.2.3.

Artículo 4. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente modificación de norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial.

Artículo 5. APROBACIÓN. 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.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 09 horas con 24 minutos del día 22 de febrero de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-50-2024** de fecha **20 de febrero de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Administrador del Mercado Mayorista - AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Sofía Sazo, quien de enterado

SI () – NO () firma DOY FE.

ADMINISTRADOR DEL MERCADO
MAYORISTA

f. 
Sofía Sazo
Notificado

f. 
Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4575

Exp. GTM-24-3

WV


Carlos Soyos
Mensajero Notificador

AMM RECIBIDO 22FEB'24 9:28